

ТЕХНИЧЕСКИЙ
СПРАВОЧНИК
ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНИКА



Транскондориздат



**ТЕХНИЧЕСКИЙ
СПРАВОЧНИК
ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНИКА**



ТЕХНИЧЕСКИЙ СПРАВОЧНИК ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНИКА

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Р. Г. ГРАНОВСКИЙ, К. Г. МАРКВАРТ,
А. И. ТИЩЕНКО



ГОСУДАРСТВЕННОЕ ТРАНСПОРТНОЕ
ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО
Москва 1956

ТЕХНИЧЕСКИЙ СПРАВОЧНИК ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНИКА

Том 10

ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ
ЖЕЛЕЗНЫХ
ДОРОГ

72
AS2
1964

971,

Ответственный редактор тома
проф., доктор техн. наук
К. Г. МАРКВАРДТ

*

ГОСУДАРСТВЕННОЕ ТРАНСПОРТНОЕ
ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО
Москва · 1956

625/0891

Т 38



АВТОРЫ ТОМА

И. И. БЕНЕШЕВИЧ, канд. техн. наук; Н. М. БОГИН, канд. техн. наук; Е. И. БЫКОВ, инж.; И. И. ВЛАСОВ, канд. техн. наук; М. Е. ГРИЦЕВСКИЙ, инж.; Л. О. ГРУБЕР, инж.; В. Г. ГУРВИЧ, инж.; В. Н. ДАВЫДОВ, инж.; И. М. ЕРШОВ, канд. техн. наук; С. Н. ЗАСОРИН, канд. техн. наук; И. И. ИВАНОВ, канд. техн. наук; А. А. КРАУКЛИС, инж.; Л. Б. КРОТОВ, инж.; В. Б. ЛАПИН, инж.; В. П. ЛАСТОВСКИЙ, доц.; Н. И. ЛАТУНИН, инж.; К. Г. МАРКВАРДТ, проф., доктор техн. наук; М. И. МИХАЙЛОВ, проф., доктор техн. наук; В. А. НИКАНОРОВ, инж.; К. Н. ОСКОЛКОВ, инж.; Л. И. ОХОШИН, инж.; К. А. ПАРФЕНОВ, доц., канд. техн. наук; Л. М. ПЕРЦОВСКИЙ, инж.; И. П. ПОПОВ, инж.; Б. Г. ПОРШНЕВ, инж.; М. П. РАТНЕР, инж.; Г. И. РОССИЕВСКИЙ, доц., канд. техн. наук; И. И. РЫКОВ, канд. техн. наук; И. Я. РЫШКОВСКИЙ, доц., канд. техн. наук; А. Я. РЯБКОВ, проф.; С. А. ТАГЕР, канд. техн. наук; М. М. ХАЗЕН, проф., доктор техн. наук; М. А. ЧЕРНЫШЕВ, доктор техн. наук; Л. Е. ЭБИН, проф., доктор техн. наук; В. Н. ЮРЕНЕВ, доц.



РЕЦЕНЗЕНТЫ ТОМА

Планирование и проектирование электрических железных дорог: Н. П. БЕЛЕНЬКИЙ, канд. техн. наук; Л. О. ГРУБЕР, инж. *Системы энергоснабжения электрических железных дорог:* Б. Е. ГЕРОНИМУС, канд. техн. наук; М. Е. КРЕСТЬЯНОВ, доц., канд. техн. наук; Н. Н. СИДОРОВ, доц., канд. техн. наук. *Влияние электрических железных дорог на подземные сооружения и провода связи:* Б. Е. ГЕРОНИМУС, канд. техн. наук; Л. Б. КРОТОВ, инж.; В. Б. ЛАПИН, инж.; М. В. МАРКОВ, инж. *Электрические сети и линии:* М. А. ПЕТРОВ, проф., доктор техн. наук; В. Н. СТЕПАНОВ, проф. *Контактная сеть:* И. И. ВЛАСОВ, канд. техн. наук; Л. А. ВИСЛОУХ, инж.; П. Г. ФЕДОРОВ, инж. *Электрическая часть электростанций и подстанций:* Ш. М. ПЕРСКИЙ, инж.; А. Я. РЯБКОВ, проф.; И. Я. РЫШКОВСКИЙ, доц., канд. техн. наук; В. Н. СТЕПАНОВ, проф.; А. А. ТАЙЦ, канд. техн. наук. *Тяговые подстанции:* С. Н. ЗАСОРИН, канд. техн. наук; А. Ф. ПРОНТАРСКИЙ, канд. техн. наук; Г. И. ЧЕРНОМОРДИК, проф., доктор техн. наук. *Автоматика и телемеханика:* К. Г. КУЧМА, инж.; Б. В. КУЗЬМИН, инж. *Теплосиловые установки:* С. С. АРАНОВИЧ, доц., канд. техн. наук; Н. И. ЛЕБЕДЕВ, канд. техн. наук; М. В. ЛЕБЕДЕВ, инж.; Г. А. МАТВЕЕВ, инж.; С. А. ТАГЕР, канд. техн. наук; В. Н. ЮРЕНЕВ, доц.



РЕДАКТОРЫ ТОМА

Планирование и проектирование электрических железных дорог: И. И. БЕНЕШЕВИЧ, канд. техн. наук; И. П. ИСАЕВ, доц., канд. техн. наук. *Системы энергоснабжения электрических железных дорог:* И. И. БЕНЕШЕВИЧ, канд. техн. наук; В. Ф. КЛИМОВ, доц., канд. техн. наук; В. Б. ЛАПИН, инж. *Влияние электрических железных дорог на подземные сооружения и провода связи:* М. В. МАРКОВ, инж.; В. К. КАЛИНИН, инж. *Электрические сети и линии:* В. Н. СТЕПАНОВ, проф.; Н. И. СИДОРОВ, инж. *Контактная сеть:* И. И. БЕНЕШЕВИЧ, канд. техн. наук. *Электрическая часть электростанций и подстанций:* И. И. БЕНЕШЕВИЧ, канд. техн. наук; Б. Е. ГЕРОНИМУС, канд. техн. наук; В. Б. ЛАПИН, инж.; Л. М. ПЕРЦОВСКИЙ, инж. *Тяговые подстанции:* И. И. БЕНЕШЕВИЧ, канд. техн. наук. *Автоматика и телемеханика:* Л. О. ГРУБЕР, инж. *Теплосиловые установки:* В. Н. ЮРЕНЕВ, доц.; Н. И. СИДОРОВ, инж.



СОДЕРЖАНИЕ



	Стр.		Стр.
От редакции десятого тома	7	Расчет влияния контактных сетей на цепи связи (проф., доктор техн. наук Михайлов М. И.)	184
ПЛАНИРОВАНИЕ И ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ		ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ И ЛИНИИ	
Приближенные расчеты основных технико-экономических показателей электрифицируемых линий (инж. Перцовский Л. М.) . . .	9	Электрический расчет местных электрических сетей и линий электропередач (проф. Рябков А. Я.)	199
Проектирование электрических железных дорог (инж. Давыдов В. Н.)	14	Провода, кабели и их прокладка (инж. Грубер Л. О.)	213
СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ		Потребители электроэнергии железнодорожных узлов (инж. Латунин Н. И., инж. Охотин Л. И.)	231
Системы первичного энергоснабжения электрических железных дорог (проф., доктор техн. наук Марквардт К. Г.)	31	КОНТАКТНАЯ СЕТЬ	
Схемы питания контактной сети электрических железных дорог (проф., доктор техн. наук К. Г. Марквардт	36	Устройство и механические расчеты контактных подвесок (канд. техн. наук Власов И. И.)	269
Условия работы и расчета систем энергоснабжения электрических железных дорог (проф., доктор техн. наук Марквардт К. Г.)	38	Поддерживающие устройства контактной сети (канд. техн. наук Власов И. И.)	289
Работа системы энергоснабжения при рекуперации энергии (проф., доктор техн. наук Марквардт К. Г.)	43	Опоры контактной сети и их расчет (инж. Поршнев Б. Г.)	295
Методы расчета систем энергоснабжения электрических железных дорог (проф., доктор техн. наук Марквардт К. Г.)	47	Железобетонные опоры контактной сети (канд. техн. наук Богин Н. М.)	333
Электрические расчеты контактных сетей однофазного тока (доц., канд. техн. наук Парфенов К. А.)	88	Секционирование контактной сети (канд. техн. наук Власов И. И.)	342
Защита систем энергоснабжения электрических железных дорог от токов короткого замыкания (проф., доктор техн. наук Марквардт К. Г.)	96	Рельсовые цепи и заземления (канд. техн. наук Власов И. И.)	349
Перенапряжения в электротяговых устройствах (канд. техн. наук Рыков И. И.) . . .	103	Трассировка контактной сети (канд. техн. наук Власов И. И.)	351
Несимметрия в сетях энергоснабжения, вызванная нагрузками тяги на однофазном переменном токе промышленной частоты (доктор техн. наук Эбин Л. Е.)	122	Монтаж контактной сети (канд. техн. наук Власов И. И.)	356
Контактная сеть метрополитена (питание, секционирование и защита) (инж. Быков Е. И., инж. Гурвич В. Г.)	140	Эксплуатация контактной сети (канд. техн. наук Власов И. И.)	363
ВЛИЯНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ НА ПОДЗЕМНЫЕ СООРУЖЕНИЯ И ПРОВОДА СВЯЗИ		Испытания оборудования и устройств контактной сети (инж. Лапин В. Б.)	375
Влияние электрической тяги на подземные сооружения (проф., доктор техн. наук Марквардт К. Г.)	149	Устройство и эксплуатация контактной сети метрополитена (инж. Быков Е. И., инж. Гурвич В. Г.)	379
Защита металлических сооружений на электрифицированных участках магистральных и пригородных железных дорог от коррозии, вызываемой блуждающими токами (канд. техн. наук Еришов И. М.)	158	ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ	
Влияние блуждающих токов на сооружения и устройства метрополитена (инж. Кротов Л. Б.)	173	Токи короткого замыкания и выбор аппаратов (инж. Грубер Л. О.)	395
		Изоляторы (инж. Грубер Л. О.)	409
		Аппараты высокого напряжения (инж. Грубер Л. О.)	414
		Аппараты низкого напряжения (инж. Грубер Л. О.)	458
		Схемы первичной коммутации электростанций и подстанций (проф. Рябков А. Я.) . .	470
		Распределительные устройства электростанций и подстанций (инж. Грубер Л. О., доц. Ластовский В. П.)	476
		Собственные нужды электростанций и подстанций (проф. Рябков А. Я., инж. Грубер Л. О.)	489

	Стр.		Стр.
Релейная защита установок переменного тока (кроме электротяговых устройств) (канд. техн. наук Рычковский И. Я.)	497	АВТОМАТИКА И ТЕЛЕМЕХАНИКА	
Испытания электрического оборудования (инж. Лапин В. Б.)	513	Автоматическое управление тяговыми подстанциями (канд. техн. наук Засорин С. Н.)	651
Масляное хозяйство электрических станций и подстанций (инж. Грубер Л. О.)	550	Телемеханические устройства (канд. техн. наук Бенешевич И. И.)	667
Эксплуатация железнодорожных электростанций и подстанций (канд. техн. наук Иванов И. И.)	569	ТЕПЛОСИЛОВЫЕ УСТАНОВКИ	
Примеры выполнения трансформаторных подстанций метрополитена (инж. Осолов К. Н.)	607	Топочные устройства (канд. техн. наук Тагер С. А.)	704
ТЯГОВЫЕ ПОДСТАНЦИИ		Котельные установки (инж. Крауклис А. А.)	752
Преобразователи тока для тяговых подстанций (доктор техн. наук Чернышев М. А.)	614	Автоматизация котельных установок (доц. Юрнев В. Н.)	811
Примеры выполнения тяговых подстанций электрических железных дорог (инж. Грубер Л. О.)	625	Топливное хозяйство котельных и электростанций (инж. Ратнер М. П.)	849
Передвижные тяговые подстанции (инж. Никаноров В. А.)	640	Золотулавливание (инж. Ратнер М. П.)	891
Эксплуатация тяговых подстанций (инж. Перцовский Л. М.)	645	Шлако-золотуудаление из котельных и электростанций (инж. Ратнер М. П.)	903
		Паротурбинные установки (проф., доктор техн. наук Хазен М. М.)	927
		Локомотивные установки (инж. Грицевский М. Е.)	981
		Установки с двигателями внутреннего сгорания (канд. техн. наук Россиевский Г. И.)	1007
		Ремонт двигателей внутреннего сгорания (инж. Попов И. П.)	1059

ОТ РЕДАКЦИИ ДЕСЯТОГО ТОМА

В десятом томе Технического справочника железнодорожника (ТСЖ) собраны и обобщены материалы по вопросам энергоснабжения железнодорожного транспорта.

При составлении десятого тома ТСЖ были использованы Правила технической эксплуатации железных дорог Союза ССР, действующие технические условия, инструкции, приказы Министерства путей сообщения, ОСТы, ГОСТы и литературные источники.

Содержание тома отражает достижения отечественных ученых, инженеров, изобретателей и новаторов производства в области энергоснабжения железных дорог Союза ССР, а также достижения зарубежной техники.

В главе «Приближенные расчеты основных технико-экономических показателей электрифицированных линий» приведена упрощенная методика определения параметров, характеризующих работу устройств энергоснабжения, применяемая при перспективном планировании.

В главе «Проектирование электрических железных дорог» приведены действующие положения по составлению и утверждению проектов электрификации, состав проектного задания, краткая характеристика технических условий проектирования и технико-экономические показатели по электрификации железных дорог.

В главе «Системы первичного энергоснабжения электрических железных дорог» рассмотрены примерные конфигурации сетей первичного энергоснабжения и проводится сравнение этих сетей по основным показателям.

В главе «Условия работы и расчета систем энергоснабжения электрических железных дорог» рассматриваются режим напряжения в контактной сети, условия работы и расчета элементов систем, выбор сечения проводов контактной сети и мощности тяговых подстанций постоянного тока.

В главе «Работа системы энергоснабжения при рекуперации энергии» приводятся основные характеристики приемных устройств, соображения по их выбору и расчету.

В главе «Методы расчета систем энергоснабжения электрических железных дорог» приведены классификация и общая характеристика методов и расчетные формулы.

В главе «Электрические расчеты контактных сетей однофазного тока» приведены расчетные формулы для определения постоянных контактных сетей и описана методика расчета потерь напряжения и мощности в сетях.

Глава «Защита систем энергоснабжения электрических железных дорог от токов короткого замыкания» посвящена описанию особенностей защиты тяговых сетей и расчетов от токов короткого замыкания.

В главе «Перенапряжения в электротяговых устройствах» рассмотрены атмосферные перенапряжения от прямого удара молнии, индуктированные и внутренние перенапряжения и защита электротяговых устройств от перенапряжений.

В главе «Несимметрия в сетях энергоснабжения, вызванная нагрузками тяги на однофазном переменном токе промышленной частоты» приведены формулы для определения несимметричных токов и напряжений и примеры расчета.

В конце раздела описаны схемы питания и секционирования и защита контактной сети метрополитена.

В главе «Влияние электрической тяги на подземные сооружения» показаны принципиальные схемы протекания токов, распределения потенциалов и токов в рельсовой цепи и приведены расчетные формулы.

В главе «Защита металлических сооружений на электрифицированных участках магистральных и пригородных железных дорог от коррозии, вызываемой блуждающими токами» приведены основные технические требования к защите и к защитным мероприятиям и методы измерения блуждающих токов.

Глава «Влияние блуждающих токов на сооружения и устройства метрополитена» посвящена особенностям по измерению и снижению блуждающих токов на метрополитене.

В главе «Расчет влияния контактных сетей на цепи связи» приведены общие уравнения влияния контактной сети на цепи связи и рассмотрены мероприятия по уменьшению опасного и мешающего электромагнитного влияния на цепи связи воздушных и кабельных линий.

В главе «Электрический расчет местных электрических сетей и линий электропередач» приведены основные способы и формулы расчетов.

В главе «Провода, кабели и их прокладка» приведены основные конструктивные данные голых проводов, кабелей, шин и способы их прокладки.

В главе «Потребители электроэнергии железнодорожных узлов» даны характеристики потребителей электроэнергии и приведены характерные графики электрических нагрузок; выбор напряжения и схемы электроснабжения; основные данные электродвигателей, электрической аппаратуры, электрифицированного инструмента и осветительных приборов.

Раздел «Контактная сеть» посвящен устройству и механическому расчету контактных подвесок, поддерживающих устройств, опор, секционных изоляторов и разъединителей, рельсовых цепей и цепей заземления; трассировке и монтажу контактной сети.

В конце раздела приведены краткие сведения об организации эксплуатации контактной сети; характеристика основных работ; проверка и испытание устройств контактной сети при приемке в эксплуатацию; правила и нормы содержания технических средств для монтажа и эксплуатации контактной сети.

В главе «Токи короткого замыкания и выбор аппаратов» описаны методы вычисления токов короткого замыкания и проверки высоковольтных аппаратов и токоведущих частей на термическую и динамическую устойчивость.

В главах «Изоляторы», «Аппараты высокого напряжения» и «Аппараты низкого напряжения» приведены данные по основной аппаратуре электрических станций и подстанций.

В главах «Схемы первичной коммутации электростанций и подстанций» и «Распределительные устройства электростанций и подстанций» рассмотрены основные требования, предъявляемые к распределительным устройствам, и приведены типовые схемные и конструктивные решения.

В главе «Собственные нужды электростанций и подстанций» приведены схемы питания собственных нужд, основные данные аккумуляторных батарей и зарядных агрегатов.

В главе «Релейная защита установок переменного тока» описаны основные типы защит, применяемых на подстанциях, и приведены расчеты этих защит.

В главе «Испытания электрического оборудования» приведены объем, сроки и нормы испытаний генераторов, воздушных и силовых кабельных линий, распределительных устройств, силовых выключателей, быстродействующих выключателей, силовых и измерительных трансформаторов, устройств защиты от перенапряжений заземляющих устройств, сетей низкого напряжения, щитов управления, реле и защитных средств.

В главе «Масляное хозяйство электростанций и подстанций» описаны оборудование масляного хозяйства, очистка, сушка и регенерация масел, сушка трансформаторов и приведены нормы расхода трансформаторного и турбинного масла в эксплуатации.

В главе «Эксплуатация железнодорожных электростанций и подстанций» рассматриваются режимы работы, способы наивыгоднейшего распределения нагрузки между агрегатами, организация ремонта, эксплуатационные испытания и основные показатели работы электрических станций.

В конце раздела «Электрическая часть электростанций и подстанций» приведены примеры выполнения трансформаторных подстанций метрополитена.

В разделе «Тяговые подстанции» описаны преобразователи тока, эксплуатация тяговых подстанций и приведены примеры выполнения стационарных и передвижных тяговых подстанций.

В разделе «Автоматика и телемеханика» рассматриваются устройства и схемы автоматического и телемеханического управления и контроля работы элементов систем энергоснабжения электрических железных дорог.

В разделе «Теплосиловые установки» описаны точечные устройства, котельные установки, автоматизация котельных установок, топливное хозяйство котельных и электростанций, золоулавливание, шлако-золоудаление, паротурбинные и локомотивные установки и установки с двигателями внутреннего сгорания.

Редакция десятого тома ТСЖ просит читателей все замечания и пожелания направлять в Трансжелдориздат.

ПЛАНИРОВАНИЕ И ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ



ПРИБЛИЖЁННЫЕ РАСЧЁТЫ ОСНОВНЫХ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИФИЦИРУЕМЫХ ЛИНИЙ

МЕТОДИКА РАСЧЁТОВ

Методика приближённых расчётов разработана на основе анализа и обобщения данных эксплуатации и опыта проектирования электрических железных дорог и позволяет при ограниченной затрате времени производить все необходимые подсчёты для плановых целей с достаточной степенью точности.

Перечень исходных данных, необходимых для производства расчётов, приведён в табл. 1.

Расчётные размеры движения в период интенсивных перевозок и проверка пропускной способности. Потребная пропускная способность $N_{потр}$ определяется по формуле

$$N_{потр} = (n_{гр} + n_{сб} \epsilon_{сб} + n_{пасс} \epsilon_{пасс}) \kappa_{рез},$$

где $n_{гр}$ — число пар грузовых поездов, определяемое из выражения

$$n_{гр} = \frac{\Gamma_m \kappa_n}{365 Q_{бр} \gamma},$$

где $Q_{бр}$ — вес грузового поезда в т; может быть найден в зависимости от l_p (см. ТСЖ, т. 9);

γ — коэффициент, учитывающий вес тары в поезде, может быть принят в среднем равным 0,67;

$\epsilon_{сб}, \epsilon_{пасс}$ — коэффициенты съёма грузовых поездов сборными и пассажирскими (см. ТСЖ, т. 13);

$\kappa_{рез}$ — коэффициент резерва.

Наличная пропускная способность $N_{нал}$ (по перегонам) определяется по формуле

$$N_{нал} = \frac{1440}{T},$$

где T — период графика в мин.

Для однопутных линий при парном графике

$$T = t' + t'' + \tau_{р.з} + (\tau_1 + \tau_2).$$

Здесь

$$(t' + t'' + \tau_{р.з}) \approx \frac{2l_p 60}{(1,1 \div 1,2) v_p} \text{ мин.},$$

где t' и t'' — время движения с ходовой скоростью по перегону в прямом и обратном направлении;

$\tau_{р.з}$ — время разгона и замедления;

l_p — длина лимитирующего перегона в км;

$(\tau_1 + \tau_2)$ — станционные интервалы (см. ТСЖ, т. 13);

v_p — скорость на расчётном подъёме, принимаемая равной скорости при часовом режиме тяговых двигателей.

Таблица 1

Исходные данные

Расчётная величина	Измеритель	Обозначение
Длина электрифицируемой линии	км	L
Число главных путей	—	—
Руководящий (расчётный) подъём	‰	i_p
Длина лимитирующего перегона	км	ϵ_p
Размеры перевозок, планируемые на 2-й и 10-й год эксплуатации линии, при электрической тяге:		
а) грузопоток в грузонаправленном направлении (нетто)	млн. т/год	Γ_m
б) то же в обратном направлении	—	Γ_o
в) количество пар пассажирских поездов в сутки	—	$n_{пасс}$
г) средний вес пассажирского поезда	т	$Q_{пасс}$
д) количество сборных поездов в сутки	—	$n_{сб}$
е) коэффициент месячной неравномерности перевозок	—	κ_n
Длина станционных путей	м	$l_{ст}$
Система сношения по движению поездов (существующая и перспективная)	—	—
Серия электроваз и его вес	т	P
Расход условного топлива на линии при паровой тяге на 10 000 ткм брутто	кг	$Q_{пар}$
Технический эквивалент топлива	—	Δt
Расход условного топлива на выработку одного кат.ч в энергосистеме, от которой будет получать электроэнергию электрифицируемая линия	кг/кат.ч	$a_{ст}$
Доля участия гидроэлектростанций в балансе выработки электроэнергии по энергосистеме	—	φ

Для двухпутных линий при полуавтоматической блокировке

$$T = t + \tau_n,$$

где

$$t \approx \frac{l_p \cdot 60}{(1,1 \div 1,2) v_p},$$

τ_n — интервал попутного следования.

Эксплуатируемый парк электровозов определяется по коэффициенту потребности на пару поездов. При этом время оборота локомотива T_o определяется по выражению

$$T_o = \frac{2l_m}{v_y} + c,$$

где l_m — тяговое плечо в км;

v_y — участковая скорость в км/час, определяемая из выражения

$$v_y = k_y v_x;$$

c — время стоянки локомотива на промежуточных станциях, в основном депо и пункте оборота.

Ходовая скорость для грузовых поездов v_x в предположении, что вес поезда выбран из условия полного использования сцепного веса электровоза, может быть ориентировочно подсчитана по выражениям, приведённым в табл. 2.

Таблица 2

Формулы подсчёта ходовых скоростей для грузовых поездов

Серия электровоза	Однопутные линии	Двухпутные линии
ВЛ22м	$v_x = (1,15 \div 1,25) v_p$	$v_x = (1,2 \div 1,3) v_p$
Н8 и ВЛ23	$v_x = (1,30 \div 1,40) v_p$	$v_x = (1,35 \div 1,45) v_p$

Примечание. Меньшие коэффициенты относятся к линиям с i_p до 6—7‰.

Коэффициент участковой скорости k_y для однопутных линий может быть принят равным 0,70—0,75 и для двухпутных — 0,85—0,95; определение величины c см. ТСЖ, т. 13.

Электропотребление характеризуется годовым расходом энергии A и потребной мощностью от электростанций W_{\max} .

Годовое потребление электроэнергии на электрифицированной линии определяется по формуле

$$A = M a 10^{-3} \text{ млн. кВт-ч/год},$$

где M — пробег всех поездов в млн. ткм брутто (включая вес электровоза) за год;

a — удельный расход электроэнергии в Вт-ч/ткм.

Пробег грузовых поездов в ткм брутто

$$M_{zp} = [\Gamma_m (1 + 2\alpha) + \Gamma_o] L,$$

где α — коэффициент, учитывающий вес тары вагонов и электровоза в поезде, принимается в соответствии с величиной руководящего подъёма по следующим данным:

i_p ‰	4—5	6—7	8—9	10—11	12	14
α	0,46	0,49	0,50	0,52	0,53	0,54

Пробег пассажирских поездов в млн. ткм брутто за год

$$M_{nacc} = 2n_{nacc} \cdot 365 (P + Q_{nacc}) L \cdot 10^{-6}.$$

При $(P + Q_{nacc})$ от 800 до 1 100 м;

$$M_{nacc} (0,58 \div 0,80) n_{nacc} L \text{ млн. ткм брутто.}$$

Удельный расход энергии с учётом потерь в контактной сети и на тяговых подстанциях, а также потребления электроэнергии на собственные нужды электровоза находится из выражения

$$a = 4 (w_{cp} + i_a) \text{ Вт-ч/ткм},$$

где w_{cp} — среднее удельное сопротивление движению поезда, принимаемое в зависимости от ходовой скорости грузовых поездов согласно следующим данным:

Ходовая скорость в км/час	40	50	60	70
w_{cp} кг/т	2,5	2,8	3,1	3,5

Величина эквивалентного подъёма i_a в первом приближении может быть оценена в зависимости от руководящего подъёма линии по данным:

i_p в ‰	4	6	8	10	12	14
i_a в ‰	0,5	0,8	1,2	1,6	1,8	2,0

Мощность, необходимая на электростанциях для питания электрифицированной линии, определяется, как максимальная часовая мощность, по формуле

$$W_{\max} = \frac{A}{T_{\max}},$$

где T_{\max} — число часов использования максимальной мощности, принимаемое в зависимости от величины годового расхода энергии по данным:

А в млн. кВт-ч/год	до 25	40	55	75	100	120 и более
T_{\max} часов . . .	4 500	5 000	5 250	5 500	5 750	6 000

УСТРОЙСТВА ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

Размещение тяговых подстанций, определение их мощности и выбор сечения проводов контактной подвески производятся в зависимости от величины годового потребления электроэнергии, отнесённого к 1 км эксплуатационной длины электрифицированной линии:

$$A_1 \frac{\text{тыс. кВт-ч}}{\text{км-год}}.$$

Таблица 3.

Расстояние между тяговыми подстанциями в зависимости от величины годового потребления электроэнергии на 1 км линии

A_1 тыс. квт·ч км·год	До 200	200—400	400—800	800—1 200	1 200—1 600	1 600—2 000
l_n — расстояние между подстанциями в км	33—28	28—26	26—24	24—22	22—20	20—18

Примечание. Величина A_1 принимается для размеров перевозок 10-го года эксплуатации линии на электрической тяге.

Расстояние между тяговыми подстанциями рекомендуется принимать по данным табл. 3.

При указанных средних расстояниях между подстанциями число устанавливаемых на них преобразовательных агрегатов, в зависимости от удельного электропотребления на 2-й год эксплуатации можно принимать по табл. 4.

Таблица 4

Число устанавливаемых агрегатов на каждой тяговой подстанции (включая один резервный)

A_1 тыс. квт·ч км·год	Число агрегатов при трансформаторах типа	
	ТМР-3200	ТМР-5600
До 200	2	—
200—800	3	—
800—1 200	4	3
1 200—2 000	—	4

Для двухпутных линий с автоблокировкой следует проверить выбранное по табл. 4 количество агрегатов на движение поездов с интервалами попутного следования $\theta = 8 \div 10$ мин., определяя нагрузку подстанции по формуле:

$$W = 2 \frac{60}{\theta} (P + Q)_{cp} a l_n \cdot 10^{-3} \text{ квт},$$

где $(P + Q)_{cp}$ — средний вес грузового поезда для обоих направлений;

l_n — расстояние между подстанциями.

При этой проверке нагрузка подстанций сопоставляется с установленной мощностью преобразовательных агрегатов подстанции при условии использования их длительной нагрузочной способности.

Сечение проводов контактной сети при указанных выше средних расстояниях между подстанциями в зависимости от величины A_1 на 2-й год эксплуатации можно принимать по данным табл. 5.

Экономия топлива ΔG определяется как разность между расходом топлива на паровозах $G_{пар}$ и на электростанциях $G_{ст}$ при выполнении заданных размеров перевозок паровой и электрической тягой, т. е.

$$\Delta G = G_{пар} - G_{ст}.$$

Таблица 5

Сечение контактной сети и марки проводов

A_1 тыс. квт·ч км·год	Сечение проводов (в медном эквиваленте) в мм ²	Марки проводов
Однопутные линии		
До 300	220	М-120+ТФ-100
300—500	320	М-120+2×ТФ-100
500—700	415—440	М-120+2×ТФ-100+ +А-150 или А-185
Двухпутные линии		
До 500	220	М-120+ТФ-100
500—1 000	320	М-120+2×ТФ-100
1 000—1 500	440	М-120+2×ТФ- -100+А-185
1 500—2 000	560	М-120+2×ТФ- 100+2×А-185

Примечание. Данные, приведенные для двухпутных линий, соответствуют случаю узлового питания.

Расход топлива при паровой тяге определяется в тоннах условного топлива в технических эквивалентах по формуле

$$G_{пар} = \frac{M(1 - \kappa_3) 10^6}{10^4} a_{пар} \cdot 10^{-3},$$

или

$$G_{пар} = 0,1 M (1 - \kappa_3) a_{пар},$$

где M — пробег поездов в млн. ткм брутто, подсчитанный для электрической тяги;

κ_3 — коэффициент, учитывающий вес электровоза в поезде и принимаемый в зависимости от руководящего подъема равным:

При i_p ‰	4	6	8	10	12	14
κ_3	0,05	0,07	0,08	0,10	0,12	0,14

Расход топлива на электростанциях в тоннах условного топлива в калорийных эквивалентах определяется по формуле

$$G_{ст} = A a_{ст} (1 - \varphi) 10^{-3},$$

где A , $a_{ст}$ и φ — имеют значения, указанные выше.

Для подсчёта экономии топлива необходимо $G_{пар}$ привести к калорийным эквивалентам, т. е. разделить эту величину на к. п. д. паровозного котла брутто, который в среднем может быть принят равным 0,6.

При необходимости произвести оценку экономии топлива в натуральном выражении рекомендуется воспользоваться техническим эквивалентом топлива и расход условного топлива на электростанциях перевести в натуральное топливо, принимая условно его среднюю калорийность равной средней калорийности топливной смеси, сжигаемой на паровозах.

Пример расчёта. Дано: однопутная линия $L = 280$ км; $i_p = 10\%$; $i_r = 12$ км; $\Gamma_m = 10$ млн. т на 2-й год и 17 млн. т на 10-й год эксплуатации; соответственно $\Gamma_o = 5,5$ и 10 млн. т/год; $n_{пасс} = 2$ и 4; $n_{сб} = 2$ и 2; электровоз Н8; $\kappa_n = 1,2$ и 1,15; $l_{ст} = 850$ м. Система сношений по движению поездов — электрожелезная и на 10-й год — автоблокировка с централизованным управлением стрелок; $a_{пар} = 220$ кг/10 000 ткм брутто; $\varepsilon_m = 0,46$; $a_{ст} = 0,5$ кг/кат-ч; $\varphi = 0,2$; парк вагонов: 75% четырёхосных и 25% двухосных (по весу). Основное депо расположено в середине участка.

Решение.

1. Определение веса поезда

$$Q_{бр} = \frac{F_k - P(i_p + w'_o)}{i_p + w''_o} = \frac{47 \cdot 500 - 184(10 + 3,6)}{10 + 2,2} \approx 3700 \text{ т.}$$

$$F_k = \phi_k P = 0,26 \cdot 184 \approx 47500 \text{ кг;}$$

w'_o при $v_p = 42$ км/час составляет 3,6 кг/т, а $w_o = 2,2$ кг/т.

Принимая вес состава 4,8 т/пог. м, получим $\frac{3700}{4,8} = 775 \text{ м} < 850$.

2. Проверка пропускной способности:

а) число пар грузовых поездов

$$n_{zp} = \frac{\Gamma_m \kappa_n}{365 Q_{бр} \gamma};$$

на 2-й год

$$n_{zp} = \frac{10 \cdot 10^6 \cdot 1,2}{365 \cdot 3700 \cdot 0,67} = 13,3 \text{ пары,}$$

на 10-й год

$$n_{zp} = \frac{17 \cdot 10^6 \cdot 1,15}{365 \cdot 3700 \cdot 0,67} = 21,6 \text{ пары;}$$

б) потребная пропускная способность

$$N_{потр} = (n_{zp} + \varepsilon_{сб} n_{сб} + \varepsilon_{пасс} n_{пасс}) \kappa_{рез}.$$

Принимаем:

$$\varepsilon_{сб} = 1,5, \quad \varepsilon_{пасс} = 1,1 \quad \text{и} \quad \kappa_{рез} = 1,2,$$

тогда на 2-й год

$$N_{потр} = (13,3 + 1,5 \cdot 2 + 1,1 \cdot 2) 1,2 \approx 22 \text{ парам в сутки,}$$

на 10-й год

$$N_{потр} = (21,6 + 1,5 \cdot 2 + 1,1 \cdot 4) 1,2 \approx 35 \text{ парам в сутки;}$$

в) наличная пропускная способность

$$N_{нал} = \frac{1440}{T}; \quad T = t' + t'' + \tau_{р.з} + \tau_1 + \tau_2;$$

$$(t' + t'' + \tau_{р.з}) = \frac{2l_p \cdot 60}{(1,1 + 1,2) v_p} = \frac{2 \cdot 12 \cdot 60}{1,15 \cdot 42} = 30 \text{ мин.}$$

($\tau_1 + \tau_2$) принимаем на 2-й год равным 8 мин. и на 10-й год — 4 мин.; тогда величина T на 2-й год будет равна 38 мин. и на 10-й год — 34 мин., а $N_{нал}$ на 2-й год будет

$$N_{нал} = \frac{1440}{38} \approx 38 \text{ парам в сутки и}$$

на 10-й год

$$N_{нал} = \frac{1440}{34} \approx 42 \text{ парам,}$$

т. е. с избытком покрывает $N_{потр}$.

3. Потребный парк электровозов для 2-го года эксплуатации. Принимаем кольцевую схему обслуживания:

$$v_x = 1,35 v_p = 1,35 \cdot 42 = 57 \text{ км/час;}$$

$$v_y = 0,7 \cdot 57 = 40 \text{ км/час;}$$

величину c — принимаем равной 3 час., тогда

$$T_o = \frac{2l_m}{v_y} + c = \frac{2 \cdot 140}{40} + 3 = 10 \text{ час.,}$$

а коэффициент потребности электровозов на пару поездов составит

$$\frac{10}{24} = 0,42.$$

Эксплуатируемый парк электровозов:

Для грузовых транзитных поездов $2 \cdot 0,42 \cdot 15 = 13$ электровозов

» двух пар сборных поездов примем $2 \times 2 = 4$ электровоза

» пассажирских поездов . . . 2 электровоза

Итого . . . 19 электровозов

Прибавляя 30% на ремонт и резерв депо и управления дороги, т. е. всего 6 электровозов, получим необходимый парк в распоряжении дороги:

$$19 + 6 = 25 \text{ электровозов.}$$

4. Электропотребление. При $v_x = 57$ км/час и $i_p = 10\%$ имеем $w_{ср} = 3,0$ кг/т и $i_g = 1,6\%$; тогда $a = 4(w_{ср} + i_g) = 4(3 + 1,6) = 18,4$ ат-ч/ткм

$$M = [\Gamma_m(1 + 2\alpha) + \Gamma_o + \beta n_{пасс}] L = 10[(1 + 2 \cdot 0,52) + 5,5 + 0,7 \cdot 2] 280 = 7680 \text{ млн. ткм брутто}$$

на 2-й год и

$$M = [17(1 + 2 \cdot 0,52) + 10 \cdot 0,7 \cdot 4] 280 = 13200 \text{ млн. ткм брутто}$$

на 10-й год эксплуатации. Соответственно получаем:

$$A = M \cdot 10^{-3} = 7 \cdot 680 \cdot 18,4 \cdot 10^{-3} = 140 \text{ млн. кат-ч}$$

на 2-й год и

$$A = 13 \cdot 200 \cdot 18,4 \cdot 10^{-3} = 242 \text{ млн. кат-ч;}$$

на 10-й год;

$$W_{\max} = \frac{A}{T_{\max}} = \frac{140 \cdot 10^6}{6000} = 24000 \text{ кат}$$

на 2-й год и

Характеристика электропотребления электрифицированных линий

Т а б л и ц а 6

Категории линий	Грузопоток, млн. <i>ткм брутто</i> км	Удельный расход энергии, <i>час/ткм</i>	Годовой расход энергии, тыс. <i>квт·ч</i> км · год	Удельная мощность, <i>квт</i> км	Число часов использова- ния макси- мальной мощности, <i>Т_{max}</i>
Грузовые двухпутные:					
а) с равнинным профилем . .	110—140	11—13	1 400—1 600	200—240	5 500—6 000
б) с холмистым профилем . .	65—90	16—17	1 100—1 500	200—260	5 200—5 800
Грузовые однопутные:					
а) с холмистым профилем . .	12—22	16—20	200—400	40—80	4 500—6 300
б) с горным профилем	15—20	22—32	500—600	100—120	4 200—6 000
Пригородные двухпутные . . .	13—40	28—35	400—1 300	100—320	3 500—4 200
Двухпутные «смешанные» . . .	58—85	18—20	1 100—1 600	250—350	4 600—4 900

Пр и м е ч а н и е. Под «смешанными» подразумеваются электрифицированные линии, где, наряду с интенсивным пригородным движением, обслуживаются электротягой дальние пассажирские и грузовые поезда.

$$W_{\max} = \frac{242 \cdot 10^6}{6\,000} = 40\,000 \text{ квт}$$

на 10-й год.

5. Устройства энергоснабжения

$$A_1 = \frac{140 \cdot 10^6}{280} = 500 \frac{\text{тыс. квт·ч}}{\text{км · год}}$$

на 2-й год и

$$A_1 = \frac{242 \cdot 10^6}{280} = 870 \frac{\text{тыс. квт·ч}}{\text{км · год}}$$

на 10-й год. В этом случае $l_n = 24 \text{ км}$, а количество подстанций

$$\frac{280}{24} + 1 = 13.$$

На каждой подстанции необходимо установить по три преобразовательных агрегата типа РМНВ 500×6 с ТМР = 3 200, а контактную подвеску выполнить из медного несущего троса с двумя контактными проводами.

6. Экономия топлива (на 2-й год):

$$G_{\text{пар}} = 0,1 \text{ М} (1 - \kappa_{\text{э}}) a_{\text{пар}} = 0,1 \times 7\,680 (1 - 0,1) 220 = 151\,000 \text{ т/год условного топлива в технических эквивалентах,}$$

или $151\,000 : 0,6 = 253 \text{ тыс. т/год условного топлива в калорийных эквивалентах:}$

$$G_{\text{ст}} = A a_{\text{ст}} (1 - \varphi) 10^{-3} = 140 \cdot 10^6 \cdot 0,5 (1 - 0,2) \times 10^{-3} = 56\,000 \text{ т/год условного топлива в калорийных эквивалентах:}$$

$$\Delta G = 253\,000 - 56\,000 \approx 200\,000 \text{ т/год условного топлива в калорийных эквивалентах,}$$

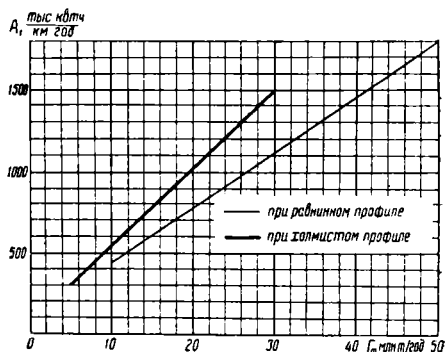
а в натуральном топливе (принимая, что на электростанциях сжигается топливо одинаковой калорийности с топливом, применяемым на паровозах)

$$\Delta G = \frac{G_{\text{пар}} - G_{\text{ст}} \cdot 0,6}{\varepsilon_{\text{т}}} = \frac{151\,000 - 56\,000 \cdot 0,6}{0,46} = 255\,000 \text{ т/год.}$$

ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИЕ РАБОТУ УСТРОЙСТВ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

При ориентировочной оценке для плановых целей основных показателей электрифицированных железных дорог можно воспользоваться данными, приведёнными в табл. 6, которые составлены на основании анализа отчётных материалов.

При использовании данных табл. 6 следует иметь в виду, что для перспективных расчетов приведенные величины годовых расходов электроэнергии на 1 км в год необходимо увеличить на 40—50% в связи с ростом грузопотоков на действующей железнодорожной сети, особенно на направлениях, намечаемых к переводу на электрическую тягу. Соответственно увеличится также удельная мощность (в квт/км), потребная для электрической тяги от энергосистем. Величины удельных расходов энергии и количество часов использования максимума в первом приближении принимаются неизменными.



Зависимость расходов энергии на электрифицированных линиях от размеров грузопотока

Ориентировочные значения годовых расходов электроэнергии на 1 км электрифицируемых линий могут быть определены по графику, приведённому на фигуре.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

ДЕЙСТВУЮЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО СОСТАВЛЕНИЮ И УТВЕРЖДЕНИЮ ПРОЕКТОВ ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ И СТАДИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Строительно-монтажные работы по электрификации железнодорожных линий осуществляются по проектам и сметам, разработанным на основании действующих инструкций и технических условий.

Проект и смета на электрификацию железной дороги должны предусматривать всемерное сокращение стоимости строительства, а также снижение эксплуатационных расходов и себестоимости перевозок за счёт рационального размещения и использования устройств электротяги, увеличения длины тяговых плеч, увеличения среднесуточного пробега электровозов, повышения весов поездов и скоростей движения, использования существующих зданий и устройств локомотивного хозяйства, рационального выбора мощности тяговых подстанций и сечений проводов контактной сети, автоматизации управления устройствами энергоснабжения, применения нового экономичного и эффективного оборудования, индустриализации строительно-монтажных работ.

Проект электрификации разрабатывается на основании задания, которое составляется Министерством путей сообщения.

В задании указываются основные исходные данные: участки, подлежащие электрификации; виды движения, переводимые на электротягу; род тока и напряжения; тип локомотива или задания для выбора его; расчётные периоды; сроки ввода электрифицируемых участков в эксплуатацию и очерёдность строительства.

Проекты электрификации разрабатываются в двух или трёх стадиях.

При возможности широкого использования типовых проектов или имеющихся экономических проектов по аналогичным объектам ведётся двухстадийное проектирование в составе проектного задания со сводным сметно-финансовым расчётом (СФР) и рабочих чертежей.

При отсутствии типовых решений, а также при технологической или строительной сложности проектируемых устройств ведётся трёхстадийное проектирование в составе:

- 1) проектного задания со сводным сметно-финансовым расчётом;
- 2) технического проекта со сводной сметой;
- 3) рабочих чертежей.

Число стадий проектирования устанавливается в задании. Как правило, проекты электрификации линий на постоянном токе должны составляться в двух стадиях. Проекты электрификации линий на переменном токе, связанные с новыми разработками и нетиповыми решениями, следует разрабатывать в трёх стадиях.

По всем стадиям проекты электрификации разрабатываются на полный комплекс работ как основных, так и сопутствующих электрификации.

Назначение каждой стадии проекта следующее.

Проектное задание имеет целью: выявить техническую возможность и экономическую целесообразность электрификации линии в заданные сроки; установить правильное размещение устройств электро-тяги; обосновать основные технические решения; определить общую стоимость и основные технико-экономические показатели.

Спецификации для заказа оборудования должны составляться в проектом задании только при проектировании по двум стадиям.

Технический проект разрабатывается на основании утверждённого проектного задания при осуществлении проектирования по трём стадиям.

Технический проект имеет целью разработать принятые в проектом задании новые, не освоенные ранее технологические решения, сложные архитектурно-строительные решения, а также уточнить типы и количество оборудования, объём и стоимость строительства, технико-экономические показатели.

Рабочие чертежи разрабатываются:

при двухстадийном проектировании — на основании утверждённого проектного задания;

при трёхстадийном проектировании — на основании утверждённого технического проекта, а по объектам, которые в техническом проекте не разрабатывались, на основании утверждённого проектного задания.

Для разработки рабочих чертежей заказчик (дорога) выдаёт проектной организации технические данные по заказанному оборудованию.

ОСНОВНЫЕ И СОПУТСТВУЮЩИЕ РАБОТЫ, ВЫПОЛНЯЕМЫЕ ПРИ ПЕРЕВОДЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЛИНИЙ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ТЯГУ

В целях эффективного использования электрифицируемых железных дорог и во избежание необоснованного увеличения стоимости работ по электрификации, как правило, до перевода на электротягу должны быть выполнены (с финансированием по плану соответствующих хозяйств) работы: по реконструкции пути (постановке на щебёночное основание и укладке тяжёлых рельсов); по удлинению станционных путей и переустройству станций, вызываемому увеличением размеров и скоростей движения; по усилению искусственных сооружений; по устройству автоблокировки и диспетчерской централизации.

Эти работы не должны включаться в проект и смету электрификации. Лишь в виде исключения, если работы по электрификации осуществляются до реконструкции пути и удлинения приемо-отправочных путей, при наличии соответствующего указания в задании МПС, в проект электрификации (с финансированием по отдельной смете) могут быть включены те из перечисленных работ, выполнение которых экономически целесооб-

разнее по сравнению с переустройством контактной сети в последующем.

К основным сооружениям и устройствам, воздвигаемым при переводе движения поездов на электрическую тягу, относятся:

1. Питающие линии внешнего энергоснабжения напряжением 35 кВ и 6—10 кВ (линии напряжением 110 кВ сооружаются энергосистемой).

2. Тяговые преобразовательные подстанции с учётом дополнительной мощности для питания автоблокировки, электрической централизации, железнодорожных потребителей, а также для промышленных и сельскохозяйственных потребителей прилегающих районов.

3. Контактная сеть, включая рельсовые цепи и устройства для защиты от блуждающих токов.

4. Посты секционирования контактной сети.

5. Сооружения для телеуправления устройствами энергоснабжения.

6. Вспомогательные устройства энергоснабжения: мастерские, материальные склады, базы масляного хозяйства, конторы участков энергоснабжения, дежурные пункты дистанций контактной сети (как правило, совмещаемые в одном здании с тяговыми подстанциями) и пр.

7. Электровазны и моторвагонные депо, экипировочные устройства, вспомогательные устройства тягового хозяйства — склады запчастей, смазочных материалов и пр. (как правило, приспособляются или используются сооружения паровозного хозяйства).

8. Жилые дома по установленным нормам для персонала, обслуживающего тяговые подстанции, дистанции контактной сети, участки энергоснабжения, и для дополнительного штата локомотивного хозяйства, укомплектование которого не может быть произведено за счёт переквалификации имеющегося на дороге штата.

К сопутствующим работам, выполняемым при переводе на электротягу движения поездов на существующих железнодорожных линиях за счёт сметы по электрификации, относятся:

1. Переустройство станционных путей и сооружений, связанные с установкой опор контактной сети и приведением сооружений к габариту 2-С на участках с моторвагонным движением.

2. Сооружение высоких пассажирских платформ на участках с моторвагонным движением.

3. Сооружение электротяговой диспетчерской связи и переустройство линии связи, вызываемое влиянием тяговых токов и установкой опор контактной сети.

4. Переустройство СЦБ, вызываемое введением электротяги (рельсовые цепи), влиянием блуждающих токов и установкой опор контактной сети.

5. Переустройство силовых и осветительных электрических линий, вызываемое установкой опор контактной сети.

6. Переустройство высоковольтных, низковольтных и слабочных линий для устранения негабаритности при их переходах через электрифицируемые пути.

7. Устранение высотной негабаритности искусственных сооружений.

В соответствии с решением МПС в комплексный проект электрификации должны также включаться работы, не вызываемые непосредственно электрификацией, а именно:

1. Реконструкция энергоснабжения узлов и станций в связи с сооружением тяговых подстанций.

2. Перестройка существующих или сооружение новых линий для питания электроосвещения линейнопутевых и станционных зданий, а также для питания путевого электроинструмента.

3. Сооружение новых или переустройство существующих пассажирских павильонов, навесов, касс, пешеходных мостиков и пр.

Кроме того, в проект электрификации могут быть также включены, с финансированием по отдельной смете за счёт соответствующих потребителей, работы по увеличению мощности тяговых подстанций для обеспечения электроэнергией районных потребителей, когда мощность их значительно превышает тяговую нагрузку (больше чем на 25%).

СОСТАВ ПРОЕКТНОГО ЗАДАНИЯ И ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

Состав проекта на каждой стадии проектирования установлен Инструкцией по составлению проектов и смет, а также эталоном (образцом) проекта электрификации.

При двухстадийном проектировании проектное задание должно состоять из следующих разделов:

- 1) общая пояснительная записка;
- 2) тяговые расчёты; размеры и организация движения;
- 3) путь и искусственные сооружения; станции и пассажирские остановочные пункты;
- 4) связь и СЦБ;
- 5) тяговое хозяйство;
- 6) энергоснабжение;
- 7) вспомогательные устройства;
- 8) организация строительства;
- 9) сметно-финансовый расчёт.

При трёхстадийном проектировании некоторые разделы проектного задания разрабатываются в сокращённом объёме и количество оборудования по основным объектам определяется ориентировочно без спецификации для заказа оборудования. Вместо спецификации составляется ведомость основного оборудования по типовым или другим аналогичным проектам.

В соответствии с этим во всех основных частях проектного задания исключаются разделы по расчётам и выбору оборудования.

Технический проект содержит те же части, что и проектное задание, и имеет целью на основании дополнительных изысканий уточнить данные проектного задания, дать спецификацию для заказа оборудования и уточнить стоимость работ. В соответствии с этим в техническом проекте производятся все расчёты по выбору оборудования, даётся размещение оборудования на планах и разрезах зданий, составляются спецификации. На чертежах технического проекта указываются данные об объёмах строительных работ и даются спецификации на строительные детали.

Стоимость строительства в техническом проекте определяется по смете, а не по сметно-финансовому расчёту.

ОСОБЕННОСТИ ИЗЫСКАНИЙ И ОБСЛЕДОВАНИЙ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

При составлении проекта электрификации линии производится сбор материалов и обследование существующих устройств для получения конкретных исходных данных и с целью выявления возможности использования существующих сооружений и объёма необходимых переустройств на станциях и перегонах.

В дополнение к объёму изысканий, производимых при реконструкции линии, собираются сведения:

- по энергоснабжению:
- о намечаемой первичной схеме энергоснабжения электрифицируемой линии;
- о существующей первичной схеме энергоснабжения линий, т. е. о расположении, напряжениях, типах и мощностях существующих железнодорожных электростанций, подстанций, высоковольтных и низковольтных сетей;

- о существующих и ожидаемых нагрузках от железнодорожных и посторонних потребителей в пунктах намечаемого расположения тяговых подстанций, о величинах токов короткого замыкания и типах защит вводов тяговых подстанций;

- по переходам через электрифицируемые пути высоковольтных линий передач, низковольтных линий (силовых и осветительных), линий связи и других;

- по подземным устройствам: планы трубопроводов и подземных кабельных линий, пролегающих вдоль электрифицируемой линии или пересекающих её.

Для технического проекта и рабочих чертежей требуется подтверждение всех сомнительных сведений инструментальной проверкой, актами натурного обследования и замеров, а также другими достоверными документами.

Натурные обследования перегонов и станций для разбивки опор контактной сети должны давать координаты стрелок, сигналов и всех сооружений и служить проверкой подробного продольного профиля линии и попутных поперечных профилей.

Для разработки проектов сооружения контактной сети и переустройств пути, искусственных сооружений и т. п. производятся топографические, гидрогеологические и метеорологические изыскания.

Топографические изыскания. Для проектов электрификации используются продольные подробные профили линии, составленные обычно в горизонтальном масштабе 1/10 000 и вертикальном — 1/1 000. Для тяговых расчётов используется сокращённый продольный профиль линии.

Для разбивки опор контактной сети составляется продольный профиль каждого перегона в масштабе 1/2 000. Планы станции составляются в масштабе 1/1 000. Допускается использование существующих планов станции в масштабе 1/2 000. По площадкам устройств электрифика-

ции, утверждаемых местными архитектурными органами, составляются ситуационные планы в масштабе 1/2 000 и генеральные планы в масштабе 1/500. Профили площадок составляются с вертикальным масштабом 1/100. При трассировании линии электропередач продольные профили составляются в масштабе 1/10 000 или 1/25 000 с вертикальным масштабом 1/500. Одновременно составляется ситуационный план местности в полосе 40—50 м в обе стороны от намечаемой трассы линии электропередачи. В местах пересечения железнодорожной линии переустраиваемыми высоковольтными переходами, а также по трассе водоканализационных линий составляются профили в масштабе 1/2 000 с вертикальным масштабом 1/200.

В местах устройства или переустройства искусственных сооружений составляются поперечные профили пути в горизонтальном и вертикальном масштабах 1/100—1/200.

В стадии проектного задания допускается камеральное трассирование электрических и водоканализационных линий по имеющимся планам или картам, а горизонтальные и вертикальные съёмки в этом случае производятся в стадии технического проекта.

Для проектирования контактной сети необходимо иметь данные о переходах через электрифицируемые пути линий высокого и низкого напряжения, в том числе и линий связи.

В проектном задании достаточно иметь привязку этих переходов на плане и профиле электрифицируемой линии и горизонтальные отметки нижнего провода перехода над головкой рельса электрифицируемого пути. В техническом проекте по переходам, подлежащим переустройству, производятся горизонтальные и вертикальные съёмки.

Гидрогеологические изыскания производятся с целью получения сведений о литологическом строении грунтов, о допустимом давлении на грунт, об уровне грунтовых вод и об их агрессивности.

Количество, расположение и глубина заложения разведочных выработок (шурфов или скважин) на площадках под тяговые подстанции, электродепо, вспомогательные устройства и т. п., необходимые для составления геологических разрезов по площадкам и для заключения по инженерной геологии, устанавливаются на месте изыскательскими партиями в зависимости от местных условий и характера грунтов.

Для составления гидрогеологической характеристики по трассе железнодорожной линии для установки опор контактной сети и по трассе линии электропередачи для установки опор линии закладываются буровые разведочные скважины или шурфы глубиной 4—5 м в количестве 1—2 скважины или шурфа на 1 км линии на расстоянии 3—5 м от крайнего пути и, кроме того, в местах, отличных от средних условий и сомнительных по устойчивости грунтов. Допускаемые напряжения на грунт должны указываться для глубины 2—3 м.

Все геологические выработки должны быть показаны на планах.

Метеорологические изыскания должны дать сведения о климатических условиях района расположения элект-

рифицируемой линии, а именно: о минимальных и максимальных температурах воздуха, об интенсивности и удельном весе гололёда, о максимальной скорости ветра.

Эти характеристики составляются на основании длительных наблюдений, ведущихся метеостанциями в районе электрифицируемой линии или специальных метеонаблюдений. В соответствии с техническими условиями проектирования тяги поездов расчётные климатические условия определяются по наиболее тяжёлому режиму (сочетанию нагрузок и температур), наблюдаемому не реже одного раза в 5 лет.

При отсутствии материалов специальных метеорологических наблюдений допускается, особенно на стадии проектного задания, принимать данные о температуре воздуха и об интенсивности гололёда по климатическим картам.

Ветровые нагрузки для расчёта контактной сети, линий электропередач и строительных конструкций в этом случае следует принимать в соответствии с ГОСТ 1664—42 (табл. 1).

Таблица 1

Ветровые нагрузки для расчёта контактной сети и линий электропередач

Географический район	Скоростной напор ветра в кг/м² на высоте над поверхностью земли до 20 м в местах	
	открытых	защищённых от ветра
I район — вся территория СССР за исключением II и III районов	40	25
II район — береговая полоса океанов и морей шириной 100 км, но не далее чем до ближайшего горного хребта, за исключением III района	70	40
III район — береговая полоса Чёрного моря длиной 100 км с центром в Новороссийске	100	70
В местах с резко выраженным рельефом земной поверхности (горы, ущелья) при отсутствии данных метеорологических наблюдений	70	—

КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ ПО РАЗДЕЛУ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ТЯГИ ПОЕЗДОВ

Технические условия проектирования железных дорог нормальной колеи, а также технические условия проектирования электрификации железных дорог нормальной колеи являются обязательными при составлении проектов электрификации железных дорог на постоянном токе напряжением до 3300 в.

При электрификации железной дороги на переменном токе дополнения и изменения технических условий указываются в задании МПС на проектирование.

Расчётные мощности проектируемых устройств должны обеспечить работу электрифи-

цируемой линии в первые годы эксплуатации и возможность бесперебойного развития их по мере увеличения размеров движения.

В соответствии с этим в табл. 2 перечислены элементы проекта, определяемые размерами движения по годам эксплуатации.

Таблица 2

Элементы проекта, определяемые размерами движения по годам эксплуатации (сопутствующие работы показаны в скобках)

Год эксплуатации	Элементы проекта
10-й	Размещение и размеры тяговых подстанций Схема энергоснабжения Типы опор и контактной подвески
5-й	Размеры производственных и служебных зданий Число стойл депо и площади мастерских Мощность экипировочных устройств (Длина станционных путей)
2-й	Сечение проводов контактной сети Количество и мощность преобразовательных агрегатов тяговых подстанций Оборудование мастерских Размеры жилищного и культурно-бытового строительства (Число разъездов и блок-постов) (Число станционных путей) (Длина пассажирских платформ) (Системы СЦБ) (Число проводов и ёмкость устройств связи)

Для линии с грузонапряжённостью нетто менее 3 млн. т/км/км.год наибольший руководящий уклон установлен 20‰ (при двойной тяге — 30‰).

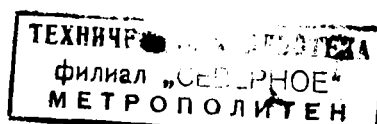
При наличии затяжных спусков с уклонами более 6‰, а также на пригородных участках с частыми остановочными пунктами необходимо предусматривать электрическое торможение.

Пропускная способность линий, мощность устройств энергоснабжения и резервирование

Проектируемая мощность устройств энергоснабжения (число и мощность тяговых подстанций, сечение проводов контактной сети), а также пропускная способность перегонов, станций, депо и экипировочных устройств должны обеспечить требуемые размеры грузовых, пассажирских и массовых перевозок при принятом типе электровоза и установленной весовой норме поездов.

Требуемая пропускная способность линии определяется числом пар поездов параллельного графика, устанавливаемым по среднегодовому грузообороту с учётом неравномерности по месяцам и составляющим сумму грузовых и прочих поездов с учётом эквивалента (коэффициента съёма).

Размещение и мощность тяговых подстанций и сечение проводов контактной сети должны допускать при включённых резервных агрегатах пропуск в двухчасовой период интенсивного движения удвоенного числа поез-



дов по сравнению со средним расчётным, но не более:

а) на однопутных линиях без автоблокировки — числа поездов, определяемого пропускной способностью ограничивающего перегона;

б) на однопутных линиях с автоблокировкой — двух поездов в пакете в грузовом и одного в негрузовом направлении;

в) на двухпутных линиях — числа поездов, определяемого расчётным интервалом попутного следования.

Расчётный вес поездов принимается средневзвешенный по грузовым поездом. При большом заполнении пропускной способности должно быть обеспечено сгущение поездов, определяемое 10-минутным интервалом следования их по сигналам автоблокировки. При длительном сгущении поездов учитывается мощность резервных агрегатов. На пригородных участках размеры движения и длительность интенсивного периода определяются характером пассажиропотока.

При малых размерах движения и большой сезонной неравномерности допускается использование передвижных подстанций для периодов увеличенных перевозок.

При расчёте устройств энергоснабжения должна быть обеспечена величина напряжения согласно требованиям ГОСТ.

Сечение проводов контактной сети выбирается на основании технико-экономических расчётов, проверяется по допускаемому нагреванию для периода наибольших нагрузок и по защите от токов короткого замыкания.

Электрическое сопротивление контактной сети должно определяться с учётом износа контактного провода, его температуры и проводимости грунта.

При выборе сечения проводов по экономическим соображениям должны учитываться средний износ, а при проверке на нагревание — наибольший допускаемый износ проводов.

Увеличение сечений проводов контактной сети с целью обеспечения защиты от токов короткого замыкания допускается лишь в исключительных случаях, если другие средства (посты секционирования, блокировка, параллельное соединение путей, возможное сокращение расстояния между подстанциями) не достигают цели.

В соответствии с «Правилами защиты подземных металлических сооружений от коррозии блуждающими токами» должны быть разработаны мероприятия, выбор которых устанавливается технико-экономическим расчётом.

Тяговые подстанции

Тяговые подстанции и схемы их питания должны гарантировать нормальную эксплуатацию при требуемых размерах перевозок с учётом их неравномерности.

Питание тяговых подстанций от энергосистемы, как правило, должно предусматриваться по двум линиям.

Допускается питание тяговой подстанции по одной линии, если при отключении её гарантируется питание контактной сети от смежных подстанций с сохранением требуемых размеров перевозок.

На подстанциях с первичным напряжением 110 кВ и более допускается установка одного главного понизительного трансформатора с резервированием передвижным трансформатором (одним на 4—5 подстанций).

Как правило, на каждой подстанции должен предусматриваться резервный агрегат.

Стационарный резервный агрегат на каждой подстанции не требуется, если при отключении одного из рабочих агрегатов потребная мощность может быть обеспечена за счёт смежных тяговых подстанций или передвижного агрегата.

На каждой тяговой подстанции следует предусматривать не менее 2 питающих фидеров постоянного тока при расположении подстанции на перегоне, и 3 фидеров — при расположении её на станции.

Сечение питающих и отсасывающих фидеров должно выбираться из условий нагревания их расчётными максимальными токами, причём, как правило, сечение питающих фидеров должно соответствовать сечению подвески над главным путём.

Число и мощность преобразовательных агрегатов тяговых подстанций определяются по допускаемому нагреванию их и проверяются по максимальным токам нагрузки.

Мощность тяговых подстанций должна обеспечить не только питание электротяги, но и другие потребности железной дороги, в том числе автоблокировки, электрической централизации, освещения промежуточных станций, линейно-путевых зданий механизации путевых работ и т. д., а также питание сельскохозяйственных, коммунальных и промышленных потребителей прилегающих районов, если это экономически обосновано.

На тяговых подстанциях должны предусматриваться подъездные пути и устройства для присоединения передвижных трансформаторов и передвижных преобразовательных агрегатов.

Если мощность всех одновременно работающих выпрямителей превышает 50% от мощности генераторов, питающих сеть, то должны быть приняты меры для уменьшения искажения кривых первичного тока и напряжения.

При применении рекуперативного торможения на тяговых подстанциях должны быть предусмотрены инвертирующие устройства или поглощающие сопротивления.

Опорные конструкции, фундаменты и конструкции кабельных каналов открытой части подстанции должны проектироваться сборными железобетонными.

Здания закрытой части тяговых подстанций должны быть сборноблочными.

Распределительные устройства 6—10, 35 и 110 кВ на подстанциях с трансформаторами по 15 тыс. кВА и меньше должны выполняться с одинарной секционированной системой шин. Допускается применение схем без выключателей на стороне высокого напряжения с установкой высоковольтных предохранителей или короткозамыкающих разъединителей.

На тяговых подстанциях, оборудованных разборными ртутными выпрямителями, должны предусматриваться помещения для их переборки. Допускается устройство централизованной переборки выпрямителей в ма-

Таблица 3

Габариты опорных конструкций и подвески

Наименование размеров	Рас- стоя- ние в мм
<i>Горизонтальные расстояния до ближайшей грани опоры контактной сети</i>	
От оси пути минимальное на перегонах	2 750
То же на станциях	2 450
От оси пути нормальное на прямых или внутри кривых с радиусом больше 1 200 м	3 100
То же при радиусе кривых от 300 до 1 200 м	3 200
» » » » 180 » 300 м	3 300
От проезжей части переезда через пути	5 000
От края островной пассажирской платформы	2 000
От края береговой пассажирской платформы	4 000
<i>Вертикальные расстояния до проводов контактной сети</i>	
До контактного провода от уровня головки рельса нормальное	6 500
То же максимальное	6 800
То же минимальное на перегонах	5 750
» » » » на станциях	6 250
» » » » в пределах искусственных сооружений с особого разрешения МПС	5 550
Минимальное до усиливающих и питающих проводов от уровня земли в местах, доступных для авто-гужевого транспорта	6 000
То же в местах, доступных только для пешеходов (склоны гор)	4 500
То же в местах не доступных для пешеходов (скалы)	1 500
То же от уровня пола пассажирских платформ	6 000
То же от уровня головки рельса при переходе через пути	7 000
Минимальное до несущего троса от линии электропередач 154—220 кв при пересечениях ими электрифицируемых путей	4 000
То же от линии электропередач 35—110 кв	3 000
То же от линии электропередач 10 кв и ниже, а также от низковольтных линий, линии связи и других	2 000
<i>Прочие расстояния</i>	
Минимальное расстояние от частей контактной сети, находящихся под напряжением до заземленных частей искусственных сооружений и подвижного состава	200
То же в особых случаях с разрешения МПС	150
То же до горизонтальных предохранительных щитов на путепроводах и пешеходных мостиках	800
Нормальное смещение контактного провода (зигзаг) на прямых	±300
То же на кривых	400

стерских участка энергоснабжения или на одной из подстанций.

Выемка сердечников трансформаторов для осмотра должна предусматриваться с помощью привозных такелажных приспособлений, а при трансформаторах мощностью 15 тыс. кв и больше — с помощью порталов на открытой части подстанции.

Распределительные устройства переменного тока 6—10 кв, постоянного тока 3,3 кв, щиты управления, защиты, автоматики, ставитвы телеуправления и телеизмерения должны проектироваться комплектными (заводского изготовления).

Отопление здания тяговой подстанции, как правило, должно быть электрическим.

Тяговые подстанции должны быть автоматизированными и телеуправляемыми.

Установку собственного водоснабжения тяговых подстанций допускается проектировать, если это экономически оправдано с одним, а не с двумя комплектами насосного оборудования, но с резервуаром, обеспечивающим суточный расход воды.

Контактная сеть

Контактная сеть должна обеспечить бесперебойное токоснимание при наибольших допускаемых на данном участке скоростях движения при расчётной интенсивности движения поездов и при любых атмосферных условиях.

Габариты подвески и опорных конструкций приведены в табл. 3.

Одиночные контактные провода при простых опорных струнах возможно применять, если скорости движения не превышают 80 км/час. При скоростях 80—100 км/час следует применять рессорные подвески, а при скоростях выше 100 км/час — двойные контактные провода. При скоростях больше 130 км/час должна проектироваться специальная подвеска по особым указаниям МПС.

На станционных путях должна применяться одиночная цепная подвеска, а при скоростях движения до 20 км/час (деповские и погрузочно-разгрузочные пути) — простая трамвайная подвеска.

Подвеска с двойным контактным проводом должна применяться при длительном токе выше 1 000 а, а также в случаях, когда расчётное сечение контактной сети пад одним путём более 320 мм².

Для железных дорог грузонапряжённостью нетто на 5-й год эксплуатации более 4 млн. ткм/км в год или количеством пассажирских поездов больше 7 пар в сутки опоры контактной сети должны быть рассчитаны на двойной контактный провод.

Опоры контактной сети должны быть железобетонные. Применение металлических и деревянных опор допускается лишь в исключительных и специально обоснованных случаях при наличии разрешения МПС.

Фундаменты для железобетонных (и металлических) опор контактной сети при раздельной конструкции их должны быть, как правило, заводского изготовления.

Применение оттяжек для железобетонных (или металлических) опор допускается лишь с разрешения МПС.

Наибольший пролёт между опорами должен быть не более 80 м и определяется по режиму максимального ветрового отклонения контактного провода, величина которого допускается до 500 мм.

Длина нормального анкерного участка контактного провода на прямых участках пути допускается до 1 600 м и, как исключение, до 1 800 м. На кривых длины анкерных участков определяются с таким расчётом, чтобы изменение натяжений у средних анкерных не превышало ±15%.

Сопряжение анкерных участков на главных путях должно быть эластичное, на станционных путях допускается простое.

Длина анкерного участка несущего троса должна быть не более 6 км. На опорах контактной сети допускается подвешивание усиливающих, питающих и отсасывающих проводов, линий телеуправления, высоковольтных и низковольтных сигнальных линий, линий электроосвещения, высоковольтных линий для питания промежуточных станций, сигналов и приборов автоблокировки, а также приборов электроосвещения при условии обеспечения необходимой безопасности для обслуживающего персонала и надёжной работы этих устройств.

Все провода, сигналы и осветительная арматура, подвешиваемые на опорах контактной сети, должны быть изолированы от опор из расчёта на полное напряжение контактной сети.

На переездах через электрифицируемые пути на расстоянии 8 м от крайних путей должны устанавливаться габаритные ворота высотой 4,5 м и шириной, равной ширине переезда.

Тяговое хозяйство

Размещение электровозных депо должно производиться исходя из условия наиболее полного использования электровозов и, как правило, 8-часовой работы локомотивных бригад.

Деповские и экипировочные устройства для электровозов размещаются в большинстве случаев исходя из условий кольцевой езды. Основные пункты экипировки при кольцевой езде должны предусматриваться на станциях оборота, а при плечевой езде — на станциях с основным депо.

При смешанном электровозном и моторвагонном движении должно, как правило, предусматриваться объединённое деповское хозяйство с общими мастерскими и служебно-бытовыми помещениями.

Капитальный и средний ремонт электровозов должен производиться на электровозоремонтных заводах; лишь на линиях значительной протяжённости, удалённых от этих заводов, допускается производство среднего ремонта в укрупнённых основных депо. Подъёмочный ремонт электровозов должен предусматриваться в основных депо. При общем пробеге электровозов менее 5 млн. *электро-возо-км* в год основные депо должны размещаться на расстоянии 400 км друг от друга (в промежутках между ними, в случае необходимости, могут размещаться эксплуатационные депо).

В укрупнённом основном электровозном депо должны предусматриваться стойла: среднего ремонта, подъёмочного ремонта, большого и малого периодического ремонта; выкатки колёсных пар; контрольно-технического осмотра и экипировки.

В основном депо не предусматриваются стойла среднего ремонта, а в эксплуатационном депо, кроме того, стойла подъёмочного и большого периодического ремонта.

Число стойл подъёмочного ремонта определяется количеством ремонтов, но должно быть не менее трёх. Общее число стойл, кроме подъёмки и периодического ремонта, должно составлять: при отопительной температуре выше 25°—15% от числа локомотивов рабо-

чего парка, а при отопительной температуре ниже 25°—20% от того же числа. При кольцевом графике число стойл должно быть уменьшено на число стойл технического осмотра в пунктах оборота.

Экипировочные устройства должны обеспечить снабжение электровозов песком, смазкой, обтиркой и иметь смотровые канавы. Для моторвагонных секций предусматриваются также обмывочные устройства.

При различных типах локомотивов песко-снабжение и смазочное хозяйство должны быть по возможности общими, смотровые канавы для электровозов и тепловозов должны быть отдельными от паровозов.

Число экипировочных мест на линиях с грузонапряжённостью выше 4 млн. *ткм/км·год* должно быть не менее двух.

В районах с зимней температурой ниже —25° устройства экипировки должны быть закрытыми.

Вспомогательные устройства

Эксплуатационная длина административных единиц на электрифицированных линиях принимается в соответствии с табл. 4

Таблица 4
Эксплуатационные длины путей

Административная единица	Эксплуатационная длина путей в км
Участок энергоснабжения . .	150—200
Дистанция контактной сети: при расположении дежурного пункта в середине дистанции	30
при расположении дежурного пункта в конце дистанции	20

Приведённая длина электрифицируемых путей, обслуживаемых одной дистанцией контактной сети, должна составлять 40—70 км.

Таблица 5
Характеристика жилых домов

Производственная единица	Назначение помещения	Число квартир	Число комнат	Общая жилая площадь в м ²
Тяговая подстанция (автоматическая и телеуправляемая)	Квартиры для электромеханика и монтеров .	2	6	75
То же с ручным обслуживанием стороны высшего напряжения	Квартиры начальника подстанции и мастера .	2	4	60
	Квартиры дежурных и ремонтных бригад . .	3	6	108
Дежурный пункт контактной сети	Квартира начальника дистанции	1	2	30
	Квартира мастера	1	1	25
	Квартира ремонтных бригад, шофёров и специализированных бригад	7	14	252

Таблица 6

Показатели стоимости электрификации железных дорог со смешанным движением (грузовым, пассажирским и пригородным) в тыс. руб.

Наименование показателей	Двухпутные				Однопутные		
	При отношении длины электрифицированных путей перегонов и станций к эксплуатационной длине участка:						
	менее 2,75		2,75—3,4		1,5—1,9	менее 1,5	1,5—1,9
	При электропотреблении в $\frac{\text{тыс. кат-ч в год}}{1 \text{ км эксплуатационной длины}}$						
	1 250—2 250	более 2 250	1 250—2 250	более 2 250	до 1 000		
	Равнинный профиль				Горный профиль		
Общая стоимость электрификации, отнесённая на 1 км эксплуатационной длины участка	555	625	635	700	375	380	405
В том числе:							
Часть I СФР:							
Освоение территории и земляные работы	8	8	8	8	4	12	12
Верхнее строение ж.-д. пути и искусственные сооружения	21	21	21	21	8	17	17
Сигнализация, централизация, блокировка и СЦБ	9	9	9	9	6	7	7
Здания и сооружения производственных и служебные	43	43	43	43	26	27	27
Контактная сеть	248	269	311	332	155	126	147
Тяговые подстанции и объекты электроснабжения	95	130	95	130	73	85	85
Водоснабжение, канализация, теплофикация	5	5	5	5	6	5	5
Жилищное строительство	23	23	23	23	23	25	25
Нелимитированные расходы и специальные затраты	62	70	71	75	43	45	47
Часть II СФР	2	2	2	3	1	1	2
Часть III СФР	27	30	31	34	19	20	21
Непредвиденные затраты	12	15	16	17	9	10	10

Примечания. 1. К железным дорогам с горным профилем относятся участки с рукаводящим уклоном круче 15‰ и протяжением кривых более 50% длины участка.

2. При электроснабжении объектов электрификации от районных сетей при питающем напряжении 110 киловольт и выше показатели общей стоимости увеличиваются для двухпутных участков на 2% и однопутных участков на 3%.

Таблица 7

Показатели стоимости электрификации пригородных участков железных дорог в тыс. руб.

При исчислении приведённой длины принимаются коэффициенты:

Для первого главного пути 1,0
 » второго » » 0,9
 » станционных путей 0,75

Жилые дома для работников участков энергоснабжения должны предусматриваться в соответствии с данными табл. 5.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПО ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

Технико-экономические показатели разработаны Гипротрансэи МПС в соответствии с Правительственным постановлением от 23 августа 1955 г. и должны являться руководящим материалом для оценки проектов электрификации на постоянном токе и при перспективном планировании.

Показатели составлены на основе прогрессивного опыта проектирования, данных эксплуатации и результатов научно-исследовательских работ в области электрификации.

Показатели стоимости, отнесенные на 1 км эксплуатационной длины участка, приведенные в табл. 6 и 7, определены в ценах, действующих с 1 июля 1955 г. для 1-го района по ЕРЕР.

Наименование показателей	Двухпутные		Однопутные
	при отношении длины электрифицированных путей перегонов и станций к эксплуатационной длине участка		
	менее 2,25	2,25—2,5	до 1,5
Общая стоимость электрификации, отнесенная на 1 км эксплуатационной длины участка	770	795	490
В том числе:			
Часть I СФР:			
Освоение территории и земляные работы	30	30	18
Верхнее строение железнодорожного пути и искусственные сооружения	39	39	24
Сигнализация, централизация, блокировка и связь	32	32	20
Здания и сооружения производственных и служебных	169	169	106

Продолжение

Наименование показателей	Двухпутные		Однопутные
	при отношении длины электрифицированных путей перегонов и станций к эксплуатационной длине участка		
	менее 2,25	2,25—2,5	до 1,5
Контактная сеть . . .	227	248	156
Тяговые подстанции .	87	87	48
Водоснабжение, канализация, теплофикация	14	14	8
Жилищное строительство	23	23	15
Нелимитированные расходы и специальные затраты	88	91	56
Част II СФР	3	3	2
Часть III СФР	39	39	25
Непредвиденные затраты	19	20	12

Примечание. При электроснабжении объектов электрификации от районных сетей напряжением 110 кВ и выше показатели общей стоимости увеличиваются на 2%.

В случае электрификации соединительных ветвей в узлах, эксплуатационная длина последних включается дополнительно в эксплуатационную длину участка.

При сопоставлении с технико-экономическими показателями стоимость электрификации 1 км эксплуатационной длины участка железной дороги, исчисленная для соответствующего района строительства по сводному сметно-финансовому расчету (за вычетом возвратных сумм), умножается на коэффициенты, приведенные в табл. 8.

Таблица 8

Переходные коэффициенты для приведения строительной стоимости по электрификации к ценам 1-го района ЕРЕР

Район строительства	Коэффициент для перехода к технико-экономическим показателям	Район строительства	Коэффициент для перехода к технико-экономическим показателям
1	1,00	11	0,96
2	0,99	12	0,97
3	0,99	13	1,00
4	1,00	14	0,95
5	0,99	15	0,99
6	1,00	16	0,98
7	1,00	17	0,98
8	1,00	18	0,98
9	1,00	19	0,93
10	0,96	20	0,79

Таблица 9

Технические показатели по электрификации железных дорог

Показатель	Измеритель	Двухпутные магистральные железные дороги				Однопутные магистральные железные дороги			Пригородные железные дороги			
						с горным профилем		с равнинным профилем	Двухпутные		одно-путные	
		при отношении длины электрифицированных путей перегонов и станций к эксплуатационной длине участка										
		менее 2,75		2,75—3,4		менее 1,5	1,5—1,9	1,5—1,9	менее 2,25	2,25—2,5	до 1,5	
При электропотреблении в тыс. кВт·ч в год 1 км эксплуатационной длины												
		1 250—2 250	более 2 250	1 250—2 250	более 2 250	до 1 000			600—800		до 400	
Вес цветных металлов для контактной сети (вес по меди) на 1 км эксплуатационной длины	т	7,5	8,5	9,0	10,0	3,0	3,75	3,75	4,75	5,25	2,75	
Объем железобетонных конструкций на 1 км эксплуатационной длины	м³	60	60	60	60	45	45	45	60	60	45	
В том числе сборного железобетона	»	55	55	55	55	40	40	40	55	55	40	
Средний удельный расход электрической энергии на 1 т·км брутто	вт·ч	12—16	12—16	12—16	12—16	25—35	25—35	12—16	25—30	25—30	25—30	
Коэффициент использования установленной мощности тяговых подстанций . .	—	0,40	0,45	0,40	0,45	0,40	0,40	0,35	0,25	0,25	0,25	

Таблица 10

Эксплуатационные показатели по электрификации железных дорог

Эксплуатационные показатели				Измери- тель	Двухпутные участки				Однопутные участки					
									рав- нинные	горные				
					при отношении длины электрифицированных путей перегонов и станций к эксплуатационной длине участка									
					менее 2,75	2,75— 3,4	менее 2,75	2,75 — 3,4	1,5— 1,9	менее 1,5	1,5— 1,9			
					При годовом электропотреблении в тыс. кат-ч 1 км эксплуата- тац. длины									
1 250—2 250				более 2 250			до 1 000							
Экономическая эффективность электри- фикации железных дорог (экономика экс- плуатационных расходов в год) на 1 км эксплуатационной длины				тыс. руб.	185	210	210	230	85	110	115			
Произво- дитель- ность грузового поезда	Сери электро- возов	Средняя нагрузка на 1 км пути т/м	Длина приемо-от- правочных путей в м	тыс. ткм нетто на 1 поезд- час.										
					Н8	4	1 500 1 250 1 050 850	184		128	154	138		
								145		104	123	112		
								118		82	100	91		
	ВЛ23	4	1 250 1 050 850		95		67	80	72					
					6	1 250 1 050 850	218		154	185	167			
							190		132	160	144			
							156		110	132	119			
ВЛ23	4	1 250 1 050 850	142		99	120	108							
			112		78	96	85							
			96		66	79	72							
			149		105	125	114							
Эксплуа- тационный штат	Длина тягового плеча в км	Средняя нагрузка на 1 м пути т/м	Длина приём- отправоч- ных путей в м	Число человек на 1 млн. ткм нетто в грузовом направле- нии										
					100	4	1 500 1 250 1 050 850	0,61	0,46	0,88	1,41	1,08		
								0,62	0,47	0,90	1,43	1,10		
								0,64	0,48	0,92	1,46	1,12		
					100	6	1 250 1 050 850	0,66	0,50	0,94	1,50	1,15		
								4	1 500 1 250 1 050 850	0,58	0,44	0,83	1,37	1,03
										0,59	0,45	0,85	1,39	1,05
										0,61	0,46	0,87	1,41	1,07
	200	4	1 500 1 250 1 050 850		0,47	0,35	0,65	1,08	0,81					
					0,48	0,36	0,67	1,10	0,83					
					0,49	0,37	0,69	1,12	0,85					
					0,50	0,38	0,71	1,14	0,87					
		6	1 250 1 050 850		0,44	0,32	0,63	1,06	0,79					
					0,45	0,33	0,64	1,07	0,80					
					0,46	0,34	0,65	1,09	0,82					
					4	1 500 1 250 1 050 850	0,42	0,31	0,60	1,00	0,74			
	0,43	0,32	0,62				1,01	0,76						
	0,44	0,33	0,64				1,08	0,78						
	0,45	0,34	0,66				1,05	0,80						
	300	6	1 250 1 050 850		0,40	0,29	0,57	0,97	0,72					
					0,41	0,30	0,58	0,98	0,73					
					0,42	0,31	0,60	1,00	0,75					
					4	1 500 1 250 1 050 850	0,42	0,31	0,60	1,00	0,74			
		0,43	0,32				0,62	1,01	0,76					
0,44		0,33	0,64	1,08			0,78							
0,45		0,34	0,66	1,05			0,80							

Технико-экономические показатели учитывают состав работ, подлежащих выполнению при переводе на электротягу, принятый МПС и приведенный выше (в разделе «Основные и сопутствующие работы»).

Показатели учитывают также следующие требования:

1. Применение железобетонных опор контактной сети и открытой части тяговых подстанций.

2. Применение сборных железобетонных узлов и конструкции в строительстве производственных, служебных и жилых зданий, пассажирских устройств и искусственных сооружений.

3. Применение автоматики и дальнейшего управления устройствами энергоснабжения.

Показатели не учитывают работ, не относящихся к электрификации, а именно:

1. Сооружение новых или реконструкцию существующих питающих линий электропередач 110 кВ, расширение районных понижающих подстанций.

2. Работ по реконструкции пути, удлинению путей на станциях, развитию узлов, оборудованию автоблокировкой и электрической централизацией.

3. Приведению в габаритное состояние больших мостов и тоннелей.

В табл. 9 и 10 приведены технические и эксплуатационные показатели по электрификации железных дорог.

Экономическая эффективность электрификации железных дорог определяется сроками окупаемости капитальных затрат, значения которых, установленные на основании расчетов и анализа эксплуатации, приведены ниже:

Грузопоток нетто в млн. т в год.	15	20	25	30	40	50	60
Срок окупаемости лет	6,0	5,0	4,5	4,0	3,5	3,0	3,0

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, УКУПНЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ СТОИМОСТИ И ПОТРЕБНОСТИ ОСНОВНЫХ МАТЕРИАЛОВ ПО УСТРОЙСТВАМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ И ТЯГОВОМУ ХОЗЯЙСТВУ

Приведенные ниже показатели определены на основании типовых проектов, разработанных в 1955—1956 гг., и составлены в ценах, действующих с 1 июля 1955 г.

Полная стоимость контактной сети (при металлических опорах) на 1 км электрифицируемого пути для разных типов подвески и разных пролетов между опорами приведена в табл. 11.

В случае применения железобетонных опор, стоимость 1 км контактной сети по расчетам Гипротрансэи МПС уменьшается на 3 тыс. руб.

Полная стоимость тяговых подстанций, присоединенных к сетям напряжением 110, 35 и 6—10 кВ, совмещенных и не совмещенных с дежурными пунктами контактной сети, приведена в табл. 12, составленной по материалам проекта типовой автоматизированной тяговой подстанции, утвержденного Госстроем в 1956 г.

В табл. 12 приведены постоянные расходы, не зависящие от количества устанавливаемых выпрямительных агрегатов, и расходы на один агрегат типа РМНВ-500×6 с номинальным током 750 а. Кроме того, приведены показатели стоимости подстанции на четыре агрегата.

Таблица 11

Стоимость контактной сети на 1 км электрифицируемого пути

а) на перегонах

Подвеска	Средний пролет в м	Количество опор на 1 км	Стоимость в руб.		
			строительных работ	монтажных работ	всего
БМ-95+ТФ-100 . . .	50	20	54 100	26 230	79 380
То же	55	18	49 200	26 280	75 480
»	60	16	43 500	25 560	69 060
М-95+ТФ-100	50	20	54 100	26 250	80 350
То же	55	18	49 200	26 250	75 450
»	60	16	43 500	26 510	70 100
М-120+ТФ-100	50	20	54 100	30 380	84 480
То же	55	18	49 200	30 380	79 580
»	60	16	43 500	29 760	73 260
М-120+2Т-100	55	18	49 200	42 760	91 960
То же	60	16	43 500	42 760	86 260
»	70	14	38 500	41 910	80 410
М-120+2ТФ-100+ +А-185	55	18	49 200	50 000	99 200
То же	60	16	43 500	49 850	93 350
»	70	14	38 500	48 650	87 150
М-120+2ТФ-100+ +2А-185	55	18	49 200	54 750	103 950
То же	60	16	43 500	54 550	98 050
»	70	14	38 500	53 300	91 800

б) на станциях

Подвеска	Количество путей	Количество опор на 1 км	Стоимость		Всего
			строительных работ	монтажных работ	
С-70+ТФ-85	7—3	5	29 800	23 200	53 000
То же	6	6	35 500	23 900	59 400
»	5	7	39 400	24 200	63 600
»	3—4	8	42 500	24 800	67 300
БМ-75+ТФ-85	7—8	5	29 800	26 800	56 600
То же	6	6	35 500	27 100	62 600
»	5	7	39 400	27 400	66 800
»	3—4	8	42 500	28 100	70 600
М120+ТФ-100	6	6	35 500	30 380	65 880
То же	5	7	39 400	29 760	(30380)* 63 160 (23760)*

* При подвеске на станционных путях разных проводов стоимость строительных работ учитывается один раз.

Таблица 12

Стоимость тяговых подстанций в тыс. руб.

Стоимость		Характеристика тяговых подстанций							
		110 кв опор- ная (2ТДТГ— 15 000)		110 кв проме- жуточная (2ТДГ—10 000)		35 кв (2ТМ—5 600)		10 кв	
		совме- щен- ная	несом- е- щённая	совме- щен- ная	несом- е- щённая	совме- щен- ная	несом- е- щённая	совме- щен- ная	несом- е- щённая
Строительных работ	Постоянная часть	216	120	216	120	216	120	216	120
	На 1 агрегат	36	36	36	36	36	36	36	36
Сантехнических работ	Постоянная часть	40	22	40	22	40	22	40	22
	На 1 агрегат	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
Спецстроительных работ	Постоянная часть	335	328	162	154	243	236	53	45
	На 1 агрегат	12	12	12	12	12	12	12	12
Оборудования	Постоянная часть	1 370	1 350	895	880	512	496	376	362
	На 1 агрегат	188	186	188	186	210	210	188	188
Монтажа	Постоянная часть	386	382	200	195	205	200	87	82
	На 1 агрегат	49	49	49	49	53	53	49	49
Благоустройства и прочих работ	Постоянная часть	156	137	115	95	93	75	51	32
	На 1 агрегат	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Всего	Постоянная часть	2 503	2 339	1 628	1 466	1 309	1 149	823	663
	На 1 агрегат	295	295	295	295	321	321	295	295
Всего для подстанций на 4 агрегата	Объём здания в м³	3 220	2 380	3 220	2 380	3 220	2 380	3 220	2 380
	Стоимость	3 683	2 519	2 808	2 645	2 593	2 433	2 003	1 843

В показателях, указанных в табл. 12, не учитывается стоимость внешнего энергоснабжения (в том числе и питающих линий 6—10 кв), наружных водоканализационных и теплофикационных сетей, подъездных путей к подстанции и дежурному пункту контактной сети и жилых домов при подстанции и дежурном пункте.

Стоимости, указанные в табл. 11 и 12, не учитывают расходов на содержание аппарата заказчика и на временные здания, сооружения и транспортные средства, необходимые для производства строительных и монтаж-

ных работ (т. е. расходов по II и III части генеральной сметы).

Основные показатели и стоимость электровозных и моторвагонных депо приведены в табл. 13. При этом стоимость вновь сооружаемых депо принята по проектам типовых электровозных и моторвагонных депо, разработанных в 1956 г.

Стоимость приспособления существующих депо и стоимость вспомогательных устройств тягового хозяйства также приняты по материалам разработанных типовых проектов.

Таблица 13

Технико-экономические показатели новых электровозных и моторвагонных депо

Показатель		Электровозные депо								Моторвагонные депо	
		с подъёмочным ремонтом				без подъёмочного ремонта				с подъёмочным ремонтом	без подъёмочного ремонта
Тип электровоза		Н8		ВЛ23		Н8		ВЛ23			
Годовой пробег в млн. локомотиво-километров . . .		20	10	20	10	10	5	10	5	10—15	до 10
Количество стойл		12	9	9	9	6	3	6	3	11	8
Инвентарный парк	электровозов . .	107	54	107	54	54	27	54	27	—	—
	моторвагонных секций	25	25	25	25	—	—	—	—	94	60
	тепловозов . . .	17	12	17	12	12	6	12	6	—	—
Штат депо	всего	1 545	955	1 541	1 007	688	380	663	363	604	576
	локомотивных бригад	925	522	925	522	443	222	443	222	303	209
	производственных рабочих . .	343	222	336	264	109	60	86	48	201	92
Мощность установленных токоприёмников — квт		2 585	2 407	2 378	2 378	790	698	688	667	1 975	875
Строительный объём зданий—м³		130 280	111 775	106 640	106 185	38 820	30 860	30 455	25 210	11 243	57 030
Количество типоразмеров сборных конструкций . .		22	22	22	22	18	18	18	18	24	22
Стоимость общая в тыс. руб.		16 160	13 983	13 485	13 319	5 082	4 318	4 315	3 886	12 885	7 093
На единицу объёма руб./м³		124,5	125,1	126,5	125,2	130,9	139,9	141,7	154,1	114,7	124,3
В том числе (тыс. руб.)	строительные работы	10 231	8 781	8 279	8 233	3 419	2 822	2 811	2 446	8 489	4 999
	монтаж	827	762	735	765	269	222	247	212	560	271
	оборудование . .	3 398	2 944	2 886	2 875	850	817	795	767	2 336	952
	инвентарь и прочие работы . . .	1 704	1 496	1 585	1 446	544	457	462	461	1 500	871

Таблица 14

Технико-экономические показатели паровозных депо, приспособляемых для электровозов

Показатель		Тип паровозного депо					
		ступен- чатый	верный	ступен- чатый	верный	ступен- чатый	верный
		с подъёмочным ремонтом				без подъёмочного ремонта	
Годовой пробег в млн. локомотиво-километ- ров	был в паровозном депо	10	10	5	5	1,5	1,5
	будет в электровозном де- по (с электровозами Н8)	20	20	10	10	10	5

Продолжение

Показатель	Тип паровозного депо					
	ступен- чатый	веерный	ступен- чатый	веерный	ступен- чатый	веерный
	с подъёмочным ремонтом				без подъёмочного ремонта	
Строительный объём здания (ориентировочно) в м³	106 000	106 000	98 000	94 000	38 000	34 000
Стоимость общая в тыс. руб.	6 311	6 001	6 147	6 019	1 757	1 317
На единицу объёма в руб./м³	59,5	56,2	62,5	63,6	46,3	38,5
В том числе (в тыс. руб.)	строительные работы	2 323	2 040	2 173	2 100	656
	монтаж	179	178	169	178	84
	оборудование	2 509	2 509	2 509	2 509	635
	инвентарь и прочие работы	1 300	1 274	1 296	1 232	382

Таблица 15

Стоимость экипировочных и вспомогательных устройств тягового хозяйства

Тип сооружения	Объём здания в м³	Единица измерения	С т о и м о щ ь				
			общая	в том числе			
				обще- строитель- ных работ	оборудо- вания	мон- тажа	инвентаря и прочих работ
Экипировочные устройства для электровозов ВЛ23							
Экипировочное депо	8 620	Всего тыс. руб. руб/м³	991 115,0	826 95,5	89 10,5	56 6,3	20 2,7
Пескосушилка с компрес- сорной	1 120	Всего тыс. руб.	250	154	71	24	1
Склад песка	4 670	То же	422	332	68	22	—
Склад смазочных материа- лов	—	»	84	49	23	12	—
Всего	14 410	Всего тыс. руб. руб/м³	1 747 122,0	1 361 95,0	251 17,5	114 8,0	21 1,5
Экипировочные устройства для электровозов Н8							
Экипировочное депо	12 480	Всего тыс. руб. руб/м³	1 239 98,0	1 045 83,3	108 7,5	63 5,4	23 1,8
Пескосушилка с компрес- сорной	1 062	Всего тыс. руб.	241	145	71	24	1
Склад песка	6 230	То же	491	400	68	23	—
Склад смазочных материа- лов	—	»	91	49	29	13	—
Всего	19 772	Всего тыс. руб. руб/м³	2 062 105,0	1 639 83,0	276 14,5	123 6,2	24 1,3
Прочие вспомогательные устройства							
Склад запасных частей . . .	535	Всего тыс. руб.	47	38	—	1	8

Т а б л и ц а 16

Стоимость вспомогательных устройств энергоснабжения

Тип сооружения		Объём здания в м³	Единица измерения	Стоимость						
				общая	в том числе					
					строительных работ	сантехнических работ	специальных работ	оборудования	монтажа	инвентаря и пр.
Участок энергоснабжения	Тип I с дистанцией контактной сети, без переборки РВ, без масляного хозяйства	3 492	Всего тыс. руб.	534	336	78	3	90	17	10
			руб/м³	153,0	96,0	22,3	1,0	25,8	5,0	2,9
	Тип II с дистанцией контактной сети, с переборкой РВ, без масляного хозяйства	4 650	Всего тыс. руб.	928	446	110	12	296	46	18
			руб/м³	199,8	96,0	23,7	2,6	63,7	9,9	3,9
	Тип III без дистанции контактной сети, с переборкой РВ, с масляным хозяйством	6 366	Всего тыс. руб.	1 416	616	132	26	538	75	29
			руб/м³	223,5	97,0	21,0	4,2	85,0	11,8	4,5
Дежурный пункт контактной сети (отдельно стоящий)	Тип I с отопительной котельной . .	1 375	Всего тыс. руб.	228	153	36	2	29	3	—
			руб/м³	165,0	115,0	26,0	1,1	21,2	1,7	—
	Тип II без отопительной котельной . .	1 222	Всего тыс. руб.	189	142	14	2	29	2	—
			руб/м³	143,6	106,0	11,0	1,2	23,7	1,7	—
Материальный склад при участке энергоснабжения		1 766	Всего тыс. руб.	168	142	10	—	4	4	8
Склад горючего и смазочных материалов при дежурном пункте		94	То же	16,5	16	0,5	—	—	—	—
Разгрузочная платформа при дежурном пункте		30	То же	3,0	3,0	—	—	—	—	—
Склад инвентаря и трансформаторного масла при подстанции		139	То же	12,5	12,0	0,5	—	—	—	—
Посты секционирования контактной сети: (с дистанционным управлением)	При упрощённой схеме и одном автоматическом выключателе	96	То же	47	29	—	—	10	8	—
	При узловой схеме и четырёх выключателях	380	»	142	39	—	—	49	54	—
	При узловой схеме и семи выключателях	420	»	211	48	—	—	73	90	—
	При узловой схеме и девяти выключателях	460	»	264	57	—	—	94	113	—

В табл. 14 и 15 даётся краткая характеристика устройств тягового хозяйства, полная стоимость их и стоимость по видам работ, а также единичная стоимость 1 м³ здания.

В табл. 16 приведены стоимость и краткая характеристика вспомогательных устройств энергоснабжения.

В табл. 17 приведены укрупнённые показатели потребности основных материалов по контактной сети на 1 км эксплуатационной длины линии для средних условий двухпутного и однопутного участка.

Примечание. Таблица составлена для средних условий при длине станционных электрифицированных путей, составляющей 30% от длины всех электрифицированных путей, и при количестве кривых на перегонах 30% от общей длины перегонов. Опоры—металлические.

В табл. 18 приведён расход материалов на 1 км контактной сети электрифицируемых путей с указанием основного назначения материалов.

Таблица 17
Расход основных материалов по контактной сети на 1 км эксплуатационной длины линии

Материалы	Измеритель	Двухпутный участок с цепной подвеской на перегонах М-120+ +2ТФ-100, на станциях С-70+ +ТФ-85	Однопутный участок с цепной подвеской на перегонах М-120+ +ТФ-100, на станциях С-70+ +ТФ-85
Изоляторы	шт.	120,0	75,0
Цветные металлы . .	т	10,3	4,5
Чёрные металлы . .	»	30,0	18,5
Цемент	»	37,2	24,3
Лесоматериалы . . .	м ³	20,5	12,7

Таблица 18

Расход основных материалов по контактной сети на 1 км электрифицируемых путей

В числителе указан вес материалов, в знаменателе — вес тары

Наименование материалов	Единица измерения	Цепная подвеска			Усиливающие или питающие фидеры А-185 или А-150	Назначение
		над главными путями		над станционными путями С-70 или М-95+ +ТФ-85		
		М-120+ +2ТФ-100	М-120 или М-95+ +ТФ-100			
Контактный провод ТФ-100 . .	т	2,15 0,68	1,075 0,34	—	—	Контактный провод
То же ТФ-85	»	—	—	0,90 0,28	—	То же
Медный провод М-120	»	1,25 0,42	1,25 0,42	—	—	Несущий трос
То же М-95	»	—	0,92	0,92	—	То же
» М-50	»	0,01 0,003	0,01 0,003	0,015 0,005	—	Средние анкеровки и вспомогательные ветви секционных изоляторов
» М-35	»	0,08 0,022	0,08 0,022	—	—	Струны при эластич- ном подвешивании фиксаторов
» М-25	»	0,06 0,018	0,06 0,018	—	—	То же
Медный гибкий провод МГГ-95 . .	»	0,06 0,016	0,05 0,013	0,05 0,013	0,05 0,013	Электрические соеди- нения контактной сети
То же	»	0,06 0,016	0,06 0,016	—	—	Рельсовые стыковые соединения
» МГГ-70	»	0,025 0,007	0,025 0,007	0,025 0,007	0,04 0,01	Электрические соеди- нения контактной сети
» МГГ-70	»	—	—	0,035 0,009	—	Рельсовые стыковые соединения
» МГГ-10	»	0,04 0,01	0,025 0,008	0,025 0,008	—	Струны цепной подвески
Стальной оцинкованный трос С-70	»	—	—	0,70 0,14	—	Несущий трос
Алюминиевый провод А-185 . .	»	—	—	—	0,5 0,18	Усиливающий провод
То же А-150	»	—	—	—	0,4 0,12	То же

Продолжение

Наименование материалов	Единица измерения	Цепная подвеска				Усиливающие или питающие фидеры А-185 или А-150	Назначение
		над главными путями		над станционными путями			
		М-120+ +2ТФ-100	М-120 или М-95+ +ТФ-100	С-70 или М-95 +ТФ-85			
Алюминиевый провод А-185 . .	т*	—	—	—		0,52	Питающий провод
То же А-150	т*	—	—	—		0,19	
				При числе перекры- ваемых путей		0,42	То же
				>10	<10	0,13	
Стальной оцинкованный трос С-95	т**	—	—	0,12	—	—	Несущие и фиксиру- ющие тросы гибких поперечин
				0,022	—	—	
То же С-70	»	—	—	0,08	0,10	—	
» С-50	»	—	—	0,017	0,021	—	
				—	0,06	—	Несущий трос
Биметаллический трос БМ-95 .	»	—	—	—	0,015	—	
				0,12	—	—	
				0,032	—	—	
То же БМ-70	»	—	—	0,09	0,11	—	То же
» БМ-50	»	—	—	0,025	0,031	—	
» БМ-95	»	—	—	—	0,07	—	
				—	0,022	—	
» БМ-70	»	—	—	0,90	—	—	Несущий трос
				0,24	—	—	
				0,73	—	—	То же
				0,21	—	—	
Проволока биметаллическая Ø 6 мм	т***	—	—	0,0 4	—	—	Струны гибких поперечин
				0,005	—	—	
То же Ø 4 мм	»	0,06	0,03	0,03	—	—	Струны продольной подвески
		0,02	0,01	0,01	—	—	
Сталь сортовая	т	4,5	5,0	7,0	—	—	На опоры при 30 % кривых
Сталь сортовая	»	5,0	5,5	—	—	—	
То же на консоли, кронштейны, арматуру, фундаменты и на детали питательной сети . .	»	2,9	3,0	2,0	0,5	—	То же при 60 % кривых
Трубы газовые	»	0,23	0,18	0,20	—	—	
То же	»	0,25	0,20	—	—	—	На фиксаторы при 30% кривых
Чугун	»	0,85	0,85	0,85	—	—	
Метизы	»	0,1	0,1	0,1	0,02	—	То же при 60 % кривых
Детали из цветного металла . .	»	0,2	0,1	0,2	0,03	—	
Детали из чёрного металла . .	»	0,8	0,8	0,8	0,01	—	Грузы
Лесоматериалы	м³	7,3	8,2	6,5	—	—	
»	»	8,0	9,0	—	—	—	Разные детали
Цемент	т	10,5	11,8	18,0	—	—	
»	»	11,5	13,0	—	—	—	Детали контактной сети
Гравий	м³	42,0	47,0	72,0	—	—	
»	»	46,0	52,0	—	—	—	То же
Песок	»	13,	18,5	40,0	—	—	
»	»	16,0	20,0	—	—	—	То же при 30 % кривых
Изоляторы подвесные П-4,5 .	шт.	45	51	32	24	—	
То же	»	50	56	—	26	—	То же при 60 % кривых

* На 1 км фидерной линии.
** На 1 км электрифицированных главных путей.
*** На 1 км станционных путей, включая главные.

СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ



СИСТЕМЫ ПЕРВИЧНОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

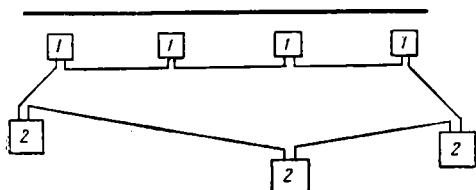
Система энергоснабжения электрических железных дорог состоит из:

1) первичной части системы энергоснабжения, к которой относятся все устройства, начиная от электрических станций до линий передач, подводящих энергию к тяговым подстанциям;

2) тяговой части системы энергоснабжения, включающей в себя тяговые подстанции и тяговую сеть. Тяговая сеть в свою очередь состоит из контактной сети, рельсовой цепи, питающих и отсасывающих линий (фидеров), постов секционирования и т. п.

СХЕМЫ ПЕРВИЧНОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

Схема первичного энергоснабжения электрической железной дороги должна удовлетворять требованиям технической надёжности и экономической целесообразности. Под технической надёжностью подразумевается возможность бесперебойного питания тяговых подстанций электрифицированной железной дороги как в условиях нормальной работы, так и в случаях выхода из строя отдельных электрических станций, подстанций или линий электропередач.

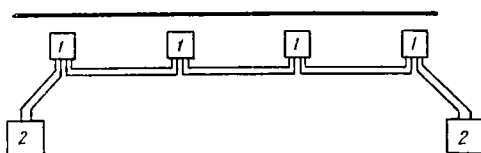


Фиг. 1. Кольцевая схема питания тяговых подстанций: 1 — тяговая подстанция; 2 — электрическая станция или районная подстанция

Экономическая целесообразность определяется оптимальными величинами капитальных затрат и ежегодных эксплуатационных расходов.

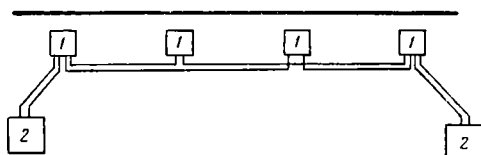
При выборе варианта схемы первичного энергоснабжения надо принимать во внима-

ние: конфигурацию районной сети; расположение электрических станций и подстанций и возможности их расширения; резервные мощности и их размещение и т. п.



Фиг. 2. Схема двустороннего питания тяговых подстанций: 1 — тяговая подстанция; 2 — электрическая станция или районная подстанция

Высокой степенью технической надёжности обладают схемы, при которых каждая тяговая подстанция получает питание не менее чем от двух электрических станций или районных подстанций. К числу таких схем относятся кольцевая схема (фиг. 1) и схема двустороннего питания тяговых подстанций (фиг. 2).



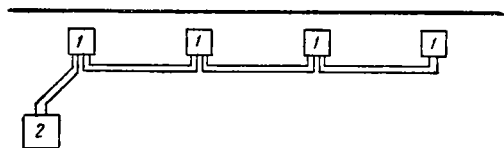
Фиг. 3. Схема двустороннего питания тяговых подстанций с уменьшенным числом вводов: 1 — тяговая подстанция; 2 — электрическая станция или районная подстанция

При двухцепных линиях применяют также схему двустороннего питания с уменьшенным числом высоковольтных вводов (фиг. 3), что даёт возможность сократить капитальные затраты на сооружение тяговых подстанций за счет весьма незначительного снижения надёжности питания.

В тех случаях, когда трудно осуществить соединение тяговых подстанций с различными

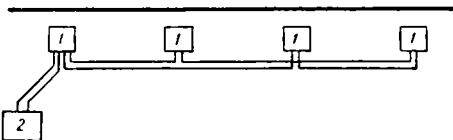
питающими пунктами, допускается питать тяговые подстанции от одного источника по двойной линии. Соответствующие варианты схем показаны на фиг. 4—6.

При сравнении различных вариантов энергоснабжения должны учитываться нужды



Фиг. 4. Схема одностороннего питания тяговых подстанций: 1 — тяговая подстанция; 2 — электрическая станция или районная подстанция

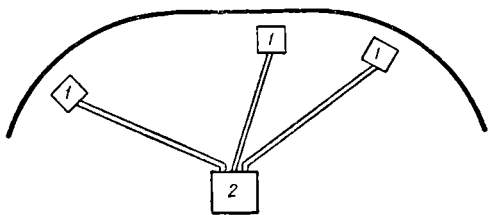
потребителей, расположенных в районе проектируемой сети, для чего тяговые подстанции целесообразно объединять с районными, предусматривая на них дополнительные распределительные устройства 6, 10 или 35 кВ.



Фиг. 5. Схема одностороннего питания тяговых подстанций с уменьшенным количеством вводов: 1 — тяговая подстанция; 2 — электрическая станция или районная подстанция

Напряжения линий, питающих тяговые подстанции, могут быть различными в пределах от 6 до 220 кВ, в зависимости от дальности передачи и нагрузок линий.

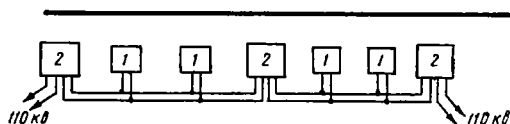
Линии 6—10 кВ используются практически лишь для питания тяговых подстанций, расположенных в черте городов и промышленных центров; в остальных случаях применяются питающие линии напряжением 35, 110 кВ и выше.



Фиг. 6. Радиальная схема тяговых подстанций: 1 — тяговая подстанция; 2 — электрическая станция или районная подстанция

При использовании сети с одной ступенью напряжения (обычно 110 кВ) питание тяговых подстанций чаще всего производится от двухцепной линии, прокладываемой параллельно трассе железной дороги. При этом все цепи линии передачи заводятся на так называемые опорные подстанции, которыми являются примерно каждая 3-я или 4-я, а промежуточные преобразовательные под-

станции подсоединяются к отпайкам от линий (фиг. 7). Питающая сеть аналогичной конфигурации, но с двумя ступенями напряжения (110 и 35 кВ) имеет вид, представленный на фиг. 8.

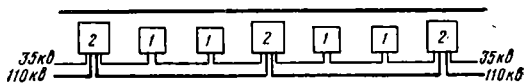


Фиг. 7. Схема питания тяговых подстанций от одного основного напряжения (110 кВ): 1 — промежуточная тяговая подстанция; 2 — опорная подстанция

При напряжении питающих линий до 35 кВ трансформаторы ртутно-выпрямительных агрегатов присоединяют непосредственно к сборным шинам подстанции (фиг. 9, а); при напряжениях 110—220 кВ для сокращения количества высоковольтных аппаратов применяют двухступенчатую трансформацию напряжения, устанавливая на подстанции один или два понизительных трансформатора, в зависимости от общей мощности установки, степени её ответственности и принятого способа резервирования.

Основные разновидности принципиальных схем подстанций, питаемых от сети 110—220 кВ, изображены на фиг. 9, б и в.

Вопросы применения двух- или трёхобмоточных трансформаторов и выбора вторичных напряжений решаются в зависимости от нужд района.



Фиг. 8. Смешанная схема питания тяговых подстанций: 1 — промежуточная тяговая подстанция; 2 — опорная подстанция

При проектировании первичной системы энергоснабжения электрических железных дорог и района производится расчёт и технико-экономическое сравнение различных вариантов построения сетей.

После установления конфигурации линий передач для каждого из вариантов расположения подстанций определяют ориентировочную длину линий, выбирают напряжение и производят расчёты этих линий для условий нормальных и аварийных режимов работы.

В дальнейшем разрабатывается вариант, обеспечивающий наиболее высокие экономические показатели системы энергоснабжения при условии выполнения основных технических требований в отношении надёжности питания и допустимых отклонений напряжения на шинах подстанций при нормальных и аварийных режимах.

ТЯГОВЫЕ НАГРУЗКИ

Графики нагрузок

Для нормальной работы потребителей электроэнергии энергоснабжающие организации должны не только непрерывно следить за

изменением спроса на энергию, но и предугадывать его, чтобы своевременно вводить в работу дополнительные генерирующие мощности.

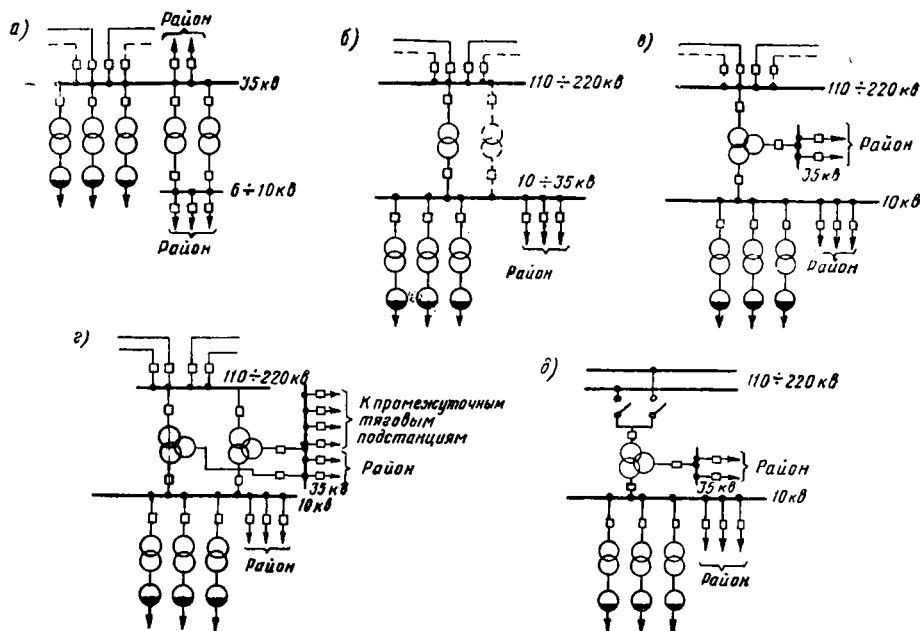
Изменения спроса на электроэнергию во времени характеризуются графиками активных и реактивных нагрузок.

В зависимости от продолжительности изучаемого периода графики нагрузок разделяются на суточные, месячные и годовые, а для тяговых сетей, кроме того, представляют интерес графики нагрузок за часы интенсивного движения.

при проектировании новых систем или расширении существующих. На основании графиков устанавливается вырабатываемое количество энергии за сутки и за год, определяется необходимое количество топлива на тепловых станциях и расход воды на гидростанциях.

Пользуясь графиками, устанавливают необходимое число машин на электрических станциях и наиболее экономичный режим их работы.

Изучение графиков позволяет установить ряд коэффициентов, характеризующих режим работы потребителя или источника энергии.



Фиг. 9. Схемы коммутации тяговых подстанций постоянного тока: а — при напряжении питающих линий 35 кВ; б — при двойной трансформации напряжения и двухобмоточных понизительных трансформаторах; в и г — то же, но при трёхобмоточных понизительных трансформаторах; д — то же для варианта присоединения к отпайке от линии 110—220 кВ

По месту изучения нагрузок в энергетической системе различают графики потребительские, станционные, сетевые и всей энергетической системы в целом.

Графики нагрузки тяговых подстанций электрифицированных дорог имеют весьма специфический характер, заключающийся в резких и частых изменениях нагрузки в отдельные моменты времени при относительно устойчивой величине среднего значения нагрузки.

Изменение интенсивности движения по часам суток приводит также к неравномерности потребления энергии в течение суток. Сезонные перевозки, метеорологические условия, отопление поездов в зимнее время и т. п. меняют потребление энергии по временам года. Поэтому для установления возможности одновременного питания тяговой сети и ряда других потребителей от одной и той же энергетической системы необходимо располагать графиками нагрузки за часы интенсивного движения, а также суточными и годовыми.

Перечисленные графики нагрузок широко используются как при эксплуатации, так и

Коэффициент нагрузки, или коэффициент заполнения графика, α является отношением средней нагрузки к максимальной за рассматриваемый промежуток времени (сутки или год):

$$\alpha = \frac{P_{ср}}{P_{max}}$$

или

$$\alpha = \frac{P_{ср} T}{P_{max} T}$$

где T — число часов в рассматриваемом периоде.

В последнем выражении числитель представляет собой действительную переработку энергии, а знаменатель — возможную переработку, если бы подстанция всё время работала с максимальной нагрузкой.

Коэффициент нагрузки характеризует среднюю величину и продолжительность спадов нагрузки по сравнению с максимальной. При этом для условий тяговой нагрузки под мак-

симальной её величиной обычно подразумевают не отдельные кратковременные пики, а среднюю величину за получасовой период наиболее интенсивного движения поездов.

Графики суммарной нагрузки группы тяговых подстанций электрифицированной линии носят всегда более спокойный характер по сравнению с графиками нагрузки отдельных подстанций. Если коэффициенты нагрузки отдельных подстанций магистральной дороги лежат в пределах 1,8—2,7, то для суммарных графиков это отношение снижается примерно до 1,6.

Коэффициент попадания в максимум K характеризует долю установленной мощности подстанции, которая потребляется в часы максимальной нагрузки источника электрической энергии.

Таким образом

$$K = \frac{P_1}{P_{уст}},$$

где $P_{уст}$ — установленная мощность агрегатов подстанции;

P_1 — мощность, потребляемая агрегатами подстанции в часы максимума нагрузки электростанции или электрической системы.

Для различных типов потребителей этот коэффициент может изменяться в очень широких пределах, и его величина в ряде случаев определяет возможность присоединения нового потребителя к существующему источнику энергии или же необходимость увеличения мощности электрической станции.

Коэффициент использования установленной мощности β характеризует степень использования агрегатов подстанции и является отношением средней нагрузки к установленной мощности:

$$\beta = \frac{P_{ср}}{P_{уст}}.$$

Коэффициент использования установленной мощности, отнесённый к центральной электрической станции, косвенным образом отражает также характер заполнения графика, поскольку чем меньше коэффициент α , т. е. чем неравномернее график нагрузки, тем меньше будет коэффициент β .

Продолжительность использования суточного или годового максимума нагрузки T_{max} представляет отношение энергии, переработанной за сутки или за год, к максимальной нагрузке подстанции (или станции) за данный период времени:

$$T_{max} = \frac{A}{P_{max}} \text{ час.}$$

Под P_{max} здесь удобно понимать ту же величину, что и при определении коэффициента нагрузки.

Рассматриваемая величина показывает, какое число часов должна была бы проработать подстанция с максимальной нагрузкой, чтобы переработать количество энергии, равное переработанному в действительности.

Продолжительность использования максимума связана с величиной коэффициента нагрузки выражением

$$T_{max} = \alpha T,$$

где T — рассматриваемый период в часах.

Коэффициент резерва γ представляет отношение рабочей мощности подстанции к установленной, т. е.

$$\gamma = \frac{P_{раб}}{P_{уст}}.$$

Параметры тяговых нагрузок

При отсутствии графиков на стадии перспективного проектирования нагрузки может быть охарактеризована следующими параметрами:

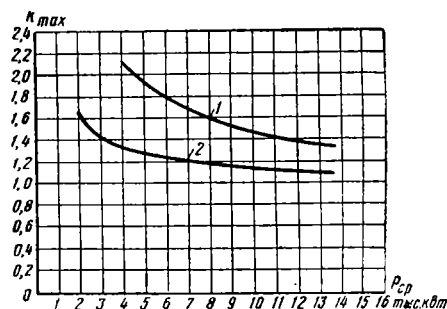
- среднесуточные нагрузки;
- максимальные нагрузки мгновенные и отнесённые к периодам различной (небольшой) длительности;
- расположение максимумов по часам суток.

Среднесуточные нагрузки обычно определяются по расходу энергии. Возможные изменения объёма перевозок в отдельные месяцы могут быть оценены коэффициентом сезонной неравномерности перевозок, который обычно составляет 1,1—1,2. Для осенне-зимнего периода, кроме того, учитывают увеличение расхода энергии на 8—10% по сравнению со среднегодовым.

Максимальная нагрузка может быть определена умножением среднесуточной нагрузки на коэффициент максимума K_{max} , который является величиной, обратной коэффициенту нагрузки, т. е.

$$K_{max} = \frac{1}{\alpha}.$$

Величина коэффициента K_{max} обычно даётся в зависимости от величины среднесуточной нагрузки, увеличение которой, как пра-



Фиг. 10. Зависимость коэффициента часового максимума тяговой нагрузки от её среднесуточной величины: 1 — верхние пределы; 2 — нижние пределы значений коэффициента

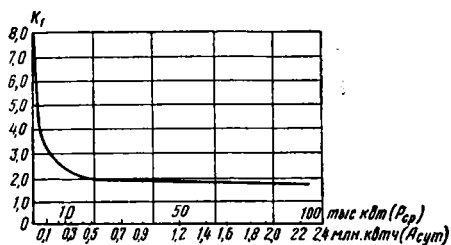
вило, сопровождается увеличением числа поездов, что уменьшает вероятность совпадения максимальных поездных токов и приводит к снижению величины коэффициента.

С увеличением длины участка, питаемого от одной и той же энергетической системы, коэффициент K_{\max} будет убывать, оставаясь, однако, всё время больше единицы.

Так как нагрузка подстанции имеет резко колеблющийся характер, то часто для характеристики графика под максимальной нагрузкой понимают среднюю за час максимального потребления энергии.

Предельные значения коэффициента K_{\max} можно определить по кривым, полученным в результате анализа ряда проектных графиков для железных дорог СССР (фиг. 10).

Изменение в широких пределах рассматриваемого коэффициента при одной и той же

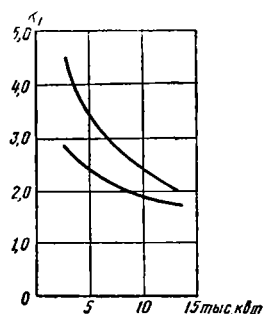


Фиг. 11. Зависимость коэффициента кратковременного максимума K_1 от средней нагрузки или суточного потребления энергии

потребляемой мощности объясняется особенностями организации движения на различных дорогах.

Для определения кратковременной максимальной нагрузки могут быть предложены построенные на основе опытных данных кривые зависимости коэффициента кратковременного максимума от расхода энергии или средней мощности (фиг. 11 и 12).

Для установления расположения максимума нагрузки по часам суток необходимо располагать конкретными данными в каждом из рассматриваемых случаев.



Фиг. 12. Границы возможных значений коэффициента кратковременного максимума K_1 в зависимости от величины среднесуточной нагрузки

Длительность прохождения максимума колеблется в широких пределах, от 1 до 6 ч., но в большинстве случаев составляет 2—3 ч.

ВЛИЯНИЕ ТЯГОВОЙ НАГРУЗКИ НА ГЕНЕРАТОРЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Тяговая нагрузка в ряде случаев существенно искажает форму токов и нарушает их симметрию в фазах генераторов питающей системы. Степень этого влияния зависит от принятой системы электрической тяги и удельного веса тяговой нагрузки в общем балансе электропотребления.

В таблице приводятся характеристики тяговой нагрузки при различных типах преобразователей на тяговых подстанциях и электровозах.

Характеристики тяговых нагрузок

Род тока в контактной сети	Тип преобразователя		Тип двигателей на электровозе	Характеристика тока, потребляемого тяговой нагрузкой
	на подстанции	на электровозе		
Постоянный	Шестифазные ртутные выпрямители	—	Постоянного тока	Искажение синусоидальной формы кривой тока
	Двенадцатифазные ртутные выпрямители	—	То же	То же, но в меньшей степени
Переменный пониженной частоты	Вращающиеся преобразователи частоты и числа фаз	Трансформатор	Коллекторные однофазные	Без искажений
Переменный промышленной частоты	Трансформаторы	Трансформатор	Коллекторные однофазные	Наличие несимметричных токов в фазах
	То же	Двигатель-генератор или фазорасщепитель	Постоянного тока или асинхронные многофазные	
	То же	Ртутный выпрямитель	Постоянного тока	То же и значительное искажение синусоидальной формы кривой тока

Несимметричная нагрузка трёхфазной системы

При рассмотрении явлений, имеющих место при несимметричной нагрузке, принято несимметричные токи (при условии, если сумма их равна нулю, как это имеет место для тяговой нагрузки) раскладывать на две симметричные системы токов, имеющие соответственно положительную и отрицательную последовательности фаз. Система токов отрицательной последовательности фаз создаёт в синхронной машине магнитный поток, вращающийся относительно статора с синхронной скоростью в сторону, обратную вращению ротора (обратно синхронное поле).

Отрицательное влияние несимметричной нагрузки связано с возникновением магнитных потоков, вращающихся относительно статора с несинхронной скоростью. Эти потоки вызывают добавочные потери в статоре и роторе и, следовательно, приводят к увеличению нагревания машины, что в некоторых случаях заставляет существенно ограничивать отдаваемую мощность.

Если от электрической станции получает питание только электрифицированная железная дорога, то влияние несимметричной нагрузки ограничивается указанным фактором. Если же от трёхфазной системы питается не

только электрифицированный участок железной дороги, но и другие потребители, имеющие синхронные и асинхронные двигатели, то необходимо считаться с искажением симметрии напряжений, поскольку это искажение приводит к снижению нагрузочной способности двигателей.

Несинусоидальная нагрузка трёхфазной системы

Искажение синусоидальной формы кривой тока возникает вследствие того, что в кривой тока появляется ряд гармоник с частотами, отличающимися от частоты основной гармоники и обычно превышающими её. Возникновение низших гармоник возможно лишь при работе статических преобразователей частоты. Отрицательное влияние этих гармоник на работу трёхфазных генераторов сказывается в том, что они создают в машине магнитные потоки, перемещающиеся как относительно статора, так и относительно ротора, что вызывает дополнительные потери в машине, снижая её нагрузочную способность.

Основными источниками высших гармоник в тяговых сетях являются ртутно-выпрямительные установки, вносящие тем большие искажения кривых тока, чем меньше число выпрямляемых фаз.

СХЕМЫ ПИТАНИЯ КОНТАКТНОЙ СЕТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

Принципиальная схема питания участка определяет способ присоединения контактной сети к тяговым подстанциям, а также наличие и количество поперечных соединений между проводами контактной сети параллельных путей.

Для осуществления той или иной схемы питания контактная сеть разделяется на электрически независимые части (секции) в соответствии с так называемой схемой секционирования сети.

Изоляция секций контактной сети друг от друга осуществляется секционными разъединениями, которые могут выполняться перекрываемыми или неперекрываемыми при проходе токоприёмника поезда (см. раздел «Контактная сеть»). Перекрываемые секционные разъединения не должны применяться в тех случаях, когда соединение секций через токоприёмник может привести к короткому замыканию или к несчастному случаю с персоналом. Часть контактной сети, присоединённая к одним и тем же питающим линиям (фидерам), называется фидерной зоной.

При составлении схемы питания и секционирования производится выбор:

1) принципиального варианта питания фидерных зон;

2) схемы присоединения контактной сети к тяговым подстанциям и способа питания станционных и депоовских путей;

3) схемы защитного секционирования контактной сети (с целью улучшения защиты от токов короткого замыкания).

По способу присоединения контактной сети

к тяговым подстанциям схемы питания участка разделяются на:

а) схемы с односторонним питанием (т. е. с раздельной работой подстанции), когда в середине участка между подстанциями предусматривается секционное разъединение и питание нагрузок каждой секции осуществляется от одной подстанции. В этом случае между двумя подстанциями располагаются две фидерные зоны;

б) схемы с двусторонним питанием (т. е. с параллельной работой подстанции), при которых нагрузки, расположенные между двумя подстанциями, питаются с двух сторон. В этом случае между подстанциями располагается одна фидерная зона.

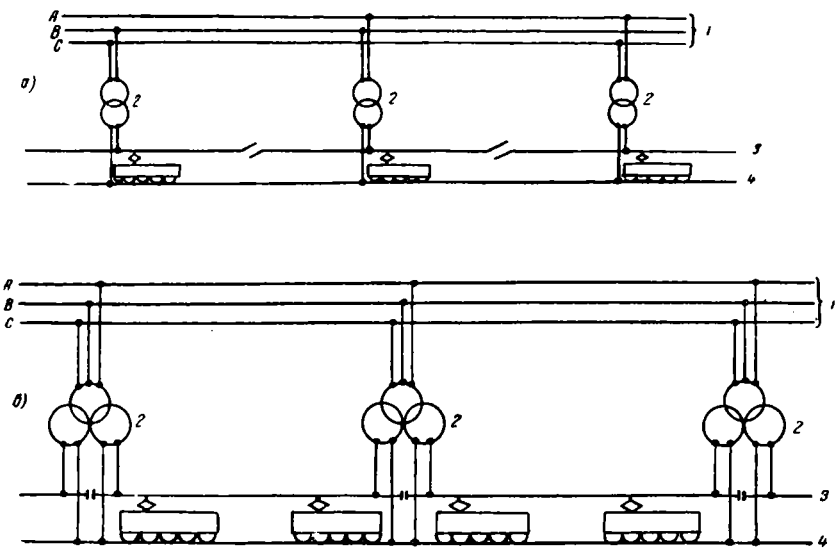
По наличию поперечных соединений между проводами параллельных путей различают:

а) схему раздельного питания путей, при которой контактные подвески параллельных путей не имеют соединений;

б) узловую схему питания, при которой на участке между подстанциями расположено одно поперечное соединение контактных подвесок параллельных путей;

в) схему параллельного питания путей, при которой на участке между подстанциями имеется три и более поперечных соединения.

Сравнение перечисленных схем дано в таблице на стр. 37. Наличие поперечных соединений вызывает только перераспределение нагрузок между питающими линиями одной и той же подстанции, не влияя на величину её суммарной нагрузки (при постоянном по длине отношении удельных сопротивлений контактных подвесок отдельных путей).



Схемы питания контактной сети дорог однофазного тока промышленной частоты:
а — одностороннее питание; б — двухстороннее питание; 1 — трёхфазная питающая линия;
2 — тяговые подстанции; 3 — контактная сеть; 4 — рельсы

Сравнение схем питания контактной сети

№ схемы	Принципы разделения схем		Сравнительные показатели							
	по способу пи- тания секций контактной сети	по наличию и количеству поперечных соединений между проводами путей	Степень надёжно- сти работы	Трудность установ- ления места ко- роткого замыка- ния	Потери энергии	Потери напряже- ния	Нагрева- ние про- водов	Простота схемы	Характер на- грузки подстан- ции	Мешающие влияния на провода связи
1	Одностороннее	Раздельное питание	Наибольшая	Наименьшая	Наибольшие	Наибольшие	Наибольшие	Наибольшая	Менее равномерная, чем при двухстороннем питании	Больше, чем при двухстороннем питании
2		Узловая схема с соединением в конце зоны	Несколько меньшая, чем в схеме 1	Труднее, чем в схеме 1	Меньше, чем в схеме 1	Меньше, чем в схеме 1	Меньше, чем в схеме 1	Сложнее, чем в схеме 1		
3		Параллельное питание	Несколько меньшая, чем в схемах 1, 2, 4 и 5	Труднее, чем в схемах 1, 2, 4 и 5	Меньше, чем в схемах 1 и 2	Меньше, чем в схемах 1 и 2	Меньше, чем в схемах 1 и 2	Сложнее, чем в схемах 1, 2, 4 и 5		
4	Двухстороннее	Раздельное питание	Несколько меньшая, чем в схеме 1	Труднее, чем в схемах 1 и 2	Меньше, чем в схеме 1	Меньше, чем в схеме 1	Меньше, чем в схеме 1	Сложнее, чем в схеме 1	Более равномерная, чем при одностороннем питании	Меньше, чем при одностороннем питании
5		Узловая схема	Несколько меньшая, чем в схемах 1, 2 и 4	Труднее, чем в схемах 1 и 2	Меньше, чем в схемах 1, 2 и 4	Меньше, чем в схемах 1, 2 и 4	Меньше, чем в схемах 1, 2 и 4	Сложнее, чем в схемах 1, 2 и 4		
6		Параллельное питание	Несколько меньше остальных схем	Наибольшая	Наименьшие	Наименьшие	Наименьшее	Наименьшая		

Все поперечные соединения должны оборудоваться устройствами, автоматически отключающими повреждённый путь при коротком замыкании. Как правило, одни и те же выключатели определяют принципиальную схему питания и обеспечивают защиту от токов короткого замыкания.

Схемы централизованного и распределённого питания

Под централизованным питанием контактной сети понимается такой вариант снабжения поездов электроэнергией, при котором каждая нагрузка (поезд) практически получает питание от одной или от двух смежных подстанций, в зависимости от принятой схемы питания фидерных зон (односторонней или двусторонней). Более удалённые подстанции практически не принимают участия в питании данной нагрузки.

Практически такой режим работы тяговых подстанций имеет место при подстанциях значительной мощности, расположенных на достаточно большом расстоянии друг от друга. Тяговые подстанции при этой схеме могут присоединяться к различным распределительным пунктам первичной питающей системы. Резерв на таких тяговых подстанциях обычно осуществляется в виде дополнительных агрегатов.

Под распределённой схемой питания контактной сети понимается такой вариант, при котором поезда, расположенные на наиболее нагруженных фидерных зонах, получают питание от ряда тяговых подстанций. Участие удалённых подстанций получается тем большим, чем меньше мощность агрегатов, сосредоточенных на одной подстанции.

Применительно к этому случаю схема с одноагрегатными подстанциями может быть признана наиболее совершенной.

Для того чтобы имелась возможность распределять нагрузку между рядом маломощных тяговых подстанций, они должны быть связаны определённым режимом напряжения по первичной стороне. Для этой цели все подстанции должны получать питание от одной и той же линии передачи, проложенной вдоль линии железной дороги. Резерв при распределённом питании контактной сети осуществляется в виде запаса мощности отдельных подстанций, выбранного с таким расчётом, чтобы выпадение из работы любой подстанции (или каждой третьей) не вызывало необходимости вносить какие-либо ограничения в работу железнодорожной линии. Схема распределённого питания вследствие большого

числа подстанций становится целесообразной только при автотелеуправляемых подстанциях и при условии максимального упрощения их конструкции, что наилучшим образом достигается при одноагрегатных подстанциях.

При схеме распределённого питания (по сравнению с системой централизованного питания):

- 1) сокращается сечение проводов контактных подвесок;
- 2) снижаются потери энергии в контактной сети;
- 3) значительно облегчается защита контактной сети от токов короткого замыкания;
- 4) значительно уменьшаются потенциалы рельсов относительно земли, а следовательно, снижается опасность разрушения подземных сооружений блуждающими токами;
- 5) снижаются мешающие влияния на провода связи;
- 6) упрощается задача питания нетяговых потребителей (в первую очередь железнодорожных) электрической энергией.

Особенности схем питания контактной сети дорог однофазного тока

На дорогах однофазного тока промышленной частоты, учитывая, что питание их производится от районных трёхфазных систем, схему питания контактной сети выбирают так, чтобы по возможности обеспечивалась равномерная нагрузка фаз питающей системы. Для этой цели схему присоединения фидерных зон контактной сети к трёхфазной системе поочередно меняют так, чтобы от каждого трёх или шести подстанций (в зависимости от схемы соединения трансформаторов на подстанциях) ко всем фазам было присоединено равное число однофазных зон. В этом случае несимметрия нагрузки фаз питающей системы определяется только неравномерностью расхода энергии на отдельных фидерных зонах и колебаниями нагрузки зон. Наиболее просто подобная схема осуществляется при одностороннем питании (см. фигуру, а) через однофазные трансформаторы с поочередным присоединением их к различным фазам первичной сети. Однако такой вариант обладает всеми недостатками схем одностороннего питания (см. таблицу).

Двустороннее питание может быть осуществлено при различных схемах соединения трансформаторов на тяговых подстанциях (см. фигуру, б). Однако во всех случаях схема двустороннего питания возможна только при условии присоединения каждой фидерной зоны к одним и тем же фазам.

УСЛОВИЯ РАБОТЫ И РАСЧЁТА СИСТЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В настоящее время проектирование первичной и тяговой частей системы энергоснабжения электрических железных дорог ведётся раздельно.

Проектирование первичной части ведётся с учётом всех районных нагрузок при одно-

временном решении вопросов развития питающей энергосистемы по принципам и нормам, применяемым при проектировании сетей промышленных установок¹.

¹ В настоящее время ведутся работы по установлению особых требований к проектированию первичного энергоснабжения электрических железных дорог.

Проектирование системы первичного энергоснабжения сводится к выбору схемы питания и её параметров. Схемы получают различный характер в зависимости от того, электрифицируется ли железная дорога в районе:

а) с сильно развитой энергосистемой, при которой появление нового потребителя в виде электрической железной дороги не вызывает существенного изменения схемы этой энергосистемы, и

б) со слабо развитой энергосистемой или более того, сооружаемой одновременно с электрификацией железной дороги и предназначенной в основном для питания её электрической энергией. В этом случае энергетическая система получает продольный (вытянутый вдоль железной дороги) характер.

В первом случае для каждого варианта расположения тяговых подстанций отыскивается наимыгоднейшая схема их питания с соблюдением всех правил, изложенных выше в статье «Системы первичного энергоснабжения электрических железных дорог». Во втором случае для каждого варианта расположения тяговых подстанций их разделение на опорные (транзитные) и промежуточные ведётся одновременно с проектированием всей схемы первичного энергоснабжения.

Выбор параметров системы энергоснабжения сводится к выбору расположения и мощности электрических станций и районных подстанций (или их усиления), напряжений и мощности линий передачи и резервирования всех элементов схемы.

Все перечисленные работы ведутся проектными организациями МЭС, исходя из величин нагрузок и расчётных режимов, задаваемых МПС.

Проектирование тяговой части системы энергоснабжения электрических железных дорог производится с целью выбора схемы питания и основных её параметров, обеспечивающих достаточно высокую степень надёжности работы электрической железной дороги.

Принципы и методы проектирования тяговой части системы энергоснабжения отражают специфические особенности условий работы электроподвижного состава, которые резко отличаются от условий работы промышленных потребителей.

РЕЖИМ НАПРЯЖЕНИЯ В КОНТАКТНОЙ СЕТИ

Нормальные напряжения электрической железной дороги постоянного тока

Согласно стандарту на напряжения электрифицированного транспорта (ГОСТ 6962—54) на магистральных железных дорогах установлены величины напряжений, которым должны соответствовать напряжения на шинах тяговых подстанций и на токоприёмнике электроподвижного состава.

За номинальное напряжение системы электрической тяги постоянного тока принято номинальное напряжение на шинах тяговых подстанций. Номинальным напряжением на шинах тяговой подстанции называется среднее значение выпрямленного напряжения при номинальном значении выпрямленного тока и номинальном напряжении питаю-

щей электрической сети. Это напряжение принято равным 3 300 в.

Все характеристики и номинальные данные электроподвижного состава и его электрооборудования относятся к номинальному напряжению на токоприёмнике. Номинальным напряжением на токоприёмнике электроподвижного состава называется условная величина напряжения, на которую рассчитываются тяговые характеристики и номинальные параметры электроподвижного состава. Эта величина не таит в себе никакого другого смысла и ни в коей мере не определяет выбор параметров системы энергоснабжения. Наоборот, при отличии напряжения в контактной сети от номинального на токоприёмнике необходимо все расчётные данные, полученные из тяговых характеристик электроподвижного состава, отнесённых к его номинальному напряжению, пересчитывать (тем или иным методом) применительно к действительным величинам напряжений.

Для обеспечения надёжной работы электроподвижного состава в условиях резких колебаний напряжения стандартом установлена максимально допустимая величина напряжения на токоприёмнике электроподвижного состава.

При отсутствии рекуперативного торможения за максимальное напряжение на токоприёмнике электроподвижного состава принимается величина, соответствующая напряжению на шинах тяговых подстанций при верхнем пределе отклонения от номинального напряжения первичной питающей сети, отсутствии нагрузки на стороне выпрямленного тока и при переключённых ответвлениях первичной обмотки силового трансформатора на минус 5%. Для дорог, не применяющих рекуперативное торможение, это напряжение принимается равным 3 850 в.

На линиях с применением рекуперативного торможения максимальное напряжение на токоприёмниках электроподвижного состава при тяговом и рекуперативном режимах принимается равным напряжению контактной сети у токоприёмника рекуперирующего локомотива, расположенного наименее выгодным образом относительно тяговых подстанций при наиболее неблагоприятном сочетании нагрузок, при расчётном значении тока рекуперации электровоза и при тяговых подстанциях, работающих в режиме приёмников электрической энергии или на холостом ходу. Это напряжение согласно стандарту не должно превышать 4 000 в.

Рациональный режим напряжения в контактной сети

Условия работы электроподвижного состава существенно отличаются от условий работы подавляющего большинства стационарных потребителей (асинхронных двигателей и источников освещения). Электроподвижной состав физически может работать при напряжении, изменяющемся в широких пределах, тогда как стационарные потребители такой возможности не имеют (резкое уменьшение опрокидывающего момента асинхронных двигателей и светового потока).

ламп при понижении подводимого напряжения приводит к тому, что двигатели и осветительные приборы перестают выполнять свои функции). Поэтому жесткие нормы допустимых отклонений напряжения, установленные для стационарных потребителей промышленного типа, не пригодны для тяговой части системы энергоснабжения электрической железной дороги.

Рациональный режим напряжения для электроподвижного состава характеризуется верхним и нижним уровнем, а также величиной кратковременных колебаний напряжения. Верхний уровень определяется условиями надёжной работы электроподвижного состава и регламентируется ГОСТ на напряжении для электрических железных дорог. Нижний уровень напряжения при длительном его понижении отражается на скорости движения и условиях нагревания тяговых двигателей.

Снижение скорости движения поездов может вызвать рост транспортных расходов и сокращение пропускной и провозной способности железнодорожного участка. Необходимое увеличение скорости движения может быть достигнуто в различных условиях самыми различными способами (изменение режима ведения поезда за счёт использования запаса мощности локомотива, применения на отдельных участках крательной тяги или подталкивания, снижения весовых норм и т. п.). Кроме того, может быть изменён и режим напряжения за счёт использования средств регулирования напряжения на тяговых подстанциях и особенно на электровозах однофазного тока. По этим соображениям установление единого нижнего предела напряжения в контактной сети по образцу промышленных сетей не представляется рациональным.

В большинстве случаев следует считать допустимым нижний уровень напряжения в контактной сети, имеющий место при экономическом сечении контактных проводов. Этот уровень, относительно более высокий для дорог с густым и низкий для дорог с более редким движением должен обеспечивать работу тяговых двигателей без перегрева и преодоление затяжных инерционных подъёмов.

Попытка установить один и тот же нижний уровень напряжения в качестве общей нормы для дорог с различной густотой движения приведёт при одних условиях к необоснованному увеличению капитальных затрат и расходов цветного металла, а при других — к неоправданному росту годовых расходов на оплату потерь энергии. Практически в отдельных случаях напряжение может опуститься и до более низких уровней, при непредусмотренных скоплениях поездов и сочетаниях их нагрузок (при особо неблагоприятном расположении их на линии). Однако, чем ниже такое отклонение напряжения, тем меньше его вероятность и длительность, и при весьма редкой повторяемости подобный режим может не приниматься во внимание.

В настоящее время ещё не существует методов объективной оценки отклонений напряжения различной повторяемости и длительности. Поэтому поверочный расчёт системы энергоснабжения по уровню напряжения затруднён. Его можно осуществить лишь путём рассмотрения искусственно созданных расчё-

ных схем при заданном числе поездов определённого типа, их расположении и режиме ведения. При подобных расчётах должны приниматься во внимание лишь такие схемы расположения нагрузок, которые могут достаточно часто возникать в условиях реальной действительности.

Резкие кратковременные колебания напряжения могут вызвать соответствующие изменения тока и тягового усилия электровоза, что может привести к круговому огню на коллекторах тяговых двигателей, боксованию и появлению неучтённых усилий в подвижном составе. Эти колебания напряжения также при большем их значении имеют меньшую повторяемость. Объективных методов оценки подобных колебаний напряжения и вызываемых ими последствий не имеется.

УСЛОВИЯ РАБОТЫ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

Основными элементами тяговой части системы энергоснабжения являются:

- 1) тяговые подстанции;
- 2) питающие и отсасывающие линии (фидеры);
- 3) провода контактной сети;
- 4) рельсовая сеть.

Особенности условий работы этих элементов определяются резко колеблющимся характером тяговой нагрузки. Последнее в свою очередь определяется непрерывным изменением числа, типа и расположения поездов на фидерных и подстанционных¹ зонах и величин потребляемых ими токов.

Нагрузки тяговых подстанций

Длительно допускаемые нагрузки ограничиваются нагреванием агрегатов, а кратковременные — максимальной плотностью тока на анодных головках выпрямителей.

При отсутствии более точных исходных данных оценка нагревающего действия нагрузки ведётся по её эффективному (среднеквадратичному) значению за период, соответствующий нормам допускаемой нагрузки на агрегаты подстанций. За максимальные значения принимаются соответственно выбранные величины, имеющие достаточную вероятность появления.

Нагрузка проводов контактной сети и проводов питающих и отсасывающих линий ограничивается нормами допустимого нагрева проводов. Оценка нагрузки по её нагревающему действию ведётся обычно по эффективным значениям тока за соответствующий отрезок времени на основании действующих норм.

Максимальные нагрузки питающих линий, необходимые для выбора токов уставки автоматических выключателей, определяются таким же образом, как и максимальные нагрузки тяговых подстанций.

Потенциал рельсовой сети относительно земли, характеризующий степень опасности разведения подзем-

¹ Под фидерной зоной понимается часть контактной сети, питаемая от одних и тех же фидеров. Под подстанционной зоной понимается группа фидерных зон, получающих питание от одной и той же тяговой подстанции.

ных сооружений блуждающими токами (на дорогах постоянного тока) определяется по средним значениям за ряд лет.

УСЛОВИЯ РАСЧЕТА СИСТЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

Выбор наивыгоднейшего варианта схемы энергоснабжения

Нормальную работу электрической дороги можно осуществить при различных схемах первичной и тяговой части системы энергоснабжения, применяя различные схемы питания сети и соответственно варьируя число и расположение тяговых подстанций, сечение проводов и т. п.

Для обеспечения необходимой надёжности и получения достаточно высокой экономической эффективности системы составляется ряд вариантов схем энергоснабжения и проводится расчёт всех основных параметров, отличающих одну схему энергоснабжения от другой.

После определения всех основных параметров на основе укрупнённых измерителей определяют капитальные затраты и ежегодные расходы. Наивыгоднейший вариант выбирается, исходя из сопоставления всех технических и экономических показателей.

Расчетные сроки

Схема питания и мощность элементов системы энергоснабжения (сечение проводов, число и типы преобразовательных агрегатов) устанавливаются в соответствии с заданным на расчётные сроки грузооборотом и намечаемым характером движения.

Расчётные сроки принимаются большими для сооружений, усиление которых требует значительных затрат, и меньшими для сооружений, усиление которых не связано с большими переустройствами уже существующих объектов.

К первым относятся: схема энергоснабжения, размещение и объёмы зданий тяговых подстанций, опоры контактной сети и т. п.

Число агрегатов на тяговых подстанциях и сечения проводов контактной сети выбираются в соответствии с размерами движения на более близкий период эксплуатации. Конкретные расчётные сроки устанавливаются специальными техническими условиями на проектирование.

Расчёты по сравнению вариантов ведутся на основе упрощённых методов и укрупнённых измерителей, исходя из того, что исходные данные (размеры движения, веса поездов и т. п.) задаются приближённо и что некоторое отклонение расчётных величин от истинных мало влияет на экономику сооружений. Расчёт выбранного варианта ведётся на оба расчётных срока с более детальным учётом особенностей рассматриваемой линии, т. е. более точными методами, и сопровождается составлением подробных смет.

Расчётные режимы при выборе мощности системы энергоснабжения

Необходимая мощность системы энергоснабжения существенно зависит от степени неравномерности движения на линии.

Наименьшая мощность системы энергоснабжения требуется при наиболее равномерном распределении поездов (по их числу и типу) во времени.

С увеличением неравномерности движения потребная мощность системы энергоснабжения растёт. При проектировании принято принимать во внимание следующие расчётные режимы движения:

1) суточные в среднем за год (среднегодовые);

2) суточные в максимально загруженные месяцы года (среднесуточные);

3) максимальные длительные в часы интенсивного движения наиболее загруженных суток.

По всем этим режимам движения находят соответствующие электрические нагрузки. Кроме того, определяются также кратковременные нагрузки при наиболее неблагоприятном, но возможном, сочетании числа, типа и расположения поездов.

Среднегодовые значения нагрузок определяются в соответствии с планируемой на данной железнодорожной линии перевозочной работой.

Среднесуточные размеры движения получают путём умножения среднегодовых на коэффициент месячной неравномерности. Максимальные длительные нагрузки в часы интенсивного движения либо задаются планируемыми органами для данной железнодорожной линии, либо, если таких указаний нет, берутся на основе действующих технических условий проектирования электрификации железных дорог.

Величины, определяемые при проектировании системы энергоснабжения

1. Потери энергии в контактной сети за расчётный год определяются при экономическом расчёте сечения проводов для сравнения вариантов схем питания контактной сети и расположения тяговых подстанций.

2. Эффективное значение нагрузки проводов контактной сети в период максимальной расчётной нагрузки за время, при котором температура проводов практически достигает установившегося значения, определяется для проверки сечения проводов на нагревание (см. ниже «Допустимые нагрузки на провода контактной сети»).

3. Эффективное значение нагрузки проводов питающих и отсасывающих линий в период максимальной расчётной нагрузки (за время, при котором температура проводов практически достигает установившегося значения) определяется для выбора сечения проводов по условиям нагревания.

4. Эффективное значение нагрузки тяговых подстанций определяется для выбора мощности преобразовательных агрегатов подстанций. Эффективная нагрузка должна определяться за наиболее тяжёлый расчётный период, включающий в себя часы интенсивного движения. В зависимости от заданной длительности такого режима устанавливается возможность

использования перегрузочной способности агрегатов подстанций.

5. Максимальная (кратковременная) нагрузка тяговой подстанции при неблагоприятном расположении поездов в часы интенсивного (расчётного) движения определяется для проверки выбранной мощности тяговых подстанций по допустимой кратковременной нагрузке.

6. Максимальная (кратковременная) нагрузка питающих линий тяговых подстанций и линий постов секционирования определяется для выбора токов уставки автоматических выключателей.

7. Средние потери напряжения в сети до поезда за время потребления энергии (при езде без реостатов) на отдельных перегонах или блокучастках определяются для внесения коррективов во времена хода, полученные из тягового расчёта. Потери напряжения определяются с учётом понижения напряжения на шинах тяговых подстанций.

8. Средние падения напряжения в рельсовой цепи за расчётный год определяются для сравнения их с нормами, установленными правилами защиты подземных сооружений от блуждающих токов и для выбора методов защиты (на дорогах постоянного тока).

9. Потери энергии в системе энергоснабжения определяются для сравнения вариантов расположения тяговых подстанций и оценки экономической эффективности электрической тяги.

ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ПРОВОДОВ КОНТАКТНОЙ СЕТИ

Сечение проводов контактной сети должно обеспечивать:

- 1) необходимую пропускную способность железнодорожного участка;
- 2) экономичную работу сети;
- 3) нагрев проводов не выше допустимого;
- 4) удовлетворительные условия токоснижения;
- 5) защиту от токов короткого замыкания при использовании всех имеющихся в распоряжении схемных средств и специальных устройств и аппаратов.

Ход расчёта

Для удовлетворения поставленным требованиям целесообразно в первую очередь выбирать сечения проводов по экономическим соображениям с последующей проверкой по условиям нагревания. Далее следует установить действительные значения напряжения, при расчётных размерах движения, на перегонах (в основном на ограничивающих) и внести поправки во времени хода, полученные из тяговых расчётов.

Пользуясь этими временами хода, надлежит проверить реальную пропускную способность и сопоставить её с потребной. При неудовлетворительных результатах сопоставления следует наметить наиболее экономичные средства для повышения пропускной

способности участка. Таким же путем устанавливается допустимость увеличения сечения контактной сети для повышения скорости движения.

Экономическое сечение проводов выбирается на основе экономических плотностей тока, рекомендованных Техническим управлением МЭС.

При расчёте элементов системы энергоснабжения электрических железных дорог вследствие особого характера тяговой нагрузки расчёт экономических сечений проводов удобно вести через «экономические удельные потери энергии», которые соответствуют рекомендованным плотностям тока.

Экономическое сечение проводов контактной сети лежит в пределах:

$$q_{зм} = (0,34 \div 0,48) \sqrt{B_0};$$

для алюминиевых проводов

$$q_{за} = (0,58 \div 0,82) \sqrt{B_0};$$

где B_0 — условные годовые потери энергии в *квтч*

ом·год, т. е. потери, приходящиеся на 1 км контактной сети в предположении, что её сопротивление на этой длине равно одному ому.

Соответственно экономическое сечение алюминиевых усиливающих проводов лежит в пределах

$$q_{заа} = (0,58 \div 0,82) \sqrt{B_0} - 1,62 q_n;$$

где q_n — сечение проводов цепной подвески в медном эквиваленте.

Учитывая благоприятное влияние увеличения сечения проводов на ряд показателей работы электрических железных дорог, рекомендуется при проектировании выбирать экономическое сечение по верхнему пределу. Таким образом, рекомендуемое экономическое сечение проводов контактной сети:

а) медных (и алюминиевых в медном эквиваленте)

$$q_{зм} = 0,48 \sqrt{B_0};$$

б) алюминиевых

$$q_{за} = 0,82 \sqrt{B_0};$$

в) алюминиевых усиливающих

$$q_{заа} = 0,82 \sqrt{B_0} - 1,62 q_n.$$

Величина условных годовых потерь энергии B_0 определяется из выражения

$$B_0 = \frac{\Delta A_{\Gamma}}{r l},$$

где ΔA_{Γ} — годовые потери энергии в контактной сети фидерной зоны в *квтч*

год,

определяемые расчётом;

l — длина фидерной зоны в км;

r — сопротивление 1 км контактной сети в *ом/км* (поскольку сопротивление r входит, как множитель в расчётную формулу потерь энергии ΔA_{Γ} , то при определении экономического сечения проводов эта величина сокращается, т. е. условные годовые потери B_0 от сопротивления r не зависят).

Допускаемая нагрузка проводов контактной сети по условиям нагревания

Протекание тока по медным и алюминиевым проводам приводит вследствие их нагревания к некоторому уменьшению их механической прочности (за счёт отжига).

Впредь, до разработки уточнённых методов оценки отжига провода в условиях колеблющейся нагрузки, можно вести расчёт (согласно действующим техническим условиям) по эффективной нагрузке при расчётном сгущении поездов за 20-минутный интервал. При этом могут быть допущены следующие нагрузки:

Для медного несущего троса сечением 120 мм ² —700 а	95	»	—600
» » контактного провода »	100	»	—600
» » » » »	85	»	—500
» алюминиевого провода »	185	»	—600
» » » » »	120	»	—500

ВЫБОР МОЩНОСТИ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПОСТОЯННОГО ТОКА С РТУТНО-ВЫПРЯМИТЕЛЬНЫМИ АГРЕГАТАМИ

Резко колеблющийся характер нагрузки тяговых подстанций существенным образом отражается на условиях работы преобразовательных агрегатов. Поэтому выбор мощности преобразовательных агрегатов нельзя вести по средней нагрузке (т. е. по расходу энергии). Существующие нормы допустимых нагрузок на ртутно-выпрямительные агрегаты (класса С) разрешают двухчасовую перегрузку на 50% при условии, что в предыдущие и последующие три часа нагрузка не превосходит установленного для данного агрегата номинала. Действительное же сочетание нагрузок в смежные часы, как правило, отличается от намеченного в нормах. Для любого графика нагрузки впредь до разработки более точных принципов выбора мощности преобразовательных агрегатов можно вести расчёты, исходя из условия, чтобы выделяемое при заданном графике нагрузки количество тепла не превосходило количества тепла при графике, предусмотренном нормами. Такой метод исходит из предположения, что нормируемая «номинальная нагрузка» агрегата фактически не является его длительно допускаемой нагрузкой, а меньше её, что объясняется необходимостью обеспечить определённую величину перегрузки в течение известного времени. Так как суще-

ствующие нормы разрешают сколько угодно долго работать при чередовании режимов: «три часа номинальная нагрузка (100%) и два часа полуторная (150%)», то, следовательно, среднюю допустимую нагрузку за длительный период $I_{дл}$ можно считать равной

$$I_{дл} = \frac{2 \cdot 1,5 + 3 \cdot 1,0}{5} I_n = 1,2 I_n.$$

Таким образом, при постоянной нагрузке, равной $1,2 I_n$, агрегат будет работать в более лёгких условиях, чем при нагрузке, допускаемой согласно нормам, т. е. при меньшем количестве выделяемого тепла.

Для случаев, когда расчёт ведётся применительно к заданному графику, в результате чего имеют место перегрузки различной величины и длительности, можно, также облегчив условия работы агрегата (по сравнению с режимом, допускаемым нормами), за счёт усреднения колеблющейся нагрузки считать допустимым такой длительный режим, при котором средняя нагрузка не превышает 120% номинального тока агрегата, гарантируемого действующими нормами.

Различные допустимые сочетания величины и длительности перегрузок преобразовательных агрегатов, отвечающие этому условию, приведены в таблице.

Допустимые величины перегрузок различной длительности для преобразовательных агрегатов класса С

Длительность допустимой нагрузки в ч	Кратность по отношению к I_n	Необходимая длительность периода работы с нагрузкой не выше номинальной (I_n) между перегрузками в ч
2	1,5	3
3	1,33	2
4	1,25	1
5 (или неограниченно)	1,2	0

При проектировании системы энергоснабжения грузонапряжённых магистралей, если расчёт ведётся на длительное «сгущение» числа поездов, можно пользоваться данными, приведёнными в таблице. Для режимов, продолжительность которых составляет 5 ч и более, следует вести расчёт по длительно допустимой нагрузке, приняв её равной $1,2$ номинальной.

РАБОТА СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПРИ РЕКУПЕРАЦИИ ЭНЕРГИИ

При использовании рекуперативного торможения система энергоснабжения должна обладать способностью в любой момент принять от электровоза ток, необходимый для достижения тормозного эффекта. Потребителями тока рекуперации являются электровозы, работающие в тяговом режиме и специальные устройства на подстанциях, предназначенные для приёма избыточной энергии рекуперации.

Роль приёмных устройств на подстанциях могут выполнять двигатель-генераторы,

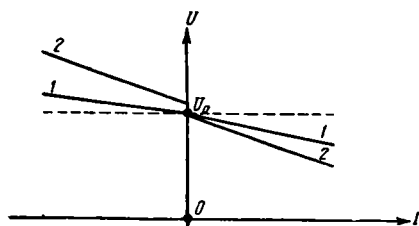
инверторы и поглощающие сопротивления.

Двигатель-генераторы и инверторы преобразуют постоянный ток в трёхфазный переменный и передают энергию в сеть первичного энергоснабжения. В поглощающих сопротивлениях электрическая энергия превращается в тепловую.

Выбор типа приёмного устройства следует производить, исходя из сопоставления капитальных затрат и размеров экономии в годовых расходах. Эти показатели в значительной степени определяются типом приём-

ного устройства, величиной максимального тока и количеством избыточной энергии, которое зависит от размеров и организации движения на участке.

Приёмные устройства должны предусматриваться также и в тех случаях, когда при нормальном графике движения избыточная

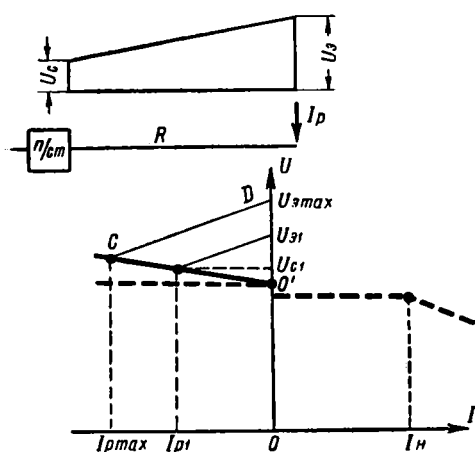


Фиг. 1. Внешние характеристики тяговых подстанций:
1 — при двигатель-генераторах; 2 — при ртутных выпрямителях и инверторах

энергия отсутствует, поскольку возможны отклонения от нормального режима работы дороги.

При выборе характеристики приёмного устройства следует стремиться к тому, чтобы диапазон возможных значений принимаемого тока был по возможности широким, а количество избыточной энергии минимальным, т. е. чтобы как можно большая часть рекуперируемой энергии была потреблена электровазми, работающими в режиме тяги.

Внешние характеристики подстанций с двигатель-генераторами и ионными преобразователями (выпрямителями и инверторами) представлены на фиг. 1.



Фиг. 2. Связь между величиной тока рекуперации напряжением в системе «электроваз-подстанция»

На фиг. 2 рассматривается связь между величиной тока рекуперации и напряжением на токоприёмнике рекупирующего электроваза для наиболее неблагоприятного случая, когда электроваз находится в удалённой точке зоны одностороннего питания,

т. е. когда вся энергия рекуперации должна быть воспринята одной подстанцией.

На фиг. 2 использованы буквенные обозначения:

$U_{0 \max}$ — максимально допустимое напряжение на токоприёмнике электроваза;

$I_{p \max}$ — максимальный ток рекуперации.

Линия $O' - C$ соответствует внешней характеристике приёмника энергии. Линия $D - C$ показывает зависимость напряжения на подстанции от тока рекуперации при напряжении на электровазе, равном $U_{0 \max}$. Эта зависимость соответствует выражению

$$U_c = U_{0 \max} - I_p R,$$

где R — сопротивление участка контактной сети между подстанцией и электровазом.

Чтобы реализовать ток рекуперации I_{p1} , напряжение на токоприёмнике электроваза должно составлять U_{01} ; при этом напряжение на шинах подстанции будет равным U_{c1} .

Наклон внешней характеристики тяговой подстанции ограничивает пределы возможных величин тока рекуперации. Вместе с тем повышение напряжения на шинах подстанции, принимающей энергию, способствует передаче части энергии рекуперации через шины подстанции на смежные фидерные зоны, где она потребляется электровазми, работающими в режиме тяги.

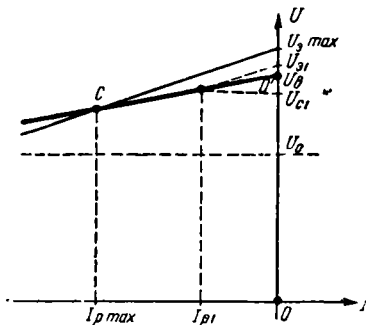
При ионных преобразователях на подстанции (характеристика 2 на фиг. 1) за счёт большего наклона характеристики и за счёт скачка напряжения при переходе в инверторный режим диапазон возможных токов рекуперации уменьшается, и напряжение на подстанции при рекуперации возрастает.

Для увеличения токов рекуперации, которые можно передать на данную подстанцию, при прочих равных условиях выгодно понизить напряжение на шинах данной подстанции как в режиме тяги, так и в режиме рекуперации. Для этой цели путём использования тех или иных средств регулирования напряжения, например, при помощи управления сетками ионного преобразователя, можно наклонную характеристику (см. фиг. 2) заменить горизонтальной для инверторного и частично выпрямительного режима (обычно до номинальной нагрузки); одновременно можно понизить и напряжение холостого хода (см. фиг. 2 — пунктир).

Наивыгоднейшей с точки зрения реализации наибольших токов рекуперации является характеристика приёмного устройства, представленная на фиг. 3. Точка O' соответствует напряжению, при котором происходит включение приёмного устройства; остальные обозначения те же, что и на фиг. 2.

При такой характеристике приёмного устройства приём энергии подстанцией происходит только при напряжениях на токоприёмнике рекупирующего локомотива, близких к $U_{0 \max}$, что способствует увеличению распределения энергии между локомотивами, потребляющими ток из сети, и снижает величину избыточной энергии рекуперации.

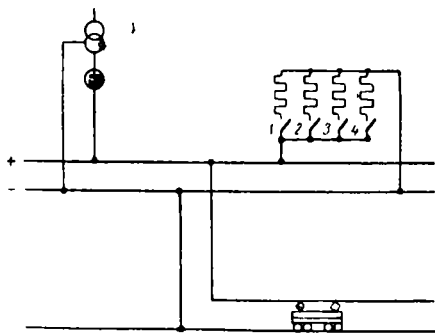
Характеристикой, подобной представленной на фиг. 3, обладают устройства для приёма избыточной энергии, выполненные в виде поглощающих сопротивлений, устанавливаемых на подстанциях. Для устойчивой работы такой схемы необходимо, чтобы характеристика её была более крутой (тонкая линия на фиг. 3), нежели линия $O'C$ (жир-



Фиг. 3. Оптимальная характеристика приёмного устройства избыточной энергии рекуперации

ная), определяемая сопротивлением сети. Только при этих условиях повышение напряжения на электровозе будет приводить к увеличению тока, принимаемого на подстанции, т. е. будет обеспечиваться устойчивая работа.

Для получения падающей характеристики (см. фиг. 3) необходимо, чтобы балластное сопротивление плавно уменьшалось с повышением подводимого к нему напряжения. Для упрощения приёмного устройства вместо плавного изменения сопротивления применяют ступенчатое. Может быть применено последовательное включение сопротивления секций с поочередным их шунтированием разъединителями, а также параллельное с



Фиг. 4. Принципиальная схема включения приёмника избыточной энергии с поглощающими сопротивлениями

поочередным подключением новых параллельных ветвей.

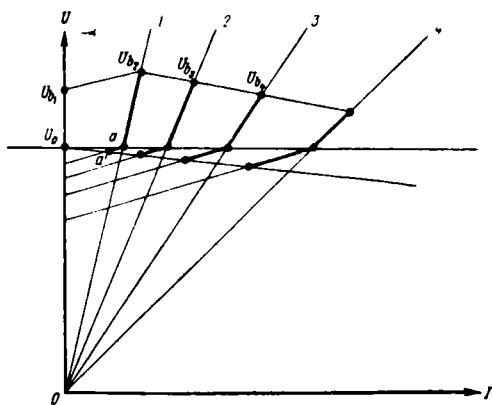
Последний вариант (принятый в схеме МИИТ) является более выгодным, так как требует меньшего количества реостатов. При этом характеристика приёмника энергии со-

ставляется из отрезков прямых, являющихся характеристиками каждой отдельной ступени.

Под сопротивлением ступени понимается сопротивление ряда параллельно соединённых секций, составляющих данную ступень.

Первая секция состоит из сопротивления 1 (фиг. 4), вторая — из включённых параллельно 1 и 2, третья — из 1, 2 и 3 и, наконец, четвёртая — из 1, 2, 3 и 4. Число секций может быть выбрано любым в зависимости от требований данного участка. Сопротивление же каждой секции должно выбираться из соображения допустимых толчков тока на электроподвижном составе.

В настоящее время считается, что ступени на 100 а обеспечивают надёжную работу электровозов. Толчок тока электровоза, вы-



Фиг. 5. Характеристики приёмника избыточной энергии с поглощающими сопротивлениями: 0—1, 0—2, 0—3, 0—4—внешние характеристики 1-й, 2-й, 3-й и 4-й ступеней сопротивления

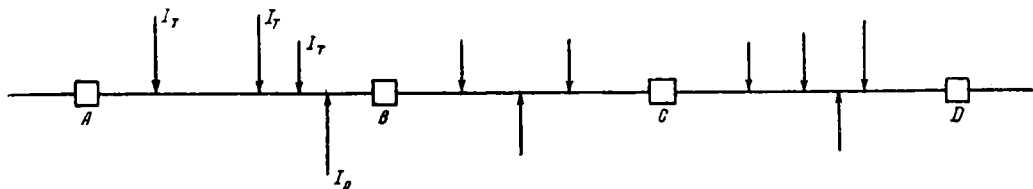
зываемый включением следующей ступени на подстанции, получается равным дополнительному току новой ступени только при отсутствии вблизи других электровозов, работающих в тяговом режиме. Практически, при нормальном графике движения, в рассматриваемой зоне будут находиться электровозы, работающие как в тяговом, так и в рекуперативном режиме. При этих условиях изменение напряжения на рекуперировавшем электровозе будет приводить к очень широкому изменению его тока в пределах работы одной и той же ступени сопротивления на подстанции. Это явление будет иметь место за счёт перераспределения нагрузки между рекуперировавшим электровозом и подстанциями, работающими в тяговом режиме.

Для надёжной работы подобной установки должны быть правильно выбраны режимы включения и отключения каждой ступени.

В установке МИИТ включение каждой ступени производится по напряжению, а отключение — по току ртутных выпрямителей подстанции, когда они в результате понижения напряжения на электровозе, а следовательно, и на подстанции, начнут совместно с рекуперировавшим электровозом давать ток на

поглощающие сопротивления. При напряжении подстанции в диапазоне от напряжения холостого хода U_0 до напряжения включения первой ступени U_{b1} (фиг. 5) подстанция не даёт и не принимает электрической энергии, позволяя (в отличие от двигатель-генераторов и инверторов) свободно расти напряжению на шинах подстанции, а следовательно, и на электровозе.

Подъём напряжения на электровозе на 200—250 в сопровождается перераспределением нагрузки между ним и подстанцией и столь значительным увеличением тока электровоза, что в большинстве случаев этого оказывается достаточным и установка не включается. Именно поэтому количество избыточной энергии при установке, обладающей подобной характеристикой, в несколько раз меньше, чем при установках с характеристиками типа, показанного на фиг. 2.



Фиг. 6. Схема расположения нагрузок на участке с несколькими подстанциями
Сверху показаны положительные (тяговые) нагрузки, снизу — отрицательные (рекуперативные)

После достижения напряжения U_{b1} включается первая ступень сопротивления, т. е. замыкается контактор 1 (см. фиг. 4). При желании уменьшить тормозное усилие машинист понижает напряжение на электровозе до тех пор, пока на подстанции оно не станет ниже напряжения холостого хода. До этого предела напряжение и ток изменяются по линии 1—а (см. фиг. 5). После перехода к режиму холостого хода напряжение изменяется по линии а—а' (зона работы ртутных выпрямителей на эту ступень) и при некотором заранее установленном токе ртутных выпрямителей ступень сопротивления отключается. Если же после включения первой ступени ток электровоза недостаточен для получения нужного тормозного эффекта, то машинист вновь поднимает напряжение до величины U_{b2} , что приводит к включению следующей ступени, и т. д.

Линию, соединяющую на графике между собой точки, соответствующие напряжениям включения, называют линией включения. Линию же, соединяющую точки отключения, — линией отключения.

Для выбора линий включения и отключения не может быть преподана общая методика, по которой можно было бы вычислить все необходимые точки. Для выбора этих точек приходится наметить ряд вариантов расположения нагрузок (или графиков движения), при которых данная схема должна обеспечивать нормальные условия работы.

При выборе линии включения и отключения основными правилами являются следующие.

После включения n -ой ступени, если

ток для электровоза достигает необходимой величины, установившееся напряжение на подстанции (пониженное) должно быть ниже напряжения включения следующей $n+1$ -ой ступени, но выше напряжения, при котором отключается n -ая ступень, точнее, выше того напряжения, при котором от ртутного выпрямителя поступает ток, достаточный для отключения этой ступени.

Полный расчёт ряда мгновенных схем расположения нагрузок для всего участка, т. е. на длине трёх-четырёх фидерных зон с учётом характеристик электровозов и четырёх-пяти смежных подстанций, даёт возможность найти ряд значений токов и напряжений на подстанциях, пользуясь которыми, выбирают линию включения.

Расчёт ведётся следующим образом (фиг. 6):

1) сперва все нагрузки распределяются между питающими пунктами (подстанциями

А, В, С и Д), исходя из предположения, что их мощности неограничены;

2) отрицательные нагрузки питающих пунктов распределяются между подстанциями, работающими в выпрямительном режиме;

3) уточняется распределение нагрузок путём учёта характеристик подстанций;

4) определяется напряжение на рекупирующих электровозах;

5) если напряжение на рекупирующих электровозах получается выше допустимого (4 000 в), то на ближайшей или двух ближайших подстанциях задаются поочерёдно током одной, двух или более ступеней, каждый раз пересчитывая всю схему токораспределения и определяя величину напряжения на рекупирующем электровозе до тех пор, пока оно не войдёт в норму. Одновременно определяется и напряжение на подстанции. Рассмотрение ряда схем даёт соответствующее количество значений тока и напряжения на подстанции, пользуясь которыми можно выбрать линию включения.

Следует отметить, что при решении данных вопросов, как и при других расчётах системы энергоснабжения, могут быть искусственно выбраны схемы, создающие для установки особо тяжёлые условия (требующие большой мощности и низких величин напряжений включения ступеней сопротивлений). Поэтому всегда следует оценивать реальную возможность подобных схем.

Так например, вряд ли есть основание принимать в расчёт случаи сосредоточения нескольких рекупирующих электровозов на одном пути при отсутствии тяговых нагрузок на путях обоих направлений.

МЕТОДЫ РАСЧЁТА СИСТЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

КЛАССИФИКАЦИЯ И ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕТОДОВ

Методы расчёта систем энергоснабжения разделяются на две группы в зависимости от исходных материалов, которыми пользуются для оценки размеров и организации движения, а именно:

1. Методы, основанные на анализе графика движения поездов. В этом случае в соответствии с графиком движения для любого момента времени могут быть установлены точное расположение и типы (категории) поездов.

2. Методы, основанные на заданных размерах движения. В этом случае известными являются годовые и суточные размеры движения, а также размеры движения в часы наиболее интенсивной работы железной дороги. Последние задаются либо в виде минимального интервала попутного следования поездов определённого типа, либо в виде числа поездов в час. При этом должна быть оговорена возможная длительность периода такого интенсивного движения.

При той и другой группе методов данные о величинах токов, потребляемых поездами, принимаются на основании выполненных тяговых расчётов. При отсутствии таковых, а также в случаях, когда от расчётов не требуется большой точности, эти данные определяют по удельным расходам энергии и коэффициентам, характеризующим отношение общего времени хода поездов по перегонам ко времени потребления поездами энергии.

Методы первой группы основаны на предположении, что каждой нити графика соответствует определенный тип поезда и определенный способ его ведения и что отклонение исполненных графиков от плановых ничтожно и лежит в пределах тех допусков, которые не влияют на эксплуатацию участка. Такие предположения соответствуют условиям работы метрополитенов и пригородных участков магистральных железных дорог.

При расчётах, производимых методами этой группы, нет необходимости учитывать возможные отклонения от графика движения, если речь идёт об установлении средних значений определяемых величин, так как в данном случае влияние таких отклонений практически не сказывается на результатах расчёта.

При определении же максимальных (кратковременных) значений величин отклонение поездов от планируемых нитей графика надлежит учитывать, для чего должно быть установлено возможное расчётное отклонение.

При пользовании методами второй группы могут быть найдены только средние во времени значения определяемых величин.

Принципиально возможно определять также отдельные мгновенные значения, задавшись минимальным значением вероятности (повторяемости), при которой рассматриваемая величина должна еще приниматься во внимание. Однако до настоящего времени такие методы ещё не разработаны.

Методы, основанные на анализе графика движения, подразделяются на:

- 1) метод равномерных сечений графика движения;
- 2) метод характерных сечений графика движения и
- 3) метод непрерывного исследования графика движения.

Метод равномерных сечений графика движения является наименее точным. При определении средних значений искомых величин ошибка обычно не превышает 10—11%. Однако при определении максимальных значений, как правило, возникают большие погрешности, в силу чего этот метод не может быть рекомендован к использованию в расчётной практике.

Метод характерных сечений графика движения в пределах достоверности исходных данных может обеспечить любую степень точности, определяемую только техникой расчёта, и позволяет учитывать любое наперёд заданное отклонение от графика движения.

Метод непрерывного исследования графика движения в отношении точности получаемых результатов обладает теми же качествами, что и предыдущий метод.

Методы, основанные на заданных размерах движения, подразделяются на:

- 1) методы расчёта по средним размерам движения и
- 2) методы, учитывающие организацию движения поездов.

Отличие различных методов друг от друга заключается в степени учёта колебаний нагрузки контактной сети от изменения:

- а) тока поезда за время его движения по линии;
- б) расположения поездов на линии;
- в) числа и типа поездов в рассматриваемой зоне.

Эти факторы не оказывают влияние на величины, связанные с током и числом поездов линейной зависимостью. Поэтому такие величины, как средние нагрузки подстанций и питающих линий, расход энергии, среднее падение напряжения в рельсовой сети и т. п., могут с одинаковой степенью точности определяться по любому методу.

Однако при определении величин, зависящих от квадрата тока и числа поездов, неучёт перечисленных факторов приводит к серьёзным погрешностям. Поэтому чем полнее учитываются эти факторы, тем большую точность даёт метод.

В зависимости от степени учёта изменений тока, расположения, числа и типа поездов методы расчёта располагаются в порядке увеличения их точности следующим образом.

1. Методы расчёта по средним размерам движения:

- а) метод равномерно распределённой нагрузки (не учитывающий ни одного из перечисленных выше изменений);
- б) метод подвижных нагрузок (метод проф. А. Б. Лебедева и В. А. Шевалина) и
- в) метод расчёта при всех возможных рас-

положениях нагрузок (метод проф. Н. Н. Костромитина и проф. В. Е. Розенфельда).

Оба последних метода не учитывают колебания числа поездов.

2. Метод, учитывающий организацию движения поездов (метод проф. К. Г. Марквардта — метод МЭМИИТ,¹ при котором принимаются во внимание все перечисленные выше изменения нагрузок).

Выбор расчётного метода определяется типом движения, наличием исходных данных и характером определяемой величины.

Удобнее всего устанавливать область применения различных методов в зависимости от характера определяемой величины.

1. Все мгновенные (кратковременные) значения искомым величин следуют определять, пользуясь методом анализа графика движения.

В этом случае для метрополитенов и пригородных участков магистральных дорог надлежит исследовать либо весь график, либо часы наиболее интенсивного движения. Для магистральных дорог исследуются наиболее тяжелые, но практически возможные и заслуживающие рассмотрения графики (для отдельных небольших периодов времени), либо отдельные моменты времени таких графиков движения.

Объективной оценки целесообразности учёта того или иного сочетания и расположения поездов пока не существует и они выбираются на основе сопоставления с опытом эксплуатации существующих дорог.

2. Средние потери напряжения также должны определяться применительно к заданному или намеченному при расчёте графику движения.

3. Эффективные нагрузки подстанций, проводов контактной сети, питающих и отсасывающих линий за часы интенсивного движения и в среднем за сутки для метрополитенов (т. е. дорог с однопутными поездами при параллельном графике и равными интервалами попутного следования) целесообразно определять методом анализа графика движения. Для остальных дорог удобнее определять эти величины, пользуясь методами, основанными на заданных размерах движения.

4. Потери энергии следует определять во всех случаях, пользуясь методами, основанными на заданных размерах движения.

5. Средние падения напряжения в рельсовой цепи следует определять, пользуясь методами, основанными на заданных размерах движения (и при этом наиболее простым из них, т. е. методом равномерно распределённой нагрузки).

МЕТОДЫ, ОСНОВАННЫЕ НА АНАЛИЗЕ ГРАФИКА ДВИЖЕНИЯ ПЕЗДОВ

Метод характерных сечений графика движения

Сущность метода сводится к тому, что задача расчёта сети с изменяющимися по величине и месту приложения нагрузками сводится к расчёту ряда простейших схем с постоянными и неподвижными нагрузками для от-

дельных, следующих друг за другом, моментов времени.

Произведя расчёты ряда мгновенных схем, можно для каждой искомой величины получить её зависимость от времени и, следовательно, найти необходимые средние и эффективные значения всех величин для любого расчётного периода.

Исходными данными для расчёта являются график движения поездов и полученные на основе тяговых расчётов кривые потребления тока по пути для всех типов поездов обоих направлений. Для расчёта удобно располагать график и кривые так, как это показано на фиг. 1.

График движения поездов $l = \varphi(t)$ для магистральных дорог (и в большинстве случаев для пригородных) изображается отрезками прямых соответственно средней скорости движения (пренебрегая изменением скорости при пуске, торможении и т. п.). При таком предположении кривые $I = \psi(t)$ и $I = f(l)$ получают одинаковый характер и различаются только масштабами по оси абсцисс.

На метрополитенах и при коротких перегонах на пригородных участках график движения $l = \varphi(t)$ следует изображать с учётом действительного изменения скоростей.

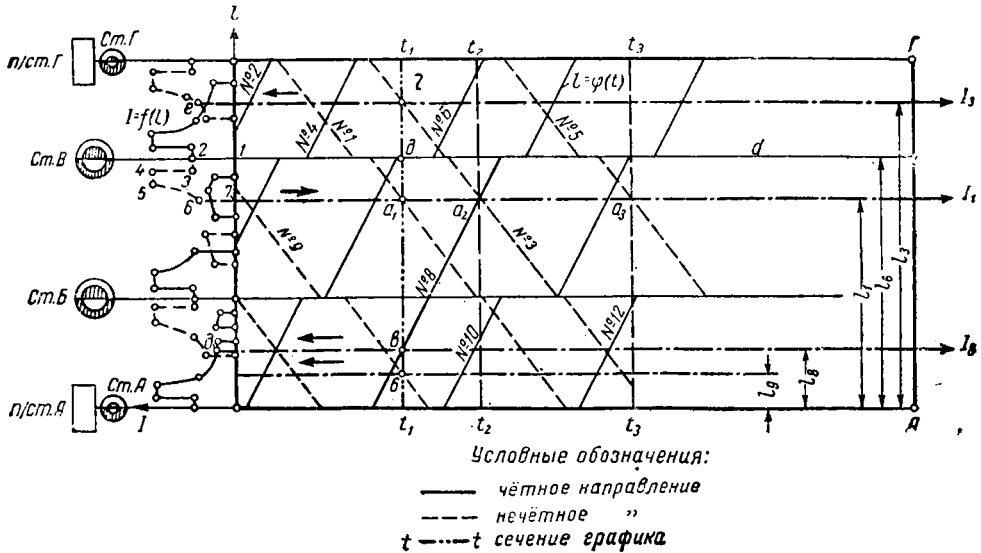
По графику движения определяется положение поездов для рассматриваемого момента времени, а по кривым потребления тока — величины нагрузок, соответствующие этому моменту. Расчётные моменты времени на графике движения выбираются не произвольно, а так, чтобы в рассмотрение попали все значительные изменения поездных токов. Для этого на кривой потребления тока намечаются так называемые «характерные точки», отмечающие основные места изменения поездного тока (фиг. 2, а). При этом действительная кривая потребления тока в расчёте как бы заменяется спрямлённой (фиг. 2, б). В тех случаях, когда время езды при последовательно соединённых двигателях (отрезок 2—3) относительно мало, можно отбросить отрезки 2—3 и 3—4, продолжив отрезок 4—5 до оси ординат (фиг. 2, в).

В зависимости от степени точности, с которой желательно воспроизвести характер кривых потребления тока, число характерных точек может изменяться по усмотрению проектировщика.

Ход построения: на кривые потребления тока наносятся характерные точки, затем, проведя через них горизонтальные прямые (для примера взята точка б на кривой потребления тока поездом № 1, фиг. 1) до пересечения с нитями соответствующих поездов на графике движения (точки $a_1, a_2, a_3 \dots$), определяют соответствующие этим точкам расположения поездов. Через полученные точки ($a_1, a_2, a_3 \dots$) проводятся вертикальные прямые ($t_1 - t_1, t_2 - t_2, t_3 - t_3 \dots$), определяющие расчётные моменты времени, которые, кроме нити данного поезда, пересекут и другие нити графика, занятые поездами (например линия $t_1 - t_1$ пересечёт нити, занятые поездами № 9, № 8, № 1, № 6 и № 3 в точках б, в, a_1, d и г).

Полученные точки пересечения определяют места расположения всех поездов в рассматриваемый момент времени.

¹ Под методом МЭМИИТ известен тот же метод, изложенный в более удобной форме.



Фиг. 1. Сечение графика движения по характерным точкам кривых поездного тока

Так, например, для момента времени t_1 точкам $b, \bar{e}, a_1, \bar{d}, \bar{z}$ соответствуют расстояния от подстанции $A-l_9, l_8, l_1, l_6$ и l_3 .

Из этих точек (b, \bar{e}, \bar{d} и \bar{z}) проводятся влево горизонтальные линии до пересечения с кривыми тока соответствующих поездов. Полученные точки пересечения определяют величины токов, потребляемых всеми поездами в данный момент времени.

В момент t_1 поезда № 9 и № 6 тока не потребляют, поезда же № 8 и № 3 потребляют соответственно токи I_8 и I_3 .

Полученные данные позволяют построить мгновенную схему расположения нагрузок и определить для данного момента времени (фиг. 1—справа) все необходимые расчётные величины.

При указанных построениях ряд сечений, определяемых различными характерными точками на кривой потребления тока, или совпадает или располагается в непосредственной близости друг от друга. В этом случае следует несколько таких сечений объединить в одну полосу. Ширина этой полосы определяется пределами возможного (предусматриваемого без нарушения графика) взаимного смещения поездов. Такое совмещение сечений, не влияя

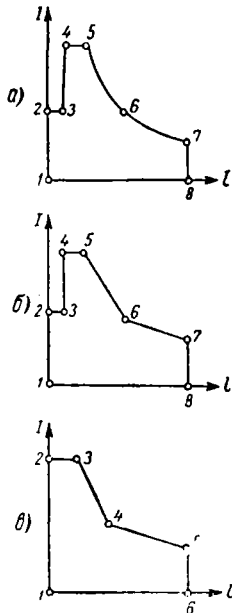
на средние значения расчётных величин, выявляет их возможные резкие изменения.

При объединённых сечениях ряд их определяется характерными точками в такие моменты времени, когда происходит мгновенное нарастание или уменьшение токов (чаще всего точки 1—2, 3—4, 7—8, фиг. 2). При этом могут получить место любые комбинации совпадения значения токов и, в частности, совпадения всех максимальных или всех минимальных значений. При построении графика изменения рассчитываемой величины, например, суммы токов, потребляемых поездами (фиг. 3), надлежит характеризовать этот момент времени на строящемся графике четырьмя точками (точки b, \bar{z}, \bar{d} и \bar{e} на фиг. 3). Точка a соответствует предыдущему рассмотренному моменту времени, а точка e —последующему.

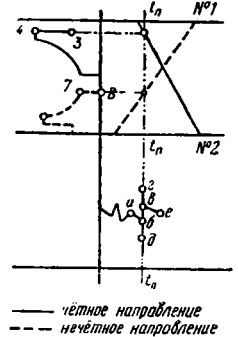
Точка b на фиг. 3 соответствует величинам поездных токов, предшествующих их резкому изменению (точка 3—для нарастающего тока и точка 7—для спадающего тока). Точка e соответствует величинам поездных токов, достигаемых ими в результате резкого изменения (точки 4 и 8—на кривых потребления тока).

Точка \bar{z} соответствует совпадению максимальных, а точка \bar{d} —минимальных значений поездных токов.

В промежутке между этими точками (\bar{d} и \bar{e}) укладываются все возможные значения расчётной величины.



Фиг. 2. Характерные точки на кривой поездного тока: а—действительная кривая; б—кривая, построенная по характерным точкам; в—то же, упрощённого вида



Фиг. 3. Построение элемента графика суммарной нагрузки сети при совпадении нескольких характерных точек на кривых поездных токов

При расчёте следует принимать, что определяемая величина изменяется по графику от некоторой точки a (соответствующей предыдущему сечению) в последовательности: $a - b - d - e$ или же $a - b - g - e - e$.

Максимальное же возможное колебание рассчитываемой величины определяется разностью между значениями, соответствующими её предельным значениям.

Если рассматривается участок, на котором применяется рекуперативное торможение, то токи рекуперации строятся на мгновенных схемах с обратным знаком, т. е. как бы питающими линию.

Метод равномерных сечений графика отличается от описанного метода сечений по характерным точкам тем, что сечения графика производятся через одинаковые интервалы времени, вне зависимости от характера кривых потребления тока.

Ввиду меньшей точности из-за внесения в расчёты элементов случайности этот метод в настоящее время не применяется.

Расчёты мгновенных схем нагрузок

Расчёты мгновенных схем нагрузок, получаемых при пользовании методом характерных сечений графика движения, основываются на обычных принципах расчёта электрических сетей. При узловом питании сети расчёт ведётся по специальным упрощённым формулам.

Расчёты мгновенных схем для однопутных участков и многопутных при раздельном питании путей или при полном параллельном соединении проводов путей

Полным параллельным соединением проводов путей при одностороннем питании практически можно считать соединение проводов в середине и конце фидерной зоны, а при двустороннем питании — соединение проводов в трёх примерно равно удалённых точках фидерной зоны, не считая соединений у тяговых подстанций.

Расчёт линии с односторонним питанием

а) При сосредоточенных нагрузках a (фиг. 4). Нагрузка питающего пункта

$$I_A = \sum_{k=1}^m I_k,$$

где I_k — ток поезда с номером « k »;

m — общее число поездов в фидерной зоне.

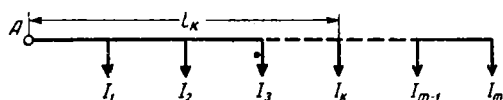
Потери напряжения в сети до любой нагрузки I_j

$$\Delta U_j = r \left(\sum_{k=1}^j I_k l_k + I_j \sum_{k=j+1}^m I_k \right),$$

где j — номер поезда, для которого определяется потеря напряжения;

l_j и l_k — расстояния в км от питающего пункта до поездов с номерами j и k ;

r — сопротивление контактной и рельсовой сети в ом/км.



Фиг. 4. Линия с сосредоточенными нагрузками и односторонним питанием

Максимальная потеря напряжения будет у наиболее удалённой нагрузки (или в конце линии)

$$\Delta U_{\max} = r \sum_{k=1}^m I_k l_k.$$

Потеря мощности в проводах линии

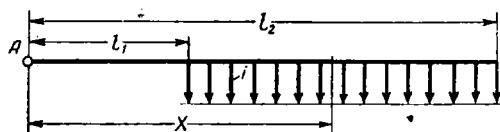
$$\Delta P = \sum_{k=1}^m \Delta U_k I_k;$$

здесь ΔU_k — потеря напряжения в линии от всех нагрузок до точки приложения нагрузки I_k .

б) При равномерно распределённой нагрузке (фиг. 5). Нагрузка питающего пункта

$$I_A = i (l_2 - l_1),$$

где i — равномерно распределённая нагрузка на 1 км длины линии в а/км.



Фиг. 5. Линия с равномерно распределённой нагрузкой и односторонним питанием

Потеря напряжения на расстоянии x от пункта питания

$$\Delta U_x = ir \left[(l_2 - l_1) x - \frac{(x - l_1)^2}{2} \right].$$

Максимальная потеря напряжения в конце участка

$$\Delta U_{\max} = r I_A \frac{l_1 + l_2}{2} = ir \frac{l_2^2 - l_1^2}{2}.$$

Потеря мощности в проводах линии

$$\Delta P = i^2 r \cdot \frac{(l_2 - l_1)^2}{3} (l_2 + 2l_1).$$

В частном случае, когда нагрузка распределена равномерно по всей длине линии ($l_1 = 0$ и $l_2 = l$), нагрузка питающего пункта

составит

$$I_A = il;$$

потеря напряжения в точке x

$$\Delta U_x = irx \left(l - \frac{x}{2} \right);$$

максимальная потеря напряжения

$$\Delta U_{\max} = \frac{ir l^2}{2};$$

потеря мощности

$$\Delta P = \frac{i^2 r l^3}{3}.$$

Расчёт линии с двусторонним питанием

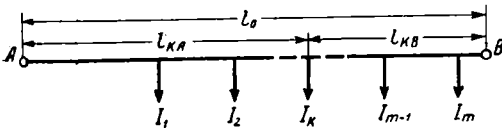
а) При сосредоточенной нагрузке (фиг. 6). Нагрузки питающих пунктов A и B :

$$I_A = \frac{\sum_{\kappa=1}^m I_{\kappa} l_{\kappa B}}{l_0} + \frac{(U_A - U_B)}{r l_0};$$

$$I_B = \frac{\sum_{\kappa=1}^m I_{\kappa} l_{\kappa A}}{l_0} - \frac{(U_A - U_B)}{r l_0}$$

или

$$I_B = \sum_{\kappa=1}^m I_{\kappa} - I_A.$$



Фиг. 6. Линия с сосредоточенными нагрузками и двусторонним питанием

Здесь l_{kA} ; l_{kB} и l_0 см. чертёж фиг. 6.

U_A — напряжение на шинах питающего пункта A ;

U_B — то же пункта B .

Величина $\frac{U_A - U_B}{r l_0} = I_y$ является уравнительным током.

Точка токораздела лежит около той нагрузки, которая получает питание с двух сторон. Для нахождения этой точки следует из величины I_A вычитать последовательно I_1 , затем I_2 и т. д. до тех пор, пока при вычитании очередной нагрузки I_p не получится отрицательного значения разности. Точка приложения нагрузки I_p будет являться точкой токораздела.

Потеря напряжения в сети до любого поезда определяется, как и при одностороннем питании. В этом случае линия с двусторонним питанием разрезается в точке токораздела и заменяется двумя линиями с односторонним питанием.

В конце каждой такой линии следует приложить нагрузки I'_p и I''_p , соответствующие

частям тока I_p , получаемым от источников питания A и B , а именно:

$$I'_p = I_A - \sum_{\kappa=1}^{p-1} I_{\kappa};$$

$$I''_p = I_B - \sum_{\kappa=p+1}^m I_{\kappa}.$$

Максимальная потеря напряжения будет иметь место в точке токораздела и может быть подсчитана как относительно одного, так и относительно другого пункта питания по выражениям:

$$\Delta U_{\max A} = r \left(\sum_{\kappa=1}^{p-1} I_{\kappa} l_{\kappa} + I'_p l_{pA} \right);$$

$$\Delta U_{\max B} = r \left(\sum_{\kappa=p+1}^m I_{\kappa} l_{\kappa} + I''_p l_{pB} \right).$$

Между собой эти потери напряжения связаны соотношением

$$\Delta U_{\max A} - \Delta U_{\max B} = U_A - U_B.$$

Потеря мощности в проводах линии

$$\Delta P = \sum_{\kappa=1}^m \Delta U_{\kappa} I_{\kappa} + \frac{(\Delta U_A - \Delta U_B)^2}{r l_0}.$$

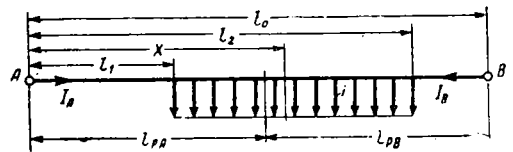
При равенстве напряжений пунктов питания $U_A = U_B$ нагрузки питающих пунктов определяются выражениями:

$$I_A = \frac{\sum_{\kappa=1}^m I_{\kappa} l_{\kappa B}}{l_0};$$

$$I_B = \frac{\sum_{\kappa=1}^m I_{\kappa} l_{\kappa A}}{l_0}$$

и потеря мощности

$$\Delta P = \sum_{\kappa=1}^m \Delta U_{\kappa} I_{\kappa}.$$



Фиг. 7. Линия с равномерно распределённой нагрузкой и двусторонним питанием

б) При равномерно распределённой нагрузке (фиг. 7). Нагрузки питающих пунктов I_A и I_B :

$$I_A = i \frac{(l_2 - l_1)(2l_0 - l_2 - l_1)}{2l_0} + \frac{U_A - U_B}{l_0 r};$$

$$I_B = i \frac{l_2^2 - l_1^2}{2l_0} - \frac{U_A - U_B}{l_0 r};$$

при этом

$$I_A + I_B = i(l_2 - l_1).$$

Здесь i — равномерно распределённая нагрузка на линии в а/км, а величина

$$\frac{U_A - U_B}{l_0 r} = I_y$$

является уравнительным током.

Расстояния от пунктов питания до точки токораздела

$$l_{pA} = l_1 + \frac{I_A}{i};$$

$$l_{pB} = (l_0 - l_2) + \frac{I_B}{i}.$$

Максимальная потеря напряжения будет иметь место в точке токораздела и может быть определена по формуле (при $U_A \neq U_B$)

$$\Delta U_{\max A} = I_A r \frac{2l_1 + \frac{I_A}{i}}{2};$$

$$\Delta U_{\max B} = I_B r \frac{2(l_0 - l_2) + \frac{I_B}{i}}{2},$$

при этом

$$\Delta U_{\max A} - \Delta U_{\max B} = U_A - U_B.$$

Для определения потерь напряжения в сети до любой точки линия с двусторонним питанием разрезается в точке токораздела на две линии с односторонним питанием.

Потеря мощности в проводах линии

$$\Delta P = I_A^2 r \left(l_1 + \frac{I_A}{3i} \right) + I_B^2 r \left(l_0 - l_2 + \frac{I_B}{3i} \right).$$

При равенстве напряжений пунктов питания $U_A = U_B$ уравнительный ток в формулах, определяющих нагрузки питающих пунктов (I_A и I_B):

$$I_y = \frac{U_A - U_B}{rl_0} = 0.$$

В случае, когда нагрузка распределена равномерно по всей длине линии ($l_1 = 0$; $l_2 = l_0$),

$$I_A = \frac{il_0}{2} + \frac{U_A - U_B}{l_0 r};$$

$$I_B = \frac{il_0}{2} - \frac{U_A - U_B}{l_0 r};$$

$$\Delta U_{\max A} = \frac{I_A^2 r}{2i};$$

$$\Delta U_{\max B} = \frac{I_B^2 r}{2i};$$

$$\Delta P = \frac{i^2 r l_0^3}{12} + \frac{(U_A - U_B)^2}{l_0 r}.$$

Если при этом равны напряжения пунктов питания ($U_A = U_B$)

$$I_A = I_B = \frac{il_0}{2};$$

$$\Delta U_{\max} = \frac{ir l_0^2}{8}$$

$$\Delta P = \frac{i^2 r l_0^3}{12}.$$

Расчёты мгновенных схем для многопутных участков с одним секционным постом

При неизменном сопротивлении проводов по длине каждого пути распределение нагрузки между подстанциями не зависит от соотношения сопротивлений проводов отдельных путей, а также от количества и мест расположения поперечных соединений проводов и рельсовых цепей. Поэтому расчёт распределения нагрузки между подстанциями ведётся таким же образом, как и для полного параллельного соединения проводов всех путей с теми же нагрузками.

Распределение нагрузки между питающими линиями (фидерами) подстанции не зависит от количества и места расположения поперечных соединений рельсовых путей.

Для многопутного участка с различными сопротивлениями проводов отдельных путей и одним секционным постом (фиг. 8) ток питающей линии подстанции А, присоединённой к проводам пути с номером q

$$I_{Aq} = \sum_{\kappa=1}^{m_{Aq}} \frac{I_{A\kappa q} (l_1 - l_{A\kappa q})}{l_1} + \left(\sum_{\kappa=1}^{m_{Aq}} \frac{I_{A\kappa q} l_{A\kappa q}}{l_1} + \sum_{\kappa=1}^{m_{Bq}} \frac{I_{B\kappa q} l_{B\kappa q}}{l_2} \right) \frac{l_2}{l_0} \psi_q + \frac{(U_A - U_B) g_q}{l_0},$$

и ток питающей линии подстанции В, присоединённой к проводам пути с номером q

$$I_{Bq} = \sum_{\kappa=1}^{m_{Bq}} \frac{I_{B\kappa q} (l_2 - l_{B\kappa q})}{l_2} + \left(\sum_{\kappa=1}^{m_{Aq}} \frac{I_{A\kappa q} l_{A\kappa q}}{l_1} + \sum_{\kappa=1}^{m_{Bq}} \frac{I_{B\kappa q} l_{B\kappa q}}{l_2} \right) \frac{l_1}{l_0} \psi_q - \frac{(U_A - U_B) g_q}{l_0},$$

где $I_{A\kappa q}$ — ток поезда номера κ , расположенного на участке между подстанцией А и постом С на пути q , в а;

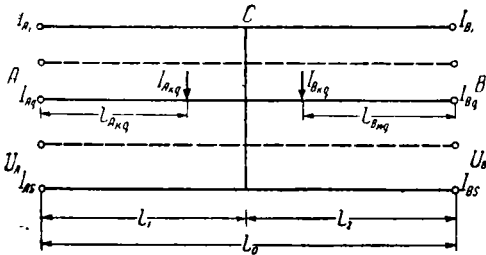
$I_{B\kappa q}$ — ток поезда номера κ , расположенного на участке между подстанцией В и постом С на пути q , в а;

$l_{A\kappa q}$ — расстояние от подстанции А до поезда с током $I_{A\kappa q}$ в км;

- $l_{B\kappa q}$ — расстояние от подстанции B до поезда с током $I_{B\kappa q}$ в км;
 m_{Aq} — число поездов, расположенных на участке между подстанцией A и постом C на пути q ;
 m_{Bq} — число поездов, расположенных на участке между подстанцией B и постом C на пути q ;
 l_1 — расстояние от подстанции A до поста C в км;
 l_2 — расстояние от подстанции B до поста C в км;
 $l_0 = l_1 + l_2$ — длина фидерной зоны в км;
 U_A — напряжение на шинах подстанции A в в;
 U_B — напряжение на шинах подстанции B в в;
 S — число путей;
 g_q — проводимость пути q в км/ом;
 ψ_q — отношение проводимости проводов пути q к общей проводимости проводов всех путей в км/ом;

$$\psi_q = \frac{g_q}{\sum_{q=1}^S g_q}.$$

Получив распределение нагрузки между всеми питающими линиями подстанций, можно определить токораспределение по проводам всех путей и найти потерю напряжения до любой нагрузки. При этом определяются также токи в линиях, отходящих от секционного поста.



Фиг. 8. Схема многопутного участка с одним секционным постом

Для наиболее часто встречающегося случая — двухпутного участка с одним секционным постом: для первого пути

$$\psi_1 = \frac{g_1}{g_1 + g_2} = \frac{r_2}{r_1 + r_2}$$

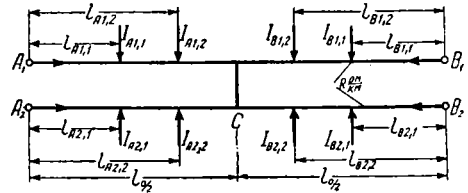
и для второго пути

$$\psi_2 = \frac{g_2}{g_1 + g_2} = \frac{r_1}{r_1 + r_2},$$

где g_1 и g_2 — проводимости проводов первого и второго путей в км/ом;
 r_1 и r_2 — сопротивления проводов первого и второго путей в ом/км.

При равных сопротивлениях (проводимостях) проводов обоих путей

$$\psi = \frac{1}{2}.$$



Фиг. 9. Схема двухпутного участка с секционным постом в середине фидерной зоны

В частном случае, при расположении поста посередине зоны питающей линии ($l_1 = l_2 = \frac{l_0}{2}$) и равных сопротивлениях проводов обоих путей $r_1 = r_2 = r$ (фиг. 9):

$$I_{A1} = \sum_{\kappa=1}^{m_{A1}} \frac{I_{A\kappa 1}(l_1 - l_{A\kappa 1})}{l_1} + \frac{I_C}{4} + \frac{U_A - U_B}{l_0 r};$$

$$I_{A2} = \sum_{\kappa=1}^{m_{A2}} \frac{I_{A\kappa 2}(l_1 - l_{B\kappa 2})}{l_1} + \frac{I_C}{4} + \frac{U_A - U_B}{l_0 r};$$

$$I_{B1} = \sum_{\kappa=1}^{m_{B1}} \frac{I_{B\kappa 1}(l_2 - l_{B\kappa 1})}{l_2} + \frac{I_C}{4} - \frac{U_A - U_B}{l_0 r};$$

$$I_{B2} = \sum_{\kappa=1}^{m_{B2}} \frac{I_{B\kappa 2}(l_2 - l_{B\kappa 2})}{l_2} + \frac{I_C}{4} - \frac{U_A - U_B}{l_0 r};$$

$$I_C = \left(\sum_{\kappa=1}^{m_{A1}} \frac{I_{A\kappa 1} l_{A\kappa 1}}{l_1} + \sum_{\kappa=1}^{m_{A2}} \frac{I_{A\kappa 2} l_{A\kappa 2}}{l_1} + \sum_{\kappa=1}^{m_{B1}} \frac{I_{B\kappa 1} l_{B\kappa 1}}{l_2} + \sum_{\kappa=1}^{m_{B2}} \frac{I_{B\kappa 2} l_{B\kappa 2}}{l_2} \right) \frac{1}{4}.$$

Здесь $I_{A\kappa 1}$ — ток поезда номера κ , расположенного на участке A_1C ;
 $I_{A\kappa 2}$ — ток поезда номера κ , расположенного на участке A_2C ;
 $I_{B\kappa 1}$ — ток поезда номера κ , расположенного на участке B_1C ;

- I_{Bk2} — ток поезда номера k , расположенного на участке B_2C ;
 l_{Ak1} — расстояние от подстанции A до поезда, потребляющего ток I_{Ak1} ;
 l_{Ak2} — расстояние от подстанции A до поезда, потребляющего ток I_{Ak2} ;
 l_{Bk1} — расстояние от подстанции B до поезда, потребляющего ток I_{Bk1} ;
 l_{Bk2} — расстояние от подстанции B до поезда, потребляющего ток I_{Bk2} ;
 m_{A1} — число поездов на участке A_1C ;
 m_{A2} — число поездов на участке A_2C ;
 m_{B1} — число поездов на участке B_1C ;
 m_{B2} — число поездов на участке B_2C ;
 r — сопротивление проводов одного пути в ом/км .

Потеря мощности в проводах при всех рассмотренных случаях может быть определена по формуле

$$\Delta P = \sum_{k=1}^m \Delta U_k I_k + \frac{(U_A - U_B)^2}{r l_0},$$

где m — число нагрузок на всех путях рассматриваемого участка;

I_k — ток нагрузки в a ;

ΔU_k — потеря напряжения в сети до точки приложения этой нагрузки в в , определённая при равных напряжениях подстанций;

U_A и U_B — напряжения подстанций A и B в в ;

l_0 — расстояние между пунктами питания в км ;

r — сопротивления сети при параллельном соединении проводов всех путей в ом/км .

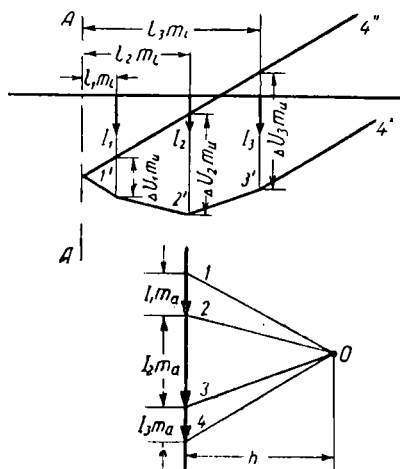
При равенстве напряжений пунктов питания ($U_A = U_B$) потеря мощности в сети определяется по выражению

$$\Delta P = \sum_{k=1}^m \Delta U_k I_k.$$

Графические методы расчёта мгновенных схем нагрузки

Расчёты для линий с односторонним питанием. В первую очередь в выбранном масштабе длины m_l (см/км) откладываются по горизонтали участки от пункта питания до места приложения нагрузок (фиг. 10), затем в стороне по вертикали в последовательном порядке откладываются в выбранном масштабе m_a (см/а) величины токов¹. Далее на произвольном расстоянии h от этой вертикали выбирается некоторая точка, так называемый полюс, и соединяется лучами 1, 2, 3 и 4 с началами и концами векторов отдель-

ных токов. Затем, как показано на чертеже, проводится линия 1' (параллельная лучу 1), через точку пересечения этой линии с направлением первой нагрузки I_1 проводится линия 2' (параллельная лучу 2), через точку пересечения этой линии с направлением второй нагрузки I_2 следующая линия 3' (параллельно лучу 3) и т. д. Затем из точки пересечения линии 1' с прямой AA проводится линия 4'', параллельная лучу, идущему к концу последней нагрузки.



Фиг. 10. Расчёт линии с односторонним питанием графическим методом

Ординаты полученного верёвочного многоугольника представляют собой в определённом масштабе величину потери напряжения в соответствующей точке линии.

Масштаб напряжения определяется из выражения

$$m_u = \frac{m_a m_l}{r h} \quad (\text{см/в}),$$

где r — сопротивление контактной сети в ом/км .

Если на отдельных частях рассматриваемого участка подвешены провода различного сечения (фиг. 11), то, чтобы сохранить постоянный масштаб m_u , следует выбирать для каждой части участка своё полюсное расстояние в зависимости от величины сопротивления контактной сети. Так, для участка с сопротивлением r_2 следует принять

$$h_2 = \frac{m_a m_l}{r_2 m_u},$$

а для участка с сопротивлением r_3

$$h_3 = \frac{m_a m_l}{r_3 m_u}$$

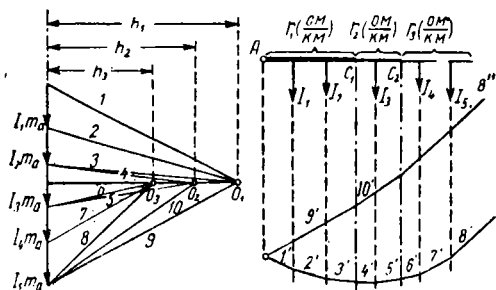
и т. д.

Выбирая полюсное расстояние таким образом, получим для каждого участка особый полюс, и замыкающая сторона верёвочного многоугольника будет иметь столько изломов, сколько раз меняется сечение провода.

¹ В каждом случае величина отрезка, откладываемого на чертеже, равна данной физической величине, умноженной на масштаб.

На фиг. 11 дано построение верёвочного многоугольника для случая, когда $r_1 < r_2 < r_3$.

Если сопротивление питающих линий достаточно велико и им нельзя пренебречь, то следует при расчёте увеличить действи-



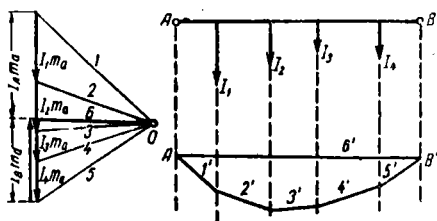
Фиг. 11. Расчёт линии с односторонним питанием графическим методом при неоднородном сечении проводов по участкам

тельную длину добавлением отрезков, заменяющих по своему сопротивлению питающую линию. Это удлинение определяется по формуле

$$l_{on} = \frac{R_{\phi}}{r}$$

где R_{ϕ} — сопротивление питающей линии в ом.

Расчёты для линий с двусторонним питанием. Верёвочный многоугольник (фиг. 12) строится аналогично предыдущему случаю с той лишь разницей, что замыкающая b' проводится не параллельно последнему лучу, как это имело место выше, а замыкает точки пересечения крайних сторон многоугольника с вертикальными линиями, проведёнными из начала и конца участка.



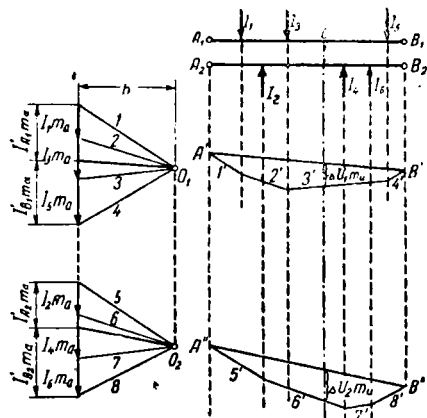
Фиг. 12. Расчёт линии с двусторонним питанием графическим методом

Если через полюс O провести луч b , параллельный замыкающей b' , то на многоугольнике токов он отсекает отрезки, пропорциональные нагрузкам подстанций A и B .

При различных удельных сопротивлениях отдельных частей участка следует заменить их одинаковыми, изменив соответствующим образом длины участков так, чтобы конечное сопротивление каждого участка не изменилось.

Если участок контактной сети питается через линии значительной протяжённости, то для учёта их вводятся дополнительные отрезки длины, так же как и в случае одностороннего питания.

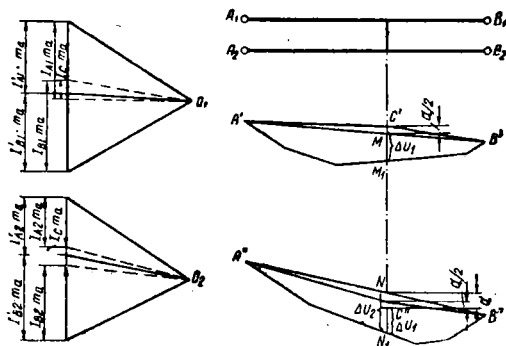
Расчёты для узловой схемы питания сети. В первую очередь следует построить отдельные многоугольники токов и верёвочные многоугольники для каждого пути в отдельности в предположении их раздельной работы (фиг. 13). Затем, определив потери напряжения до места расположения



Фиг. 13. К расчёту узловой схемы питания двухпутного участка графическим методом

секционного поста на обоих путях, вычитается меньшее из большего (отрезок d на нижнем верёвочном многоугольнике фиг. 14). Полученный результат делят на части, пропорциональные сопротивлениям проводов 1 и 2 пути.

Если теперь прибавить к меньшей ординате потери напряжения в сети до точки C (верхний многоугольник) часть отрезка d , приходящуюся на соответствующий путь, и вычесть из большей остальную часть отрезка d (нижний многоугольник), а затем соединить



Фиг. 14. К расчёту узловой схемы питания двухпутного участка графическим методом

полученные таким образом точки C' и C'' с концами соответствующих замыкающих $A'B'$ и $A''B''$, то в результате получим действительные эпюры потерь напряжений по первому и второму пути. При равных сопротивлениях проводов 1-го и 2-го путей деление отрезка d следует производить на две равные части, что и показано для простоты на фиг. 14.

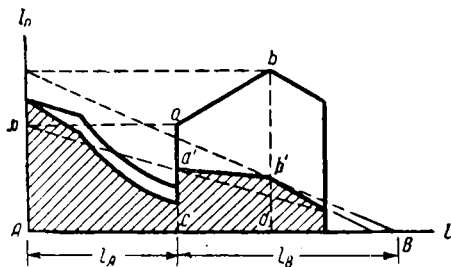
мом участке и по мере надобности перемещать заготовленные кривые под графиком $I = f(t)$.

Если при построении суммарного графика оказывается, что происходит одновременное резкое изменение величины тока двумя (или несколькими поездами): одно в сторону увеличения, а другое в сторону уменьшения, как это имеет место на фиг. 16 в момент $t_2 - t_2$, то следует учесть все возможные сочетания нагрузок, которые могут получиться при некотором сдвиге поезда в ту или другую сторону (величины тока $0; I'_1; I'_2$ и $I'_1 + I'_2$).

Построение графиков при двустороннем питании однопутного участка. При двустороннем питании сети нагрузки питающих линий определяются аналогично предыдущему с той лишь разницей, что производится суммирование не кривых полного поездного тока $I_n = f(t)$, а кривых части поездного тока, даваемого соответствующей подстанцией. Такие кривые строятся в предположении, что на фидерной зоне находится только один рассматриваемый поезд.

Для построения подобных кривых следует ординаты кривой поездного тока разложить на части, обратно пропорциональные расстояниям до подстанций, находящихся на границах данной зоны. Деление может быть произведено графическим способом, как показано на фиг. 17.

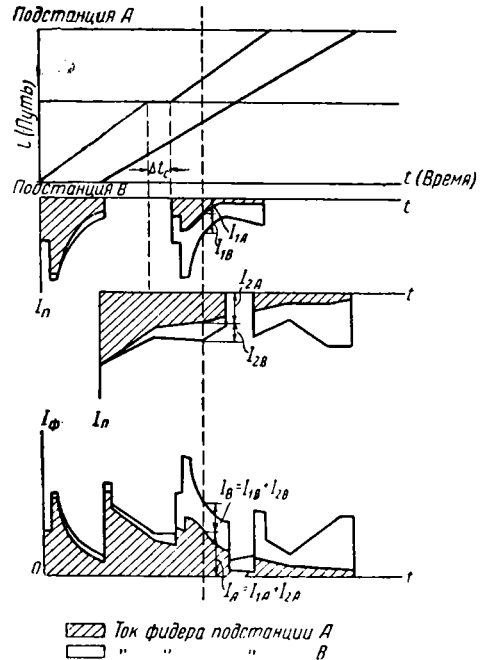
Ток I_1 на кривой $I_n = f(t)$, представленный отрезком ac , расположенным на расстояниях l_A и l_B от точек A и B (подстанции), сносится на ось ординат (точка D) и затем прямой DB делится на две части ca' и aa' , обратно пропорциональные расстояниям до подстанций ($\frac{ca'}{aa'} = \frac{l_B}{l_A}$). Аналогичным образом разделена ордината $I_2(bd)$.



Фиг. 17. Деление кривой поездного тока на составляющие, получаемые поездом от подстанций

Таким способом кривую $I_n = f(t)$ можно разбить на две составляющие кривые $I_{nA} = f_1(t)$ (заштрихованная площадь) и $I_{nB} = f_2(t)$ (незаштрихованная площадь). Если скорость движения в данной зоне меняется незначительно, т. е. можно считать, что $t = t$, то такое деление можно производить прямо на кривой $I = f(t)$. В противном случае $I_{nA} = f_1(t)$ и $I_{nB} = f_2(t)$ следует построить в зависимости от времени, т. е. построить кривые $I_{nA} = \psi_1(t)$ и $I_{nB} = \psi_2(t)$.

После разложения кривых поездного тока расчёт ведётся так же, как и для схемы одностороннего питания, путём сложения ординат соответствующих кривых (фиг. 18).



Фиг. 18. Расчёт тяговой сети с двусторонним питанием по методу непрерывного исследования графика движения

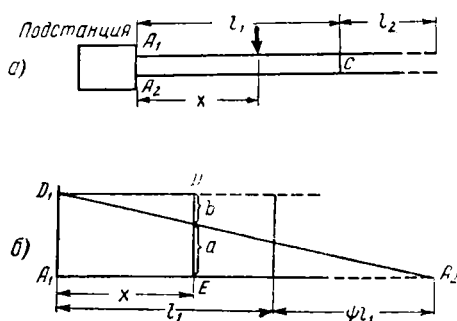
Построение графиков при одностороннем питании двухпутного участка. При раздельном питании каждого пути построение графиков нагрузок питающих проводов не отличается от аналогичного построения для однопутного участка.

При соединении контактных проводов в какой-либо точке C (фиг. 19, а) задача сводится к рассмотрению однопутного участка с двусторонним питанием с нагрузкой в точке C , равной сумме нагрузок на участке l_2 . При равных сечениях проводов от подстанции до точки C эта нагрузка будет делиться поровну между обоими проводами, а при различных сечениях — обратно пропорционально сопротивлениям.

Разделение тока поезда между питающими линиями подстанции можно выполнять графически (фиг. 19, б). Здесь l_1 — расстояние от подстанции до точки соединения проводов; ψl_1 — приведённая длина второго пути; ψ — отношение сопротивлений проводов второго и первого путей; DE — отрезок, представляющий в выбранном масштабе ток I_n и подлежащий делению на части, обратно пропорциональные x и $[(l_1 - x) + \psi l_1]$. Отрезок a (в том же масштабе) даёт ток, питающий линии A_1 , и отрезок b — ток, питающий линии A_2 . Нагрузки, находящиеся на втором пути, для деления указанным способом следует располагать на чертеже на расстоянии от A_2 , равном ψx , либо, чтобы избежать перестрое-

ния кривых $I_n = f(l)$ на участке CA_2 в том же масштабе, деление их для второго пути производить на отдельном чертеже, приняв:

$$A_1C = \frac{l_1}{\psi} \quad \text{и} \quad CA_2 = l_1.$$



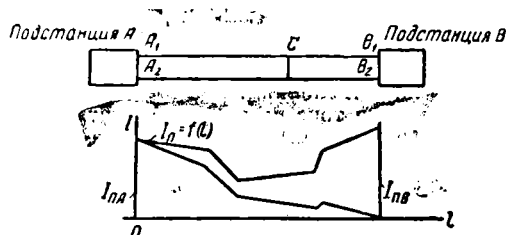
Фиг. 19. К расчёту сети двухпутного участка с односторонним питанием и секционным постом по методу непрерывного исследования графика движения: а — схема участка; б — распределение тока между питающими линиями подстанции

Построение графиков при двустороннем питании и секционным постом по методу непрерывного исследования графика движения: а — схема участка; б — распределение тока между питающими линиями подстанции

При соединении проводов двухпутного участка в одной точке (секционный пост) кривую поездного тока следует делить на четыре части соответственно количеству питающих линий данной зоны.

Поскольку распределение тока между подстанциями не зависит от числа и места расположения поперечных соединений, разложение тока поезда между двумя подстанциями производится так же, как и для однопутного участка с двусторонним питанием.

Для построения графиков нагрузок питающих линий полученные кривые (I_{nA} и I_{nB}) следует разделить между питающими линиями данной подстанции. На фиг. 20

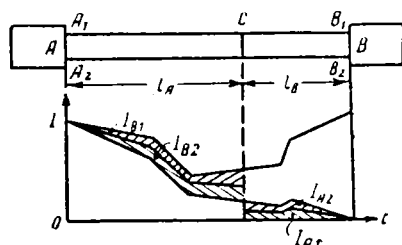


Фиг. 20. Распределение кривой поездного тока между подстанциями на двухпутном участке с двусторонним питанием

нижняя часть кривой показывает величину тока, поступающего от подстанции А, а верхняя — от подстанции В. При расположении поезда на участке АС и при одинаковом сопротивлении проводов различных путей ток от подстанции В делится поровну между пи-

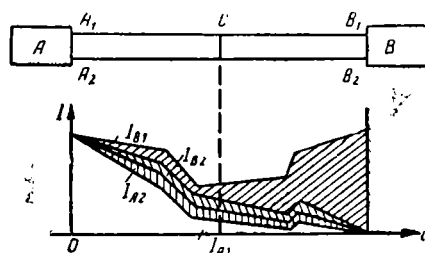
тающими линиями B_1 и B_2 , а при различном сопротивлении проводов — обратно пропорционально этим сопротивлениям. Поэтому ординату верхней части кривой на участке СВ следует разбить соответствующим образом.

Точно так же следует поступить и с частью кривой I_{nA} на длине участка АС. В этом случае диаграмма примет вид, представленный на фиг. 21.



Фиг. 21. Распределение кривой поездного тока между фидерами подстанций при узловой схеме питания двухпутного участка

Далее необходимо разбить оставшиеся части кривой (незаштрихованные) между соответствующими питающими линиями подстанций. Если соединение С расположено близко к середине, а нагрузка лежит на участке A_1C , то питающая линия A_2 будет давать при любом соотношении сопротивлений проводов отдельных путей тот же ток, что и фидер B_2 . При расположении нагрузки на участке B_1C питающая линия B_2 будет давать тот же ток, что и A_2 . Отняв от ординат незаштрихованной части кривой соответствующие ординаты заштрихованной, получим четыре кривые тока, соответствующие нагрузкам отдельных питающих линий (фиг. 22).



Фиг. 22. Распределение кривой поездного тока между фидерами подстанций при узловой схеме питания двухпутного участка и расположении секционного поста в середине фидерной зоны

При расположении секционного поста не в середине участка следует разбить незаштрихованную площадь на две части, воспользовавшись соотношением $I_{A2} = I_{B2} \frac{l_B}{l_A}$. Так как кривая тока I_{B2} ранее была уже построена, то, умножив все её ординаты на указанное соотношение, можно построить кривую тока I_{A2} (тем самым определится как разность и величина I_{A1}).

Построение графиков нагрузки питающих линий секционных постов. Из ординат построенного заранее графика нагрузки питающей линии подстанции следует вычесть сумму ординат графиков тока поездов, расположенных на рассматриваемом пути на участке между подстанцией и секционным постом.

При положительном знаке этой разности ток через рассматриваемый питающий провод поста идёт от сети к его шине, при отрицательном — от шины поста к сети.

Построение графиков нагрузки подстанций. График нагрузки подстанции может быть получен путём сложения ординат графиков нагрузки всех её питающих линий.

Определение возможных максимальных значений нагрузки производится так же, как и при построении графиков тока питающих линий (см. фиг. 16, момент t_2).

Построение графиков потерь напряжения в сети до поезда. Построение графиков при одностороннем питании однопутного участка. При одном поезде в фидерной зоне

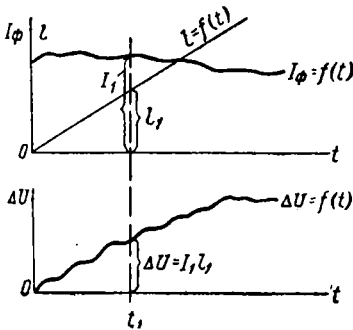
$$\Delta U_t = I_t l_t r,$$

где ΔU_t — мгновенное значение потери напряжения в сети до поезда в а;

I_t — мгновенное значение тока поезда в а;

l_t — расстояние от подстанции до поезда в км;

r — сопротивление контактной сети в ом/км.



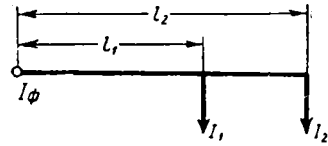
Фиг. 23. К построению графика потерь напряжения в сети при одностороннем питании

Поэтому если между рассматриваемым поездом и подстанцией нет других поездов, то график потерь напряжения $\Delta U_t = f(t)$ в некотором масштабе может быть получен перемножением ординат графика нагрузки питающей линии $I_\phi = f_1(t)$ на ординаты графика движения того поезда, для которого определяется потеря напряжения (фиг. 23).

При двух поездах в фидерной зоне для поезда, расположенного дальше от подстанции (фиг. 24), потеря напряжения для каждого момента времени может быть представлена уравнением

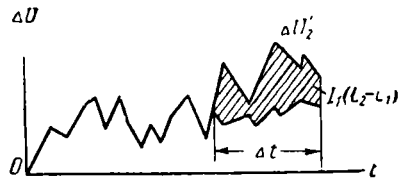
$$\Delta U_2 = \Delta U'_2 - I_1 r (l_2 - l_1), \quad \text{где } \Delta U'_2 = I_\phi r l_2,$$

где l_1 и l_2 — мгновенные значения расстояний от подстанции соответственно до первого и второго поездов в км.



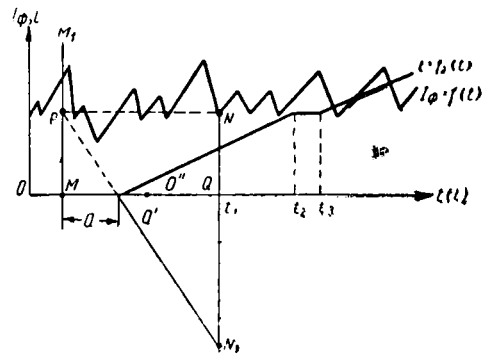
Фиг. 24. Схема расположения двух нагрузок на участке с односторонним питанием

Указанным выше способом строится график $\Delta U'_2 = f(t)$ (фиг. 25); затем период Δt , когда между рассматриваемым поездом и подстанцией находится другой поезд, потребляющий ток I_1 , следует из ординат графика $\Delta U'_2 = f(t)$ вычесть произведение $I_1 r (l_2 - l_1)$. Расстояние $l_2 - l_1$ следует взять из графика движения.



Фиг. 25. К построению графика потерь напряжения в сети при одностороннем питании

Возможные кратковременные изменения напряжения как в ту, так и в другую сторону могут быть получены умножением кратковременных значений тока на соответствующие расстояния.



Фиг. 26. Графический способ умножения тока линии на расстояние до подстанции

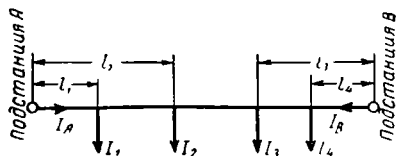
При изображении графика движения прямыми линиями можно производить перемножение ординат графиков тока и пути графическим способом. Для этого следует расположить графики $I_\phi = f_1(t)$ и $l = f_2(t)$ так, как показано на фиг. 26. Затем влево от момента отправления поезда O' отложить некоторый отрезок a и через

точку M провести вертикальную прямую MM_1 . Если для какого-либо момента t_1 необходимо построить ΔU_1 , то следует из точки N провести горизонтальную линию NP до пересечения с лучом PO' . Отрезок QN_1 даст величину потери напряжения. Масштаб напряжений определится по формуле

$$m_u = \frac{m_l m_i}{ra} \text{ см/в},$$

где m_l — масштаб длины в см/км;
 m_i — масштаб токов в см/а;
 a — произвольный отрезок в см;
 r — удельное сопротивление сети в ом/км.

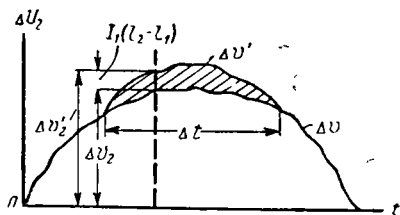
Если поезд идёт с остановками, то, построив график до момента t_2 и пропустив время $t_2 - t_3$, следует после момента t_3 отрезок a откладывать влево не от точки O' , как прежде, а от точки O'' , сдвинутой вправо относительно точки O' на величину, соответствующую $t_2 - t_3$.



Фиг. 27. Схема расположения четырёх нагрузок на участке с двусторонним питанием

Построение графиков при двустороннем питании однопутного участка. При расположении в фидерной зоне не более двух поездов график потери напряжения, как и для варианта одностороннего питания, может быть построен перемножением ординат графиков тока питающей линии на ординаты графика движения того поезда, который лежит ближе к данной подстанции.

При наличии между подстанциями четырёх нагрузок (фиг. 27) следует, как и для случая одностороннего питания, проводить



Фиг. 28. К построению графика потери напряжения в сети для участка с двусторонним питанием

построение кривых $\Delta U'_2$ или $\Delta U'_3$, исходя из выражения $\Delta U'_2 = I_1 r l_2$ и $\Delta U'_3 = I_B r l_3$, а затем вычесть произведение $I_1 r (l_2 - l_1)$ или $I_4 r (l_3 - l_4)$, вычисленное так же, как и в случае одностороннего питания. Диаграмма потерь напряжения получит вид, представленный на фиг. 28; через Δt здесь обозначено вре-

мя, в течение которого между рассматриваемой нагрузкой и подстанцией находится ещё один поезд, потребляющий энергию.

Построение графиков при одностороннем питании двухпутного участка. При раздельном питании путей построение графика $\Delta U = f(t)$ для каждого пути ничем не отличается от аналогичных построений для однопутного участка.

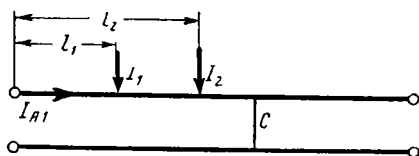
При соединении путей в некоторой точке C (см. фиг. 19) потерю напряжения на участке l_2 следует определять, как для простого однопутного участка, а для участка l_1 — как для участка двустороннего питания, имеющего дополнительную нагрузку в точке C , равную нагрузке на участке l_2 .

Учёт схемы соединения рельсовых путей. Обычно при подобных расчётах пренебрегают тем, что рельсовые нити обоих путей соединены параллельно, и проводят расчёт, исходя из предположения схемы рельсовой цепи, аналогичной схеме питания контактных проводов.

Для учёта действительной схемы соединения следует отдельно считать потерю напряжения в проводах контактной сети и отдельно в рельсах при полном параллельном соединении всех четырёх нитей. Полученные результаты следует сложить.

Построение графиков при двустороннем питании двухпутного участка. При раздельном питании путей расчёт ведётся, как для однопутного участка.

Для двухпутного участка с поперечным соединением путей в одной точке (секционный пост) расчёт для каждой части сети от подстанции до секционного поста следует вести, как для схемы одностороннего пита-



Фиг. 29. Схема расположения двух нагрузок на участке между подстанцией и секционным постом

ния. Потерю напряжения для каждого поезда удобно определять, пользуясь значениями тока питающей линии, примыкающей к данному участку (фиг. 29), тогда:

$$\Delta U_1 = I_{A1} r l_1; \quad \Delta U_2 = I_{A1} r l_2 - I_1 r (l_2 - l_1).$$

Построение кривых потерь мощности в фидерной зоне. Потеря мощности в фидерной зоне может быть определена как сумма так называемых составляющих потери мощности ($\Delta P'_1; \Delta P'_2 \dots \Delta P'_k$ и т. д.), каждая из которых в каждый данный момент равна произведению тока соответствующего поезда на потерю напряжения в сети (от токов всех поездов) до рассматриваемого поезда.

Графики составляющих потерь мощности для всех поездов, проходящих по фидерной зоне за рассматриваемый отрезок времени,

могут быть построены перемножением ординат графиков потребления тока поездом — κ ; $I_{\text{лк}} = f_1(t)$ на ординаты графиков потери напряжения в сети до поезда — κ :

$$\Delta U_{\text{лк}} = f_2(t).$$

График потери мощности в фидерной зоне $\Delta P = f(t)$ может быть построен сложением графиков ординат, составляющих потери мощности $\Delta P_1 = f_3(t)$; $\Delta P_2 = f_4(t)$ и т. д. Интеграл такого графика по времени (площадь графика) даёт потерю энергии за соответствующий отрезок времени, что даёт возможность построить кривую потери энергии в фидерной зоне $\Delta A = \varphi(t)$.

Приближенные способы, основанные на анализе графика движения

Расчёты методами характерных сечений и непрерывного исследования графика движения могут быть значительно упрощены, если действительную кривую потребления тока поездами заменить горизонтальной линией, соответствующей среднему значению тока. Замена действительной кривой тока может быть произведена в зависимости от требуемой степени точности тремя способами:

- 1) средней величиной тока за время потребления поездом энергии на соответствующем отрезке пути или на перегоне;
- 2) средней величиной за всё время хода по перегону и
- 3) средней величиной за всё время хода по фидерной зоне.

Каждый следующий способ является более простым и менее точным.

При пользовании методом характерных сечений на каждой кривой тока следует выделять по четыре характерные точки, соответствующие началу и концу появления средней величины.

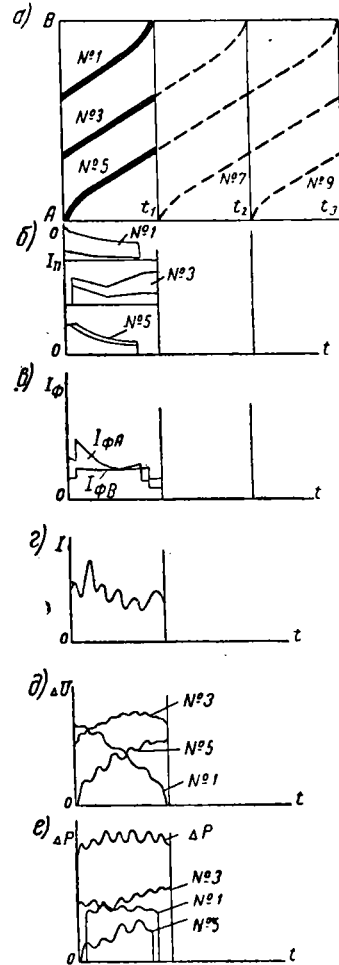
При пользовании методом непрерывного исследования графика движения деление усреднённых графиков поездных токов между фидерами производится так же, как и при пользовании действительными кривыми, но значительно упрощается, так как достаточно разделить только две ординаты в начале и конце кривой тока. При замене действительных кривых поездного тока средними ошибка в результате расчёта при определении эффективных значений тока, потерь энергии и потерь напряжения при первом способе усреднения обычно лежит в пределах 0—5% (больше при редком движении поездов и меньше при насыщенном графике).

При других способах усреднения ошибка зависит от соотношения времени хода поезда по данному участку и времени потребления им тока (%). Поэтому эти способы могут считаться пригодными, если величина отношения α немногим больше единицы.

Особенности расчёта при параллельном графике движения и одинаковых типах поездов

Применение параллельного графика движения и одинаковых типов поездов даёт возможность значительно упростить расчёты.

Особенностью таких расчётов является тот факт, что все подлежащие определению величины периодически повторяются, причём период повторения равен интервалу между соседними поездами. Поэтому представляется возможным исследовать только один такой период (фиг. 30).

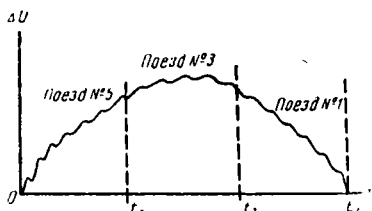


Фиг. 30. К расчёту тяговой сети по методу непрерывного исследования графика движения при параллельном графике: а — график движения; б — кривые поездных токов; в — графики нагрузок питающих линий за расчётный интервал; г — график нагрузок подстанции; д — графики потерь напряжения в сети до поездов; е — графики потерь мощности в фидерной зоне

Для исследования любого отрезка времени, в пределах которого сохраняется периодичность движения поездов, можно ограничиться исследованием только одного периода, например, от 0 до t_1 . В следующий период от t_1 до t_2 , как видно из чертежа, взаимное расположение нагрузок как относительно подстанций, так и друг к другу повторяется, а следовательно, повторяются графики всех величин, определяемых этими нагрузками.

При построении графика потери напряжения в сети до поезда № 5 за время его хода в интервале 0 — t_1 потеря напряжения опре-

делится непосредственно из расчёта для этого поезда; в интервале $t_1 - t_2$ потеря будет изменяться так же, как изменялась эта величина для поезда № 3 в интервале $0 - t_1$, а в интервале $t_2 - t_3$ так же, как для поезда № 1 в интервале $0 - t_1$.



Фиг. 31. Построение графика потерь напряжения в сети до поезда за время его следования от одной подстанции до другой при параллельном графике движения

Пример построения графика потери напряжения в сети до поезда показан на фиг. 31.

Всё изложенное остаётся верным для любой схемы питания.

МЕТОД РАСЧЁТА СИСТЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПО ЗАДАНЫМ РАЗМЕРАМ ДВИЖЕНИЯ

Ниже приводятся расчётные формулы применительно к методу, учитывающему организацию движения поездов (см. выше «Классификация и общая характеристика методов»).

Формулы для определения нагрузок тяговых подстанций и их питающих линий (фидеров)

При однотипных поездах величины средних и эффективных нагрузок питающих линий (фидеров) определяются по формулам:

средняя нагрузка

$$I_{\phi} = \frac{Nn}{N_0} I; \quad (1)$$

эффективная нагрузка

$$I_{\phi}^2 = \frac{Nn}{N_0} I_{\phi}^2 + \frac{N(N-1)n(n-1)}{N_0(N_0-1)} I^2, \quad (2)$$

где I — среднее значение составляющей поездного тока, приходящейся на рассматриваемую подстанцию за время хода поезда по данному пути, в а;

I_{ϕ} — эффективное значение этой же составляющей поездного тока в а;

N — число поездов, проходящих рассматриваемую зону за некоторый промежуток времени (например сутки);

N_0 — пропускная способность той же зоны за тот же промежуток времени;

n — возможное максимальное число поездов или расчётное число перегонов в рассматриваемой зоне [см. формулы (35) и (36)].

Расчёт можно вести также исходя из величины расхода энергии на движение поездов в данной зоне. Определение нагрузок фидеров в этом случае производится по формулам:

средняя нагрузка

$$I_{\phi} = \frac{A_T}{TU}; \quad (1')$$

эффективная нагрузка

$$I_{\phi}^2 = \frac{A_T^2 N_0}{T^2 n U^2} \left(\frac{\kappa^2}{N} - \frac{n-1}{N_0-1} \cdot \frac{N-1}{N} \right), \quad (2')$$

где A_T — расход энергии на движение всех поездов в рассматриваемой зоне за время T в вт-ч;

U — напряжение контактной сети, принимаемое при тяговых расчётах, в в;

T — рассматриваемый отрезок времени в ч;

κ — коэффициент эффективности поездного тока

$$\kappa = \frac{I_{\phi}}{I},$$

а остальные обозначения те же, что и выше.

При определении нагрузок фидеров рассматриваются отдельные фидерные зоны при нормальных схемах их питания и соответственно принимаются значения величин I , I_{ϕ} , n , A_T и κ .

При разнотипных поездах величины средних и эффективных нагрузок фидеров тяговых подстанций определяются по формулам:

средняя нагрузка

$$I_{\phi} = \frac{n}{N_0} \sum_{p=1}^V N_p I_p; \quad (3)$$

эффективная нагрузка

$$I_{\phi}^2 = \frac{Nn}{N_0} I_{\phi}^2 + \frac{n(n-1)N}{N_0(N_0-1)} (N-1-a) I^2. \quad (4)$$

В этих формулах

$$I_{\phi}^2 = \frac{\sum_{p=1}^V N_p I_{\phi p}^2}{N};$$

$$I = \frac{\sum_{p=1}^V N_p I_p}{N};$$

$$a = \frac{1}{N} \sum_{p=1}^V N_p \frac{I_p^2 - I^2}{I^2},$$

N общее количество поездов, т. е.

$$N = \sum_{p=1}^V N_p,$$

где

p — номер типа поезда;

V — число типов поездов, обращающихся на данном пути рассматриваемой зоны;

N_p , I_p и $I_{\phi p}$ — то же, что и N , I и I_{ϕ} , но для поездов типа p , а остальные обозначения те же, что и выше.

Соответственно предыдущему искомые величины нагрузок фидеров могут быть определены по расходу энергии из выражения

средняя нагрузка

$$I_{\phi} = \frac{1}{TU} \sum_{p=1}^V N_p A_p; \quad (3')$$

эффективная нагрузка

$$I_{\phi}^2 = \frac{1}{TtU^2} \left[\sum_{p=1}^V N_p \kappa_p^2 A_p^2 + \frac{t-\theta}{T-\theta} \left(A_T^2 - \sum_{p=1}^V N_p A_p^2 \right) \right], \quad (4')$$

где κ_p и A_p то же, что и κ и A , но для поездов типа p

$$A_T = \sum_{p=1}^V N_p A_p;$$

t — время хода поезда по рассматриваемой зоне в ч;

θ — период максимального графика в ч, а остальные обозначения те же, что и выше.

При определении нагрузок подстанций в первую очередь подсчитываются нагрузки от отдельных путей, которые в последующем суммируются по формуле (5). Расчёт при этом ведётся для подстанционной зоны (т. е. группы фидерных зон, примыкающих к рассматриваемой подстанции) и соответственно принимаются значения величин I , I_p , n , A_T и κ .

Средняя нагрузка тяговой подстанции представляет сумму средних нагрузок её фидеров.

Эффективная нагрузка тяговой подстанции может быть определена по формуле

$$I_{\phi}^2 = \sum_{q=1}^S I_{\phi q}^2 + \left(\sum_{q=1}^S I_{cq} \right)^2 - \sum_{q=1}^S I_{cq}^2, \quad (5)$$

где $I_{\phi q}$ — эффективная нагрузка, приходящаяся на рассматриваемую подстанцию от пути с номером q , определяемая по формулам (2), (2'), (4) и (4');

I_{cq} — то же средняя нагрузка, определяемая по формулам (1), (1'), (3) и (3');

S — число путей рассматриваемого участка.

Во всех случаях при отсутствии рекуперативного торможения допустимо принимать:

$$I_{\phi}^2 = (1 \div 1,08) I_p I_{pm} \quad (6)$$

или

$$I_{\phi}^2 = (1 \div 1,08) \frac{A_p^2}{U^2 t_{pm} t_p}, \quad (6')$$

где I_p — средний ток поезда типа p за время его хода t_p по рассматриваемой зоне в а;

I_{pm} — средний ток поезда типа p за время t_{pm} , в течение которого поезд потребляет энергию при движении по рассматриваемой зоне, в а;

A_p — расход энергии на движение поезда типа p по данной зоне в вт-ч;

U — напряжение контактной сети в в.

В случаях применения рекуперативного торможения можно принимать¹:

$$I_{\phi}^2 = (1 \div 1,08) (2I'_p - I_p)^2 \frac{t_p}{t_{pm} + t_2} \quad (6, a)$$

или

$$I_{\phi}^2 = (1 \div 1,08) \frac{(2A'_p - A_p)^2}{U^2 t_p (t_{pm} + t_2)}, \quad (6', a)$$

где I_p и A_p — соответственно средний ток и расход энергии при движении поезда типа p по данной зоне с учётом рекуперации энергии;

I'_p и A'_p — то же, но без учёта рекуперации (т. е. с учётом только затрат энергии на тягу);

t_2 — время рекуперации, а прочие величины те же, что и выше.

При выборе величины числового коэффициента в формулах (от 1 до 1,08) следует учитывать, что меньшее его значение соответствует случаю, когда ток за время потребления поездом энергии изменяется в незначительных пределах, а большее — случаю, когда этот ток изменяется в пределах от 0,5 I_{pm} до 1,5 I_{pm} .

Расчёт годовых потерь энергии в проводах контактной сети

Общие положения. Потери энергии в проводах контактной сети за год определяются с учётом степени неравномерности движения.

Расчёт годовых потерь энергии необходимо производить по отдельным периодам, отличающимся размерами движения.

Для магистральных дорог расчётный период T принимается равным суткам (24 часа). Расчётными сутками принимаются сутки года со средними размерами движения. Годовые потери энергии для магистральных дорог определяются по формуле

$$\Delta A_z = 365 \Delta A_{\text{сут}} \text{ квт-ч.}$$

Для пригородных участков железных дорог и дорог со смешанным движением сутки делятся на несколько периодов, отличающихся размерами движения. При этом исходят из особенностей графика движения поездов, а при отсутствии такового разбивку по периодам производят на основании опыта эксплуатации существующих дорог. Определение суточных потерь энергии производится по формуле

$$\Delta A_{\text{сут}} = \sum_{a=1}^x \Delta A_{Ta} \text{ квт-ч,}$$

где ΔA_{Ta} — потери энергии за период суток T ;

x — число расчётных периодов в сутках.

Если пригородный участок характеризуется различными размерами движения в зимний и летний периоды года, то выбор расчётных

¹ Г. Г. Марквардт. «Приближенное определение коэффициента эффективности поездного тока при применении рекуперативного торможения». «Техника железных дорог», 1956 г., № 4.

периодов надо производить по отдельности для суток зимнего и летнего графика. Годовые потери энергии в этом случае определяются по формуле

$$\Delta A_z = \kappa_{\text{л}} \Delta A_{\text{сут}}^{(\text{лет})} + \kappa_{\text{з}} \Delta A_{\text{сут}}^{(\text{зим})},$$

где $\kappa_{\text{л}}$ и $\kappa_{\text{з}}$ — соответственно число суток летнего и зимнего периодов, отличающихся размерами движения.

Потери энергии в проводах контактной сети за любой расчётный период T определяются по общей формуле

$$\Delta A_T = \gamma \Delta A_{oT}, \quad (7)$$

где ΔA_T — потери энергии в квт-ч за расчётный период T ;

ΔA_{oT} — то же, определённые из условия, что напряжение в контактной сети равно номинальному напряжению на шинах постоянного тока тяговой подстанции;

γ — коэффициент, учитывающий изменение напряжения в контактной сети.

Выбор расчётных формул для определения потерь энергии в проводах контактной сети

1. При перспективном проектировании системы энергоснабжения (экономическое сравнение вариантов расположения подстанций, определение укрупнённых экономических показателей и т. д.) подсчёт потерь энергии производят по приближённым формулам (см. ниже).

Примечание. Для дорог с горным профилем при определении потерь энергии для сравнения вариантов расположения подстанций целесообразно применять более точные формулы.

2. При техническом проектировании системы энергоснабжения выбор расчётных формул производят исходя из следующего:

а) для дорог с равнинным профилем можно применять формулы расчёта по расходам энергии на фидерных зонах;

б) для дорог с горным профилем следует применять формулы расчёта по расходам энергии на перегонах или блок-участках;

в) при зонном движении, если зонная станция располагается внутри фидерной зоны (между тяговыми подстанциями), расчёт потерь энергии для этих зон следует производить по расходам энергии на перегонах или блок-участках.

При пользовании расчётными формулами следует также иметь в виду, что полным параллельным соединением проводов путей при одностороннем питании практически можно считать схему, при которой осуществлено соединение проводов в середине и конце фидерной зоны.

Соответственно полным параллельным соединением проводов путей при двустороннем питании практически можно считать схему, при которой осуществлено соединение проводов в трёх примерно равноудалённых точках фидерной зоны, не считая соединений у тяговых подстанций.

Приближённые расчётные формулы для определения потерь энергии¹

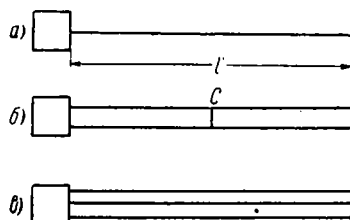
При одностороннем питании однопутных дорог или многопутных с полным параллельным соединением проводов контактных подвесок отдельных путей (фиг. 32, а и б) расчёт потерь энергии в сети производится по формулам:

а) при отсутствии рекуперации энергии

$$\Delta A_{oT} = \frac{550 r l A_T^2}{U_n^2 T} \left[\frac{T}{\Sigma t_m} + 0,61 \left(1 - \frac{\theta N}{S \Sigma t} \right) \right] \text{квт-ч}; \quad (8)$$

б) при применении рекуперативного торможения

$$\Delta A_{oT} = \frac{550 r l A_T^2}{U_n^2 T} \left[\frac{T}{\Sigma t_m + \Sigma t_z} \left(\frac{2A'_T}{A_T} - 1 \right)^2 + 0,61 \left(1 - \frac{\theta N}{S \Sigma t} \right) \right] \text{квт-ч}. \quad (9)$$



Фиг. 32. Схемы одностороннего питания участков: а — однопутного; б — двухпутного с параллельным соединением проводов путей; в — многопутного с раздельным питанием путей

Для учёта изменения напряжения в соответствии с формулой (7) коэффициент γ в обоих случаях определяется по формуле

$$\gamma = \frac{1}{1 - 2 \left[\frac{\Delta A_{oT}}{A_T} \beta - \kappa_1 \left(1 - \frac{2A_T}{P_n T} \right) \right]}. \quad (10)$$

В приведённых формулах:

r — сопротивление 1 км параллельно соединённых проводов контактной сети в ом/км ;

l — длина фидерной зоны в км;

T — расчётный период суток в ч;

A_T — расход энергии за расчётный период в фидерной зоне на движение всех поездов по рассматриваемому пути или по всем путям (в случае соединения проводов путей) с учётом рекуперации энергии (т. е. за вычетом рекуперированной энергии), полученный из тяговых расчётов, в квт-ч ;

A'_T — то же, но без учёта рекуперации энергии (т. е. без вычета рекуперированной энергии);

U_n — номинальное напряжение на шинах постоянного тока тяговой подстанции в в;

Σt_m — суммарное время потребления энергии всеми поездами за расчётный период T на фидерной зоне в ч;
 Σt_2 — суммарное время рекуперации энергии всеми поездами за расчётный период T в фидерной зоне в ч;
 Σt — суммарное время хода всех поездов по фидерной зоне (включая время стоянок на промежуточных станциях) за расчётный период в ч (время стоянок на концах зоны в расчёт не принимается);
 N — число поездов за расчётный период T при одностороннем движении или число пар поездов при двустороннем;
 S — число путей;
 θ — период графика движения в ч, определяемый выражением

$$\theta = \frac{T_0}{N_0},$$

где N_0 — пропускная способность участка в поездах при одностороннем движении (или пар поездов при двустороннем движении) основного типа за период T_0 ;
 κ_1 — коэффициент, учитывающий изменение напряжения на вводах тяговой подстанции при изменении нагрузки (при отсутствии точных данных принимается равным 0,035—0,04);
 P_n — номинальная (рабочая) мощность тяговой подстанции в квт ;
 β — коэффициент, учитывающий расход энергии на потери в рельсовой цепи, определённый выражением

$$\beta = \frac{r + 2r_p}{r}, \quad (11)$$

где r_p — сопротивление 1 км рельсовой цепи в ом/км .

Примечания. 1. Если входящая в расчётные формулы (8) и (9) величина $\frac{\theta N}{S \Sigma t} > 1$, то значение скобки $\left(1 - \frac{\theta N}{S \Sigma t}\right)$ принимается равным нулю.

2. При расположении секционного поста в конце двухпутного участка сеть следует рассчитывать по схеме двустороннего питания.

При раздельном питании путей многопутного участка (фиг. 32, в) расчёт должен производиться для каждого пути отдельно по приведённым расчётным формулам (8—11) и соответствующие исходные величины должны определяться для каждого рассматриваемого пути.

При двустороннем питании однопутных участков или многопутных при полном параллельном соединении проводов путей (фиг. 33, а и б) потери энергии в сети определяются по следующим формулам:

а) при отсутствии рекуперации энергии

$$\Delta A_{OT} = \frac{184r l A_T^2}{U_n^2 T} \left[\frac{T}{\Sigma t_m} + 0,455 \left(1 - \frac{\theta N}{S \Sigma t} \right) \right] \text{квт}\cdot\text{ч}; \quad (12)$$

б) при применении рекуперативного торможения

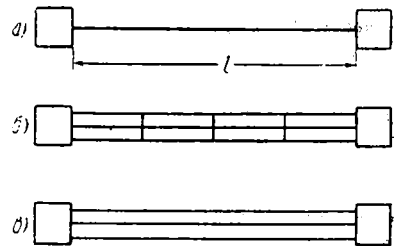
$$\Delta A_{OT} = \frac{184r l A_T^2}{U_n^2 T} \left[\frac{T}{\Sigma t_m + \Sigma t_2} \left(\frac{2A'_T}{A_T} - 1 \right)^2 + 0,455 \left(1 - \frac{\theta N}{S \Sigma t} \right) \right] \text{квт}\cdot\text{ч}. \quad (13)$$

Для учёта изменения напряжения в соответствии с формулой (7) в обоих случаях

$$\gamma = \frac{1}{1 - 2 \left\{ \frac{\Delta A_{OT}}{A_T} \beta - \kappa_1 \left[1 - \frac{2A_T}{(P_{n1} + P_{n2}) T} \right] \right\}}, \quad (14)$$

где P_{n1} и P_{n2} — номинальные (рабочие) мощности тяговых подстанций, питающих данную фидерную зону, в квт .

Коэффициент β определяется по формуле (11).



Фиг. 33. Схемы двустороннего питания участков: а — однопутного; б — многопутного с параллельным соединением проводов путей; в — многопутного с раздельным питанием путей

Остальные обозначения те же, что и в расчётных формулах для случая одностороннего питания сети.

Примечания. 1. Если входящая в формулы (12) и (13) величина $\frac{\theta N}{S \Sigma t} > 1$, то значение скобки $\left(1 - \frac{\theta N}{S \Sigma t}\right)$ принимается равным нулю.

2. При расчётах, производимых для случая полного параллельного соединения проводов путей, по формулам определяются суммарные потери энергии на всех путях.

При раздельном питании путей многопутного участка (фиг. 33, в) расчёты ведутся для каждого пути отдельно, как для однопутного участка.

При узловом режиме питания (фиг. 34) суммарные потери энергии на всех путях определяются по следующим формулам:

а) при отсутствии рекуперации энергии

$$\Delta A_{OT} = \frac{138r l A_T^2}{U_n^2 T} \left[\frac{T}{\Sigma t_m} + 0,228 \left(1 - \frac{\theta N}{S \Sigma t} \right) \right] \text{квт}\cdot\text{ч}; \quad (15)$$

б) при применении рекуперативного торможения

$$\Delta A_{oT} = \frac{138rIA_T^2}{U_n^2 T} \left[\frac{T}{\sum t_m + \sum t_z} \left(\frac{2A'_T}{A_T} - 1 \right)^2 + 0,288 \left(1 - \frac{\theta N}{S \sum t} \right) \right] \text{ квт-ч.} \quad (16)$$

Здесь r — сопротивление 1 км проводов контактной сети одного пути в ом/км.

Для обоих случаев коэффициент γ определяется по формуле (14).

Коэффициент β , входящий в формулу (14), можно определять по формуле

$$\beta = \frac{r_0 + 2r_p}{r_0},$$

где r_0 — сопротивление 1 км проводов путей в предположении их параллельного соединения в ом/км.

В приведённых формулах обозначения те же, что и в предыдущих.

Примечания. 1. Если входящая в формулы (15) и (16) величина $\frac{\theta N}{S \sum t} > 1$, то значение скобки $\left(1 - \frac{\theta N}{S \sum t} \right)$ принимается равным нулю.

2. Удельные сопротивления проводов всех путей предполагаются одинаковыми.

Формулы для расчёта потерь энергии по расходам энергии на фидерных зонах

При одностороннем питании однопутных участков или многопутных с раздельным питанием путей (см. фиг. 32, а и в) потери энергии для одного пути определяются по формуле

$$\Delta A_{oT} = \frac{rI10^8}{U_n^2 T} \left[0,54 T \sum_{p=1}^V \frac{N_p A_p^2}{t_{pm} + t_{pz}} \left(\frac{2A'_p}{A_p} - 1 \right)^2 + \frac{A_T^2 (2n^2 - 3n + 1)}{6n^2} \right] \text{ квт-ч;} \quad (17)$$

где n — число расчётных перегонов [см. ниже, формулы (35) и (36)] или максимально возможное число поездов, одновременно находящихся в фидерной зоне (если $n \leq 1$, то член выражения, содержащий n , приравняется нулю);

p — номер типа поезда;

V — число типов поездов;

N_p — число поездов типа p за расчётный период T ;

A_p — расход энергии на движение одного поезда типа p по фидерной зоне с учётом рекуперации энергии в квт-ч;

A'_p — то же без учёта рекуперации энергии;

A_T — суммарный расход энергии на движение по фидерной зоне всех поездов за расчётный период T с учётом рекуперации энергии в квт-ч;

t_{pm} — время потребления энергии поездом типа p на фидерной зоне в ч;

t_{pz} — время рекуперации энергии поездом типа p на фидерной зоне в ч.

Остальные обозначения те же, что и выше.

Для учёта изменения напряжения по формуле (7) коэффициент γ определяется по формуле (10).

Для двухпутных участков с полным параллельным соединением проводов путей (см. фиг. 32, б) суммарные потери энергии на оба пути определяются по формуле

$$\Delta A_{oT} = \frac{rI10^8}{U_n^2 T} \left\{ 0,54 T \left[\sum_{p=1}^{V_1} \frac{N_{p1} A_{p1}^2}{t_{p1m} + t_{p1z}} \times \left(\frac{2A'_{p1}}{A_{p1}} - 1 \right)^2 + \sum_{p=1}^{V_2} \frac{N_{p2} A_{p2}^2}{t_{p2m} + t_{p2z}} \times \left(\frac{2A'_{p2}}{A_{p2}} - 1 \right)^2 \right] + \frac{1}{3} \left[A_T^2 - \frac{3n-1}{2n^2} (A_{T1}^2 + A_{T2}^2) \right] \right\} \text{ квт-ч,} \quad (18)$$

где

r — сопротивление 1 км проводов обоих путей, соединённых параллельно, в ом/км;

N_{p1} и N_{p2} — числа поездов типа p за расчётный период T соответственно на первом и втором путях;

A_{p1} и A_{p2} — расходы энергии на движение одного поезда типа p соответственно по первому и второму путям фидерной зоны с учётом рекуперации энергии в квт-ч;

A'_{p1} и A'_{p2} — то же без учёта рекуперации;

A_{T1} и A_{T2} — суммарные расходы энергии на движение соответственно по первому и второму путям фидерной зоны всех поездов за расчётный период T с учётом рекуперации энергии в квт-ч;

A_T — суммарный расход энергии на движение по обоим путям фидерной зоны всех поездов за расчётный период с учётом рекуперации энергии в квт-ч;

t_{p1m} и t_{p2m} — время потребления энергии поездом типа p соответственно на первом и втором путях фидерной зоны в ч;

t_{p1z} и t_{p2z} — время рекуперации энергии поездом типа p соответственно на первом и втором путях фидерной зоны в ч.

Остальные обозначения те же, что и в предыдущих формулах.

При расчёте по формуле (7) коэффициент γ определяется по формуле (10).

Для многопутных участков с полным параллельным соединением проводов путей суммарные потери энергии по всем путям определяются по формуле

$$\Delta A_{oT} = \frac{r l 10^3}{U_n^2 T} \left[0,54 T \sum_{q=1}^S \sum_{p=1}^{V_q} \frac{N_{pq} A_{pq}^2}{t_{pqt} + t_{pqz}} \times \right. \\ \left. \times \left(\frac{2A'_{pq}}{A_{pq}} - 1 \right)^2 + \right. \\ \left. + \frac{1}{3} \left(A_T^2 - \frac{3n-1}{2n^2} \sum_{q=1}^S A_{Tq}^2 \right) \right] \text{квт-ч.} \quad (19)$$

Обозначения в формуле (19) те же, что и в формуле (17); индекс q определяет номер пути, к которому относится данная величина; S — общее число путей, соединённых параллельно;

r — сопротивление 1 км проводов контактной сети всех путей, соединённых параллельно, в ом/км.

При расчёте по формуле (7) коэффициент γ определяется по формуле (10).

$$A_T = \sum_{q=1}^S A_{Tq}.$$

При двустороннем питании однопутных участков или многопутных с раздельным питанием путей (см. фиг. 33, а и в) потери энергии для одного пути определяются по формуле

$$\Delta A_{oT} = \frac{r l 10^3}{12 U_n^2 T} \left\{ 2,16 T \sum_{p=1}^V \frac{N_p A_p^2}{t_{pmt} + t_{pz}} \times \right. \\ \left. \times \left(\frac{2A'_p}{A_p} - 1 \right)^2 + A_T^2 \frac{n-1}{n^3} \times \right. \\ \left. \times [1 + n(n-1)] \right\} \text{квт-ч.} \quad (20)$$

Здесь все обозначения те же, что и в формуле (17).

Входящий в формулу (7) коэффициент γ определяется по формуле (14).

Для двухпутных участков с полным параллельным соединением проводов путей суммарные потери энергии по обоим путям определяются по формуле

$$\Delta A_{oT} = \frac{r l 10^3}{12 U_n^2 T} \left\{ 2,16 T \left[\sum_{p=1}^{V_1} \frac{N_{p1} A_{p1}^2}{t_{p1m} + t_{p1z}} \times \right. \right. \\ \left. \times \left(\frac{2A'_{p1}}{A_{p1}} - 1 \right)^2 + \right. \\ \left. + \sum_{p=1}^{V_1} \frac{N_{p2} A_{p2}^2}{t_{p2m} + t_{p2z}} \left(\frac{2A'_{p2}}{A_{p2}} - 1 \right)^2 + A_T^2 - \right. \\ \left. - \left[\frac{2(n-1)}{n^2} + \frac{1}{n^3} \right] (A_{T1}^2 + A_{T2}^2) \right\} \text{квт-ч.} \quad (21)$$

Здесь все обозначения те же, что и в формуле (18).

Входящий в формулу (7) коэффициент γ определяется по формуле (14).

Для многопутных участков с полным параллельным соединением проводов путей (см. фиг. 33, б) суммарные потери энергии по всем путям определяются по формуле

$$\Delta A_{oT} = \frac{r l 10^3}{12 U_n^2 T} \times \\ \times \left\{ 2,16 T \sum_{q=1}^S \sum_{p=1}^{V_q} \frac{N_{pq} A_{pq}^2}{t_{pqt} + t_{pqz}} \left(\frac{2A'_{pq}}{A_{pq}} - 1 \right)^2 + \right. \\ \left. + A_T^2 - \left[\frac{2(n-1)}{n^2} + \frac{1}{n^3} \right] \sum_{q=1}^S A_{Tq}^2 \right\} \text{квт-ч.} \quad (22)$$

где все обозначения те же, что и в формуле (19).

Входящий в формулу (7) коэффициент γ определяется по формуле (14).

При узловой схеме питания двухпутного участка суммарные потери энергии по обоим путям определяются по формулам:

а) в общем случае:

$$\Delta A_{oT} = \frac{r_0 10^3}{12 U_n^2 T l} \left\{ 2,16 T \left(\left\{ l_c^2 + \right. \right. \right. \\ \left. \left. + (l - l_c)^2 \right\} \frac{r_1}{r_2} + l^2 \right) \times \\ \times \sum_{p=1}^{V_1} \frac{N_{p1} A_{p1}^2}{t_{p1m} + t_{p1z}} \left(\frac{2A'_{p1}}{A_{p1}} - 1 \right)^2 + \\ + \left\{ l_c^2 + (l - l_c)^2 \right\} \frac{r_2}{r_1} + l^2 \right) \times \\ \times \sum_{p=1}^{V_2} \frac{N_{p2} A_{p2}^2}{t_{p2m} + t_{p2z}} \left(\frac{2A'_{p2}}{A_{p2}} - 1 \right)^2 + \\ + 3l_c (l - l_c) A_T^2 + \frac{l^2 (n^2 - 1)}{n^3} \times \\ \times \left[\frac{(n-2)(n^2 - 2n + 4)}{4(n^2 - 1)r_0} (r_1 A_{T1}^2 + r_2 A_{T2}^2) - \right. \\ \left. - A_{T1}^2 - A_{T2}^2 \right] \right\} \text{квт-ч.} \quad (23)$$

где r_1 и r_2 — сопротивления проводов первого и второго путей в ом/км;

r_0 — сопротивление проводов обоих путей при параллельном их соединении в ом/км;

б) при расположении секционного поста в середине фидерной зоны, т. е. при

$$l_c = \frac{l}{2};$$

$$\Delta A_{oT} = \frac{r_0 l 10^3}{12 U_{\kappa}^2 T} \left\{ 2,16 T \left[\left(\frac{r_1}{2r_2} + 1 \right) \times \right. \right. \\ \times \sum_{p=1}^{V_1} \frac{N_{p1} A_{p1}^2}{t_{p1m} + t_{p1z}} \left(\frac{2A'_{p1}}{A_{p1}} - 1 \right)^2 + \\ \left. + \left(\frac{r_2}{2r_1} + 1 \right) \sum_{p=1}^{V_2} \frac{N_{p2} A_{p2}^2}{t_{p2m} + t_{p2z}} \left(\frac{2A'_{p2}}{A_{p2}} - 1 \right)^2 \right] + \\ \left. + \frac{3A_T^2}{4} + \frac{n^2 - 1}{n^3} \left[\frac{(n-2)(n^2 - 2n + 4)}{4(n^2 - 1)r_0} \times \right. \right. \\ \left. \left. + (r_1 A_{T1}^2 + r_2 A_{T2}^2) - A_{T1}^2 - A_{T2}^2 \right] \right\} \text{квт-ч; (23')}$$

в) при произвольном расположении секционного поста, но равных сопротивлениях проводов обоих путей ($r_1 = r_2 = r$):

$$\Delta A_{oT} = \frac{r 10^3}{24 U_{\kappa}^2 T l} \left\{ 2,16 T [l_c^2 + (l - l_c)^2 + l^2] \times \right. \\ \times \left[\sum_{p=1}^{V_1} \frac{N_{p1} A_{p1}^2}{t_{p1m} + t_{p1z}} \left(\frac{2A'_{c1}}{A_{p1}} - 1 \right)^2 + \right. \\ \left. + \sum_{p=1}^{V_2} \frac{N_{p2} A_{p2}^2}{t_{p2m} + t_{p2z}} \left(\frac{2A'_{p2}}{A_{p2}} - 1 \right)^2 \right] + \\ \left. + 3l_c(l - l_c) A_T^2 + \right. \\ \left. + l^2 \left[\frac{(n-2)^3 - 2(2n-1)}{2n^3} (A_{T1}^2 + A_{T2}^2) \right] \right\} \\ \text{квт-ч; (24)}$$

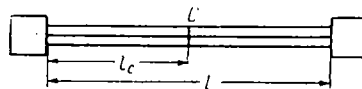
г) при расположении секционного поста в середине фидерной зоны и при равных сопротивлениях проводов обоих путей:

$$\Delta A_{oT} = \frac{r l 10^3}{24 U_{\kappa}^2 T} \left\{ 3,24 T \times \right. \\ \times \left[\sum_{p=1}^{V_1} \frac{N_{p1} A_{p1}^2}{t_{p1m} + t_{p1z}} \left(\frac{2A'_{p1}}{A_{p1}} - 1 \right)^2 + \right. \\ \left. + \sum_{p=1}^{V_2} \frac{N_{p2} A_{p2}^2}{t_{p2m} + t_{p2z}} \left(\frac{2A'_{p2}}{A_{p2}} - 1 \right)^2 \right] + \\ \left. + \frac{3A_T^2}{4} + \frac{(n-2)^3 - 2(2n-1)}{2n^3} \times \right. \\ \left. \times (\bar{A}_{T1}^2 + A_{T2}^2) \right\} \text{квт-ч; (24')}$$

Для многопутных участков с узловой схемой питания (фиг. 34) суммарные потери энергии по всем путям определяются по формулам:

а) в общем случае:

$$\Delta A_{oT} = \frac{r_0 10^3}{12 U_{\kappa} T l} \left(2,16 T \times \right. \\ \times \sum_{q=1}^S \left\{ \left(\frac{r_q}{r_0} - 1 \right) [l_c^2 + (l - l_c)^2] + l^2 \right\} \times \\ \times \sum_{p=1}^{V_q} \frac{N_{pq} A_{pq}^2}{t_{pqm} + t_{pqz}} \left(\frac{2A'_{pq}}{A_{pq}} - 1 \right)^2 + \\ \left. + 3l_c(l - l_c) A_T^2 + \right. \\ \left. + \frac{l^2(n^2 - 1)}{n^3} \left[\frac{(n-2)(n^2 - 2n + 4)}{4(n^2 - 1)r_0} \sum_{q=1}^S r_q A_{Tq}^2 - \right. \right. \\ \left. \left. - \sum_{q=1}^S A_{Tq}^2 \right] \right) \text{квт-ч; (25)}$$



Фиг. 34. Узловая схема питания многопутного участка

б) при расположении секционного поста в середине фидерной зоны:

$$\Delta A_{oT} = \frac{r_0 l 10^3}{12 U_{\kappa}^2 T} \left\{ 1,08 T \sum_{q=1}^S \left(\frac{r_q}{r_0} + 1 \right) \times \right. \\ \times \sum_{p=1}^{V_q} \frac{N_{pq} A_{pq}^2}{t_{pqm} + t_{pqz}} \left(\frac{2A'_{pq}}{A_{pq}} - 1 \right)^2 + \frac{3A_T^2}{4} + \\ \left. + \frac{(n^2 - 1)}{n^3} \left[\frac{(n-2)(n^2 - 2n + 4)}{4(n^2 - 1)r_0} \sum_{q=1}^S r_q A_{Tq}^2 - \right. \right. \\ \left. \left. - \sum_{q=1}^S A_{Tq}^2 \right] \right\} \text{квт-ч; (25')}$$

в) при произвольном расположении секционного поста, но при равных сечениях проводов всех путей:

$$\Delta A_{oT} = \frac{r 10^3}{12 U_{\kappa}^2 T l S} \left(2,16 T \times \right. \\ \times \{ (S - 1) [l_c^2 + (l - l_c)^2] + l^2 \} \times \\ \times \sum_{q=1}^S \sum_{p=1}^{V_q} \frac{N_{pq} A_{pq}^2}{t_{pqm} + t_{pqz}} \times \left(\frac{2A'_{pq}}{A_{pq}} - 1 \right)^2 + \\ \left. + 3l_c(l - l_c) A_T^2 + \frac{l^2(n^2 - 1)}{n^3} \times \right. \\ \left. \times \left[\frac{(n-2)(n^2 - 2n + 4)S}{4(n^2 - 1)} - 1 \right] \sum_{q=1}^S A_{Tq}^2 \right) \\ \text{квт-ч; (26)}$$

г) при расположении секционного поста в середине фидерной зоны и при равных сечениях проводов всех путей:

$$\Delta A_{OT} = \frac{r_l 10^3}{12 U_n^2 T S} \left\{ 1,08 (S+1) \times \right. \\ \times \sum_{q=1}^S \sum_{p=1}^{V_q} \frac{N_{pq} A_{pq}^2}{t_{pqm} + t_{pqz}} \left(\frac{2A'_{pq}}{A_{pq}} - 1 \right)^2 + \\ \left. + \frac{3A_T^2}{4} + \frac{n^2 - 1}{n^3} \times \right. \\ \times \left[\frac{(n-2)(n^2 - 2n + 4)}{4(n^2 - 1)} - 1 \right] \sum_{q=1}^S A_{Tq}^2 \kappa_{вт-ч}. \quad (26')$$

В формулах (23—26):

r_0 — сопротивление 1 км проводов всех путей в предположении их параллельного соединения в ом/км, т. е.

$$r_0 = \frac{\rho_m}{\sum_{q=1}^S q_m},$$

где ρ_m — удельное сопротивление меди в ом·мм²/км;

$\sum_{q=1}^S q_m$ — суммарное сечение проводов контактной сети всех путей в медном эквиваленте в мм²;

l_c — расстояние от подстанции до секционного поста в км;

r_1 и r_2 — соответственно сопротивления проводов контактной сети первого и второго путей в ом/км;

r_q — сопротивление 1 км проводов контактной сети пути номера q в ом/км;

S — число путей.

Остальные обозначения те же, что и в формулах (18) и (19).

Входящий в формулу (7) коэффициент γ при узловой схеме питания определяется по формуле (14).

Формулы для расчёта потерь энергии на расходах энергии на перегонах или блок-участках.

При одностороннем питании однопутных участков или многопутных с раздельным питанием путей (фиг. 35) потери энергии для одного пути определяются по формуле

$$\Delta A_{OT} = \frac{2r 10^3}{U_n^2 T} \left[0,54 T l \sum_{i=1}^n \frac{l_{oi}}{l_i} \times \right. \\ \times \sum_{p=1}^V \frac{N_p A_{pi}^2}{t_p} \varphi_{pi} + \\ \left. + \sum_{i=1}^n \left(A_{Ti} \sum_{j=1}^{i-1} l_{oj} A_{Tj} \right) \right], \quad (27)$$

где n — число расчётных перегонов [см. ниже, формулы (35) и (36)];
 i, j — номера расчётных перегонов;

l_i — длина i -того расчётного перегона в км;

l_{oi} — расстояние от подстанции до середины i -того расчётного перегона в км;

l_{oj} — то же до середины j -того расчётного перегона в км;

p — номер типа поезда;

V — число типов поездов;

N_p — число поездов типа p за расчётный период T ;

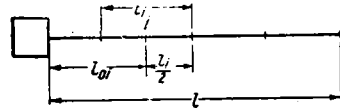
A_{pi} — расход энергии на движение одного поезда типа p за время его хода по i -тому расчётному перегону с учётом рекуперации энергии в вт·ч;

A_{Ti} — суммарный расход энергии на движение по i -тому расчётному перегону всех поездов за расчётный период T с учётом рекуперации энергии в вт·ч;

A_{Tj} — то же по j -тому расчётному перегону;

t_p — время хода поезда типа p по фидерной зоне в ч (включая время остановок);

φ_{pi} — коэффициент, учитывающий неравномерность потребления энергии и влияние рекуперации.



Фиг. 35. К определению потерь энергии в сети однопутного участка по расходам энергии на перегонах

$$\varphi_{pi} = \frac{t_{pi}}{t_{pim} + t_{piz}} \left(\frac{2A'_{pi}}{A_{pi}} - 1 \right)^2, \quad (28)$$

где t_{pi} — время хода поезда типа p по i -тому расчётному перегону, включая время остановок (остановка в конце перегона включается во время хода по следующему перегону) в ч;

t_{pim} — время потребления энергии поездом типа p на i -том расчётном перегоне в ч;

t_{piz} — время рекуперации энергии поездом типа p на i -том расчётном перегоне в ч;

A'_{pi} — расход энергии на движение поезда типа p по i -тому расчётному перегону без учёта рекуперации энергии в вт·ч.

При отсутствии рекуперации энергии величина

$$\varphi_{pi} = \frac{t_{pi}}{t_{pim}}. \quad (28')$$

Остальные обозначения величин, входящих в приведённые формулы, те же, что и выше.

Входящий в формулу (7) коэффициент γ определяется по формуле (10).

Для двухпутных участков с полным параллельным соединением проводов путей (см.

фиг. 32, б) суммарные потери энергии на оба пути определяются по формуле

$$\Delta A_{oT} = \frac{2r 10^3}{U_{\kappa}^2 T} \left\{ 0,54 T l \sum_{i=1}^n \frac{l_{oi}}{l_i} \times \right. \\ \times \left(\sum_{p=1}^{V_1} \frac{N_{p1} A_{p1i}^2}{t_{p1}} \varphi_{p1i} + \right. \\ \left. + \sum_{p=1}^{V_2} \frac{N_{p2} A_{p2i}^2}{t_{p2}} \varphi_{p2i} \right) + \\ \left. + \sum_{i=1}^n \left(A_{Ti} \sum_{j=1}^{i-1} l_{oj} A_{Tj} \right) + \right. \\ \left. + \sum_{i=1}^n \left(l_{oi} - \frac{l_i}{6} \right) A_{T1i} A_{T2i} \right\} \text{ квт-ч, (29)}$$

где r — сопротивление 1 км проводов контактной сети обоих путей, соединённых параллельно, в ом/км;

A_{p1i} и A_{p2i} — расходы энергии на движение одного поезда типа p за время хода по i -тому расчётному перегону соответственно для первого и второго пути в квт-ч;

φ_{p1i} и φ_{p2i} — коэффициенты, учитывающие неравномерность потребления энергии и влияние рекуперации соответственно для первого и второго путей [формула (28)];

A_{Ti} — суммарный расход энергии на движение по i -тому расчётному перегону всех поездов по обоим путям за расчётный период T с учётом рекуперации энергии в квт-ч;

A_{Tj} — то же по j -тому расчётному перегону;

A_{T1i} и A_{T2i} — то же по i -тому расчётному перегону соответственно для первого и второго путей.

Остальные обозначения те же, что и выше.

Входящий в формулу (7) коэффициент γ определяется по формуле (10).

Для многопутных участков с полным параллельным соединением проводов путей суммарные потери энергии по всем путям определяются по формуле

$$\Delta A_{oT} = \frac{r 10^3}{U_{\kappa}^2 T} \left[1,08 l \sum_{i=1}^n \frac{l_{oi}}{l_i} \times \right. \\ \times \sum_{q=1}^S \sum_{p=1}^{V_q} \frac{N_{pq} A_{pqi}^2}{t_{pq}} \varphi_{pqi} + \\ \left. + 2 \sum_{i=1}^n \left(A_{Ti} \sum_{j=1}^{i-1} l_{oj} A_{Tj} \right) + \right.$$

$$\left. + \sum_{i=1}^n \left(l_{oi} - \frac{l_i}{6} \right) \left(A_{T1i}^2 - \sum_{q=1}^S A_{Tqi}^2 \right) \right] \text{ квт-ч. (30)}$$

Обозначения в формуле (30) те же, что и в формуле (27).

Индекс q определяет номер пути, к которому относится данная величина.

Величина φ_{pqi} определяется для каждого пути по формуле (28) или (28') в зависимости от наличия или отсутствия рекуперации. Входящий в формулу (7) коэффициент γ определяется по формуле (10).

При двустороннем питании однопутных участков или многопутных с раздельным питанием проводов путей (см. фиг. 33, а и в) потери энергии для одного пути определяются по формуле

$$\Delta A_{oT} = \frac{r 10^3}{U_{\kappa}^2 T l} \left\{ 1,08 T l \times \right. \\ \times \sum_{i=1}^n \left(\frac{l l_{oi} - l_{oi}^2}{l_i} - \frac{l_i^2}{12} \sum_{p=1}^V \frac{N_p A_{pi}^2}{t_p} \varphi_{pi} \right) + \\ \left. + 2 \sum_{i=1}^n \left[(l - l_{oi}) A_{Ti} \sum_{j=1}^{i-1} l_{oj} A_{Tj} \right] \right\} \text{ квт-ч. (31)}$$

Обозначения в формуле (31) те же, что и в формуле (27). Входящий в формулу (7) коэффициент γ определяется по формуле (14).

Для двухпутных участков с полным параллельным соединением проводов путей суммарные потери энергии по обоим путям определяются по формуле

$$\Delta A_{oT} = \frac{2r 10^3}{U_{\kappa}^2 T l} \left\{ 0,54 T l \sum_{i=1}^n \frac{l l_{oi} - l_{oi}^2}{l_i} - \frac{l_i^2}{12} \times \right. \\ \times \left(\sum_{p=1}^{V_1} \frac{N_{p1} A_{p1i}^2}{t_{p1}} \varphi_{p1i} + \right. \\ \left. + \sum_{p=1}^{V_2} \frac{N_{p2} A_{p2i}^2}{t_{p2}} \varphi_{p2i} \right) + \\ \left. + \sum_{i=1}^n \left[(l - l_{oi}) A_{Ti} \sum_{j=1}^{i-1} l_{oj} A_{Tj} \right] + \right. \\ \left. + \sum_{i=1}^n A_{T1i} A_{T2i} \left[l_{oi} (l - l_{oi}) - \frac{l l_i}{6} \right] \right\} \text{ квт-ч. (32)}$$

Обозначения в формуле (32) те же, что и в формуле (29). Входящий в формулу (7) коэффициент γ определяется по формуле (14).

Для многопутных участков с полным параллельным соеди-

нением проводов путей (см. фиг. 33, б) суммарные потери энергии по всем путям определяются по формуле

$$\begin{aligned} \Delta A_{OT} = & \frac{r \cdot 10^3}{U_n^2 T l} \left\{ 1,08 T l \times \right. \\ & \times \sum_{i=1}^n \frac{l_{oi} - l_{oi}^2 - \frac{l_i^2}{12}}{l_i} \times \\ & \times \sum_{q=1}^S \sum_{p=1}^{V_q} \frac{N_{pq} A_{pqi}^2}{t_{pq}} \varphi_{pqi} + \\ & + 2 \sum_{i=1}^n \left[(l - l_{oi}) A_{Ti} \sum_{j=1}^{i-1} l_{oj} A_{Tj} \right] + \\ & + \sum_{i=1}^n \left[l_{oi} (l - l_{oi}) - \frac{l_i^2}{6} \right] \times \\ & \times \left(A_{Ti}^2 - \sum_{q=1}^S A_{Tqi}^2 \right) \Big\} \text{квт-ч.} \quad (33) \end{aligned}$$

Обозначения в формуле (33) те же, что и в формуле (30). Входящий в формулу (7) коэффициент γ определяется по формуле (14).

Для многопутных участков при узловой схеме питания (см. фиг. 34) суммарные потери энергии по всем путям определяются по формулам:

а) при неравных сопротивлениях проводов отдельных путей:

$$(r_1 \neq r_2 \neq \dots \neq r_q \neq \dots \neq r_n);$$

$$\begin{aligned} \Delta A_{OT} = & \frac{10^3}{U_n^2 T} \left(1,08 T l \left[\sum_{i=1}^{n_c} \frac{1}{l_i} \times \right. \right. \\ & \times \sum_{q=1}^S r_q \left(l_{oi} - \frac{l_{oi}^2}{l_{\Delta q1}} - \frac{l_i^2}{12 l_{\Delta q1}} \right) \times \\ & \times \sum_{p=1}^{V_q} \frac{N_{pq} A_{pqi}^2}{t_{pq}} \varphi_{pqi} + \sum_{i=n_c+1}^n \frac{1}{l_i} \times \\ & \times \sum_{q=1}^S r_q \left[(l - l_{oi}) - \frac{(l - l_{oi})^2}{l_{\Delta q2}} - \frac{l_i^2}{12 l_{\Delta q2}} \right] \times \\ & \times \sum_{p=1}^{V_q} \frac{N_{pq} A_{pqi}^2}{t_{pq}} \varphi_{pqi} \Big] + \\ & + \frac{r_0}{l l_c (l - l_c)} \left[(l - l_c) \sum_{i=1}^{n_c} l_{oi} A_{Ti} + \right. \\ & \left. + l_c \sum_{i=n_c+1}^n (l - l_{oi}) A_{Ti} \right]^2 + \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & + l \frac{n^2 - 1}{12 n^3} \left[\frac{(n-2)(n-2n+4)}{4(n^2-1)} \sum_{q=1}^S r_q A_{Tq}^2 - \right. \\ & \left. - r_0 \sum_{q=1}^S A_{Tq}^2 \right] \Big) \text{квт-ч,} \quad (34) \end{aligned}$$

где n_c — число расчётных перегонов от подстанции до секционного поста:

$$\begin{aligned} l_{\Delta q1} &= \frac{l l_c r_q}{r_q l - r_0 (l - l_c)}; \\ l_{\Delta q2} &= \frac{l (l - l_c) r_q}{r_q l - r_0 l_c}, \end{aligned}$$

а остальные обозначения те же, что и в формулах (25) и (33);

б) при расположении секционного поста в середине фидерной зоны и равном сечении проводов всех путей:

$$\begin{aligned} \Delta A_{OT} = & \frac{r \cdot 10^3}{U_n^2 T S} \left(\left\{ 1,08 T \sum_{q=1}^S \sum_{p=1}^{V_q} \frac{N_{pq}}{t_{pq}} \times \right. \right. \\ & \times \left(\sum_{i=1}^{n_c} \frac{1}{l_i} \left[l_{oi} S - (2S-1) \left(l_{oi}^2 + \frac{l_i^2}{12} \right) \right] \times \right. \\ & \times A_{pqi}^2 \varphi_{pqi} + \sum_{i=n_c+1}^n \frac{1}{l_i} \left\{ (l - l_{oi}) l S - \right. \\ & \left. \left. - (2S-1) \left[(l - l_{oi})^2 + \frac{l_i^2}{12} \right] \right\} A_{pqi}^2 \varphi_{pqi} \right\} + \\ & + \frac{1}{l} \left\{ \sum_{i=1}^{n_c} l_{oi} A_{Ti} + \sum_{i=n_c+1}^n (l - l_{oi}) A_{Ti} \right\}^2 + \\ & + \frac{l (n^2 - 1)}{12 n^3} \left[\frac{(n-2)(n-2n+4) S}{4(n^2-1)} - 1 \right] \times \\ & \times \sum_{q=1}^S A_{Tq}^2 \Big) \text{квт-ч.} \quad (34') \end{aligned}$$

Входящий в формулу (7) коэффициент γ для узловой схемы питания определяется по формуле (14).

Определение исходных величин

Определение числа расчётных перегонов. Величина n определяется по формулам:

а) для однопутных дорог

$$n = \frac{t_1 + t_2}{\theta}, \quad (35)$$

где t_1 и t_2 — время хода по фидерной зоне поездов основного типа соответственно в чётном и нечётном направлениях в ч, включая время стоянок на промежуточных остановках (время стоянок на границах рассматриваемой зоны не учитывается);

θ — период графика в ч.

б) Для многопутных дорог

$$n = \frac{\sum_{q=1}^S t_q}{\theta \cdot S}, \quad (36)$$

где t_q — время хода по фидерной зоне поезда основного типа на пути q в ч, включая время на промежуточные остановки; поездами основного типа должны считаться поезда, составляющие большинство из общего количества обращающихся на пути q за расчётный период;

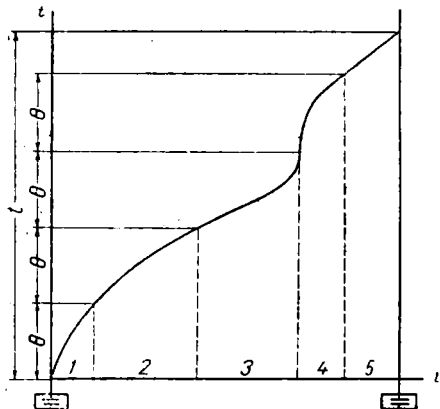
θ — средний период графика в ч;

S — число путей.

Разбивка фидерной зоны на расчётные перегоны. Если время занятия действительных перегонов поездами основного типа отличается от периода графика θ не более чем на 20%, то расчёт можно производить по фактическому числу перегонов.

При резкой неидентичности перегонов (по времени занятия их поездами) следует произвести разбивку фидерной зоны на расчётные идентичные перегоны.

Если графиком движения задана кривая времени хода поезда основного типа $t=f(l)$, то разбивка фидерной зоны на расчётные перегоны при раздельном питании путей многопутных дорог производится так, как показано на фиг. 36.



Фиг. 36. Разбивка фидерной зоны на расчётные перегоны

По оси t откладывается величина периода графика (см. ниже) и по кривой $t=f(l)$ отмечаются точки пути на оси l , соответствующие времени θ .

Остаток времени от некратности отношений $\frac{t}{\theta} = n$ определит последний расчётный перегон.

Для однопутных дорог подобную разбивку следует производить так, чтобы сумма времён занятия расчётного идентичного перегона парой поездов (чётного и нечётного направлений) равнялась периоду графика θ .

При параллельном соединении проводов путей и узловой схеме питания многопутных

дорог разбивка на расчётные идентичные перегоны должна производиться так, чтобы сумма времён занятий этих перегонов поездами по всем путям равнялась сумме периодов

графика всех отдельных путей $\sum_{q=1}^S \theta_q$ или произведению числа путей на средний период графика.

Таким образом, при расчёте по расходам энергии на перегонах или блок-участках число перегонов, по которому производится суммирование, всегда будет целым. Расходы энергии, входящие в расчётные формулы (27—34) (A_{pi} , A_{pqi} , A_{Ti} , A_{Tj} и т. д.), должны определяться для этих перегонов.

Примечание. При расчёте по расходам энергии на фидерных зонах разбивка на расчётные перегоны не требуется и в формулы должно подставляться значение n таким, каким оно получено по расчёту (без округления).

Определение периода графика движения. Период графика θ определяется по формуле

$$\theta = \frac{T_0}{N_0} \text{ ч.} \quad (37)$$

Пропускная способность N_0 при параллельном соединении проводов путей или при узловой схеме определяется как средняя из пропускных способностей разных путей

$$N_0 = \frac{\sum_{q=1}^S N_{0q}}{S}. \quad (38)$$

При раздельном питании путей пропускная способность определяется для каждого пути отдельно.

Выбор расчётной пропускной способности пути. В тех случаях, когда пропускная способность станции известна и величина её меньше, чем пропускная способность перегонов, в качестве расчётной должна приниматься пропускная способность станций. Во всех других случаях в качестве расчётной должна приниматься пропускная способность перегонов.

Определение перегонной пропускной способности пути, выраженной в поездах основного типа. При наличии точных данных о взаимном расположении поездов различных типов в графике перегонная пропускная способность пути, выраженная в поездах основного типа, определяется по формуле

$$N_{0q} = N_{0q \max} - \sum_{p=1}^{V_q} N_{pq} (\epsilon_{pq} - 1), \quad (39)$$

где $N_{0q \max}$ — максимальная пропускная способность пути q в поездах основного типа (при параллельном графике движения);

N_{pq} — число поездов типа p на пути q ;

p — номер типа поезда;

V_q — число типов поездов на пути q ;

ϵ_{pq} — коэффициент съёма для поездов типа p на пути q .

Величины коэффициентов съёма для поездов неосновного типа при наличии точных

данных о взаимном расположении поездов различных типов в графике могут быть приняты следующими:

а) для всех поездов неосновного типа, кроме сборных, для обыкновенного парного графика на однопутных и двухпутных участках $\epsilon_{pq} = 1,1-1,3$ (меньшая цифра — при значительном числе поездов неосновного типа и пачечном расположении их в графике; большая цифра — при незначительном числе поездов неосновного типа и разрозненном расположении их в графике);

б) для всех поездов неосновного типа, кроме сборных для двухпутного пакетного графика:

Отношение $\frac{t_n}{t_{0q}}$	Коэффициент съема ϵ при		
	разрозненном расположении поездов неосновного типа в графике	пачечном расположении поездов неосновного типа в графике	
		по два поезда в пачке	по три и более поезда в пачке
0,3	1,75	1,4	1,2
0,4	1,4	1,2	1,1
0,5	1,2	1,1	1,0
0,6—0,9	1,1	1,0	—

Здесь t_n — интервал в пакете в мин;
 t_{0q} — время нахождения поезда основного типа на лимитирующем перегоне пути q в мин.

в) для сборных поездов на однопутных и двухпутных участках $\epsilon = 1,5-2,0$.

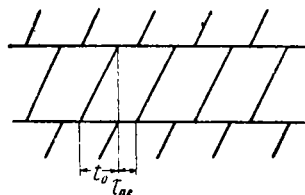
При отсутствии точных данных о взаимном расположении поездов в графике и принятии средних значений коэффициентов съема определение перегонной пропускной способности пути, выраженной в поездах основного типа, может производиться по формуле

$$N_{0q} = N_{0q \max} - 0,2N_{nq} - 0,75N_{cbq}, \quad (40)$$

где N_{nq} — число поездов неосновного типа на пути q , за исключением сборных поездов;

N_{cbq} — число сборных поездов на пути q .

Определение максимальной пропускной способности пути для поездов основного типа. Для путей с односторонним движением поездов



Фиг. 37. Нормальный график одностороннего движения поездов

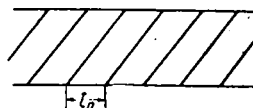
величина максимальной пропускной способности пути в поездах основного типа определяется по формулам:

а) для нормального графика движения (фиг. 37)

$$N_{0q \max} = \frac{T_0}{t_{0q} + \tau_{nc}}; \quad (41)$$

б) для пакетного графика движения (фиг. 38)

$$N_{0q \max} = \frac{T_0}{t_n}; \quad (42)$$



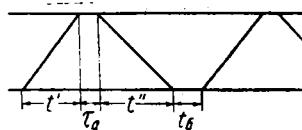
Фиг. 38. Пакетный график одностороннего движения поездов

где T_0 — продолжительность расчётного периода в мин;

t_{0q} — время нахождения поезда основного типа на лимитирующем перегоне в мин;

τ_{nc} — интервал попутного следования в мин;

t_n — интервал в пакете в мин.



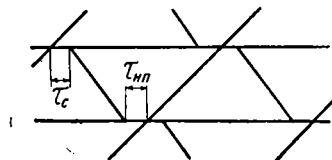
Фиг. 39. Нормальный график двустороннего движения поездов

Для путей с двусторонним движением поездов величина максимальной пропускной способности пути в парах поездов основного типа определяется по формуле для нормального графика движения (фиг. 39)

$$N_{0q \max} = \frac{T_0}{t'_0 + t''_0 + \tau_a + \tau_b}, \quad (43)$$

где t'_0 и t''_0 — время нахождения пары поездов основного типа на лимитирующем перегоне в мин;

τ_a и τ_b — станционные интервалы; при отсутствии других данных один из интервалов принимается интервалом неодновременного прибытия, а второй — интервалом скрещения (фиг. 40) в мин.



Фиг. 40. Интервалы неодновременного прибытия τ_{np} и скрещения τ_c в графике движения

Времена нахождения поездов на лимитирующих перегонах принимаются по тяговым расчётам. При отсутствии тяговых расчётов

должна быть задана средняя техническая скорость поезда на лимитирующем перегоне и время нахождения поезда на лимитирующем перегоне в этом случае определяется по формуле

$$t_0 = \frac{l_0}{v_m} \cdot 60, \quad (44)$$

где l_0 — длина лимитирующего перегона в км;
 v_m — средняя техническая скорость в км/ч.

Величины станционных интервалов и интервалов в пакете при отсутствии более точных данных могут приниматься следующими:

Интервал попутного следования $\tau_{пс}$:
при телеграфной и телефонной связи 6—8 мин
при полуавтоматической блокировке 4—6 »
при автоблокировке 2—3 »

Интервал неодновременности прибытия плюс интервал скрещения $\tau_{пп} + \tau_c$:

при электрожелезнодорожной системе 10—12 мин
при полуавтоматической блокировке 6—8 »
при автоблокировке и ручном обслуживании стрелок 5—6 »
при автоблокировке и электрической централизации 3—4 »

Интервал в пакете t_n :

при телеграфной и телефонной связи 20—25 мин
при полуавтоматической блокировке 15—20 »
при автоблокировке для грузовых и дальних пассажирских поездов 8—12 »
при автоблокировке для пригородных поездов 4—6 »

Определение расходов энергии. Расход энергии на движение одного поезда типа p на пути q на всей фидерной зоне или на i -том расчётном перегоне с учётом рекуперации энергии (A_{pq} , A_{pqi}) определяется из тяговых расчётов, а при их отсутствии — по заданным удельным расходам энергии.

Подсчёт величины A_{pqi} (расхода энергии на движение поезда по i -тому перегону) производится тем же способом, что и для фидерной зоны, но фидерная зона должна быть предварительно разделена на соответствующее количество расчётных перегонов (см. выше).

Расход энергии на движение одного поезда типа p на пути q на всей фидерной зоне или на i -том расчётном перегоне без учёта рекуперации энергии (A'_{pq} и A'_{pqi}) определяется аналогично величинам A_{pq} и A_{pqi} , но при этом в расчёт входит лишь энергия, потребляемая поездом, т. е. предполагается, что рекуперация отсутствует.

При отсутствии рекуперации $A'_{pq} = A_{pq}$ и $A'_{pqi} = A_{pqi}$.

Суммарный расход энергии на движение всех поездов за расчётный период T на фидерной зоне или на i -том расчётном перегоне с учётом рекуперации энергии (A_T и A_{Ti}) определяется по формулам:

$$A_T = \sum_{q=1}^S \sum_{p=1}^{V_q} N_{pq} A_{pq} \text{ кВт-ч}; \quad (45)$$

$$A_{Ti} = \sum_{q=1}^S \sum_{p=1}^{V_q} N_{pq} A_{pqi} \text{ кВт-ч}. \quad (45')$$

Расчёт потерь энергии в проводах контактной сети методом, основанным на анализе графика движения

Определение потерь энергии в проводах контактной сети за некоторый расчётный период T без учёта изменения напряжения в контактной сети может быть произведено методом характерных сечений графика движения или методом непрерывного исследования графика (см. выше). При этом величина потерь энергии определяется как произведение среднего значения потерь мощности за расчётный период на длительность расчётного периода по формуле

$$\Delta A_{OT} = \Delta P_{OT} T \text{ кВт-ч},$$

где ΔA_{OT} — потери энергии в проводах контактной сети за расчётный период (при условии постоянства напряжения в контактной сети, равного принятому в тяговых расчётах) в кВт-ч;

ΔP_{OT} — среднее значение потерь мощности за расчётный период при тех же условиях в кВт;

T — расчётный период в ч.

Примечание. Произведение $\Delta P_{OT} T$ в соответствующем масштабе равно площади графика зависимости потерь мощности в проводах контактной сети от времени, построенного в результате расчёта.

Определение потерь энергии в проводах контактной сети с учётом изменения напряжения производится по формуле (7)

$$\Delta A_T = \gamma \Delta A_{OT},$$

где ΔA_T — потери энергии в проводах контактной сети за расчётный период T с учётом изменения напряжения в кВт-ч;

γ — коэффициент, определяемый формулой (10), для одностороннего питания и (14) — для двустороннего питания.

Корректировка времени хода поездов с учётом потерь напряжения

Корректировку времени хода необходимо производить для одного поезда каждого типа за время его хода по рассматриваемому перегону в период интенсивного движения. За период интенсивного движения принимать: а) для пригородных поездов — время хода поезда от пункта отправления до конечного пункта; б) для грузовых и дальних пассажирских поездов — время хода по тяговому плечу.

Интенсивность движения в рассматриваемый период определяется для пригородных дорог и метрополитенов графиком движения, а для магистральных дорог согласно специальному заданию или техническим условиям.

Определение средней потери напряжения в сети до поезда можно производить как

методами, основанными на анализе графика движения, так и методом, основанным на заданных размерах и организации движения.

Метод анализа графика движения можно применять лишь при наличии точного графика движения.

Метод, основанный на заданных размерах и организации движения, может применяться во всех случаях.

При использовании метода, основанного на анализе графика движения, допускается замена истинной кривой зависимости тока от времени (или от пути) кривой средних значений (прямоугольником) за время потребления поездом энергии.

Корректировке подлежит время, в течение которого поезд потребляет энергию, за исключением пускового периода (для магистральных дорог время пуска можно не исключать). Действительное время хода поезда по рассматриваемому перегону определяется по формуле

$$t_q = (t_p - t_m) + t_m \frac{U_p}{U_n - \Delta U}, \quad (46)$$

где t_q — действительное полное время хода данного поезда по рассматриваемому перегону в мин;

t_p — расчётное полное время хода поезда по этому перегону, принятое по тяговым расчётам, в мин;

t_m — время, в течение которого на данном перегоне поезд потребляет энергию, взятое по тяговым расчётам, в мин;

U_p — расчётное рабочее напряжение в контактной сети, принятое в тяговых расчётах, в в;

U_n — номинальное напряжение на шинах тяговой подстанции в в;

ΔU — среднее значение потери напряжения в сети до рассматриваемого поезда за время потребления им энергии на данном перегоне в расчётный период в в.

РАСЧЁТНЫЕ ФОРМУЛЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СРЕДНИХ ПОТЕРЬ НАПРЯЖЕНИЯ ДЛЯ КОРРЕКТИРОВКИ ВРЕМЕНИ ХОДА ПОЕЗДОВ

Формулы для определения среднего значения потери напряжения в сети до поезда по расходу энергии в фидерных зонах

При одностороннем питании однопутных участков или многопутных с раздельным питанием путей (фиг. 41) потери напряжения в сети определяются по формуле

$$\Delta U_{dim} = \frac{r \cdot 10^3}{U} \left\{ \frac{l_{oim}}{t_{im}} A_{di} + \frac{A}{2Tl} \left[l_{oi} (2l - l_{oi} - 2l_i) + \frac{l_i^2}{4} \right] \right\} \text{ в}, \quad (47)$$

где ΔU_{dim} — среднее значение потери напряжения в сети до поезда типа d , подсчитанное за время хода этого поезда по автоматической характеристике на i -том перегоне, в в;

$$r = r_n + r_p,$$

где r_n — сопротивление 1 км проводов контактной сети данного пути в ом/км;

r_p — то же, 1 км рельсов данного пути, в ом/км;

U — напряжение, принятое при тяговых расчётах, в в;

A_{di} — расход энергии на движение данного поезда типа d по i -тому перегону, исключая расход энергии на пусковой период, в квт-ч;

A — суммарный расход энергии на движение по фидерной зоне всех поездов (включая рассматриваемый) за расчётный период T в квт-ч;

l — длина фидерной зоны в км;

l_{oim} — расстояние от тяговой подстанции до середины отрезка пути на перегоне i , проходимого рассматриваемым поездом по автоматической характеристике, в км;

l_{oi} — расстояние от тяговой подстанции до середины i -того перегона в км;

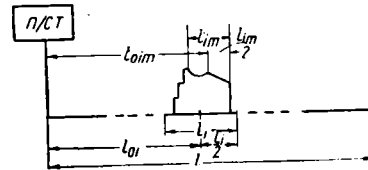
l_i — длина i -того перегона в км;

t_{im} — время хода рассматриваемого поезда по автоматической характеристике на i -том перегоне в ч;

T — период, соответствующий расчётным размерам движения, в ч.

Примечание. Если кривая потребления тока на перегоне (блок-участке) состоит из нескольких частей, то величина

$$l_{oim} \approx l_{oi}.$$



Фиг. 41. К определению потери напряжения в сети по расходу энергии в фидерных зонах на однопутном участке с односторонним питанием

Для многопутных участков с полным параллельным соединением проводов путей величина потери напряжения определяется по формуле

$$\Delta U_{dim} = \frac{r_0 \cdot 10^3}{U} \left(\frac{l_{oim}}{t_{im}} A_{dfi} + \frac{1}{2Tl} \left\{ l_{oi} (2l - l_{oi}) - \frac{l_i^2}{12} \right\} A - 2l_i \left(l_{oi} - \frac{l_i}{6} \right) A_f \right) \text{ в}, \quad (48)$$

r_0 — сопротивление 1 км контактной сети (проводов и рельсов) всех путей, соединённых параллельно, в ом/км;

A — полный расход энергии на движение по всем путям фидерной зоны всех поездов за период T в квт-ч;

A_f — то же, по одному пути f в квт-ч.

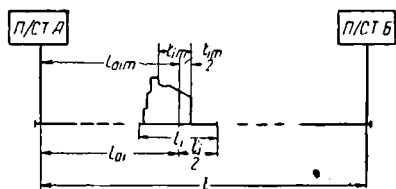
Остальные обозначения те же, что и в формуле (47).

При двустороннем питании однопутных участков или многопутных с раздельным питанием путей (фиг. 42) расчёт производится по формуле

$$\Delta U_{dim} = \frac{r 10^3}{U l} \left\{ \frac{A_{di}}{t_{im}} \left[l_{oim} (l - l_{oim}) - \frac{l_{im}^2}{12} \right] + \frac{A}{2 T l} \left[l_{oi} (l - l_{oi}) (l - 2 l_i) + \frac{l_i^2}{4} \right] \right\} \cdot \vartheta. \quad (49)$$

Здесь обозначения те же, что и в формуле (47);

l_{im} — путь, проходимый поездом по автоматической характеристике на перегоне i .



Фиг. 42. К определению потери напряжения в сети по расходу энергии в фидерных зонах на однопутном участке с двусторонним питанием

Для многопутных участков с полным параллельным соединением проводов путей соответствующая формула имеет вид

$$\Delta U_{dfim} = \frac{r_0 10^3}{U l} \left(\frac{A_{dfi}}{t_{im}} \left[l_{oim} (l - l_{oim}) - \frac{l_{im}^2}{12} \right] + \frac{1}{2 T} \left\{ \left[l_{oi} (l - l_{oi}) - \frac{l_i^2}{12} \right] A - \frac{2 l_i}{l} \left[l_{oi} (l - l_{oi}) - \frac{l_i^2}{6} \right] A_f \right\} \right) \vartheta, \quad (50)$$

где все обозначения те же, что и в формулах (47), (48) и (49).

При узловой схеме питания многопутного участка (фиг. 43) средняя потеря напряжения в сети до поезда определяется по формулам:

а) в общем случае:

$$\Delta U_{dfim} = \frac{10^3}{U} \left[\frac{r_f}{l_{of} t_{im}} \left(l_{of} t_{iom} - l_{iom} - \frac{l_{im}^2}{12} \right) \times \right. \\ \times A_{dfi} + \frac{r_0}{2 T l} \left(l_{oi} (l - l_c) A + \left\{ \frac{r_f}{r_0} \left[\frac{l_{oi}}{l_c} (l_c - l_{oi}) (l_c - 2 l_i) + \frac{l_i^2}{4} \right] - \right. \right. \\ \left. \left. - 2 \frac{l_{oi}^2 l_i}{l l_c} (l - l_c) \right\} A_f \right) \left. \right] \vartheta. \quad (51)$$

Здесь ΔU_{dfim} — среднее значение потери напряжения в сети до поезда типа d , подсчитанное за время его хода по автоматической характеристике на i -том перегоне пути f , в ϑ ;

$$r_f = r_{nf} + r_{pf},$$

где r_{nf} — сопротивление 1 км проводов контактной сети пути f в $\Omega/\text{км}$;

r_{pf} — сопротивление 1 км рельсов пути f в $\Omega/\text{км}$;

$$l_{of} = \frac{r_f l l_c}{(r_f - r_0) l + r_0 l_c}; \quad (51')$$

t_{im} — время хода рассматриваемого поезда по автоматической характеристике на i -том перегоне в ч;

A_{dfi} — расход энергии на движение данного поезда типа d по i -тому перегону пути f , исключая расход энергии на пусковой период, в $\text{квт}\cdot\text{ч}$;

A_f — суммарный расход энергии на движение по фидерной зоне всех поездов (включая и рассматриваемый) пути f за расчётный период T в $\text{квт}\cdot\text{ч}$;

A — то же по всем путям;

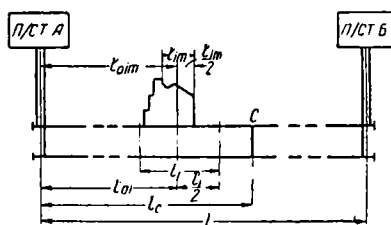
l_c — расстояние от тяговой подстанции до секционного поста в км ;

l_{im} — путь, проходимый поездом по автоматической характеристике на перегоне i .

Остальные обозначения те же, что и в формулах (47), (48) и (49).

Примечания. 1. Нумерация перегонов или блок-участков производится от подстанции, к которой прилежит рассматриваемый перегон (блок-участок) i .

2. Если рассматриваемый перегон (блок-участок) делится секционным постом на две части, то подсчёт потери напряжения производится для каждой части отдельно (как для целого перегона), а общая потеря напряжения находится, как средневзвешенная величина от составляющих;



Фиг. 43. К определению потери напряжения в сети по расходу энергии в фидерных зонах при узловой схеме питания участка

б) при расположении секционного поста в середине фидерной зоны при равных сечениях проводов путей:

$$\Delta U_{dfim} = \frac{r 10^3}{U S l} \left[\frac{A_{dfi}}{t_{im}} \left\{ l_{oim} [S l - (2 S - 1) l_{oim}] - \frac{2 S - 1}{12} l_{im}^2 \right\} + \frac{1}{4 T} \left(l_{oi} A + \right. \right. \\ \left. \left. + A_f \left\{ S \left[\frac{l_{oi}}{l} (l - 2 l_{oi}) (l - 4 l_i) + \frac{l_i^2}{2} \right] - 4 \frac{l_{oi}^2 l_i}{l} \right\} \right) \right] \vartheta, \quad (52)$$

где S — число путей;

r — сопротивление 1 км проводов и рельсов одного пути в $\Omega/\text{км}$.

Остальные обозначения те же, что и выше.

Формулы для определения средней потери напряжения в сети до поезда по расходам энергии на перегонах или блок-участках

При одностороннем питании однопутных участков или многопутных с раздельным питанием путей (фиг. 44):

$$\Delta U_{dim} = \frac{r \cdot 10^3}{U} \left[\frac{l_{oim}}{t_{im}} A_{di} + \frac{1}{T} \left(\sum_{j=1}^{i-1} l_{oj} A_j + l_{oim} A_2 \right) \right] \epsilon, \quad (53)$$

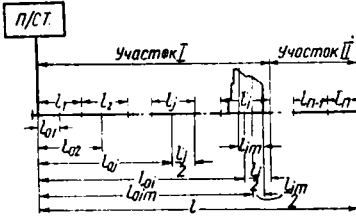
где j — номер перегона или блок-участка;

i — номер перегона или блок-участка, на котором находится рассматриваемый поезд;

l_{oj} — расстояние от подстанции до середины перегона (блок-участка) j в км;

A_j — суммарный расход энергии на движение всех поездов за расчетный период T на перегоне j в квт-ч;

A_2 — суммарный расход энергии на движение всех поездов за период T по участку от конца перегона i до конца фидерной зоны в квт-ч.



Фиг. 44. К определению потери напряжения в сети по расходам энергии на перегонах для однопутного участка с односторонним питанием

Остальные обозначения те же, что и в формуле (47).

Для многопутных участков с полным параллельным соединением проводов путей:

$$\Delta U_{dfim} = \frac{r_0 \cdot 10^3}{U} \left\{ \frac{l_{oim}}{t_{im}} A_{dfi} + \frac{1}{T} \left[\sum_{j=1}^{i-1} l_{nj} A_j + (A_i - A_{fi}) \left(l_{oi} - \frac{l_{im}}{6} \right) + l_{oim} A_2 \right] \right\} \epsilon, \quad (54)$$

где r_0 — сопротивление 1 км проводов и рельсов, подсчитанное при условии полного параллельного соединения путей, в ом/км;

A_i — суммарный расход энергии на движение всех поездов по всем путям за период T по перегону (блок-участку) i в квт-ч;

A_{fi} — то же, но только на пути f .

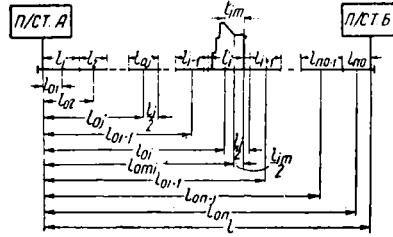
Остальные обозначения те же, что и выше.

При двустороннем питании однопутных участков или многопутных с раздельным питанием путей (фиг. 45):

$$\Delta U_{dim} = \frac{r \cdot 10^3}{U l} \left\{ \frac{A_{di}}{t_{im}} \left[l_{oim} (l - l_{oim}) - \frac{l_{im}^2}{12} \right] + \frac{1}{T} \left[(l - l_{oim}) \sum_{j=1}^{i-1} l_{oj} A_j + l_{oim} \sum_{j=i+1}^{n_0} (l - l_{oj}) A_j \right] \right\} \epsilon, \quad (55)$$

где n_0 — общее число перегонов или блок-участков в фидерной зоне.

Остальные обозначения те же, что и выше.



Фиг. 45. К определению потери напряжения в сети по расходам энергии на перегонах для однопутного участка с двусторонним питанием

Для многопутных участков с полным параллельным соединением проводов путей:

$$\Delta U_{dfim} = \frac{r_0 \cdot 10^3}{U l} \left\{ \frac{A_{dfi}}{t_{im}} \left[l_{oim} (l - l_{oim}) - \frac{l_{im}^2}{12} \right] + \frac{1}{T} \left\{ (l - l_{oim}) \sum_{j=1}^{i-1} l_{oj} A_j + l_{oim} \sum_{j=i+1}^{n_0} (l - l_{oj}) A_j + \left[l_{oim} (l - l_{oim}) - \frac{l_{im}^2}{6} \right] (A_i - A_{fi}) \right\} \right\} \epsilon, \quad (56)$$

где все обозначения те же, что и выше.

При узловой схеме питания многопутных участков (фиг. 46).

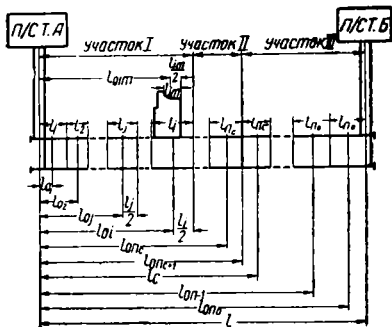
а) В общем случае:

$$\Delta U_{dfim} = \frac{r_f \cdot 10^3}{U l_{af}} \left\{ \frac{A_{dfi}}{t_{im}} \left[l_{oim} (l_{af} - l_{oim}) - \frac{l_{im}^2}{12} \right] + \frac{l_{oim}}{T} \left\{ \frac{r_0 l_{af}}{r_f \cdot l} \left[\left(\frac{l}{l_c} - 1 \right) \sum_{j=1}^{n_c} l_{oj} (A_j - A_{fj}) - \sum_{j=n_c+1}^{n_0} l_{oj} A_j + l A_3 \right] + \left(\frac{l_{af}}{l_{oim}} - 1 \right) \sum_{j=1}^{i-1} l_{oj} A_{fj} + l_{af} A_{f2} - \sum_{j=i+1}^{n_c} l_{oj} A_{fj} \right\} \right\} \epsilon, \quad (57)$$

где A_{f2} — суммарный расход энергии на движение всех поездов пути f за период T на участке между концом перегона i и секционным постом (участок II, фиг. 46) в квт-ч ;

A_3 — суммарный расход энергии на движение всех поездов по всем путям за период T на участке от секционного поста до конца фидерной зоны в квт-ч ;

n_c — число перегонов от тяговой подстанции до секционного поста.



Фиг. 46. К определению потери напряжения в сети по расходам энергии на перегонах при узловой схеме питания двухпутного участка

Остальные обозначения те же, что и в формуле (51);

б) при расположении секционного поста в середине фидерной зоны и при равных сечениях проводов путей:

$$\Delta U_{dfim} = \frac{r \cdot 10^3}{U_{IS}} \left(\frac{A_{dfi}}{t_{im}} \left\{ l_{oim} [IS - (2S - 1) l_{oim}] - \frac{2S - 1}{12} l_{im}^2 \right\} + \frac{l_{oim}}{T} \left\{ \sum_{j=1}^{n_c} l_{oj} (A_j - A_{fj}) - \sum_{j=n_c+1}^{n_0} l_{oj} A_j + l A_3 + \frac{1}{l_{oim}} [IS - (2S - 1) l_{oim}] \sum_{j=1}^{i-1} l_{oj} A_{fj} + l S A_{f2} \right\} \right) \theta. \quad (58)$$

Обозначения в формуле (58) те же, что и в формулах (52) и (57).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОПЕРЕГОННОЙ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ УЧАСТКА

Общие положения

Пропускная способность определяется в поездах заданного веса за сутки.

Расчёт пропускной способности производится по времени занятия ограничивающего перегона или интервала в пакете и заключается в определении поправки к периоду

максимального графика вследствие понижения напряжения в сети по формулам:

а) для однопутных линий при обыкновенном парном параллельном графике

$$N_0 = \frac{1440}{\theta + t_{01m} \left(\frac{U}{U_{ш} - \Delta U_1} \right) - 1} \rightarrow \frac{1}{\theta + t_{02m} \left(\frac{U}{U_{ш} - \Delta U_2} - 1 \right)} \text{ пар поездов; (59)}$$

б) для двухпутных линий в поездах для каждого пути

$$N_0 = \frac{1440}{\theta + t_{om} \left(\frac{U}{U_{ш} - \Delta U} - 1 \right)} \text{ поездов, (60)}$$

где θ — период максимального графика, который вычисляют исходя из времени хода поезда по тяговому расчёту, в мин ;

t_{01m} — время потребления энергии поездом первого направления на лимитирующем для рассматриваемой фидерной зоны перегоне за вычетом времени пуска в мин ;

t_{02m} — то же для поезда второго направления в мин ;

U — напряжение контактной сети, принятое при тяговых расчётах, в в ;

ΔU_1 — средняя потеря напряжения в контактной сети за время хода поезда по автоматической характеристике на лимитирующем перегоне (за время t_{01m}) до поезда первого направления в в ;

ΔU_2 — то же для поезда второго направления (за время t_{02m}) в в ;

t_{om} — для линий, не оборудованных автоблокировкой или путевыми постами, — время потребления поездом энергии на лимитирующем перегоне за вычетом времени пуска; для линий, оборудованных автоблокировкой или путевыми постами, — время потребления поездом энергии на отрезке пути, по которому устанавливается расчётный интервал в пакете (за вычетом времени пуска) в мин ;

ΔU — средняя потеря напряжения в сети до поезда за время его хода по пути, соответствующему времени t_{om} , в в ;

$U_{ш}$ — напряжение на шинах подстанции при режиме использования пропускной способности участка в в .

Напряжение $U_{ш}$ может быть определено по формуле

$$U_{ш} = U_{xx} - \kappa \cdot U_n \frac{P_{\max}}{P_n},$$

где U_{xx} — напряжение холостого хода подстанции в в ;

U_n — напряжение на шинах тяговой подстанции при номинальной нагрузке в в ;

P_{\max} — средняя мощность за период полного использования пропускной способности (определённой без учёта влияния уровня напряжения);

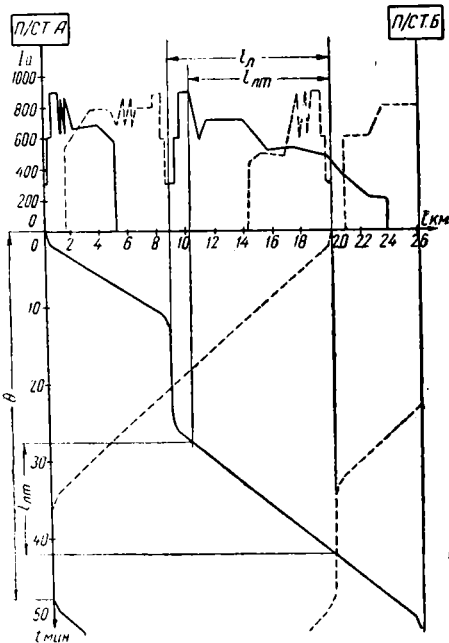
P_n — номинальная мощность подстанции, включенная при режиме полного использования пропускной способности;

κ — коэффициент, учитывающий изменение напряжения на шинах постоянного тока тяговой подстанции при изменении нагрузки от холостого хода до номинальной. При отсутствии точных данных можно его принимать равным $0,07 \div 0,08$.

Потеря напряжения до поезда при полном использовании перегонной пропускной способности является величиной строго закономерной. Поэтому единственным теоретически обоснованным в данном случае методом определения этой величины является метод анализа графика движения, который и следует применять при определении поперегонной пропускной способности. Для расчетов пропускной способности, не требующих особенно большой точности, можно применять методы расчета потери напряжения по заданным размерам и организации движения.

Определение потери напряжения для корректировки перегонной пропускной способности

При расчете методом анализа графика движения поездов определение потерь напряжения производится на основании графика максимальной перегонной пропускной способности.



Фиг. 47. К определению потери напряжения в сети методом анализа графика движения

С этой целью определяют минимальное для рассматриваемой фидерной зоны значение периода графика θ , исходя из времени хода поезда по лимитирующему перегону или интервалу в пакете (для двухпутных линий с автоблокировкой). Время хода по перегонам определяют на основании тяговых расчетов.

По полученному значению периода и данным тягового расчета для рассматриваемой фидерной зоны строится максимальный график движения поездов за время, равное одному периоду (фиг. 47). Сверху, по оси пути l , пристраиваются кривые потребления тока поездами обоих направлений.

На оси l графика выделяется отрезок l_n , представляющий собой для однопутных линий и двухпутных без автоблокировки и путевых постов лимитирующий перегон, а для двухпутных линий, оборудованных автоблокировкой или путевыми постами, — отрезок пути, определяемый интервалом в пакете.

Потери напряжения определяются раздельно для поездов четного и нечетного направлений.

Дальнейшие расчеты производятся в соответствии с положениями, изложенными при описании методов, основанных на анализе графика движения поездов.

По подсчитанным для каждого момента величинам потери напряжения строится кривая зависимости потери напряжения до поезда от времени за период движения по ограничивающему перегону на автоматической характеристике (фиг. 48).

Определяется площадь, ограниченная кривой $S_{\Delta U}$, в мм^2 за время t_{om} .

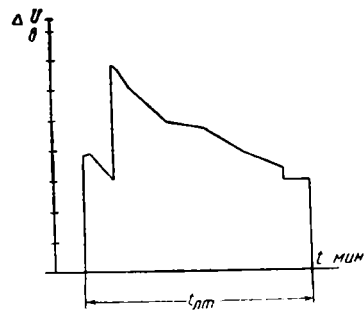
Определяется средняя потеря напряжения до рассматриваемого поезда за время его хода по лимитирующему перегону на автоматической характеристике

$$\Delta U_m = \frac{S_{\Delta U}}{t_{om} m_u m_t} \theta, \quad (61)$$

где m_u — масштаб напряжения в $\frac{\text{мм}}{\text{в}}$;

m_t — масштаб времени в $\frac{\text{мм}}{\text{мин}}$;

t_{om} — время хода поезда по перегону на автоматической характеристике в мин.



Фиг. 48. Кривая зависимости потерь напряжения в сети до поезда за время хода на автоматической характеристике по ограничивающему перегону

Примечания. 1. Расчет потери напряжения на двухпутном участке в случае параллельного соединения проводов разных путей производится тем же способом. В этом случае на мгновенные схемы наносятся нагрузки обоих путей, а величина γ подсчитывается по суммарному сечению проводов контактной сети над обоими путями и сечению четырех рельсовых нитей.

2. При раздельном питании путей двухпутного участка расчет потери напряжения для каждого пути ведется тем же способом, но без учета нагрузок на другом пути. В этом случае величина γ определяется по сечению проводов

рассматриваемого пути и сечению двух рельсовых нитей.

3. При одном или двух поперечных соединениях между проводами разных путей двухпутного участка величину ΔU допустимо подсчитать как среднюю между рассчитанными для случая раздельного питания (по п. 2) и случая параллельного питания (по п. 1).

4. При числе поперечных соединений больше двух расчёт ведётся как для параллельного соединения.

При использовании методов расчёта по заданным размерам движения потеря напряжения для определения пропускной способности может быть подсчитана по расходам энергии на движение поездов на фидерных зонах или на перегонах по приводимым ниже формулам.

Формулы для определения потери напряжения при полном использовании перегонной пропускной способности по расходу энергии на фидерных заводах

При одностороннем питании однопутного участка или многопутного при раздельном питании путей:

$$\Delta U_{01} = \frac{r \cdot 10^3}{U} \left\{ \frac{l_{0m}}{t_{01m}} A_{n0} + \frac{A_n}{2l\theta} \left[l_0(2l - 2l_a - l_0) + \frac{l_a^2}{4} \right] \right\} \epsilon, \quad (62)$$

где ΔU_{01} — средняя потеря напряжения за время хода поезда направления I на автоматической характеристике по ограничивающему для рассматриваемой фидерной зоны перегону (блок-участку) в с;

t_{01m} — время движения поезда направления I на автоматической характеристике по тому же участку пути в ч;

A_{n0} — расход энергии на движение одного поезда направления I по тому же перегону (блок-участку) в кВт-ч;

A_n — расход энергии на движение по фидерной зоне одного поезда при одностороннем движении и пары поездов при двустороннем движении (на однопутных участках) в кВт-ч;

θ — период графика максимальной перегонной пропускной способности для рассматриваемой фидерной зоны в ч;

l_{0m} — расстояние от подстанции до середины отрезка на ограничивающем перегоне или блок-участке, проходимого поездом на автоматической характеристике, в км;

l_0 — то же для середины ограничивающего перегона (блок-участка) в км;

l_a — длина ограничивающего перегона (блок-участка) в км;

r — сопротивление одного километра проводов и рельсов в ом/км.

При одностороннем питании многопутного участка при полном параллельном соединении проводов путей:

$$\Delta U_{0f} = \frac{r_0 \cdot 10^3}{U} \left\{ \frac{l_{0m}}{t_{0fm}} A_{nof} + \frac{1}{2l} \left[l_0(2l - l_0) - \frac{l_a^2}{12} \right] \sum_{q=1}^S \frac{A_{nq}}{\theta_q} - \frac{l_a}{l} \left(l_0 - \frac{l_a}{6} \right) \frac{A_{nf}}{\theta_f} \right\} \epsilon. \quad (63)$$

ΔU_{0f} — средняя потеря напряжения за время хода поезда по пути f на автоматической характеристике по лимитирующему перегону (блок-участку) рассматриваемой фидерной зоны;

S — число путей;

t_{0fm} — время движения поезда на автоматической характеристике по тому же перегону (блок-участку) того же пути в ч;

A_{nof} — расход энергии на движение поезда по тому же перегону (блок-участку) пути f в кВт-ч;

A_{nq} — расход энергии на движение одного поезда пути q по фидерной зоне в кВт-ч;

A_{nf} — то же для рассматриваемого пути f ;

θ_q — период графика максимальной перегонной пропускной способности для пути q в ч;

θ_f — то же для пути f ;

r_0 — сопротивление одного километра проводов и рельсов, подсчитанное по суммарному сечению проводов всех путей и суммарному сечению всех рельсов, в ом/км.

Остальные обозначения те же, что и в формуле (62).

При двустороннем питании однопутного участка или многопутного при раздельном питании путей:

$$\Delta U_{01} = \frac{r \cdot 10^3}{U} \left\{ \frac{A_{n0}}{t_{01m}} \left[l_{0m}(l - l_{0m}) - \frac{l_{am}^2}{12} \right] + \frac{A_n}{2\theta l} \left[l_0(l - l_0)(l - 2l_a) + \frac{l_a^2}{4} \right] \right\} \epsilon, \quad (64)$$

где l_{am} — длина отрезка на лимитирующем перегоне (блок-участке), проходимого поездом на автоматической характеристике, в км.

Остальные обозначения те же, что и в формуле (62).

При двустороннем питании многопутного участка при полном параллельном соединении проводов путей:

$$\Delta U_{0f} = \frac{r_0 \cdot 10^3}{U} \left\{ \frac{A_{nof}}{t_{0fm}} \left[l_{0m}(l - l_{0m}) - \frac{l_{am}^2}{12} \right] + \frac{1}{2} \left\{ \left[l_0(l - l_0) - \frac{l_a^2}{12} \right] \sum_{q=1}^S \frac{A_{nv}}{\theta_q} - \right. \right.$$

$$-\frac{2l_a}{l} \left[l_0(l-l_0) - \frac{ll_a}{6} \right] \frac{A_{nf}}{\theta_f} \Bigg) \varepsilon, \quad (65)$$

где l_{am} — имеет значение, указанное в формуле (64), а остальные обозначения те же, что и в формуле (63).

При узловой схеме питания многопутного участка:

а) в общем случае [см. примечания к формуле (50)]

$$\begin{aligned} \Delta U_{of} = \frac{10^3}{U} \left[\frac{r_f A_{nof}}{l_{of} t_{ofm}} \left(l_{om} l_{af} - l_{0m}^2 - \frac{l_{am}^2}{12} \right) + \right. \\ \left. + \frac{r_0}{2l} \left(l_0(l-l_c) \sum_{q=1}^S \frac{A_{nq}}{\theta_q} + \right. \right. \\ \left. \left. + \left\{ \frac{r_f}{r_0} \left[\frac{l_0}{l_c} (l_c-l_0)(l_c-2l_a) + \frac{l_a^2}{4} \right] - \right. \right. \right. \\ \left. \left. \left. - 2 \frac{l_0^2 l_a}{ll_c} (l-l_c) \right\} \frac{A_{nf}}{\theta_f} \right) \right] \varepsilon, \quad (66) \end{aligned}$$

где согласно (51)

$$l_{af} = \frac{r_f ll_c}{(r_f - r_0)l - r_0 l_c},$$

причем

$$r_f = r_{nf} + r_{pf},$$

где r_{nf} — сопротивление проводов пути f ом/км; r_{pf} — то же, но рельсов.

Остальные обозначения те же, что и в формулах (62) и (63);

б) при расположении секционного поста в середине фидерной зоны при равных сечениях проводов разных путей:

$$\begin{aligned} \Delta U_{of} = \frac{r \cdot 10^3}{U l S} \left[\frac{A_{nof}}{t_{ofm}} \left\{ l_{om} [lS - (2S-1)l_{om}] - \right. \right. \\ \left. \left. - \frac{2S-1}{12} l_{am}^2 \right\} + \frac{1}{4} \left(ll_0 \sum_{q=1}^S \frac{A_{nq}}{\theta_q} + \right. \right. \\ \left. \left. + \left\{ S \left[\frac{l_0}{l} (l-2l_0)(l-4l_a) + \frac{l_a^2}{2} \right] - \right. \right. \right. \\ \left. \left. \left. - 4 \frac{l_0^2 l_a}{l} \right\} \frac{A_{nf}}{\theta_f} \right) \right] \varepsilon, \quad (67) \end{aligned}$$

где r — сопротивление проводов и рельсов одного пути в ом/км.

Остальные обозначения те же, что и в формулах (62) и (63).

Формулы для определения потери напряжения при полном использовании перегонной пропускной способности по расходу энергии на перегонах

При одностороннем питании однопутного участка или многопутного при раздельном питании путей:

$$\begin{aligned} \Delta U_{0I} = \frac{r \cdot 10^3}{U} \left[\frac{l_{0m}}{t_{0Im}} A_{n0} + \right. \\ \left. + \frac{1}{\theta} \sum_{j=1}^{i_0-1} (l_{0j} A_{nj} + l_{0m} A_{n2}) \right] \varepsilon, \quad (68) \end{aligned}$$

где l_{0j} — расстояние до середины перегона или блок-участка с номером j от подстанции в км;

A_{nj} — расход энергии на движение по перегону j одного поезда при одностороннем движении и пары поездов при двустороннем движении (на однопутных участках) в квт-ч;

i_0 — номер лимитирующего перегона или блок-участка, считая от подстанции;

A_{n2} — расход энергии на движение от конца лимитирующего перегона до конца фидерной зоны одного поезда при одностороннем движении в квт-ч.

Остальные обозначения те же, что и в формуле (62).

При одностороннем питании многопутного участка при полном параллельном соединении проводов путей:

$$\begin{aligned} \Delta U_{of} = \frac{r_0 \cdot 10^3}{U} \left[\frac{l_{0m}}{t_{ofm}} A_{nof} + \right. \\ \left. + \sum_{j=1}^{i_0-1} l_{0j} \sum_{q=1}^S \frac{A_{nqj}}{\theta_q} + \left(\sum_{q=1}^S \frac{A_{noq}}{\theta_q} - \right. \right. \\ \left. \left. - \frac{A_{nof}}{\theta_f} \right) \left(l_0 - \frac{l_{am}}{6} \right) + l_0 \sum_{q=1}^S \frac{A_{n2q}}{\theta_q} \right] \varepsilon, \quad (69) \end{aligned}$$

где A_{nqj} — расход энергии на движение одного поезда на пути q по перегону с номером j в квт-ч;

A_{noq} — то же по лимитирующему перегону пути q в квт-ч;

A_{nof} — то же по лимитирующему перегону f в квт-ч;

A_{n2q} — то же на движение одного поезда от конца лимитирующего перегона до конца фидерной зоны.

Остальные обозначения те же, что в формулах (63) и (68).

При двустороннем питании однопутного участка или многопутного при раздельном питании путей:

$$\Delta U_0 = \frac{r \cdot 10^3}{U l} \left\{ \frac{A_{n0}}{t_{01m}} \left[l_{0m} (l - l_{0m}) - \frac{l_{am}^2}{12} \right] + \right. \\ \left. + (l - l_{0m}) \sum_{j=1}^{i_0-1} l_{0j} \frac{A_{nj}}{\theta} + \right. \\ \left. + l_{0m} \sum_{j=i_0+1}^{n_0} (l - l_{0j}) \frac{A_{nj}}{\theta} \right\} \epsilon, \quad (70)$$

где n_0 — общее число перегонов (блок-участков), а остальные обозначения те же, что в формулах (62) и (68).

При двустороннем питании многопутного участка при полном параллельном соединении проводов путей:

$$\Delta U_{0f} = \frac{r_0 \cdot 10^3}{U l_{af}} \left\{ \frac{A_{n0f}}{t_{0fm}} \left[l_{0m} (l - l_{0m}) - \frac{l_{am}^2}{12} \right] + \right. \\ \left. + (l - l_{0m}) \sum_{j=1}^{i_0-1} l_{0j} \sum_{q=1}^S \frac{A_{nqj}}{\theta_q} + \right. \\ \left. + l_{0m} \sum_{j=i_0+1}^{n_0} (l - l_{0j}) \sum_{q=1}^S \frac{A_{nqj}}{\theta_q} + \right. \\ \left. + \left[l_{0m} (l - l_{0m}) - \frac{l_{am}^2}{6} \right] \times \right. \\ \left. \times \left(\sum_{q=1}^S \frac{A_{n0q}}{\theta_q} - \frac{A_{n0f}}{\theta_f} \right) \right\} \epsilon. \quad (71)$$

Здесь все обозначения те же, что в формуле (69).

При узловой схеме питания многопутного участка:

а) в общем случае:

$$\Delta U_{0f} = \frac{r_f \cdot 10^3}{U l_{af}} \left(\frac{A_{n0f}}{t_{0fm}} \left[l_{0m} (l_{af} - l_{0m}) - \frac{l_{am}^2}{12} \right] + \right. \\ \left. + l_{0m} \left\{ \frac{r_0}{r_f} l_{af} \left[\left(\frac{l}{l_c} - 1 \right) \sum_{j=1}^{n_c} l_{0j} \times \right. \right. \right. \right. \\ \left. \times \left(\sum_{q=1}^S \frac{A_{nqj}}{\theta_q} + \frac{A_{nfj}}{\theta_f} \right) - \sum_{j=n_c+1}^{n_0} l_{0j} \sum_{q=1}^S \frac{A_{nqj}}{\theta_q} + \right. \\ \left. \left. \left. + l \sum_{q=1}^S \frac{A_{nqs}}{\theta_q} \right] + \left(\frac{l_{af}}{l_{0m}} - 1 \right) \sum_{j=1}^{i_0-1} l_{0j} \frac{A_{nfj}}{\theta_f} + \right. \right. \\ \left. \left. + l_{af} \frac{A_{nf2}}{\theta_f} - \right. \right. \\ \left. \left. - \sum_{j=i_0+1}^{n_c} l_{0j} \frac{A_{nfj}}{\theta_f} \right\} \right) \epsilon, \quad (72)$$

где n_c — число перегонов (блок-участков) между подстанцией и секционным постом;

A_{nqs} — расход энергии на движение одного поезда пути q от секционного поста до конца фидерной зоны в $квт \cdot ч$;

A_{nf2} — расход энергии на движение одного поезда пути f между концом ограничивающего перегона и секционным постом.

Остальные обозначения те же, что и в формулах (65) и (67). Величина l_{af} определяется по формуле (51');

б) при расположении секционного поста в середине фидерной зоны и при равных сечениях проводов путей:

$$\Delta U_{0f} = \frac{r \cdot 10^3}{U l S} \left(\frac{A_{n0f}}{t_{0fm}} \left\{ l_{0m} [l S - (2S - 1) l_{0m}] - \right. \right. \\ \left. \left. - \frac{2S - 1}{12} l_{am}^2 \right\} + l_{0m} \left\{ \sum_{j=1}^{n_c} l_{0j} \left(\sum_{q=1}^S \frac{A_{nqj}}{\theta_q} - \right. \right. \right. \\ \left. \left. - \frac{A_{nfj}}{\theta_f} \right) - \sum_{j=n_c+1}^{n_0} l_{0j} \sum_{q=1}^S \frac{A_{nqj}}{\theta_q} + l \sum_{q=1}^S \frac{A_{nqs}}{\theta_q} + \right. \\ \left. + \frac{1}{l_{0m}} [l S - (2S - 1) l_{0m}] \sum_{j=1}^{i_0-1} l_{0j} \frac{A_{nfj}}{\theta_f} + \right. \\ \left. + l S \frac{A_{nf2}}{\theta_f} \right\} \right) \epsilon. \quad (73)$$

Здесь все обозначения те же, что и в формулах (65), (66) и (72).

МЕТОД РАСЧЕТА СИСТЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПО СРЕДНИМ РАЗМЕРАМ ДВИЖЕНИЯ

Этот метод отличается от изложенного выше тем, что в нем не учитывается изменение числа поездов. Все расчетные формулы этого метода могут быть получены из формул, приведенных выше, если принять заданное число поездов N , равным пропускной способности за этот же период времени, а максимально возможное число поездов в данной зоне n , равным среднему n_{cp} .

Практически для этой цели следует в приведенных формулах заменить N_0 на N и n на n_{cp} .

Как уже отмечалось, расчетные формулы в этом случае для величин, зависящих от числа поездов в степени, выше первой, дают несколько уменьшенное значение.

РАСЧЁТЫ СИСТЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ С УЧЁТОМ ВНЕШНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

При обычных расчётах систем энергоснабжения исходят из предположения постоянства напряжения на шинах постоянного тока тяговых подстанций. В действительности же внешняя характеристика подстанции $U=f(I)$ имеет вид наклонной прямой, т. е. напряжение на шинах подстанции с изменением нагрузки не остаётся постоянным.

При малых мощностях подстанций и малых сопротивлениях проводов, соединяющих эти подстанции между собой, необходимо учитывать эти колебания напряжения, поскольку они приводят к перераспределению нагрузок между подстанциями, а следовательно, и изменению всех величин, зависящих от тока. Это особенно относится к метрополитенам, а также ко всем вариантам схем распределённого питания контактных сетей магистральных железных дорог.

Определение нагрузок тяговых подстанций

Мгновенные и средние значения нагрузок подстанций. При общем числе подстанций на рассматриваемом участке m нагрузка для подстанции с номером x при $2 < x < m-1$ определяется по формуле

$$I_x = \frac{I_{0x}}{1 + \varphi_x + \gamma_x} + \frac{\gamma_{x-1}}{1 + \varphi_{x-1} + \gamma_{x-1}} I_{0x-1} + \frac{\varphi_{x+1}}{1 + \varphi_{x+1} + \gamma_{x+1}} I_{0x+1}, \quad (74)$$

где I_x — действительный ток подстанции;
 I_{0x} — ток подстанции, подсчитанный без учёта влияния внешней характеристики;

$$\varphi_x = \frac{\rho_x}{R_{x-1} + \rho_{x-1}}; \quad (75)$$

$$\gamma_x = \frac{\rho_x}{R_x + \rho_{(x+1)}}, \quad (76)$$

где R_x — сопротивление контактной сети и рельсов фидерной зоны справа от подстанции x в $ом$ и

ρ — эквивалентное сопротивление подстанции x с учётом сопротивления отсасывающего кабеля в $ом$.

Для крайних подстанций, т. е. при $x=1$ и $x=m$,

$$I_1 = \frac{I_{01}}{1 + \gamma_1} + \frac{\varphi_2}{1 + \varphi_2 + \gamma_2} I_{02} \quad (77)$$

и

$$I_m = \frac{I_{0m}}{1 + \gamma_m} + \frac{\varphi_{m-1}}{1 + \varphi_{m-1} + \gamma_{m-1}} I_{0m-1}. \quad (78)$$

Для второй и предпоследней подстанций т. е. при $x=2$ или $x=m-1$,

$$I_2 = \frac{I_{02}}{1 + \varphi_2 + \gamma_2} + \frac{\frac{\rho_1}{\rho_2} \varphi_2}{1 + \varphi_2 + \gamma_2} I_{01} + \frac{\varphi_3}{1 + \varphi_3 + \gamma_3} I_{03} \quad (79)$$

и

$$I_{m-1} = \frac{I_{0m-1}}{1 + \varphi_{m-1} + \gamma_{m-1}} + \frac{\frac{\rho_m}{\rho_{m-1}} \varphi_{m-1}}{1 + \varphi_{m-1} + \gamma_{m-1}} I_{0m} + \frac{\varphi_{m-2}}{1 + \varphi_{m-2} + \gamma_{m-2}} I_{0m-2}. \quad (80)$$

В случае, когда расстояния между подстанциями одинаковы ($R_x = \text{const}$) и подстанции идентичны по мощности ($\rho_x = \text{const}$), могут быть использованы следующие формулы:

При $1 < x < m$:

$$I_x = \frac{1}{\beta^2 + \beta + 1} [\beta (I_{0x+1} + I_{0x-1}) + (\beta^2 - \beta + 1) I_{0x}], \quad (81)$$

где

$$\beta = 1 + \frac{R}{2\rho} + \sqrt{\frac{R}{2\rho} \left(2 + \frac{R}{2\rho} \right)}.$$

При $x=1$ и $x=m$:

$$I_1 = \frac{\beta^2 - \beta + 1}{\beta^2 + 1} I_{01} + \frac{\beta}{\beta^2 + \beta + 1} I_{02} \quad (82)$$

и

$$I_m = \frac{\beta^2 - \beta + 1}{\beta^2 + 1} I_{0m} + \frac{\beta}{\beta^2 + \beta + 1} I_{0m-1}. \quad (83)$$

Формулы справедливы для определения мгновенных и средних величин нагрузок, при этом в качестве I_{0x} берутся соответственно мгновенные или средние значения.

Эффективные нагрузки подстанций определяются по формуле

$$I_{\Sigma x}^2 = B_x^2 I_{\Sigma 0x}^2 + C_x^2 I_{\Sigma 0x-1}^2 + D_x^2 I_{\Sigma 0x+1}^2 + 2(B_x C_x I_{0x} I_{0x-1} + B_x D_x I_{0x} I_{0x+1} + C_x D_x I_{0x-1} I_{0x+1}). \quad (84)$$

Здесь I_{0x} — средняя, а $I_{\Sigma 0x}$ — эффективная нагрузки подстанций, подсчитанные без учёта характеристики;

$$B_x = \frac{1}{1 + \varphi_x + \gamma_x} \text{ при } 1 < x < m; \quad (85)$$

при $x=1$

$$B_1 = \frac{1}{1 + \gamma_1}; \quad (86)$$

при $x=m$

$$B_m = \frac{1}{1 + \varphi_m}; \quad (87)$$

$$C_x = \frac{\gamma_{x-1}}{1 + \varphi_{x-1} + \gamma_{x-1}} \text{ при } x > 2; \quad (88)$$

при $x = 1$ и $x = m$

$$C_1 = C_m = 0; \quad (89)$$

при $x = 2$ и $x = m - 1$

$$C_2 = \frac{\frac{r_1}{\rho_2} \varphi_2}{1 + \varphi_2 + \gamma_2} \quad (90)$$

и

$$C_{m-1} = \frac{\frac{\rho_m}{\rho_{m-1}} \varphi_{m-1}}{1 + \varphi_{m-1} + \gamma_{m-1}}; \quad (91)$$

$$D_x = \frac{\varphi_{x+1}}{1 + \varphi_{x+1} + \gamma_{x+1}} \text{ при } x < m - 1; \quad (92)$$

при $x = m - 1$

$$D_{m-1} = \frac{\frac{\rho_m}{\rho_{m-1}} \gamma_{m-1}}{1 + \varphi_{m-1} + \gamma_{m-1}}; \quad (93)$$

при $x = m$

$$D_m = 0. \quad (94)$$

ΔA_{xi} — потеря энергии, вызываемая уравнительным током, протекающим в фидерной зоне контактной сети между подстанциями x и $x+1$ за счёт неравенства напряжений на их шинах из-за наклона внешних характеристик и определяемая выражением

$$\Delta A_{xi} = \frac{I}{R_x} (r_x^2 I_{3x}^2 + \frac{2}{x+1} I_{3x+1}^2 - 2\rho_x \rho_{x+1} I_x I_{x+1}) \quad (95)$$

или

$$\Delta A_{xi} = \frac{I}{U^2 T R_x} (\rho_x^2 \kappa_x^2 A_x^2 + r_{x+1}^2 \kappa_{x+1}^2 A_{x+1}^2 - 2\rho_x \rho_{x+1} A_x A_{x+1}), \quad (96)$$

где T — время, за которое определяются потери, в ч;

U — расчётное напряжение на шинах подстанции в в;

A_x и A_{x+1} — расходы энергии на подстанциях x и $x+1$. Эти величины могут быть получены из формул для нагрузок подстанций при замене в них токов расходами энергии;

κ_x и κ_{x+1} — коэффициенты эффективности нагрузок подстанций

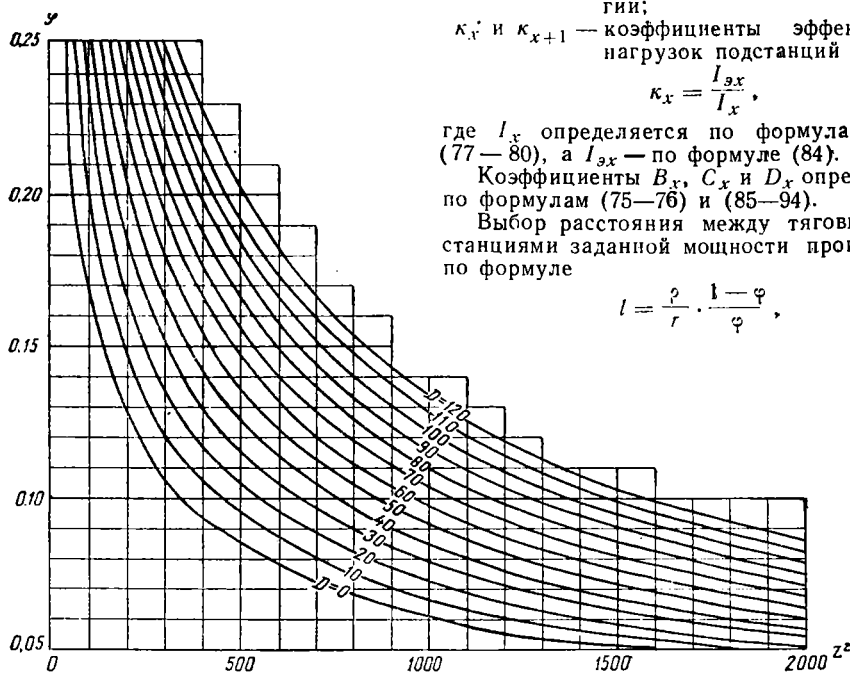
$$\kappa_x = \frac{I_{3x}}{I_x},$$

где I_x определяется по формулам (74) и (77—80), а I_{3x} — по формуле (84).

Коэффициенты B_x , C_x и D_x определяются по формулам (75—76) и (85—94).

Выбор расстояния между тяговыми подстанциями заданной мощности производится по формуле

$$l = \frac{\rho}{r} \cdot \frac{1 - \varphi}{\varphi}, \quad (97)$$



Фиг. 49. Кривые для определения коэффициента φ для режима работы при одной отключённой подстанции

Остальные обозначения те же, что и выше. Потери энергии в контактной сети определяются общей формулой

$$\Delta A_x = \Delta A_{0x} + \Delta A_{xi},$$

где ΔA_x — потеря энергии в фидерной зоне контактной сети справа от подстанции с номером x в квт-ч/год;

ΔA_{0x} — то же, но подсчитанная без учёта характеристик подстанций в квт-ч/год;

где l — искомое расстояние в км;

r — сопротивление контактной сети и рельсов на 1 км в ом/км;

ρ — эквивалентное сопротивление тяговой подстанции с учётом сопротивления отсасывающего кабеля в ом.

Коэффициент φ для случая работы при одной отключённой подстанции определяется по кривым, представленным на фиг. 49—51, в функции величин D и z , причём

$$D = \left(1,4 \alpha \frac{N_0}{N} - 1 \right) \frac{r}{S \rho} v \theta,$$

$$z^2 = 2 \left(\frac{r P_{доп}}{\rho P} \right)^2,$$

где $\alpha = \frac{I_T}{I}$ — отношение среднего значения

тока поезда за время потребления энергии к среднему за всё время хода по рассматриваемому участку;

N_0 — пропускная способность участка;

N — число поездов в сутки;

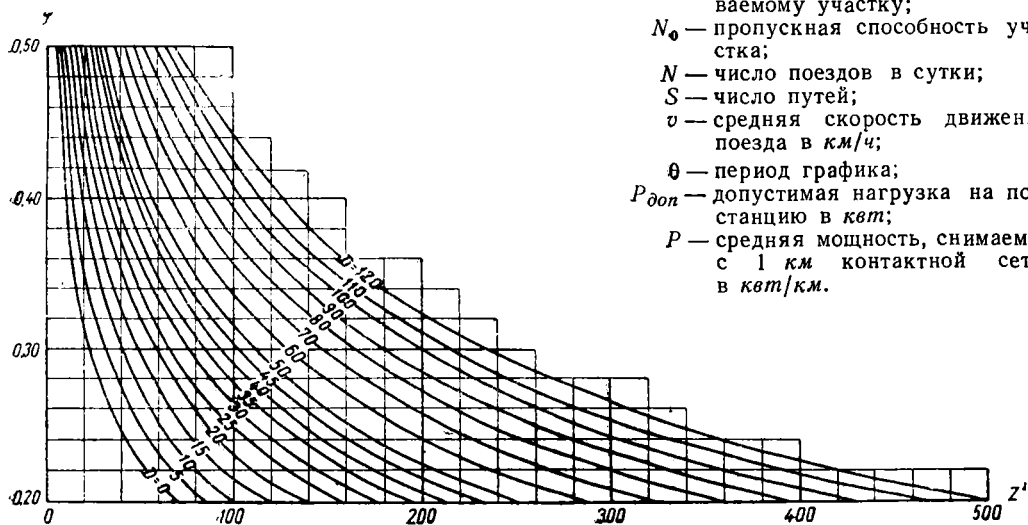
S — число путей;

v — средняя скорость движения поезда в км/ч;

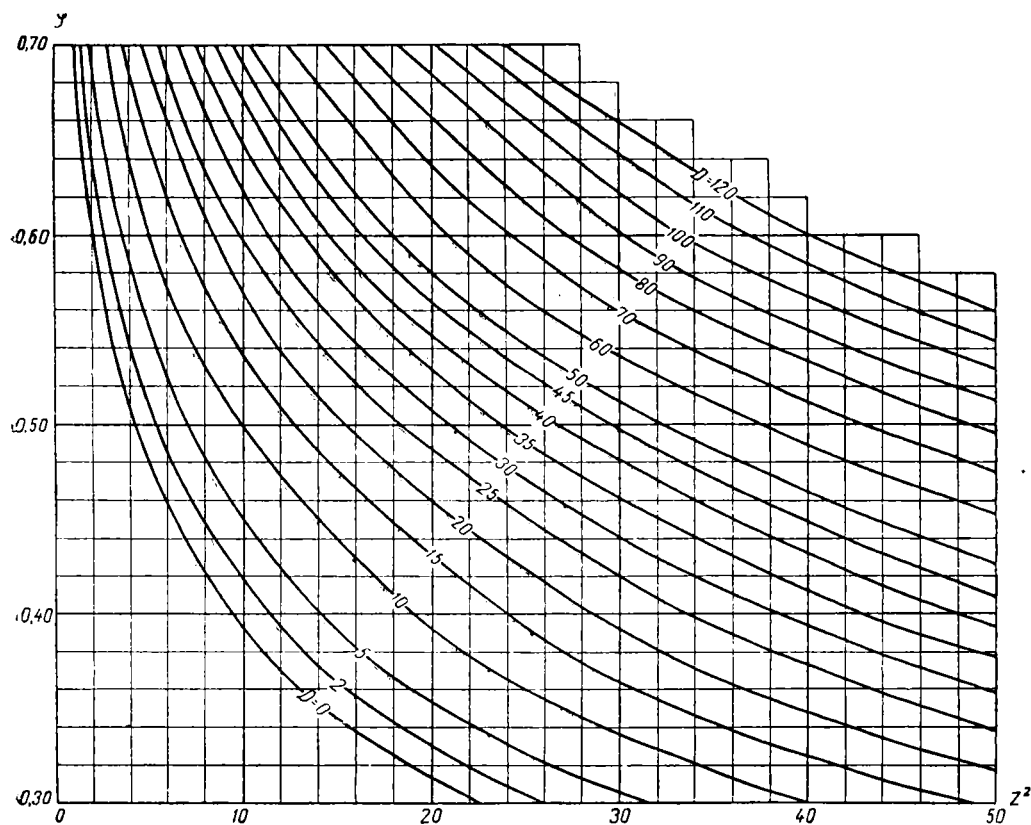
θ — период графика;

$P_{доп}$ — допустимая нагрузка на подстанцию в кВт;

P — средняя мощность, снимаемая с 1 км контактной сети, в кВт/км.



Фиг. 50. Кривые для определения коэффициента ϕ для режима работы при одной отключённой подстанции



Фиг. 51. Кривые для определения коэффициента ϕ для режима работы при одной отключённой подстанции

При работе всех подстанций коэффициент φ определяется по кривым, представленным на фиг. 52—54, в функции величин D и z , где D имеет значение то же, что и выше, а

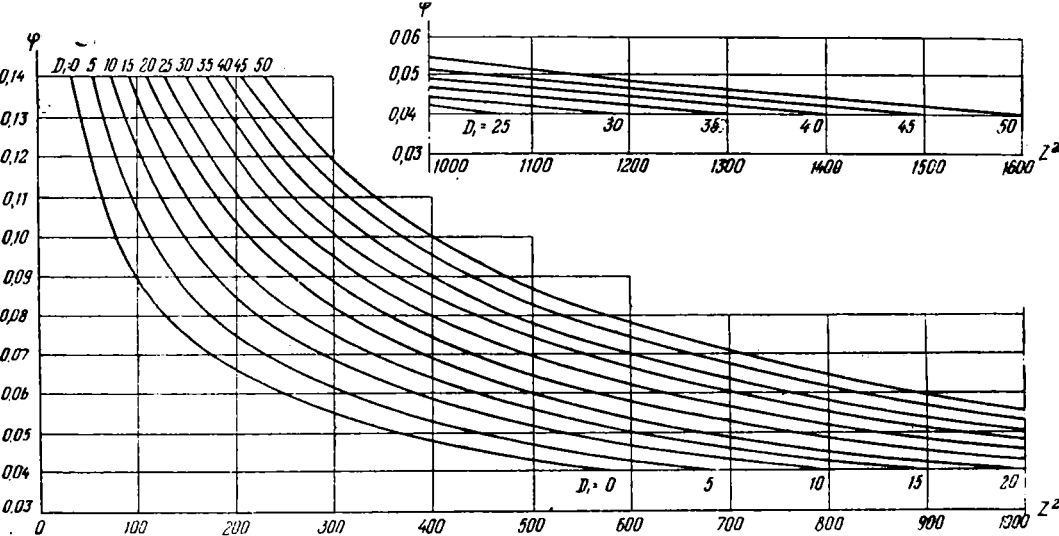
$$z^2 = \left(\frac{r P_{дон}}{\rho P} \right)^2.$$

Расчёт токов короткого замыкания с учётом влияния характеристик смежных тяговых подстанций

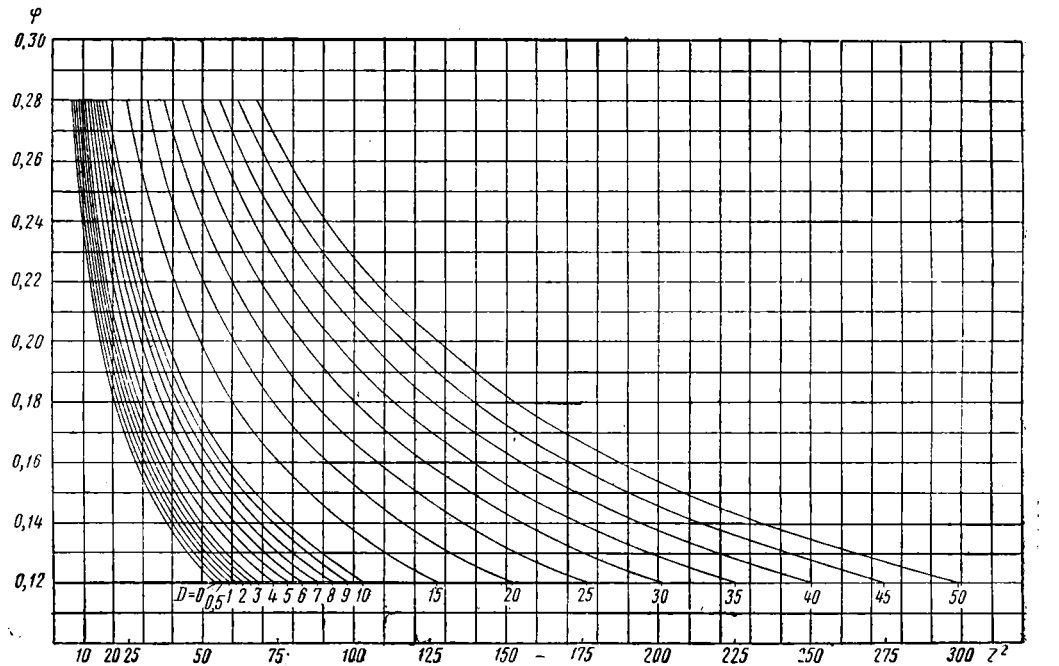
При раздельном питании контактной сети путей железнодорожного участка величина

тока короткого замыкания при равных мощностях подстанций и равных сопротивлениях сети между ними определяется по формуле

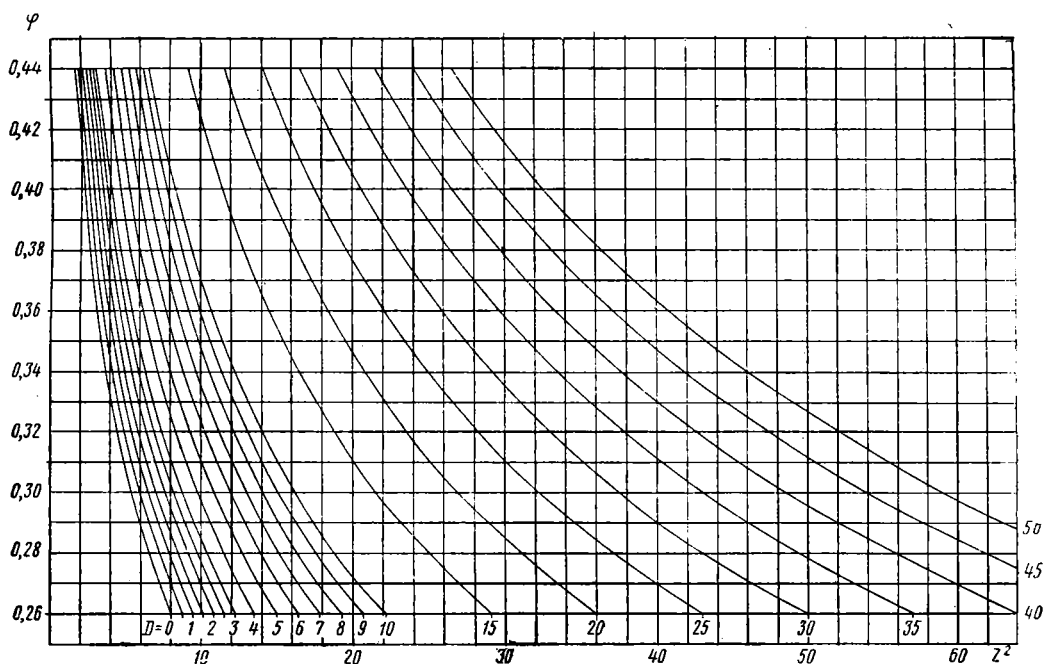
$$I_k = \frac{\left(1 - \frac{\rho}{100} \right) U_n - \frac{\rho}{1 + \varphi + \varphi'} \left[1 + (1 + \varphi) \frac{R_p}{\rho} \right] \times \rightarrow \frac{-e_d}{\left(1 - \varphi \frac{R_p}{\rho} \right) + R_k''}, \tag{98}$$



Фиг. 52. Кривые для определения коэффициента φ при нормальной работе всех подстанций



Фиг. 53. Кривые для определения коэффициента φ при нормальной работе всех подстанций



Фиг. 54. Кривые для определения коэффициента φ при нормальной работе всех подстанций

где U_n — напряжение на шинах постоянного тока подстанции при номинальной нагрузке в в ;

ρ — норма колебания напряжения в первичной сети в %;

ρ — эквивалентное сопротивление подстанции с учётом сопротивления отсасывающего кабеля в ом ;

R_p — сопротивление рельсовой цепи фидерной зоны в ом ;

R_k — сопротивление контактной сети фидерной зоны по неповреждённому пути в ом ;

e_d — потеря напряжения в дуге в в .

Коэффициент φ определяется по формуле (75) с учётом проводов обоих путей, а коэффициент φ' по той же формуле, но с учётом сопротивления проводов контактной сети только одного неповреждённого пути.

При параллельном соединении контактной сети разных путей и при равных мощностях подстанций и равных сопротивлениях сети между ними величина тока короткого замыкания определяется по формуле

$$I_k = \frac{\left(1 - \frac{\rho}{100}\right) U_n - e_d}{\frac{\rho}{1 + \varphi} + R_3}, \quad (99)$$

где R_3 — сопротивление контактной сети, рельсов и питающих проводов от подстанции до места короткого замыкания, а прочие обозначения те же, что и выше.

При узловой схеме питания двухпутного участка, если секционный пост расположен

в середине фидерной зоны и сопротивления проводов контактной сети обоих путей одинаковы, то ток короткого замыкания для отдельного фидера тяговой подстанции определяется по формуле

$$I_k = 2 \frac{\left[1 - \frac{2\varphi\rho}{(1+2\varphi)R + 2\rho}\right] \left(1 - \frac{\rho}{100}\right) U_n}{R + \frac{2\rho}{1+2\varphi}} + \frac{\frac{2\varphi^2 I_n}{(1+2\varphi)[(1+2\varphi)R + 2\rho]}}{R + \frac{2\rho}{1+2\varphi}}, \quad (100)$$

где R — сопротивление контактной сети, фидеров и рельсов обоих путей (по суммарному сечению) в ом , а прочие обозначения те же, что и выше.

Максимальный (расчётный) ток нагрузки питающего фидера подстанции, определяемый для выбора токов уставок выключателей, подсчитывается по следующим формулам.

Для схемы раздельного питания путей и узловой схемы (при тех же условиях, что и в предыдущем случае):

$$I_{\phi x} = I_{0\phi x} - \frac{\varphi(I_{0x} - I_{0x+1})}{2(1+2\varphi)}, \quad (101)$$

где $I_{\phi x}$ — максимальный рабочий ток питающего фидера подстанции x в а ;

$I_{0\phi x}$ — то же, но найденный без учёта наклона характеристик подстанций в а ;

I_{0x} — общий ток, отнесённый к шинам подстанции x , включая ток $I_{0\phi x}$ в a , подсчитанный также без учета наклона характеристик подстанций.

Величина коэффициента φ определяется по формуле (75).

Для схемы параллельного питания путей:

$$I_{\phi x} = I_{0\phi x} - \frac{\varphi}{1 + 2\varphi} (I_{0x} - I_{0x+1}), \quad (102)$$

где $I_{0\phi x}$ — суммарный максимальный ток фидера подстанции x , питающих рассматриваемую зону в a ; остальные обозначения те же, что и выше.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ КОНТАКТНЫХ СЕТЕЙ ОДНОФАЗНОГО ТОКА

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ЭЛЕМЕНТОВ КОНТАКТНЫХ СЕТЕЙ

Провода контактной сети (контактный провод, несущий трос и усиливающий провод) и рельсовые нити при электрическом расчёте рассматриваются как цепи, имеющие возврат тока через землю.

Коэффициент самоиндукции провода такой цепи определяется по формуле

$$L = \left(4,6 \lg \frac{D_g}{R} - j \frac{\pi}{2} \right) 10^{-4} \text{ гн/км.} \quad (1)$$

Коэффициент взаимной индукции между двумя проводами таких цепей определяется по формуле

$$M = \left(4,6 \lg \frac{D_g}{h} - j \frac{\pi}{2} \right) 10^{-4} \text{ гн/км.} \quad (2)$$

Здесь D_g — эквивалентная глубина протекания обратного тока;

R — эквивалентный радиус провода;

h — расстояние между проводами.

Величины D_g , R и h должны быть выражены в одних и тех же единицах длины.

Эквивалентная глубина протекания обратного тока определяется формулой

$$D_g = \frac{0,2085}{\sqrt{f\sigma}} \text{ см,} \quad (3)$$

где f — частота тока в гц;

σ — удельная проводимость земли в единицах CGSM.

Эквивалентный радиус провода из неферромагнитного материала определяется формулой

$$R = 0,78 R', \quad (4)$$

где R' — геометрический радиус провода.

Эквивалентный радиус провода из ферромагнитного материала определяется формулой

$$R = R' \frac{1}{l\alpha}. \quad (5)$$

Здесь

$$\alpha = \frac{x_{\text{вн}} 10^4}{4kf},$$

где $x_{\text{вн}}$ — внутреннее индуктивное сопротивление провода в ом/км;

f — частота тока в гц;

R' — геометрический радиус провода.

Примечание. При определении эквивалентного радиуса рельса за его геометрический радиус следует принимать половину его высоты.

Полное сопротивление однопроводной цепи с возвратом тока через землю определяется формулой

$$\dot{z} = r + j\omega L = r + \pi^2 f 10^{-4} + j 0,0029 f \lg \frac{D_g}{R} \text{ ом/км.} \quad (6)$$

В частном случае при $f = 50$ гц

$$\dot{z} = r + 0,05 + j 0,145 \lg \frac{D_g}{R} \text{ ом/км.} \quad (7)$$

Здесь r — активное сопротивление провода в ом/км.

Сопротивление взаимной индукции между проводами m и n определяется формулой

$$\dot{z}_{m-n} = j\omega M = \pi^2 f 10^{-4} + j 0,0029 f \lg \frac{D_g}{h_{m-n}} \text{ ом/км.} \quad (8)$$

В частном случае при $f = 50$ гц

$$\dot{z}_{m-n} = 0,05 + j 0,145 \lg \frac{D_g}{h_{m-n}} \text{ ом/км.} \quad (9)$$

ПРИВЕДЕНИЕ КОНТАКТНЫХ СЕТЕЙ К РАСЧЁТНОМУ ВИДУ

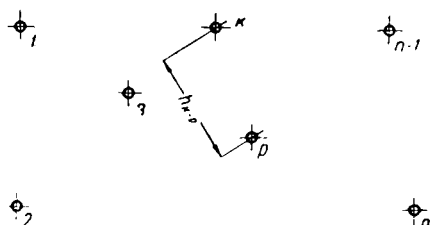
Полное сопротивление контактной сети однопутной железной дороги и двухпутной при параллельном питании путей определяется наиболее просто, если эта сеть состоит из одного контактного провода и одного рельса. Поэтому для расчёта действительное расположение проводов и рельсов удобно привести к простейшему виду: один контактный провод — один рельс.

На двухпутных участках с раздельным питанием контактных сетей действительное расположение проводов и рельсов удобно привести к простейшему виду: два контактных провода — один рельс.

Приведение контактных сетей однопутных железных дорог и двухпутных участков с параллельным питанием путей

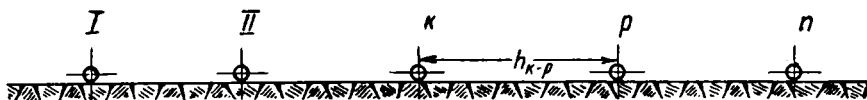
Замена системы параллельных проводов эквивалентным проводом. Пусть имеется система из n параллельных проводов (фиг. 1). Предполагается, что все провода по длине связаны между собой перемычками. Если пол-

ное сопротивление каждого провода обозначить через $\dot{z}_1, \dot{z}_2, \dots, \dot{z}_n$ ом/км, а расстояние между любой парой проводов обозначить че-



Фиг. 1. Схема расположения проводов

рез h_{k-p} , где k и p — порядковые номера проводов, то полное сопротивление провода,



Фиг. 2. Схема расположения рельсов

эквивалентного данной системе, определяется формулой

$$\dot{z} = \dot{z}_{\text{средн}} + \frac{1}{\frac{1}{\dot{z}_1 - \dot{z}_{\text{средн}}} + \frac{1}{\dot{z}_2 - \dot{z}_{\text{средн}}} + \dots + \frac{1}{\dot{z}_n - \dot{z}_{\text{средн}}}} \quad \text{ом/км, (10)}$$

где $\dot{z}_{\text{средн}}$ — среднее сопротивление взаимной индукции системы из n проводов, определяемое по формуле

$$\dot{z}_{\text{средн}} = \pi^2 f 10^{-4} + j0,0029f \lg \frac{Dg}{h_{\text{средн}}} \quad \text{(11)}$$

Здесь $h_{\text{средн}}$ — среднее геометрическое расстояние между n проводами, определяемое формулой

$$h_{\text{средн}} = \sqrt[n(n-1)]{h_{1-2} h_{1-3} h_{1-4} \dots h_{(n-1)-n}} \quad \text{(12)}$$

В этой формуле под корнем находится произведение всевозможных расстояний между n проводами.

Замена системы рельсов эквивалентным рельсом. Пусть имеется рельсовая система из n параллельно проложенных рельсов (фиг. 2).

Предполагается, что рельсы соединены перемычками. Полные сопротивления отдельных рельсовых нитей одинаковы и равны \dot{z}_1 ом/км.

Расстояние между любой парой рельсов обозначим через h_{k-p} , k и p — порядковые номера рельсов.

Сопротивление эквивалентного рельса, заменяющего рельсовую систему, определяется формулой

$$\dot{z}_p = \frac{r_1}{n} + \pi^2 f 10^{-4} + j0,0029f \times \lg \frac{Dg}{\sqrt[n^2]{R^2 h_{I-II} h_{I-III} \dots h_{(n-I)-n}}}, \quad \text{(13)}$$

где R — эквивалентный радиус рельса;

r_1 — активное сопротивление одной рельсовой нити в ом/км.

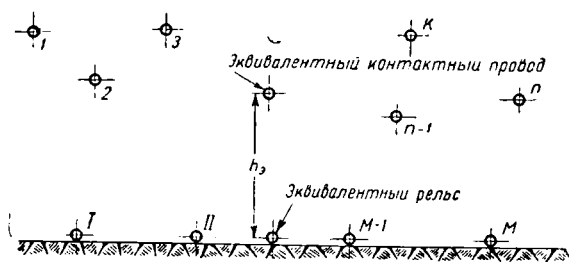
Определение высоты подвеса эквивалентного контактного провода над эквивалентным рельсом. Пусть имеется n проводов, образую-

щих контактную сеть, и M нитей, образующих рельсовую систему (фиг. 3). Искомая высота подвеса определяется формулой

$$h_3 = \sqrt[M \cdot n]{h_{1-I} h_{1-II} \dots h_{1-M} \dots h_{n-M}} \quad \text{(14)}$$

где под корнем находится произведение всевозможных расстояний между проводами контактной сети и рельсами.

Примечание. Формулы (10) и (13) дают достаточную точность для нормально выполненных двухпутных участков с расстоянием между путями (по центрам) до 5 м.



Фиг. 3. Схема взаимного расположения проводов и рельсов

Примеры приведения контактных сетей к расчётной схеме

а) Однопутный участок с контактным проводом и поддерживающим тросом (фиг. 4)

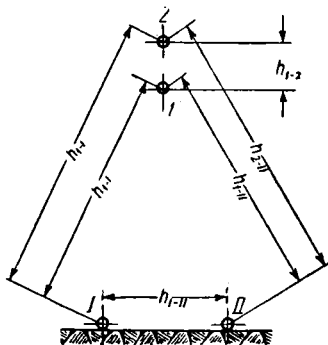
Порядок расчёта. 1. Определяем среднее взаимное индуктивное сопротивление между проводами 1—2, пользуясь формулой (11):

$$\dot{z}_{\text{средн}} = \pi^2 f 10^{-4} + j0,0029f \lg \frac{Dg}{h_{1-2}}.$$

2. Определяем сопротивление эквивалентного контактного провода, пользуясь формулой (10):

$$\dot{z} = \dot{z}_{ср\text{едн}} + \frac{1}{\frac{1}{z_1 - z_{ср\text{едн}}} + \frac{1}{z_2 - z_{ср\text{едн}}}}$$

Сопротивления \dot{z}_1 и \dot{z}_2 определяются по формуле (6).



Фиг. 4. Схема расположения проводов цепной подвески на однопутном участке

3. Определяем сопротивление эквивалентного рельса, пользуясь формулой (13):

$$z_p = \frac{r_I}{2} + \pi^2 f 10^{-4} + j 0,0029 f \lg \frac{Dg}{\sqrt{R_I h_{1-II}}}$$

4. Определяем высоту подвеса эквивалентного провода над эквивалентным рельсом, пользуясь формулой (14):

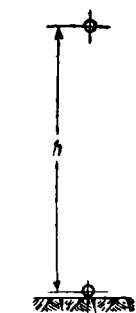
$$h = \sqrt[4]{h_{1-I} h_{1-II} h_{2-I} h_{2-II}}$$

При симметричном расположении проводов относительно рельсов имеем:

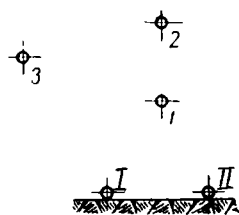
$$h_{1-I} = h_{1-II} \text{ и } h_{2-I} = h_{2-II}.$$

Тогда

$$h = \sqrt{h_{1-I} h_{2-I}}$$



Фиг. 5. Расчётная схема расположения проводов



Фиг. 6. Схема расположения проводов цепной подвески с усиливающим проводом

Таким образом определены все параметры (\dot{z} ; \dot{z}_p и h) приведённой расчётной схемы, изображённой на фиг. 5.

б) Однопутный участок с контактным проводом, несущим тросом и усиливающим проводом (фиг. 6)

Порядок расчёта. 1. Среднее взаимоиנדуктивное сопротивление между проводами 1-2-3

$$\dot{z}_{ср\text{едн}} = \pi^2 f \cdot 10^{-4} + j 0,0029 f \lg \frac{Dg}{\sqrt[3]{h_{1-2} h_{1-3} h_{2-3}}}$$

2. Сопротивление эквивалентного контактного провода

$$\dot{z} = \dot{z}_{ср\text{едн}} + \frac{1}{\frac{1}{z_1 - z_{ср\text{едн}}} + \frac{1}{z_2 - z_{ср\text{едн}}} + \frac{1}{z_3 - z_{ср\text{едн}}}}$$

3. Сопротивление эквивалентного рельса

$$\dot{z}_p = \frac{r_I}{2} + \pi^2 f 10^{-4} + j 0,0029 f \lg \frac{Dg}{\sqrt{R_I h_{1-II}}}$$

4. Высота подвеса эквивалентного контактного провода над эквивалентным рельсом

$$h = \sqrt[6]{h_{1-I} h_{1-II} h_{2-I} h_{2-II} h_{3-I} h_{3-II}}$$

в) Двухпутный участок (фиг. 7)

Порядок расчёта. 1. Среднее взаимоиנדуктивное сопротивление между проводами 1-2-3-4:

$$z_{ср\text{едн}} = \pi^2 f 10^{-4} + j 0,0029 f \times \lg \frac{Dg}{\sqrt[6]{h_{1-2} h_{1-3} h_{1-4} h_{2-3} h_{2-4} h_{3-4}}}$$



Фиг. 7. Схема расположения проводов цепных подвесок на двухпутном участке

В большинстве случаев имеем:

$$h_{1-2} = h_{3-4}; h_{1-3} = h_{2-4}; h_{1-4} = h_{2-3}.$$

тогда

$$\dot{z}_{ср\text{едн}} = \pi^2 f 10^{-4} + j 0,0029 f \times \lg \frac{Dg}{\sqrt[3]{h_{1-2} h_{1-3} h_{1-4}}}$$

2. Сопротивление эквивалентного контактного провода

$$\dot{z} = \dot{z}_{ср\text{едн}} + \frac{1}{\frac{1}{z_1 - z_{ср\text{едн}}} + \frac{1}{z_2 - z_{ср\text{едн}}} + \frac{1}{z_3 - z_{ср\text{едн}}} + \frac{1}{z_4 - z_{ср\text{едн}}}}$$

3. Сопротивление эквивалентного рельса

$$\dot{z}_p = \frac{r_I}{4} + \pi^2 f 10^{-4} + j 0,0029 f \times \lg \frac{Dg}{\sqrt[8]{R_I^2 h_{1-II} h_{1-III} \dots h_{III-IV}}}$$

4. Высота подвеса эквивалентного контактного провода над эквивалентным рельсом

$$h = \sqrt[16]{h_{1-I} h_{1-II} h_{1-III} \dots h_{4-IV}}$$

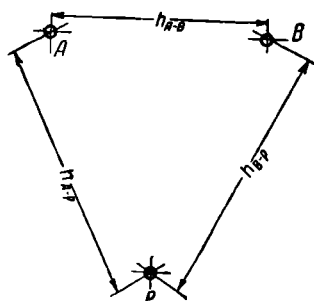
Приведённые формулы определяют все параметры расчётной схемы (см. фиг. 5):

$$\dot{z}; \dot{z}_p; h.$$

Приведение контактных сетей двухпутных железных дорог с раздельным питанием путей

Поскольку рельсовые нити первого и второго путей связаны между собой через землю и так как ток контактного провода одного пути индуцирует токи во всех рельсовых нитях, то представляется возможным рельсовые нити первого и второго путей заменить одним эквивалентным рельсом.

Расчётная схема двухпутного участка при раздельном питании путей представлена на фиг. 8,



Фиг. 8. Расчётная схема расположения проводов двухпутного участка с раздельным питанием путей

где A — эквивалентный контактный провод первого пути;
 B — эквивалентный контактный провод второго пути;
 P — эквивалентный рельс первого и второго путей.

Приведение действительного расположения проводов и рельсов к расчётной схеме производится по формулам (10) — (14).

Примеры приведения контактной сети к расчётной схеме

а) Двухпутный участок с контактными проводами и поддерживающими тросами (фиг. 7)

Преобразование ведётся в следующем порядке:

1. Провода 1—2 заменяются эквивалентным проводом A , а провода 3—4 — эквивалентным проводом B . Сопротивления эквивалентных проводов A и B определяются по формулам (10) и (11).
2. Рельсовые нити I—II—III—IV заменяются эквивалентным рельсом P . Сопротивление эквивалентного рельса определяется по формуле (13).
3. Расстояние h_{A-P} (см. фиг. 7 и 8) определяется по формуле

$$h_{A-P} = \sqrt[8]{h_{1-I} h_{1-II} h_{1-III} \dots h_{2-IV}}$$

4. Расстояние h_{B-P} определяется по формуле

$$h_{B-P} = \sqrt[8]{h_{3-I} h_{3-II} \dots h_{4-IV}}$$

5. Расстояние h_{A-B} определяется по формуле

$$h_{A-B} = \sqrt[4]{h_{1-4} h_{1-3} h_{2-4} h_{2-3}}$$

Таким образом найдены все параметры расчётной схемы (см. фиг. 8):

$$\dot{z}_A; \dot{z}_B; \dot{z}_P; h_{A-P}; h_{B-P}; h_{A-B}$$

б) Двухпутный участок с контактными проводами, несущими тросами и усиливающими проводами (фиг. 9)

1. Провода 1—2—3 заменяются эквивалентным проводом A ; провода 4—5—6 — эквивалентным прово-

дом B . Сопротивления эквивалентных проводов A и B определяются по формулам (10) и (11).

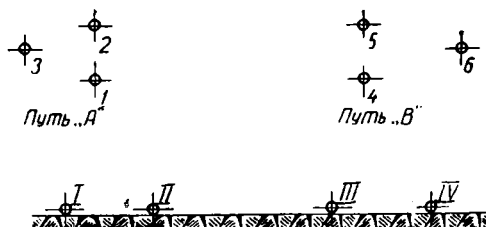
2. Рельсовые нити I—II—III—IV заменяются эквивалентным рельсом. Сопротивление эквивалентного рельса определяется по формуле (13).

3. Расстояние h_{A-P} определяется по формуле (14)

$$h_{A-P} = \sqrt[12]{h_{1-I} h_{1-II} \dots h_{2-I} \dots h_{3-IV}}$$

4. Расстояние h_{B-P} определяется по формуле

$$h_{B-P} = \sqrt[12]{h_{4-I} h_{4-II} \dots h_{5-I} \dots h_{6-IV}}$$



Фиг. 9. Схема расположения проводов цепных подвесок с усиливающими проводами на двухпутном участке

5. Расстояние h_{A-B} определяется по формуле

$$h_{A-B} = \sqrt[9]{h_{1-4} h_{1-5} h_{1-6} \dots h_{3-6}}$$

Таким образом найдены все параметры расчётной схемы (см. фиг. 8):

$$\dot{z}_A; \dot{z}_B; \dot{z}_P; h_{A-P}; h_{B-P}; h_{A-B}$$

Подобным порядком может быть приведена к расчётному виду и всякая другая система расположения проводов двухпутного участка при раздельном питании.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ ПРИВЕДЁННЫХ КОНТАКТНЫХ СЕТЕЙ ОДНОПУТНЫХ И ДВУХПУТНЫХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ ПРИ ПАРАЛЛЕЛЬНОМ ПИТАНИИ

К электрическому расчёту контактных сетей относятся:

- 1) определение сопротивления контактной сети (точнее петли «контактный провод — рельсы»);
- 2) определение потери напряжения в контактной сети;
- 3) определение потери мощности в контактной сети.

Определение сопротивления контактной сети. В последующем под термином ... сопротивление контактной сети... или ... постоянная контактной сети... будем понимать полное сопротивление петли «контактный провод — рельс», отнесённое к одному километру длины петли. Это сопротивление, при прочих равных условиях, зависит от длины участка.

При малых длинах участков на величину сопротивления контактной сети оказывает существенное влияние проводимость рельсы — грунт. Проводимость рельсы — грунт в зависимости от атмосферных условий меняется в широких пределах, поэтому сопротивление контактной сети не остаётся постоянным.

Сопротивление контактной сети (фиг. 5) в зависимости от длины участка и величины проводимости рельсы — грунт может колебаться между двумя значениями:

$$\dot{z}_0 (\min) = \dot{z}_1 - \frac{\dot{z}_1^2}{\dot{z}_I} \text{ ом/км}; \quad (15)$$

$$\dot{z}_0 (\max) = \dot{z}_1 + \dot{z}_I - 2\dot{z}_{I-I} \text{ ом/км}, \quad (16)$$

где \dot{z}_1 — сопротивление эквивалентного контактного провода;

\dot{z}_I — сопротивление эквивалентного рельса.

Формула (15) дает достаточно точные результаты при расстояниях между подстанциями и нагрузкой от 5 км и выше. Практически эта формула применима для большинства расчетных случаев.

Формула (16) выведена в предположении, что рельсы изолированы от земли и, следовательно, отсутствует утечка тока от рельсов в землю. Эта формула может дать более точный результат или при расчете очень коротких участков или при очень низкой проводимости рельсы — грунт.

Определение потери напряжения в контактной сети при одностороннем питании. Потери напряжения ΔU в контактной сети

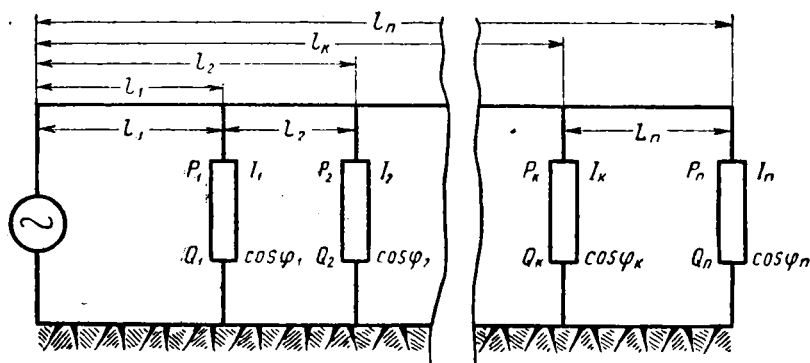
A и B — действительная и мнимая части комплекса полного сопротивления сети [подсчитываемого по формуле (15)]

$$\dot{z}_0 = A + jB \frac{\text{ом}}{\text{км}}.$$

2. При нагрузках, заданных активными и реактивными мощностями, по формуле

$$\begin{aligned} \Delta U &= \\ &= \frac{A (P_1 l_1 + P_2 l_2 + \dots + P_n l_n) +}{U_n} \\ &\quad + \frac{B (Q_1 l_1 + Q_2 l_2 + \dots + Q_n l_n)}{U_n} 10^3 = \\ &= \frac{A \sum_{\kappa=1}^{\kappa=n} P_{\kappa} l_{\kappa} + B \sum_{\kappa=1}^{\kappa=n} Q_{\kappa} l_{\kappa}}{U_n} 10^3 \text{ в}. \end{aligned} \quad (18)$$

Здесь U_n — напряжение контактной сети в в; P_{κ} , Q_{κ} — нагрузки соответственно в квт и квар.



Фиг. 10. Схема расположения нагрузок контактной сети при одностороннем питании

(фиг. 10) от пункта питания до n -ой нагрузки подсчитываются:

1. При нагрузках, заданных токами и фазовыми углами, по формуле

$$\begin{aligned} \Delta U &= A (I_1 \cos \varphi_1 l_1 + I_2 \cos \varphi_2 l_2 + \dots + \\ &\quad + I_n \cos \varphi_n l_n) + B (I_1 \sin \varphi_1 l_1 + \\ &\quad + I_2 \sin \varphi_2 l_2 + \dots + I_n \sin \varphi_n l_n) = \\ &= A \sum_{\kappa=1}^{\kappa=n} I_{\kappa} \cos \varphi_{\kappa} l_{\kappa} + \\ &\quad + B \sum_{\kappa=1}^{\kappa=n} I_{\kappa} \sin \varphi_{\kappa} l_{\kappa} \text{ в}, \end{aligned} \quad (17)$$

где $I_1, I_2, \dots, I_{\kappa}, \dots, I_n$ — потребляемые токи в а;

$\varphi_1, \varphi_2, \dots, \varphi_{\kappa}, \dots, \varphi_n$ — углы сдвига фаз между напряжениями и токами;

$l_1, l_2, \dots, l_{\kappa}, \dots, l_n$ — расстояния от пункта питания до нагрузок в км;

Определение потери мощности в контактной сети при одностороннем питании. Потеря мощности в контактной сети для схемы нагрузок, представленной на фиг. 10, подсчитывается по формуле

$$\Delta P = \frac{10^3 A}{U_n^2} \sum_{\kappa=1}^{\kappa=n} (P_{L\kappa}^2 + Q_{L\kappa}^2) L_{\kappa} \text{ квт}, \quad (19)$$

где $P_{L\kappa}$ — активная мощность в контактной сети на длине L_{κ} , т. е. между нагрузкой $(\kappa-1)$ и κ в квт;

$Q_{L\kappa}$ — реактивная мощность в контактной сети между теми же нагрузками в квар;

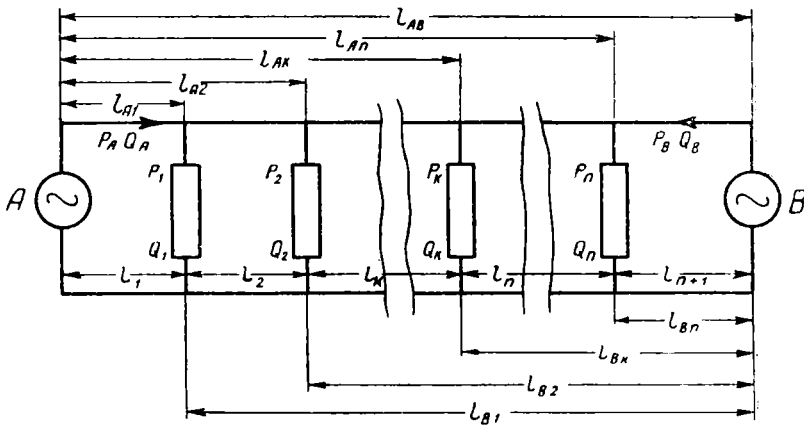
A — действительная часть комплекса \dot{z}_0 [см. формулу (15)];

U_n — номинальное напряжение в контактной сети в в.

Определение потери напряжения в контактной сети при двустороннем питании. При питании участка с двух сторон (фиг. 11) расчёт производится в следующем порядке.

1. Определяют распределение нагрузок между питающими пунктами *A* и *B*, пользуясь формулами:

$$P_A = \frac{P_n l_{Bn} + \dots + P_K l_{BK} + \dots + P_2 l_{B2} + P_1 l_{B1}}{l_{AB}}; \quad (20)$$



Фиг. 11. Схема расположения нагрузок контактной сети при двустороннем питании

$$Q_A = \frac{Q_n l_{Bn} + \dots + Q_K l_{BK} + \dots}{l_{AB}} + \frac{Q_2 l_{B2} + Q_1 l_{B1}}{l_{AB}}; \quad (21)$$

$$P_B = \frac{P_1 l_{A1} + P_2 l_{A2} + \dots + P_K l_{AK}}{l_{AB}} + \frac{\dots + P_n l_{An}}{l_{AB}}; \quad (22)$$

$$Q_B = \frac{Q_1 l_{A1} + Q_2 l_{A2} + \dots}{l_{AB}} + \frac{Q_K l_{AK} + \dots + Q_n l_{An}}{l_{AB}}. \quad (23)$$

2. Зная распределение мощностей между питающими пунктами *A* и *B*, находят точку раздела для активных и реактивных мощностей (эти точки могут не совпасть).

3. Максимальная потеря напряжения в контактной сети будет иметь место у точки раздела либо активных, либо реактивных мощностей. Определяют потерю напряжения до этих точек.

Сравнивая полученные два значения, находят максимальную потерю напряжения.

Определение потерь мощности в контактной сети при двустороннем питании. 1. Определяют активные и реактивные мощности на участках: $L_1; L_2; L_3; \dots; L_{n+1}$ (см. фиг. 11).

Потеря мощности в контактной сети определяется как сумма потерь мощностей на отдельных её участках по формуле

$$\Delta P = \frac{10^3 A}{U_n^2} \sum_{k=1}^{k=n+1} (P_{Lk}^2 + Q_{Lk}^2) L_k \text{ ватт}, \quad (24)$$

где P_{Lk} и Q_{Lk} — активная и реактивная мощность в контактной сети на участке L_k ;

A — действительная часть комплекса \dot{z}_0 .

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ ПРИВЕДЁННЫХ КОНТАКТНЫХ СЕТЕЙ ДВУХПУТНЫХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ С РАЗДЕЛЬНЫМ ПИТАНИЕМ

Схема расположения нагрузок, принятое обозначение нагрузок и способ обозначения расстояний до отдельных нагрузок указаны на фиг. 12.

Для определения сопротивления, потери мощности, падения и потери напряжения в контактной сети одного пути, например, пути *A* следует:

1. Преобразовать действительное расположение проводов и рельсов путей *A* и *B* (см. фиг. 7) в расчётную схему: два контактных провода — один рельс (см. фиг. 8). Порядок преобразования рассмотрен выше.

2. Определить сопротивление контактной сети пути *A* по формуле

$$\dot{z}_0^A = \dot{z}_A - \frac{\dot{z}_{A-P}^2}{\dot{z}_P} \text{ ом/км}, \quad (25)$$

где \dot{z}_0^A — сопротивление контактной сети пути *A*;

\dot{z}_A — сопротивление эквивалентного контактного провода пути *A*;

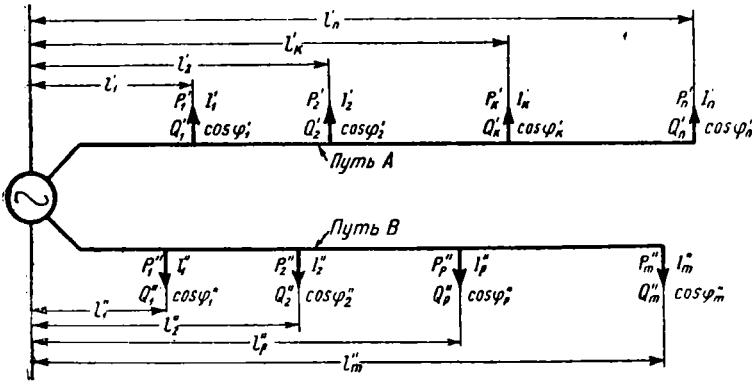
\dot{z}_P — сопротивление эквивалентного рельса;

\dot{z}_{A-P} — сопротивление взаимной индукции между эквивалентным рельсом и эквивалентным контактным проводом пути *A*.

Сопротивление контактной сети пути *B* — \dot{z}_0^B определяется по аналогичной формуле.

При симметричном выполнении контактной сети путей *A* и *B*

$$\dot{z}_0^A = \dot{z}_0^B.$$

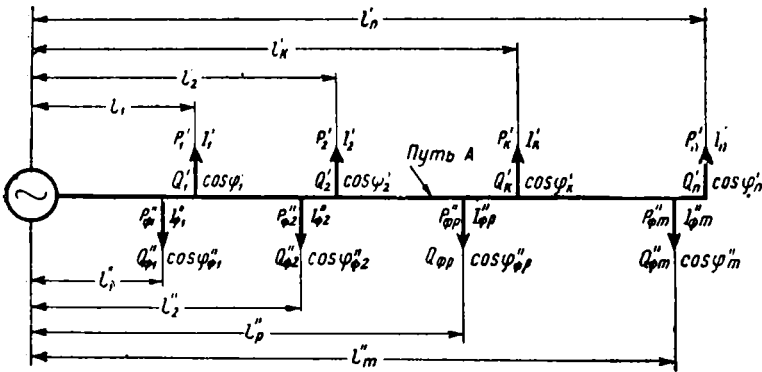


Фиг. 12. Схема расположения нагрузок на двухпутном участке с раздельным питанием путей

3. Перенести нагрузки контактной сети пути *B* на контактную сеть пути *A*, предварительно умножив их на коэффициент \hat{F} .

Значение коэффициента \hat{F} при нагрузках, заданных токами, определяется выражением

$$\hat{F} = \frac{\dot{z}_{A-B} - \frac{\dot{z}_{A-P} \dot{z}_{B-P}}{\dot{z}_P}}{\dot{z}_A - \frac{\dot{z}_{A-P}^2}{\dot{z}_P}} = N + jM. \quad (26)$$



Фиг. 13. Расчётная схема расположения нагрузок двухпутного участка с раздельным питанием путей

Произведение тока нагрузки контактной сети пути *B* на коэффициент \hat{F} назовём фиктивной нагрузкой контактной сети пути *A*:

$$\dot{I}_P \hat{F} = \dot{I}_{\phi P}. \quad (27)$$

Угол сдвига $\varphi_{\phi P}$ фиктивного тока $\dot{I}_{\phi P}$ относительно напряжения *U* определяется выражением

$$\operatorname{tg} \varphi_{\phi P} = \frac{\dot{I}_{\phi PP}}{\dot{I}_{\phi Pa}}. \quad (28)$$

Здесь $\dot{I}_{\phi PP}$ и $\dot{I}_{\phi Pa}$ — соответственно реактивная и активная составляющие фиктивного тока $\dot{I}_{\phi P}$, определённые непосредственно из выражения (27), как его мнимая и действительная части.

При нагрузках контактной сети, заданных активными и реактивными мощностями, определение фиктивных нагрузок производится по следующим формулам:

$$P_{\phi P}^* = P_P^* N + Q_P^* M. \quad (29)$$

$$Q_{\phi P}^* = Q_P^* N - P_P^* M. \quad (30)$$

Здесь P_P^* и Q_P^* — активная и реактивная нагрузки сети *B*;

$P_{\phi P}^*$ и $Q_{\phi P}^*$ — фиктивные активная и реактивная нагрузки контактной сети пути *A*;

N и *M* — действительная и мнимая части комплекса \hat{F} [см. формулу (26)].

После переноса на контактную сеть пути *A* фиктивных нагрузок (имитирующих влияние контактной сети пути *B*) сеть пути *A* можно рассматривать как самостоятельную линию с сопротивлением \dot{z}_0^A ом/км и расположением нагрузок, представленным на фиг. 13.

Определение потерь напряжений и потерь мощности для схемы фиг. 13 производится по формулам (17)–(24).

Подобным же путём может быть произведено определение потери напряжения и потери мощности в контактной сети пути *B*.

Полная потеря мощности в контактной сети двухпутного участка будет равна сумме потерь мощностей в сетях обоих путей.

Возможность учёта влияния нагрузок контактной сети пути *B* на контактную сеть пути *A* фиктивными нагрузками позволяет свести расчёт контактных сетей двухпутных участков с раздельным двусторонним питанием к расчёту контактной сети однопутной железной дороги с двусторонним питанием. Расчёт такой сети рассмотрен выше.

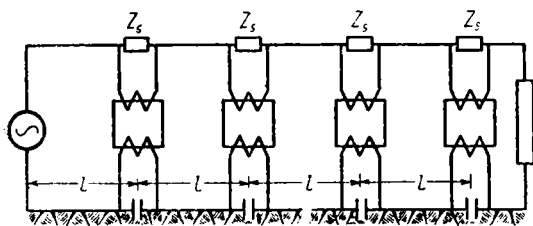
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ КОНТАКТНЫХ СЕТЕЙ С ОТСАСЫВАЮЩИМИ ТРАНСФОРМАТОРАМИ

Расчёт системы с отсасывающими трансформаторами, включёнными в рельсовую цепь (при параллельном питании путей)

Постоянная контактной сети. Общий случай. Для расчёта система контактных проводов и система рельсовых цепей должны быть заменены эквивалентным проводом и эквивалентным рельсом.

Преобразование производится по формулам (10)–(14).

Схема включения отсасывающих трансформаторов в сеть представлена на фиг. 14.



Фиг. 14. Схема включения отсасывающих трансформаторов в рельсовую цепь

Так как для снижения мешающих влияний на линии связи иногда может оказаться целесообразной шунтировка первичных обмоток отсасывающих трансформаторов сопротивлением \dot{z}_S и применение отсасывающих трансформаторов с коэффициентом трансформации k , отличным от единицы, то ниже дается схема расчёта при отсасывающих трансформаторах с коэффициентом трансформации $k \neq 1$ и зашунтированных сопротивлением \dot{z}_S . При необходимости произвести расчёт для случая, когда шунтирующее сопротивление отсутствует, нужно в соответствующих формулах положить $\dot{z}_S = \infty$.

Постоянная контактной сети определяется формулой

$$\dot{z}_0 = \dot{z}_1 + k\dot{F}\dot{z}_l - (\dot{F} + k)\dot{z}_{l-l} + \frac{\dot{z}_m}{l} \text{ ом/км,} \quad (31)$$

где \dot{z}_1 — сопротивление эквивалентного контактного провода в ом/км;

\dot{z}_l — сопротивление эквивалентного рельса в ом/км;

\dot{z}_{l-l} — сопротивление взаимной индукции контактный провод—рельс в ом/км;

\dot{z}_m — сопротивление короткого замыкания трансформатора, измеренное со стороны первичной обмотки, в ом;

k — коэффициент трансформации отсасывающего трансформатора;

l — расстояние между соседними отсасывающими трансформаторами в км;

\dot{F} — комплекс, определённый из выражения

$$\dot{F} = n + \frac{2\left(\frac{k}{\lambda} - n\right)(1 - e^{-\gamma l})}{\gamma l(1 + e^{-\gamma l})}. \quad (32)$$

Здесь $n = \frac{\dot{z}_{l-l}}{\dot{z}_l}$; $\gamma = \sqrt{\dot{z}_l G}$;

G — проводимость рельсы — грунт в 1/ом·км;

λ — комплекс, определённый из выражения

$$\lambda = \frac{\dot{z}_S + \dot{z}_m + \frac{2k^2 \dot{z}_l(1 - e^{-\gamma l})}{\gamma(1 + e^{-\gamma l})}}{\dot{z}_S + \frac{2k\dot{z}_{l-l}(1 - e^{-\gamma l})}{\gamma(1 + e^{-\gamma l})}}, \quad (33)$$

где \dot{z}_S — сопротивление, шунтирующее отсасывающий трансформатор (может быть комплексным).

Практически расчёт по определению постоянной контактной сети надо вести в следующем порядке:

1) зная k и \dot{z}_S , определяется λ (выбор величин k и \dot{z}_S производится при расчёте мешающих и опасных влияний контактной сети на линии связи и здесь не рассматривается);

2) по известному λ определяется комплекс \dot{F} ;

3) по известному \dot{F} определяется постоянная контактной сети.

Частные случаи расчёта постоянной контактной сети. 1. Коэффициент трансформации отсасывающего трансформатора равен k . Шунтирующее сопротивление отсутствует, т. е. $\dot{z}_S = \infty$.

В этом случае $\lambda = 1$ и для \dot{F} будем иметь выражение

$$\dot{F} = n + \frac{2(k - n)(1 - e^{-\gamma l})}{\gamma l(1 + e^{-\gamma l})}. \quad (34)$$

Подставляя это значение \dot{F} в формулу (31), получаем значение для постоянной контактной сети.

2. Коэффициент трансформации отсасывающего трансформатора $k = 1$, $\dot{z}_S = \infty$.

В этом случае

$$\lambda = 1 \text{ и } \dot{F} = n + \frac{2(1 - n)(1 - e^{-\gamma l})}{\gamma l(1 + e^{-\gamma l})}.$$

3. При малых значениях проводимости рельсы — грунт можно положить $G = 0$, тогда при $k = 1$ и $\dot{z}_S = \infty$ имеем $\lambda = \dot{F} = 1$, и формула для постоянной контактной сети принимает вид

$$\dot{z}_0 = \dot{z}_1 + \dot{z}_l - 2\dot{z}_{l-l} + \frac{\dot{z}_m}{l} \text{ ом/км.} \quad (35)$$

Определение потерь напряжения и потерь мощности. Во всех случаях постоянная контактной сети при числовых расчётах приводится к виду

$$\dot{z}_0 = A + jB \text{ ом/км,}$$

т. е. всегда представляется возможным контактную сеть с отсасывающими трансформаторами, включёнными в рельсовую цепь, рассматривать как обычную линию переменного тока с активным сопротивлением A ом/км и реактивным сопротивлением B ом/км.

Определение потерь напряжения и потерь мощности как при одностороннем, так и двустороннем питании производится по формулам (17)–(24), приведённым выше.

Расчёт системы с отсасывающими трансформаторами, включёнными в отсасывающий провод

Преобразование контактной сети. Для решения задачи контактную сеть надо привести к расчётному виду, для чего:

а) провода цепной подвески (контактный провод и поддерживающий трос), заменяются эквивалентным контактным проводом, сопротивление которого определяется по формулам (10) и (11);

б) определяется расстояние между эквивалентным контактным проводом и отсасывающим (обратным) проводом по формуле (14).

Постоянная контактной сети определяется формулой

$$z_0 = \dot{z}_1 + \dot{z}_2 - 2 \dot{z}_{1-2} + \frac{\dot{z}_m}{l} \text{ ом/км,}$$

где \dot{z}_1 — сопротивление эквивалентного контактного провода в ом/км;

\dot{z}_2 — сопротивление отсасывающего провода в ом/км;

\dot{z}_{1-2} — сопротивление взаимной индукции между эквивалентным контактным проводом и отсасывающим проводом в ом/км;

l — расстояние между отсасывающими трансформаторами в км;

\dot{z}_m — сопротивление короткого замыкания трансформатора в ом.

Коэффициент трансформации здесь принят равным единице. Шунтирующее сопротивление отсутствует. Применение отсасывающих трансформаторов с коэффициентом трансформации, отличным от единицы, в системах с отсасывающим проводом вряд ли может найти применение.

Определение потерь напряжения и потерь мощности. Постоянная контактной сети характеризуется комплексом вида

$$\dot{z}_0 = A + jB.$$

Расчёты потерь напряжения и потерь мощности для подобных сетей как при одностороннем, так и двустороннем питании были рассмотрены выше.

Расчёты сетей двухпутного участка с разделённым питанием. Так как взаимноиндуктивное действие эквивалентного контактного провода и отсасывающего провода одного пути на контактный провод и отсасывающий провод второго пути очень мало, то представляется возможным при расчёте двухпутного участка с разделённым питанием путей контактную сеть каждого пути рассчитывать как сеть однопутного участка, т. е. пользоваться приведёнными выше формулами.

ЗАЩИТА СИСТЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ ОТ ТОКОВ Короткого замыкания

Защита тяговых подстанций от недопустимых перегрузок осуществляется быстродействующими автоматическими выключателями. При этом токи коротких замыканий, возникающие при повреждениях контактной сети в непосредственной близости от подстанций, отключаются раньше, чем они могут достигнуть установившихся значений.

Основные трудности, как правило, возникают при решении вопросов защиты контактной сети от малых токов коротких замыканий, имеющих место в случаях повреждения сети в удалённых точках.

ЗАЩИТЫ ПО УСТАНОВИВШИМСЯ ЗНАЧЕНИЯМ ТОКОВ Короткого замыкания

Для обеспечения нормальной работы системы энергоснабжения ток уставки выключателя должен быть ниже минимального значения тока короткого замыкания, но выше максимальной величины тока нагрузки. Обычно принимают:

$$I_y \leq I_{\kappa \min} - 300,$$

и

$$I_y \geq I_{\max} + 200,$$

где I_y — ток уставки выключателя в а;

$I_{\kappa \min}$ — минимальный ток короткого замыкания в а;

I_{\max} — максимальный ток нагрузки в а.

Таким образом, защита всего участка быстродействующими выключателями, установленными на подстанциях, возможна при соблюдении условия

$$I_{\kappa \min} > I_{\max} + 500.$$

При меньших значениях $I_{\kappa \min}$ для осу-

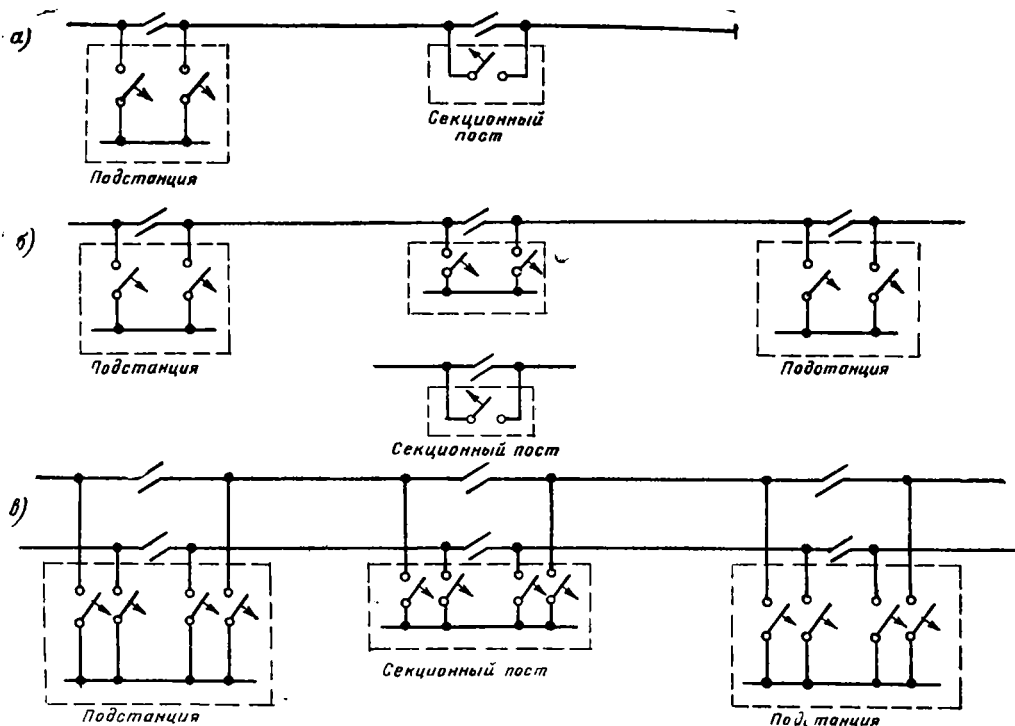
ществления защиты необходимо или изменить схему секционирования сети (предусмотреть секционные посты) или применить специальные схемы защиты.

Увеличение сечения проводов контактной сети для повышения значения $I_{\kappa \min}$ может быть допущено только в исключительных случаях и при соответствующих технико-экономических обоснованиях.

Защита секционными постами может применяться как на однопутных, так и на двухпутных участках с односторонним или двусторонним питанием (фиг. 1). Как правило, применяют один пост на фидерную зону.

При двустороннем питании на однопутном участке для секционного поста требуются два выключателя направленного действия или один ненаправленного действия. Рабочие

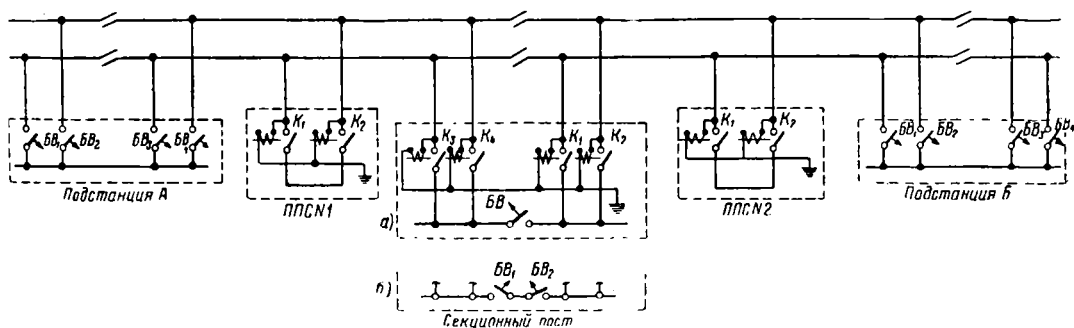
МЭМИИТ (фиг. 2). Схема состоит из четырех контакторов, разработанных конструкторским бюро ЦЭ МПС, на базе линейного контактора типа ЛК-300, и одного ненаправ-



Фиг. 1. Схема защиты секционными постами: а—для однопутного участка при одностороннем питании сети; б—то же при двустороннем питании; в—для двухпутного участка при двустороннем питании

токи, протекающие через выключатели секционных постов, меньше токов в питающих фидерах подстанций, что даёт возможность соответственно снижать токи уставок и обеспечивать отключение короткого замыкания в

ленного или двух направленных быстродействующих автоматических выключателей. Каждый контактор отключается при исчезновении напряжения на той секции, от которой питается его обмотка. При появлении корот-



Фиг. 2. Схема контактной сети двухпутного участка с постами поперечного соединения (ППС) и уменьшенным числом автоматических выключателей на секционном посту: а—секционный пост с ненаправленным выключателем; б—секционный пост с направленными выключателями; К—контактор; БВ—быстродействующий выключатель

наиболее удалённой точке сети. Уставки фидерных выключателей подстанции выбирают по току короткого замыкания у поста, а участки выключателей поста—по току короткого замыкания у подстанции.

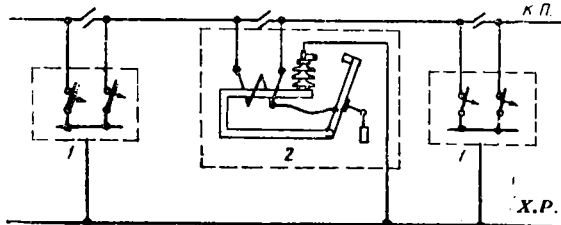
Схема секционного поста с уменьшенным количеством выключателей предложена

кого замыкания на одном из путей отключаются одновременно две секции контактной сети как та, на которой имеет место короткое замыкание, так и параллельная ей. После восстановления напряжения на неповрежденной секции включается только контактор, присоединенный к этой секции.

Контакты пунктов параллельного соединения, служащие для автоматического разделения путей при коротком замыкании на одном из них, работают по тому же принципу, что и контакты секционного поста. Для снижения максимальных значений тока нагрузки фидеров могут быть добавлены еще два пункта параллельного соединения непосредственно у подстанций.

Защита короткозамыкателями

На протяжении защищаемого участка контактной сети располагается один или несколько контакторов, обмотки которых включаются



Фиг. 3. Схема защиты короткозамыкателем: 1 — подстанция; 2 — короткозамыкатель; КП — контактный провод;

в расщелку контактного провода (фиг. 3). При протекании по обмотке тока короткого замыкания происходит включение контактора.

в сердечнике короткозамыкателя создается совместным действием двух обмоток: последовательной и параллельной.

Полярность катушек подбирается так, чтобы при направлении тока к участку, расположенному между короткозамыкателями, намагничивающие силы обмоток были направлены встречно.

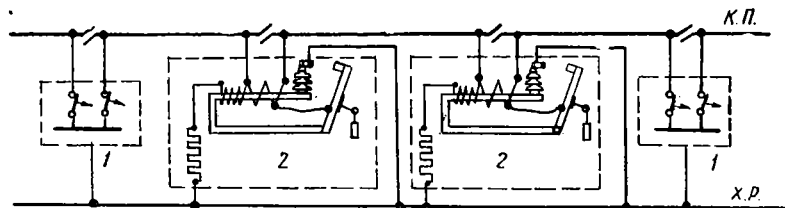
При нормальном режиме работы ток в большинстве случаев будет протекать через последовательную обмотку контактора в направлении к середине участка, а при противоположном направлении величина тока будет незначительной. Поэтому при нормальных режимах короткозамыкатели остаются постоянно отключенными.

При возникновении короткого замыкания в средней части участка разность намагничивающих сил, создаваемых обмотками, возрастает за счет резкого увеличения тока в последовательной обмотке, что приводит к срабатыванию короткозамыкателей.

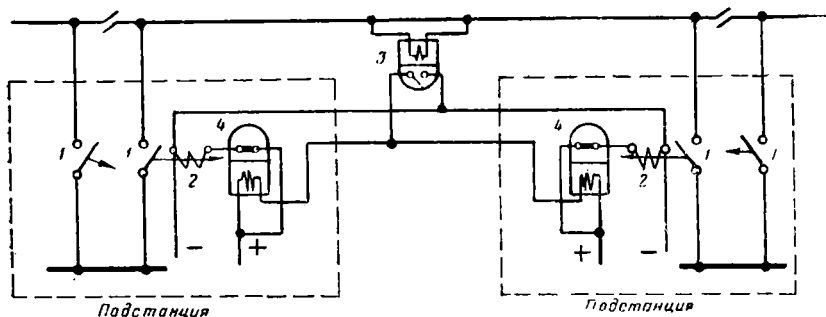
В случаях повреждения сети в концах линий срабатывание короткозамыкателей обеспечивается за счет суммы намагничивающих сил, создаваемых обмотками.

Токовая защита

Реле максимального тока присоединяется к отрезку контактного рельса, как к шунту (фиг. 5). Уставка реле выбирается с расчетом, чтобы реле приходило в действие только при



Фиг. 4. Схема защиты короткозамыкателями поляризованного типа: 1 — подстанция; 2 — короткозамыкатель; КП — контактный провод; ХР — ходовые рельсы



Фиг. 5. Схема токовой защиты: 1 — быстродействующий выключатель; 2 — держащая катушка выключателя; 3 — токовое реле; 4 — промежуточное реле

В результате возникает новое короткое замыкание в менее удаленной точке, что приводит к срабатыванию фидерного выключателя подстанции или следующего короткозамыкателя.

На фиг. 4 изображена схема защиты контактной сети короткозамыкателями поляризованного типа. В этом случае магнитный поток

протекания по рельсу тока короткого замыкания. Условия выбора уставки реле те же, что и для секционного поста.

Контакты реле воздействуют на отключающие цепи фидерных выключателей подстанций. Для применения схемы требуется прокладка специальной линии.

Защита блокировкой фидерных выключателей

Цепи управления выключателей смежных подстанций, питающих одну и ту же фидерную зону, связываются между собой так, что отключение от перегрузки одного из выключателей влечёт за собой отключение другого. Для этого между подстанциями прокладывается специальная двухпроводная электрическая линия. Схема с блокировкой фидерных выключателей позволяет регулировать эти выключатели на отключение тока короткого замыкания в середине защищаемого участка.

Формулы для определения расчётных величин токов короткого замыкания

При выборе тока уставки выключателя тяговой подстанции минимальное значение тока короткого замыкания определяется по формуле

$$I_{\kappa \min} = \frac{U_n \left(1 - \frac{p}{100}\right) + (1 - \gamma)(\kappa_1 + \kappa_2) \frac{U_n}{100} - e_d - \gamma I_n n_0 R_{\phi_1}}{(\kappa_1 + \kappa_2) \frac{U_n}{100 I_n n_0} + R_{\phi_1} + R_{\phi_2} + (r_n + r_0) l_{\kappa}}$$

где I_n — номинальный ток одного агрегата подстанции в а;

n_0 — число агрегатов, соответствующее номинальной рабочей мощности подстанции;

U_n — напряжение на шинах подстанции при номинальной нагрузке в в;

R_{ϕ_1} — сопротивление питающего провода повреждённого пути в ом;

R_{ϕ_2} — сопротивление отсасывающего провода в ом;

r_n — сопротивление проводов контактной подвески повреждённого пути в ом/км;

r_0 — сопротивление рельсов параллельно соединённых путей участка в ом/км;

l_{κ} — расстояние от подстанции до расчётной точки короткого замыкания в км;

e_d — потеря напряжения в дуге в месте короткого замыкания в в;

κ_1 — повышение напряжения на шинах переменного тока при переходе от режима номинальной нагрузки подстанции ($I_n \cdot n_0$) к холостому ходу в %;

κ_2 — потеря напряжения в процентах от U_n на самой подстанции при тех же условиях;

p — возможное понижение напряжения источника энергии в %;

γ — коэффициент распределения нагрузки на неповреждённых путях.

На многопутных участках, если все пути свободны от нагрузки, можно принимать

$$r_0 = \frac{r_p}{S},$$

где r_p — сопротивление двух рельсовых ниток в ом/км;

S — число путей.

При защите участка только выключателями подстанций величина l_{κ} равна расстоянию между этими подстанциями, а при наличии секционных постов или короткозамыкателей — расстоянию от подстанции до ближайшего поста или короткозамыкателя. При блокировке выключателя величину l_{κ} принимают равной расстоянию от подстанции до середины защищаемого участка. Величину e_d принимают равной 100 ÷ 200 в.

Коэффициент κ_1 обычно принимают равным 4%, что соответствует параллельной работе

двух питающих вводов. При работе с одним включённым вводом в расчёт

вводится коэффициент $2\kappa_1$. Коэффициент κ_2 обычно принимают равным 4%, что соответствует нахождению

в работе n_0 агрегатов. Если же в работе находится n агрегатов, то в расчёт следует вводить коэффициент $\frac{n_0}{n} \kappa_2$.

Величина p обычно оценивается в 5%.

Если на участке имеются часы максимума и нагрузку подстанций рассчитывают с учётом перегрузочной способности агрегатов (на 50%), то $\gamma = 1,5 \frac{2S-1}{2S}$, т. е. для однопутного участка $\gamma_1 = 0,75$ и для двухпутного $\gamma_2 = 1,12$.

При длительности максимума свыше 2 час. $\gamma = \frac{2S-1}{2S}$, т. е. $\gamma_1 = 0,5$ и $\gamma_2 = 0,75$.

В ряде случаев может быть использована упрощённая расчётная формула, выведенная в предположении наличия на неповреждённых путях нагрузок, равных номинальной мощности подстанции при отсутствии нагрузок на повреждённом пути. Эта формула имеет вид:

$$I_{\kappa} = \frac{U_n \left(1 - \frac{p}{100}\right) - I_n n_0 R_{\phi_1} - e_d}{(\kappa_1 + \kappa_2) \frac{U_n}{100 I_n n_0} + R_{\phi_1} + R_{\phi_2} + (r_n + r_0) l_{\kappa}}.$$

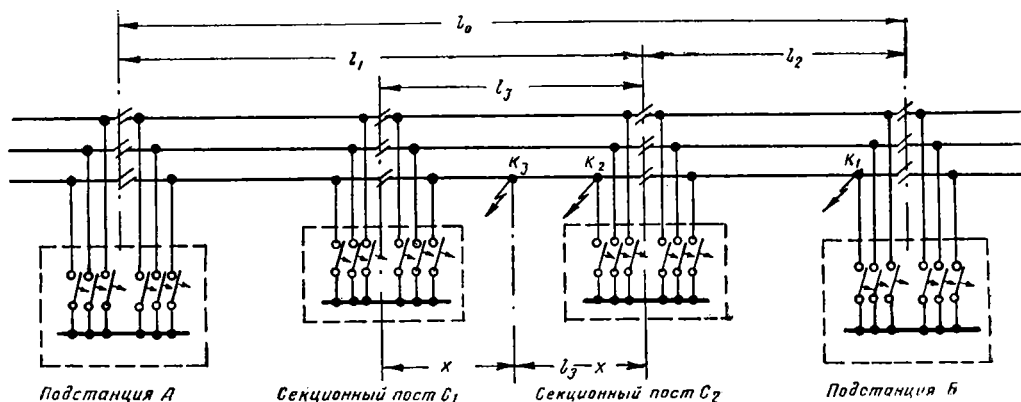
При выборе тока уставки выключателя секционного поста или короткозамыкателя рассматриваются расчётные точки K_1 , K_2 и K_3 , отмеченные на фиг. 6.

Для случая короткого замыкания в зоне между подстанцией и секционным постом (точка K_1)

$$I_{\kappa \min} = \frac{\left\{ \left[1 + \frac{\kappa_1 + \kappa_2}{100} \right] \left(1 - \frac{p}{100} \right) U_n - \frac{-\Delta U_1 - e_d}{R_A + R_B + R_1} \right\} (R_A + R_B)}{R_A R_B + R_1 R_A + R_1 R_B} \dots$$

Если сопротивления контактных или питающих проводов отдельных путей не равны между собой, то следует частные $\frac{r_n}{S}$, $\frac{R_{\phi A_1}}{S}$,

$\frac{r_n}{S-1}$ и $\frac{R_{\phi B_1}}{S-1}$ заменить соответствующими сопротивлениями.



Фиг. 6. Расчётные точки при защите сети многопутного участка секционными постами

Величины U_n , κ_1 , κ_2 , p и e_d оцениваются в соответствии с указаниями, приведёнными выше.

Величина ΔU_1 представляет потерю напряжения в контуре короткого замыкания от нагрузок на неповреждённых путях в.

При определении ΔU_1 допускают, что эта величина одинакова для подстанций А и Б; влияние тока короткого замыкания на распределение нагрузок не учитывается. Величины сопротивлений определяются по формулам:

$$R_A = \frac{r_n l_1}{S} + \frac{r_0 l_0}{S} + R_{0A} + \frac{R_{\phi A_1}}{S} + R_{\phi A_2};$$

$$R_B = \frac{r_n l_2}{S-1} + R_{0B} + \frac{R_{\phi B_1}}{S-1} + R_{\phi B_2};$$

$$R_1 = r_n l_3,$$

где R_{0A} и R_{0B} — эквивалентные внутренние сопротивления подстанций А и Б в ом;

$$R_0 = (\kappa_1 + \kappa_2) \frac{U_n}{100 I_n n_0};$$

r_n — сопротивление проводов контактной подвески в ом/км;

r_0 — сопротивление одного рельсового пути (двух нитей) в ом/км;

$R_{\phi A_1}$ и $R_{\phi B_1}$ — сопротивления питающих линий подстанций А и Б в ом;

$R_{\phi A_2}$ и $R_{\phi B_2}$ — сопротивления отсасывающих проводов подстанций А и Б в ом.

Для случая короткого замыкания в зоне между секционными постами рассматривают два расчётных варианта (точки K_2 и K_3 на фиг. 5).

Минимальный ток короткого замыкания может иметь место при повреждении сети как в точке, наиболее удалённой от рассматриваемого выключателя (точка K_2 по отношению к выключателю поста C_1), так и в некоторой промежуточной точке (K_3), при коротком замыкании в которой токи в неповреждённых проводах параллельных цепей будут равны нулю.

При расчёте следует пользоваться той же формулой, что и для точки K_1 , а величины R_A , R_B и R_1 , входящие в неё, определять по выражениям:

$$R_A = R_{0A} + R'_A + R_{pA} + R_{\phi A_1} + R_{\phi A_2};$$

$$R_B = R_{0B} + R'_B + R_{pB} + R_{\phi B_1} + R_{\phi B_2} + R'_1;$$

$$R'_1 = r_n l_3.$$

Здесь R'_A и R'_B — сопротивления проводов контактных подвесок всех путей на участках AC_1 и BC_2 соответственно в ом;

R_{pA} и R_{pB} — сопротивления рельсовой цепи на участках AC_1 и BC_2 в ом;

R'_1 — сопротивление проводов контактных подвесок всех неповреждённых путей на участке $C_1 C_2$ в ом.

Остальные обозначения те же, что и выше.

При определении I_k для случая короткого замыкания в точке K_s вместо I_s следует подставлять x .

Упрощенная расчетная формула, не учитывающая влияние нагрузок на неповрежденных путях, имеет вид:

$$I_k = \frac{U_0}{R_{1k}},$$

где $R_{1k} = R_0 + r_n l + r'_0 l + R_{\phi_1} + R_{\phi_2}$.

Здесь U_0 — напряжение холостого хода в ϕ ;

r_n — сопротивление проводов пути, на котором имеет место короткое замыкание, в ом/км ;

$r'_0 = \frac{r_p}{S}$ — сопротивление рельсовой цепи в ом/км ;

l — расстояние от подстанции до места короткого замыкания в км .

ЗАЩИТЫ, РЕАГИРУЮЩИЕ НА СКОРОСТЬ НАРАСТАНИЯ ТОКА

Защита выключателями с индуктивными шунтами

Некоторые типы быстродействующих автоматических выключателей снабжаются индуктивными шунтами.

Действие шунта сводится к различному распределению тока между размагничивающим витком выключателя и индуктивным шунтом при различных скоростях нарастания тока. Чем выше эта скорость, тем большая часть приращения тока проходит через виток, и наоборот.

Осуществление защиты возможно, если максимум тока в размагничивающем витке, при возникновении короткого замыкания в наиболее удаленной точке сети, будет больше максимума тока в витке при рабочей нагрузке. При этом установившаяся величина рабочей нагрузки может быть значительно выше, чем установившийся ток короткого замыкания. Такое положение может иметь место, когда:

1) скорость нарастания тока короткого замыкания выше скорости нарастания тока нагрузки;

2) увеличение тока нагрузки (даже при больших скоростях нарастания) много меньше тока короткого замыкания.

Резкое нарастание тока нагрузки может иметь место при переключении двигателей подвижного состава по схеме мостика или же при перекрытии токоприемником секционного разъединения между различно нагруженными фидерными зонами.

Защиту быстродействующими выключателями с шунтом целесообразно применять в тех случаях, когда индуктивности сети малы по сравнению с индуктивностями тяговых двигателей.

Расчет уставки быстродействующего выключателя с шунтом сводится к определению максимальных токов

в размагничивающем витке $I_{s\max}$ при изменении нагрузки и при коротком замыкании. Расчетная формула имеет вид:

$$I_{s\max} = I_c \frac{L_2 R - L R_2}{L(R_1 + R_2) - R(L_1 + L_2)} \times \\ \times \left(e^{-\frac{R}{L}t} - e^{-\frac{R_1 + R_2}{L_1 + L_2}t} \right) + \\ + I_c \frac{R}{R_1 + R_2} \left(1 - e^{-\frac{R_1 + R_2}{L_1 + L_2}t} \right) + I_s.$$

Если рассматривается случай резкого изменения нагрузки (например в момент переключения силовой схемы электрического локомотива), то:

R и L — омическое сопротивление и индуктивность цепи, в которой происходит изменение тока, т. е. контактной сети и части силовой схемы электроваза в ом и гн ;

R_1 и L_1 — омическое сопротивление и индуктивность размагничивающего витка в ом и гн ;

R_2 и L_2 — омическое сопротивление и индуктивность шунта в ом и гн ;

I_c — установившееся значение нарастающей части тока в а ;

$I_s = I_1 \frac{R_2}{R_1 + R_2}$ — часть тока, протекающая через катушку главного тока до момента переключения;

I_1 — ток в выключателе до момента переключения в а ;

t — время, в течение которого ток I_s достигает максимального значения $I_{s\max}$, определяемое по выражению

$$t = \frac{L(L_1 + L_2)}{R(L_1 + L_2) + L(R_1 + R_2)} \times \\ \times \ln \frac{(L_2 R - L R_2)(L_1 + L_2)}{L[L_2(R_1 + R_2) - R_2(L_1 + L_2)]},$$

где e — основание натуральных логарифмов.

Если рассматривается случай короткого замыкания, то R и L — сопротивление и индуктивность сети до места короткого замыкания; I_c — установившееся значение тока короткого замыкания.

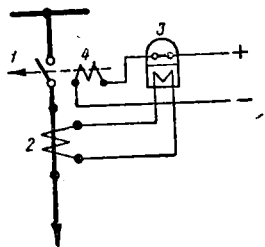
Остальные величины те же, что и выше.

Защита с трансформаторами тока

Принципиальная схема защиты показана на фиг. 7.

Реле, действующее на отключение фидерного выключателя, получает питание от вторичной обмотки трансформатора тока. Обмотка реле обтекается током, величина которого находится в прямой зависимости от скорости

изменения рабочего тока фидера $\left(\frac{dI}{dt}\right)$. Такая защита может отключать даже очень малые токи короткого замыкания, если скорость их



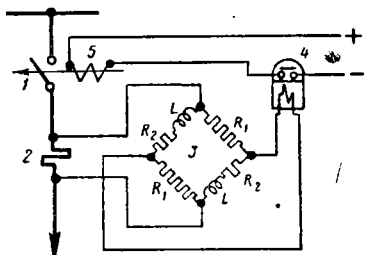
Фиг. 7. Схема защиты с трансформаторами тока: 1 — быстродействующий выключатель; 2 — трансформатор тока; 3 — токовое реле; 4 — держащая катушка выключателя

нарастания будет достаточно велика по сравнению со скоростью нарастания токов нагрузки.

Во избежание ложных отключений при резких сбросах нагрузки применяются реле поляризованного типа.

Защита по схеме мостика

В цепь защищаемой линии включён шунт, к которому присоединены две угловые точки мостиковой схемы (фиг. 8). Все плечи схемы имеют одинаковые активные сопротивления R . Два противоположных плеча обладают,



Фиг. 8. Мостиковая схема защиты: 1 — быстродействующий выключатель; 2 — шунт; 3 — мостик; 4 — токовое реле; 5 — держащая катушка выключателя

кроме того, индуктивностью L . К свободным углам мостиковой схемы подключено реле, которое при нормальном режиме работы не обтекается током. При резком возрастании тока, протекающего через плечи схемы, сопротивление плеч, имеющих индуктивности, возрастает пропорционально скорости нарастания тока $\frac{dI}{dt}$, схема выходит из равновесия и реле возбуждается. Так же, как и в предыдущем случае, реле должно быть поляризованным.

Прочие виды защит

Защита, реагирующая на приращение тока (импульсная защита), основана на том, что величина приращения тока при коротком замыкании обычно

больше, чем при изменении нагрузки, так как последняя нарастает, как правило, меньшими степенями.

Принципиальная схема такой защиты аналогична изображённой на фиг. 6, но реле \mathcal{Z} в этом случае является баллистическим, т. е. реагирует на величину

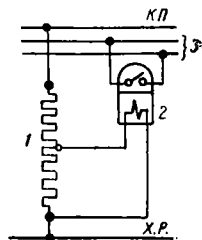
$$\int_{t_1}^{t_2} idt = C(I_2 - I_1),$$

где I_1 — ток в сети до момента изменения; I_2 — изменённое значение тока; C — постоянная величина.

При соответствующем выборе параметров, обеспечивающих большие постоянные времени контура реле по схеме фиг. 7 или моста по схеме фиг. 8, эти схемы также будут реагировать на приращение тока.

Потенциальная защита реагирует на изменение напряжения. Между контактным проводом и ходовым рельсом подключается через потенциометр реле минимального напряжения (фиг. 9).

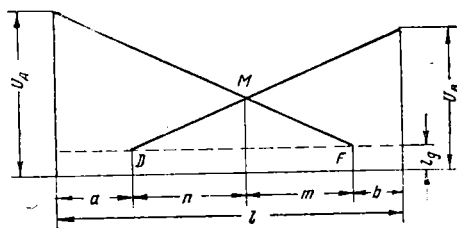
При коротком замыкании вблизи реле напряжение на нём резко снижается, что при-



Фиг. 9. Схема включения реле потенциальной защиты: 1 — потенциометр; 2 — реле минимального напряжения; 3 — провода управления выключателями тяговых подстанций; КП — контактный провод; ХР — ходовые рельсы

ведёт к срабатыванию реле, контакты которого воздействуют на цепи управления подстанционных выключателей.

При наличии на участке автоблокировки реле подключается к двум рельсовым щиткам



Фиг. 10. График распределения напряжения в линии при коротком замыкании

одновременно или через стыковой дроссель или через достаточно большое сопротивление (чтобы не повлиять на работу автоблокировки).

Расчёт потенциальной защиты сводится к определению места подключения потенциометра и максимальной величины напряжения, которая может иметь место в этой точке при коротком замыкании. Этот максимум будет иметь место при коротком замыкании в конце участка при отсутствии выключаемой блокировки или в точках D и F (фиг. 10).

определяемых зонами защиты при наличии блокировки между фидерными выключателями.

На фиг. 10 использованы следующие обозначения;

U_A и U_B — напряжения на шинах подстанций A и B в в ;

l — расстояние между этими подстанциями в км ;

a и b — зоны защиты фидерными автоматами подстанций A и B ;

M — точка установки потенциометра;

m и n — расстояния этой точки от подстанций в км ;

U_M — напряжения в точке M в в ;

e_0 — потеря напряжения в дуге в месте короткого замыкания в в .

Величины расстояний m и n определяются выражениями:

$$m = b + \frac{P_B [l - (a + b)] [M_A + Q(l - b)]}{P_A [M_B + Q(l - a)] + P_B [M_A + Q(l - b)]};$$

$$n = l - m - (a + b).$$

Здесь

$$P = \left[1 + (\kappa_1 + \kappa_2) \frac{1}{100} \right] \left(1 + \frac{p}{100} \right) U_n - e_0; \quad (a)$$

$$M = (\kappa_1 + \kappa_2) \frac{U_n}{100 \cdot I_n n_0} + R_{\phi 1} + R_{\phi 2}; \quad (б)$$

$$Q = (r_n + r_0).$$

Обозначения величины в этих формулах те же, что и в приводившейся выше основной формуле для расчёта минимального значения тока короткого замыкания при выборе тока уставки выключателя тяговой подстанции.

Для получения P_A и M_A в формулы (а) и (б) следует подставить величины, характеризующие подстанцию A , а для получения P_B и M_B — характеризующие подстанцию B . Напряжение в точке M

$$U_M = I_{\kappa A} (r_n + r_0) (m - b) + e_0$$

или

$$U_M = I_{\kappa B} (r_n + r_0) (n - a) + e_0.$$

Здесь $I_{\kappa A}$ и $I_{\kappa B}$ — токи короткого замыкания соответственно в точках D и F , подсчитанные обычным путём.

При отсутствии блокировки фидерных автоматов подстанций

$$a = b = 0.$$

Минимальное напряжение в точке M при рабочем режиме находится из графика потерь напряжения в сети до точки M .

Осуществление защиты возможно при условии

$$U_{M \text{ раб. min}} - U_{M \text{ к. з max}} \leq \Delta U,$$

где ΔU — величина, определяемая чувствительностью реле.

ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРОТЯГОВЫХ УСТРОЙСТВАХ

АТМОСФЕРНЫЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ ПРЯМОГО УДАРА МОЛНИИ

Атмосферные перенапряжения прямого удара молнии и индуктированные в тяговых устройствах возникают преимущественно в контактной сети как наиболее протяженном элементе и отсюда распространяются к тяговым подстанциям и электроподвижному составу.

Число поражений контактной сети прямыми ударами молнии в год на 1 км определяется выражением

$$N = b n k 10^{-3},$$

где b — ширина полосы земли, прилегающей к контактной сети, на которой разряды молнии попадают непосредственно в сеть. Эта ширина зависит от высоты h подвески проводов и принимается равной $b = (8 \div 10) h$;

n — число ударов молнии в землю на 1 км^2 её поверхности, отнесённое к 1 грозовому дню, принимаемое равным 0,06—0,1;

k — число грозных дней в году в данной местности.

Для большинства районов СССР, где имеются электрифицированные железные дороги, $k = 15 - 20$.

Максимальное напряжение, возникающее в воздушной электрической линии при поражении её прямым ударом молнии, равно

$$U = \frac{Z_0 Z}{2 Z_0 + Z} I_m,$$

где Z_0 — волновое сопротивление канала молнии, принимаемое равным 300 ом ;

Z — волновое сопротивление линии;

I_m — амплитуда тока молнии.

Для контактной сети, волновое сопротивление которой $Z = 225 \text{ ом}$,

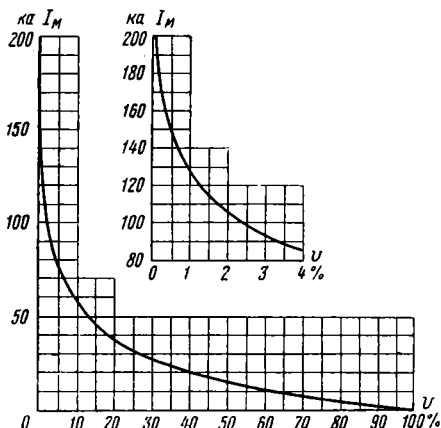
$$U = 82 I_m.$$

Вероятность v [%] разрядов молнии с токами различных амплитуд для местности с высотой над уровнем моря до 500 м определяется по кривой фиг. 1 или подсчитывается по формуле

$$\lg v = 2 - \frac{I_m}{60}.$$

При прямом ударе молнии в контактной сети образуются зоны с различными максимальными напряжениями (фиг. 2): зона Z_1 — между двумя последними от места удара молнии перекрытыми опорами; зоны Z_2 и Z_3 — между последними перекрытыми опорами и ближайшими к ним роговыми разрядниками I и II и, наконец, оставшая часть контактной сети — за роговыми разрядниками I и II.

Внутри зоны Z_1 наименьшее напряжение, равное разрядному напряжению изоляции контактной сети, имеет место у границ зоны,



Фиг. 1. Вероятности амплитуд токов молнии, равных и превышающих величины, указанные ординатами

т. е. у крайних перекрытых опор. В направлении к месту удара молнии напряжение повышается. При большой крутизне и амплитуде волны тока молнии напряжение $(U_{Z_1})_{\max}$ может быть очень большим.

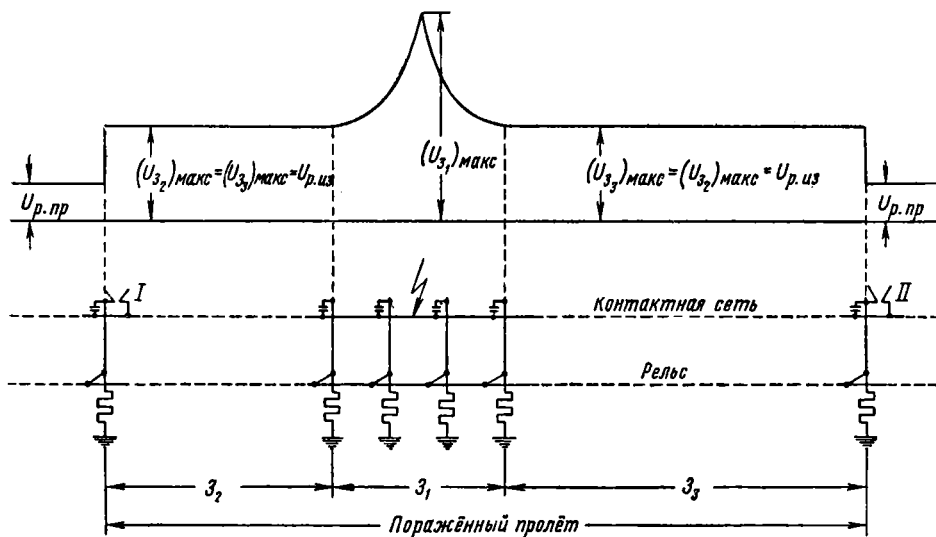
число перекрываемых опор в этом случае — 2. При токе молнии 200 кА, вероятность которого очень мала (см. фиг. 1), может быть перекрыто 6—8 опор.

В зонах Z_2 и Z_3 максимальные напряжения $(U_{Z_2})_{\max}$ и $(U_{Z_3})_{\max}$ равны и не превосходят разрядного напряжения изоляции контактной сети $U_{p.из}$.

За роговыми разрядниками I и II, ограничивающими поражённый пролёт, напряжение резко снижается. Амплитуда его первого короткого пика равна разрядному напряжению искрового промежутка разрядника $U_{p.пр}$ (35 кВ), а последующее после пробоя промежутка повышение напряжения определяется падением напряжения на сопротивлении заземления разрядника. При металлических опорах со средним сопротивлением заземления 10 ом и заземлением разрядника на рельс указанное падение напряжения не превышает 18—20 кВ, даже если опора, несущая разрядник, расположена рядом с последней от места удара молнии перекрытой опорой.

Перенапряжения, проникающие из поражённого прямым ударом молнии пролёта за роговые разрядники, ничем более не ограничиваются и непосредственно воздействуют на подвижной состав и тяговые подстанции. В большинстве случаев они опасны для подвижного состава и тяговых подстанций, и требуют устройства защиты.

Перенапряжения в зонах Z_2 и Z_3 (см. фиг. 2)



Фиг. 2. Распределение напряжений вдоль контактной сети при поражении её прямым ударом молнии

Длина зоны Z_1 определяется числом перекрытых опор, которое тем больше, чем больше ток молнии и сопротивление заземления опор.

Сопротивление заземления металлических опор зависит от их конструкции и рода грунта и находится в пределах от 1 до 200 ом, составляя в среднем около 10 ом. Присоединение опор к рельсу уменьшает общее сопротивление заземления и тем самым уменьшает число перекрываемых опор. Минимальное

для подвижного состава, не снабжённого разрядниками, опасны во всех случаях. При наличии же вентильных разрядников эти перенапряжения опасны при амплитудах тока молнии более 10—15 кА.

В зоне Z_1 перенапряжения опасны во всех случаях и для подвижного состава, кроме вентильных разрядников, требуют дополнительных элементов защиты, ограничивающих или исключающих чрезмерные токи в разрядниках.

ИНДУКТИРОВАННЫЕ АТМОСФЕРНЫЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

Амплитуда перенапряжений, индуцируемого в линии при разряде молнии вблизи неё в землю, зависит от амплитуды тока молнии и расстояния от места удара молнии до линии. Приближённо амплитуду индуцированного перенапряжения (в кВ) можно подсчитать по формуле

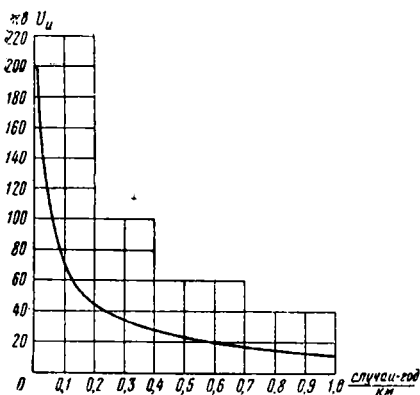
$$U_u = \frac{26,4hI_m}{l},$$

где h — высота подвески проводов линии в м;
 I_m — амплитуда тока молнии в кА;
 l — кратчайшее расстояние от места удара молнии в землю до линии в м.

Наибольшая возможная амплитуда индуцированного перенапряжения $(U_u)_{\max}$ определяется наибольшим возможным током молнии $(I_m)_{\max}$ (см. фиг. 1) и наименьшим расстоянием l_{\min} от линии, на котором ещё может произойти разряд молнии в землю, минувая линию $(l_{\min} = \frac{b}{2} = 5 \text{ м})$, и для контактной сети составляет

$$(U_u)_{\max} = 5,28 (I_m)_{\max}.$$

Вероятность индуцирования опасных для электротяговых устройств перенапряжений можно рассчитать, пользуясь приведённой выше формулой и формулой или кривой вероятности амплитуд токов молнии (см. фиг. 1). Подсчитанное таким путём число случаев индуцирования в контактной сети перенапряжений с различными амплитудами характеризуется кривой фиг. 3.



Фиг. 3. Число случаев (в год на 1 км длины сети) индуцирования перенапряжений с амплитудами, равными и превышающими ординаты

В контактных сетях с деревянными опорами индуцированные перенапряжения не вызывают перекрытий изоляторов; в контактных сетях с металлическими опорами перекрытия происходят довольно часто. В горных районах, где токи разрядов молнии в землю значительно меньше, амплитуды индуцированных перенапряжений практически не превосходят 100 кВ и поэтому изоляторы не перекрываются также и в сетях с металлическими опорами.

На подвижной состав и тяговые подстанции действуют преимущественно короткие пики срезанных (на изоляции или роговых разрядниках) волн индуцированных напряжений и те полные волны, амплитуды которых не превышают пробивного напряжения искрового промежутка роговых разрядников контактной сети. Падение срезанных волн на тяговые подстанции и подвижной состав не вызывает на них опасных напряжений даже при отсутствии разрядников. Волны с амплитудами не более 35 кВ, не срезаемые роговыми разрядниками, для тяговых подстанций и подвижного состава опасны и от них требуется защита. Для подстанций, имеющих в фильтрующей цепи пассивный, чисто ёмкостной, контур (обычно 50—70 мкФ), индуцированные перенапряжения безопасны.

При индуцированных перенапряжениях токи в вентильных разрядниках не превышают 0,3—0,5 кА.

ВНУТРЕННИЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

Наибольшие внутренние перенапряжения в электротяговых устройствах возникают при обрыве дуги в ртутных выпрямителях и отключении быстродействующими выключателями токов перегрузки и короткого замыкания. На тяговых подстанциях эти процессы вызывают перенапряжения между анодами выпрямителей и землёй, на сглаживающих реакторах, на шинах подстанций, на конденсаторах сглаживающих устройств, а при отключении коротких замыканий также и на контактах быстродействующих выключателей. На подвижном составе наибольшие внутренние перенапряжения возникают при отключении быстродействующими выключателями токов перегрузок и коротких замыканий.

Амплитуды внутренних перенапряжений в большинстве случаев находятся в пределах $2 \div 4 U_{\text{ном}}$.

ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОТЯГОВЫХ УСТРОЙСТВ ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Защита контактной сети

Ввиду низкого уровня изоляции контактной сети предотвратить или существенно уменьшить частоту перекрытия изоляторов при прямых ударах молнии практически нельзя. Сами импульсные перекрытия в подавляющем большинстве случаев вреда изоляторам не причиняют.

Опасность импульсных перекрытий заключается в том, что вслед за ними под действием рабочего напряжения сети на изоляторах возникает дуга, разрушающая их тепловым действием. Если, однако, дуга спустя приблизительно 0,2 сек прерывается отключением напряжения, то в большинстве случаев она не успевает нанести изоляторам повреждения и напряжение можно снова подать в сеть.

Защита контактной сети сводится не к предотвращению импульсных перекрытий, а к предотвращению последствий их и недопущению длительного перерыва подачи энергии подвижному составу.

Быстрое отключение контактной сети при перекрытии изоляторов обеспечивается быстродействующей защитой от токов короткого замыкания, устанавливаемой на тяговых подстанциях. Для предотвращения длительных перерывов подачи энергии подвижному составу эту защиту целесообразно снабжать устройствами автоматического повторного включения выключателей.

Дополнительным средством защиты контактной сети служат роговые разрядники.

От импульсных перекрытий роговые разрядники защищают практически только изоляторы тех опор, на которых эти разрядники установлены.

Изоляторы других опор роговые разрядники не защищают. Однако они часто предотвращают возникновение на них дуги после перекрытия. Такое защитное их действие обусловливается тем, что при перенапряжениях одновременно с изоляторами перекрываются и ближайшие к ним роговые разрядники. Более короткая в первый момент дуга на роговом разряднике шунтирует дугу на изоляторе и последняя гаснет.

Роговые разрядники устанавливаются поэтому только на анкерных опорах, где перекрытие изоляторов, разрушение их дугой и связанное с этим падение проводов должно безусловно исключаться.

Роговые разрядники служат также основным средством локализации перенапряжений в пределах небольших участков контактной сети, чем облегчается защита тяговых подстанций и подвижного состава.

Защита подвижного состава

Для надёжной защиты электроподвижного состава всемерно ограничиваются перенапряжения, которые на него могут действовать. Это достигается следующими мерами.

1. Металлические опоры контактной сети надёжно присоединяют к рельсу непосредственно или через искровые промежутки (если последние требуются по условиям защиты подземных сооружений и кабелей от электрокоррозии или по условиям снижения токов утечки в рельсовых цепях автоблокировки).

При деревянных опорах рекомендуется на некоторых опорах металлические конструкции, несущие на себе изоляторы (кронштейны, фиксаторы), присоединять к рельсу непосредственно или через искровые промежутки и устраивать дополнительные сосредоточенные заземлители с импульсным сопротивлением заземления не более 15 ом. Опоры с дополнительными заземлителями рекомендуется располагать вдоль контактной сети равномерно, а число их на 1—1,5 км длины сети выбирать так, чтобы общее сопротивление заземления дополнительных заземлителей не превышало 2 ом.

2. В контактной сети через каждые 1—1,5 км на анкерных или соседних с ними опорах устанавливают роговые разрядники с искровым промежутком $10 + 1$ мм.

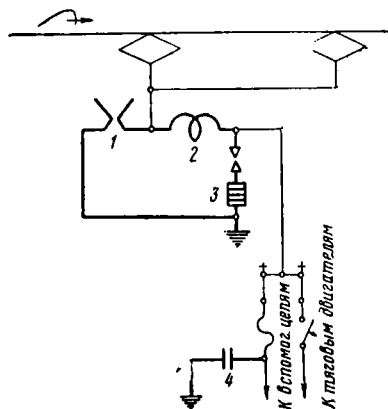
3. Металлические опоры, несущие роговые разрядники, надёжно присоединяют к рельсу непосредственно или через искровые промежутки.

Заземление роговых разрядников, устанавливаемых на деревянных опорах, осуществляют присоединением к рельсу и дополнительно к специально устраиваемым вблизи опор сосредоточенным заземлителям с импульсным сопротивлением заземления 10—15 ом. При этом заземляющие провода разрядников соединяют с рельсом непосредственно, а с сосредоточенными заземлителями, если требуется, через искровые промежутки. На станциях с большим числом путей сосредоточенные заземлители не устраиваются.

Присоединение заземляющих проводов роговых разрядников только к сосредоточенным заземлителям без одновременного присоединения их к рельсу не даёт нужного эффекта и поэтому не допускается.

Кроме осуществления указанных мер по ограничению напряжений, действующих на подвижной состав, последний снабжается разрядниками.

Для более эффективной защиты электровазов и одиночных моторвагонных секций ЦНИИ МПС рекомендует схему, показанную на фиг. 4.



Фиг. 4. Схема защиты электроподвижного состава от перенапряжений:

1 — роговой разрядник с пробивным напряжением 15—20 кВ_{макс} ($3,5 \pm 0,5$ мм); 2 — индуктивная катушка 7-8 мкГн (цилиндрическая длина 230 мм, средний диаметр 120 мм, диаметр меди 15 мм, шаг намотки 19 мм, число витков 13); 3 — вилитовый разрядник РМВЭ-3,3 кВ; 4 — конденсатор ёмкостью 0,5 мкФ на рабочее напряжение 10 кВ

Защита электропоездов из двух и трёх моторвагонных секций обеспечивается установкой на каждом моторном вагоне только вентильного разрядника и конденсатора.

Защита тяговых подстанций

Защита территории, сооружений и оборудования тяговых подстанций от прямых ударов молнии осуществляется стержневыми или тросовыми молниеотводами.

При защите молниеотводами соблюдаются следующие условия.

1. Высоту и расположение молниеотводов выбирают так, чтобы все объекты, защищаемые от прямых ударов молнии, находились в зоне защиты молниеотводов (см. Зоны защиты молниеотводов).

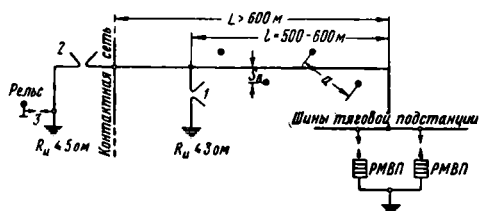
2. Для защиты зданий с металлической крышей необходимо надёжно заземлить крышу с сопротивлением заземления не выше 10 ом.

3. Молниеотводы, защищающие территорию подстанции, заземляют отдельными сосредоточенными заземлителями (см. Заземлители для отвода токов молнии). При этом соблюдают определённое расстояние S_0 по воздуху между заземляемыми частями молниеотвода и защищаемым объектом и расстояние S_3 в земле между заземлением молниеотвода и заземляющим контуром подстанции. Эти расстояния (в м) определяют по формулам

$$S_0 \geq 0,3 R_u + 0,1 h_x; \quad S_3 \geq 0,3 R_u,$$

где R_u — импульсное сопротивление заземления молниеотвода в ом;

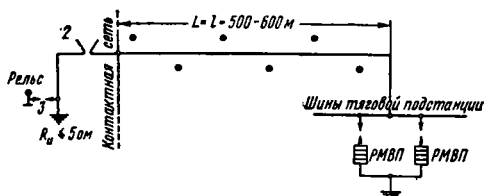
h_x — высота точки защищаемого объекта, между которой и спуском молниеотвода проверяется S_0 , в м.



Фиг. 5. Схема защиты тяговой подстанции при длине питающей линии более 600 м

4. Присоединение заземляющих спусков молниеотводов к заземляющему контуру открытого распределительного устройства 35 кВ, а также установка молниеотводов на конструкциях последнего не допускается, если сопротивление заземления заземляющего контура превышает 0,5 ом.

Установка молниеотводов на конструкциях открытого распределительного устрой-



Фиг. 6. Схема защиты тяговой подстанции при длине питающей линии 500—600 м

ства 110 кВ не допускается, если сопротивление его заземляющего контура превышает 1,5 ом.

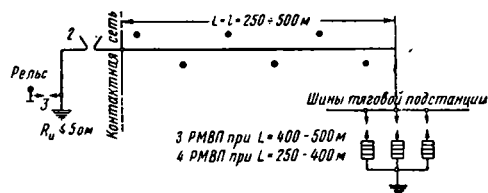
5. Присоединение заземлителей молниеотводов к заземляющему контуру тяговой подстанции не допускается.

6. Для установки молниеотводов используют имеющиеся на территории подстанции высокие здания и сооружения.

При установке молниеотводов на прожекторных мачтах электропроводку к прожекторам выполняют оцинкованным кабелем. После спуска с мачты кабель обязательно

прокладывают в земле. Присоединение оболочки кабеля к заземляющему контуру подстанции производится на расстоянии не менее 10 м от мачты.

Защита подстанций одними молниеотводами не обеспечивает полной безопасности изоляции их оборудования. Через питающие линии (фидеры) на подстанции проникают перенапряжения, которые возникают в контактной



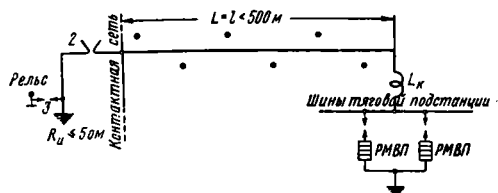
Фиг. 7. Схема защиты тяговой подстанции при длине питающей линии 250—500 м

сети или в самих питающих линиях. Поэтому подстанции защищаются также от волн перенапряжений, набегающих из сети.

Индуктированные перенапряжения, приходящие из сети, не представляют для подстанций опасности. Защита от них обеспечивается вентильными разрядниками. При наличии в фильтрующихся подстанций пятого, чисто ёмкостного контура (50—70 мкФ), не требуется и разрядников. Опасность представляют перенапряжения, вызываемые прямыми ударами молнии в питающие линии или в контактную сеть вблизи подстанций. Ввиду возможности таких ударов требуется ограничивать токи молнии, ответвляющиеся к подстанциям, до величин, при которых остающиеся напряжения на вентильных разрядниках не превышают значений, допустимых для изоляции подстанций.

Для ограничения токов устраивается защита подходов (см. расчет защиты подходов к подстанциям).

Схемы защиты подходов выбираются в зависимости от местных условий (длины питающей линии, рода грунта, наличия экранирующих сооружений и пр.) и принимаемого защитного уровня (наибольшего тока молнии,



Фиг. 8. Схема защиты тяговой подстанции при длине питающей линии менее 500 м

при котором прямой удар молнии в начале подхода должен быть безопасен для подстанции).

Защитный уровень 50 кВ для тяговых подстанций достаточен. При допущении напряжения на изоляции подстанции 13,5 кВ указанный уровень обеспечивается схемами: фиг. 5—10.

В этих схемах:

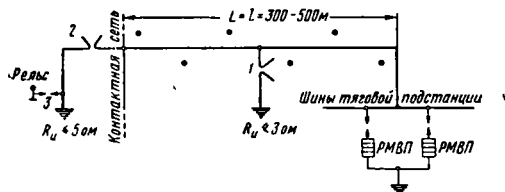
- L — длина питающей линии;
 l — длина участка питающей линии, защищённого от прямых ударов молнии стержневыми или тросовыми молниеотводами;
 a — расстояние между молниеотводами, равное для стержневых молниеотводов,

$$a < 8(h - h_x),$$

где h — высота молниеотвода;
 h_x — высота подвески верхнего провода питающей линии;
 S_0 — расстояние (в м) от молниеотвода до питающей линии, равное

$$S_0 \geq 0,3 R_u + 0,1 h_x,$$

где — R_u импульсное сопротивление заземления молниеотвода;



Фиг. 9. Схема защиты тяговой подстанции при длине питающей линии 300—500 м

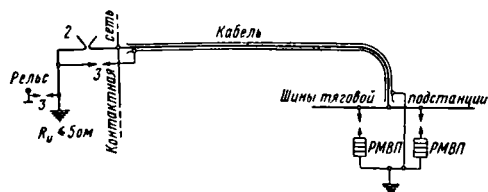
- 1—2 — роговые разрядники контактной сети с искровым промежутком 10 ± 1 мм (импульсное разрядное напряжение 35 кВ);
 3 — искровой промежутки с пробивным напряжением 800 В;
 РМВП — вилитовые разрядники типа РМВП-3,3 кВ;
 L_k — индуктивная катушка с индуктивностью, равной

$$L_k = 700 - 1,2 \text{ мкГн.}$$

Вероятность прямого удара молнии в питающие линии (обычно короткие) очень мала

и тем более при токе молнии 50 кА, поэтому в отдельных случаях принимают меньший защитный уровень.

Защита тяговых подстанций от внутренних перенапряжений на стороне постоянного тока осуществляется теми же вентильными разрядниками, которые устанавливают для защиты от атмосферных перенапряжений.



Фиг. 10. Схема защиты тяговой подстанции при питающей линии, выполненной кабелем

Аноды ртутных выпрямителей защищают шесть вентильными разрядниками переменного тока на напряжение 3 кВ, присоединяемыми по схеме фиг. 11, а, или тремя вентильными разрядниками переменного тока на напряжение 6 кВ, присоединяемыми по схеме фиг. 11, б (схема С. Д. Соколова).

Защита анодов роговыми разрядниками с сопротивлениями по схеме фиг. 11, в менее эффективна и применяется редко.

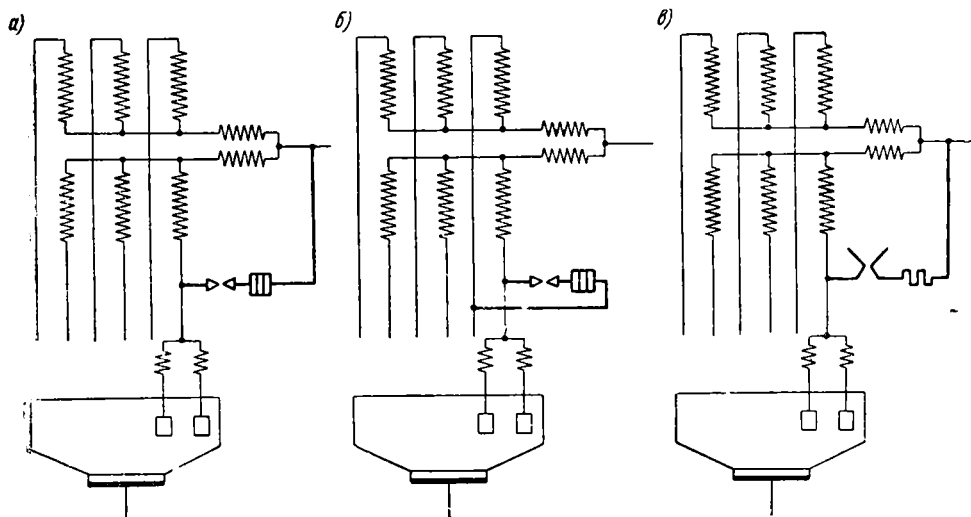
РАЗРЯДНИКИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Роговые разрядники

К роговым разрядникам, устанавливаемым в контактной сети и на подвижном составе, предъявляют следующие требования:

а) дуга, возникающая в искровом промежутке разрядника после его пробоя импульсом перенапряжения, должна быстро подниматься вверх по рогам.

Перебрасывание дуги с рога, находящегося под напряжением, на другие заземлённые

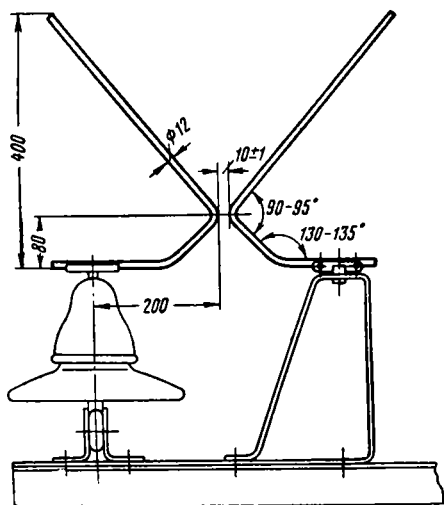


Фиг. 11. Схема защиты анодов ртутных выпрямителей

ные детали и горение дуги вне рогов должно исключаться;

б) конструкция рогового разрядника не должна допускать возможности значительного изменения величины искрового промежутка или самопроизвольного замыкания его при сильных сотрясениях или ветре.

На надёжное затягивание дуги вверх на рога оказывает влияние форма последних.



Фиг. 12. Форма и размеры рогов разрядника контактной сети

Для роговых разрядников, устанавливаемых в контактной сети, рекомендуемые форма и размеры рогов показаны на фиг. 12. Существенной особенностью такой формы рогов является приподнятость устья искрового промежутка относительно уровня горизонтальных участков рогов. При возникновении дуги в устье образуется небольшая петля тока, обуславливающая энергичное выталкивание дуги вверх на рога.

Для роговых разрядников, устанавливаемых на подвижном составе, принимается меньшая длина рогов, но приподнятость устья сохраняется.

Наибольшая длина, до которой может растягиваться дуга на рогах, зависит от напряжения сети и тока дуги. При токе дуги

100 а и более максимальная длина дуги ориентировочно может быть принята равной:

при напряжении сети 1,5 кв	1,2 м
при напряжении сети 3 кв	2,5 м

Время горения дуги на роговых разрядниках при напряжении в сети от 1500 до 3800 в и токах 150—3000 а составляет 0,25—0,5 сек, причём меньшее время чаще наблюдается при больших токах.

В контактной сети роговые разрядники устанавливают на опорах таким образом, чтобы над ними не было никаких проводов или конструкций.

Алюминиевые разрядники

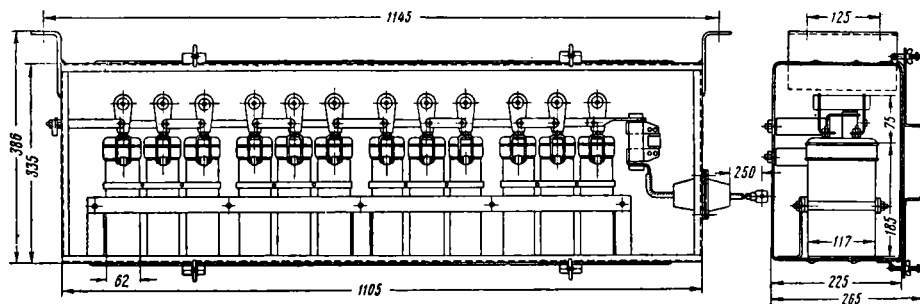
Алюминиевый разрядник представляет собой несколько последовательно соединённых элементов, каждый из которых состоит из двух алюминиевых электродов, погружённых в сосуд с электролитом (обычно раствор в дистиллированной воде борной кислоты—50 г/л, 25% водного аммиака—26,6 см³/л и глицерина—58 см³/л).

Перед установкой разрядника в сеть аноды элементов подвергают окислению (формовке) длительным пропусканием электрического тока через разрядник. Образующаяся при этом плёнка окиси алюминия имеет большое сопротивление и обладает свойством вентильности.

При приложении к элементу с окисленным анодом относительно малого напряжения той же полярности, что была при формовке, в нём устанавливается весьма малый ток, измеряющийся тысячами долями ампера. При некотором напряжении, называемом критическим, оксидная плёнка пробивается, и ток в элементе резко возрастает. После снижения напряжения до величины меньше критического оксидная плёнка быстро восстанавливается и ток, проходящий через элемент, снова уменьшается до тысячных долей ампера.

При приложении к элементу напряжения меньше критического, но полярности противоположной той, что была при формовке, в элементе устанавливается ток, определяющийся лишь приложенным напряжением и сопротивлением электролита.

Принцип действия алюминиевых разрядников основан на указанном свойстве оксидной плёнки пробиваться при напряжении выше критического и быстро восстанавливаться при снижении напряжения.



Фиг. 13. Алюминиевый разрядник АР-1А на напряжение 3,3 кв

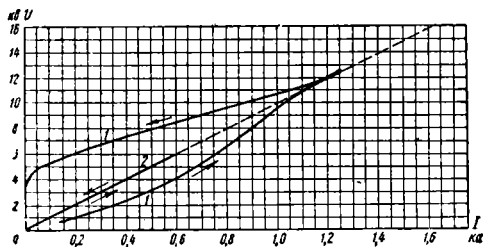
Алюминиевые разрядники применяют для защиты тяговых подстанций и подвижного состава. Разрядники выпускаются двух типов: АР-1А для напряжения 3,3 кВ и АР-3А для напряжения 1,65 кВ. Эти разрядники отличаются числом последовательно соединенных элементов: первый состоит из 12 элементов, второй — из 6.

Габаритные размеры ящика АР-1А и размещение в нём элементов разрядника показаны на фиг. 13. Схема алюминиевого разрядника приведена на фиг. 14, а электрические характеристики и основные технические данные — в табл. 1.

Защитные свойства алюминиевого разрядника определяются его вольтамперными характеристиками. Эти характеристики различны при различных амплитудах и полярности импульсов.

При импульсах, полярность которых совпадает с полярностью разрядника, вольтамперные характеристики имеют вид петли (фиг. 15). При этом нижняя ветвь петли соответствует нарастанию тока, верхняя — снижению.

При импульсах противоположной полярности вольтамперная характеристика представляет собой прямую линию, т. е. разрядник ведет себя как омическое сопротивление.



Фиг. 15. Вольтамперные характеристики алюминиевого разрядника 3,3 кВ: 1 — при импульсном токе 1250 А и полярности импульса, совпадающей с полярностью разрядника; 2 — при импульсном токе 600 А и полярности импульса, не совпадающей с полярностью разрядника

При импульсных токах, превышающих 1100—1200 А, оксидная пленка анодов пробивается практически по всей поверхности, и разрядник при любой полярности импульса ведет себя, как омическое сопротивление. В этом случае остающееся напряжение на разряднике определяется амплитудой им-

пульсного тока и сопротивлением электролита. Ввиду большой величины последнего остающиеся напряжения на разряднике велики. По этой причине защита подвижного состава и тяговых подстанций надежно обеспечивается алюминиевыми разрядниками лишь от индуктированных перенапряжений.

Кроме неудовлетворительных защитных свойств, алюминиевые разрядники обладают другими недостатками: непригодны для наружной установки; повреждаются при перегорании или обрыве шунтирующих сопротивлений или при загрязнении электролита; чувствительны к наличию в выпрямленном напряжении периодической составляющей; растворяется пленка окисла при длительном пребывании разрядника в отключенном состоянии; способны работать только при температуре не ниже -2°C и не выше $+42^{\circ}\text{C}$.

Тиритовые разрядники

Тирит представляет собой полупроводник. Основными компонентами тирита являются карборунд, графит и глина, тщательно перемешанные и подвергнутые обжигу при высокой температуре.

Электрическое сопротивление тирита нелинейно и зависит не только от его геометрических размеров и температуры, но и от величины приложенного к нему напряжения.

Ток в тирите и напряжение связаны соотношением

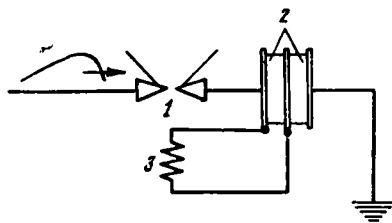
$$U = CI^{\alpha},$$

где C — постоянная величина, зависящая от геометрических размеров и сорта тирита;

α — постоянная величина, зависящая от сорта тирита и технологического процесса его изготовления.

Величина α , называемая коэффициентом вентильности (нелинейности) тирита, характеризует защитные свойства разрядника. Чем меньше α , тем лучшими защитными свойствами обладает разрядник.

Для различных сортов тирита $\alpha = 0,22 \div 0,35$.



Фиг. 16. Схема тиритового разрядника КТР-4-1,5 кВ: 1 — искровой промежуток; 2 — тиритовые диски; 3 — дугогасительная катушка

Для подвижного состава и тяговых подстанций на стороне постоянного тока применяются тиритовые разрядники с электромагнитным гашением дуги типа КТР-4 на напряжение 1,5 кВ и КТР-3 — на напряжение 3 кВ.

Таблица 1

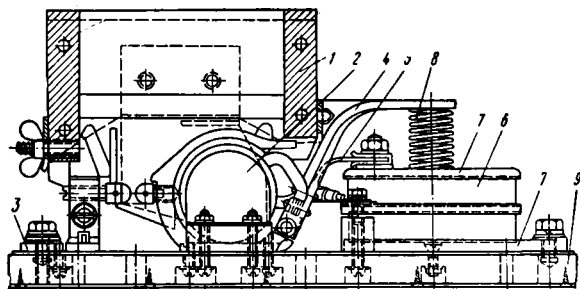
Электрические характеристики и основные технические данные вентильных разрядников постоянного тока

Показатель	Единица измерения	Алюминиевые		Тиритовые		Вилитовые	
		АР-1А	АР-3А	КПР-3	КПР-4	РМВП	РМВЭ
Номинальное напряжение	кв	3,3	1,65	3	1,5	3,3	3,3
Наибольшее допустимое напряжение	»	—	—	—	—	4	4
Пробивное напряжение искровых промежутков при переменном токе 50 гц не более	кв макс	—	—	—	—	10	8,5
Критическое напряжение	кв	4,6—4,8	2,3—2,4	—	—	—	—
Импульсное пробивное напряжение искровых промежутков при предразрядном времени 2 мксек не более	»	8	8	—	—	12	10
Остающееся напряжение при импульсном токе 3 000 а не более: а) при полярности импульса, одноймённой с полярностью разрядника	»	11	6	24	12	13,5	13,5
б) при противоположной полярности	»	9—10	4,5—5	24	12	13,5	13,5
Коэффициент вентильности дисков а	—	—	—	0,32—0,36	0,32—0,36	0,18—0,2	0,18—0,2
Ток проводимости (утечки) при выпрямленном напряжении 4 кв	ма	ок. 25	ок. 25	Не нормирован	Не нормирован	0,5—0,65	0,5—0,65
Число дисков	шт.	—	—	4	2	4	4
Размеры дисков: диаметр	мм	—	—	100	100	100	100
толщина	»	—	—	17	17	20	20
Искровой промежуток	»	1,3±0,2	1,3±0,2	(0,9±0,05)×2	0,9±0,05	1,5×2	1,2×2
Число витков дугогасительной катушки	—	—	—	475	475	—	—
Сопротивление дугогасительной	ом	—	—	2,65	2,65	—	—
» электролита	»	8,4—9,6	4,2—4,8	—	—	—	—
Электрическая ёмкость разрядника	мкф	0,33—0,38	0,67—0,75	—	—	—	—
Величина сопротивления, шунтирующего один искровой промежуток	ом	10 000	10 000	—	—	4·10 ⁴	4·10 ⁴
Вес разрядника	кг	70	40	—	—	32	32

Примечание. Для алюминиевых разрядников остающееся напряжение дано при импульсном токе 1 000 а, а ток проводимости — при номинальном напряжении. Для вилитовых разрядников значения шунтирующих сопротивлений указаны для напряжения 2 000 в.

Тиристовый разрядник КПР-4 представляет собой искровой промежуток 1 (фиг. 16), соединённый последовательно с ограничивающим сопротивлением 2 из тиристовых дисков. Искровой промежуток снабжён рогами и дугогасительной камерой с полюсами и катушкой 3 магнитного дутья.

Катушка намотана на стальном сердечни-



Фиг. 17. Тиристовый разрядник КПР-4:
1 — дугогасительная камера; 2 — дугогасительная катушка; 3 — зажим; 4 — кронштейн; 5 — кабель; 6 — тиристовый диск; 7 — соединительные пластины; 8 — пружина

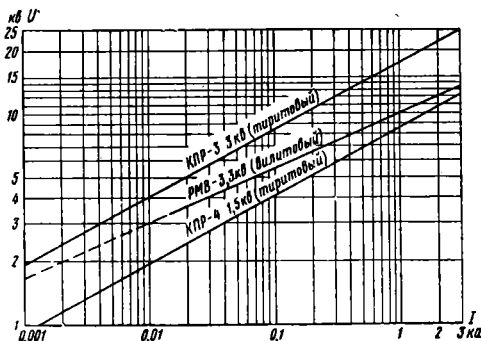
ке и присоединена параллельно к одному из тиристовых дисков.

Устройство разрядника КПР-4 показано на фиг. 17.

Действие разрядника основано на свойстве тирита резко уменьшать сопротивление при увеличении приложенного напряжения.

Разрядник КПР-3 представляет собой два последовательно соединённых разрядника КПР-4, размещённых в общем железном ящике.

Электрические характеристики и основные технические данные разрядников КПР-3 и КПР-4 приведены в табл. 1, а вольтамперные характеристики — на фиг. 18.



Фиг. 18. Вольтамперные характеристики вентильных разрядников КПР и РМВ

Тиристовые разрядники имеют очень большие остающиеся напряжения (см. фиг. 18), вследствие чего при защите ими тяговых подстанций от схем защиты подходов к подстанциям требуется большое ограничение токов.

Разрядники не допускают наружной установки и ненадёжно гасят дугу сопровождающего тока.

Вилитовые разрядники

Вилит представляет собой полупроводник. Основным компонентом вилита, определяющим его вентильные свойства, является карборунд. Связующим служит жидкое стекло. Последнее делает вилит чувствительным к влаге, присутствие которой ухудшает электрические свойства вилита.

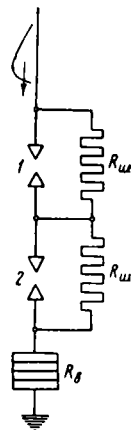
Коэффициент вентильности вилита равен $\alpha = 0,18 \div 0,2$.

Для защиты тяговых устройств постоянного тока 3,3 кВ применяются вилитовые разрядники серии РМВ-3,3. Разрядники этой серии изготовлялись двух типов: РМВП (разрядник магнитный вилитовый подстанционный) — для защиты тяговых подстанций и РМВЭ (разрядник магнитный вилитовый электровозный) — для защиты электроподвижного состава. Эти типы разрядников отличаются друг от друга только величиной искровых промежутков.

Схема разрядника РМВ показана на фиг. 19. Принцип действия разрядника тот же, что и тиристового разрядника КПР, но гашение дуги сопровождающего тока осуществляется магнитным полем постоянных магнитов.

Конструктивно разрядник представляет собой полый толстостенный цилиндрический однорёберный фарфоровый изолятор (фиг. 20), армированный с торцов литыми силуминовыми фланцами со съёмными крышками. Внутри изолятора размещаются ограничивающее сопротивление и все остальные детали разрядника, собранные в виде отдельного блока (искровые промежутки и дугогасящее устройство).

Электрические характеристики и основные технические данные разрядников РМВП и РМВЭ приведены в табл. 1, вольтамперная характеристика показана на фиг. 18. Пропускная способность (импульсная



Фиг. 19. Схема вилитового разрядника РМВ: 1—2 — искровые промежутки; $R_{ш}$ — шунтирующие сопротивление; $R_{д}$ — вилитовые диски

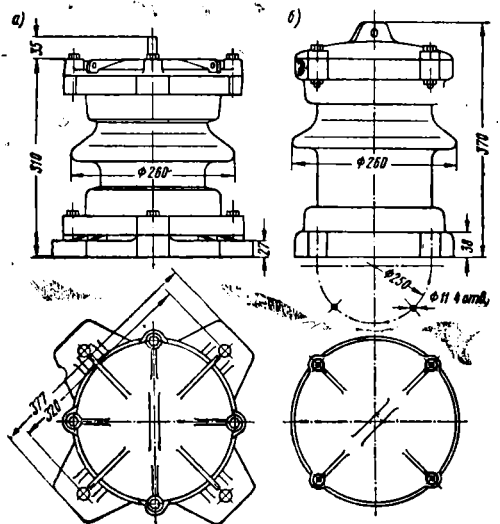
Таблица 2

Пропускная способность вилитовых дисков разрядников серии РМВ

Форма возмущающей волны	Амплитуда тока, кА	Число импульсов, выдерживаемых дисками
20/40 мксек 350/1 200 мксек	5 0,3	Не менее 30 » » 30

прочность) вилтовых дисков разрядников характеризуется данными табл. 2.

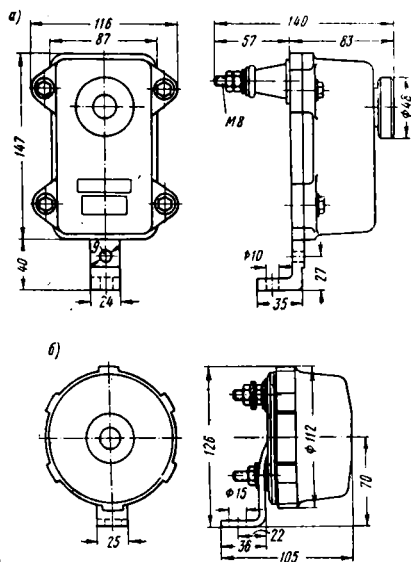
Вилтовые разрядники можно устанавливать как в помещении, так и на открытом воздухе. Они нормально работают при температурах в пределах $\pm 50^\circ\text{C}$.



Фиг. 20. Вилтовый разрядник РМВ первого выпуска (а) и последующих (б)

Регистраторы вентильных разрядников

Для регистрации и контроля срабатываний вентильных разрядников применяют



Фиг. 21. Регистраторы вентильных разрядников: а — завода ВЭИ; б — завода Энергоремтреста МЭСЭП

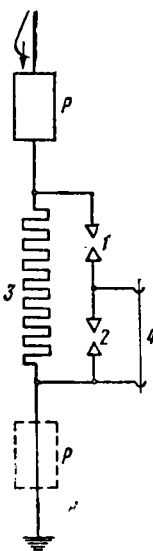
и многократно (6 раз) заменяющий перегорающие при срабатывании разрядника плавкие вставки, через которые разрядник присоединяется к сети. На фиг. 21 регистратор РВР показан в двух конструктивных исполнениях, а на фиг. 22 дана его электрическая схема.

Регистратор пригоден для установки на вентильных разрядниках всех типов и напряжений от 3 до 220 кВ, на алюминиевых разрядниках эти регистраторы ставить нельзя.

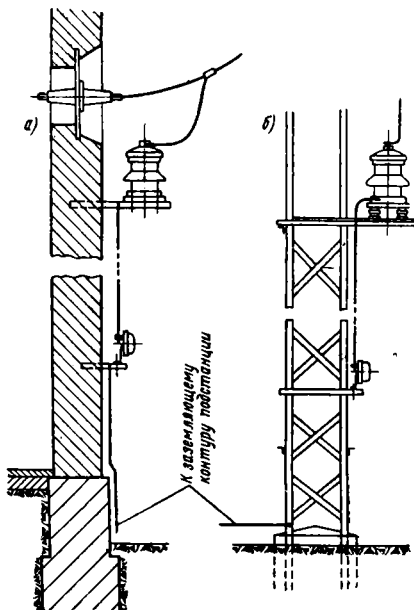
Регистратор срабатывает при импульсных токах от 200 а и выше длительностью не менее 5 мксек.

Напряжение на регистраторе, включенном в цепь разрядника РМВ, нормально не превышает 0,2 в. Кратковременный пик напряжения на регистраторе в момент прохождения импульсного тока составляет 2—2,5 кВ.

Регистраторы включаются в цепь разрядников последовательно. На разрядниках, подключаемых к сети через отдельные разъе-



Фиг. 22. Схема регистратора вентильного разрядника: 1—2 — искровые промежутки; 3 — проволочное сопротивление; 4 — плавкая вставка; Р — возможное местоположение вентильного разрядника. В цепь которого включается регистратор



Фиг. 23. Включение регистратора в цепь заземляющего провода разрядника

регистраторы типа РВР (регистратор вентильного разрядника). Регистратор РВР представляет собой аппарат, автоматически

нител (например, устанавливаемых в ячейках распределительных устройств), а также на разрядниках электроподвижного состава ре-

гистраторы монтируют непосредственно на верхних армированных фланцах. При установке разрядников на опорах, стенах подстанций, бетонных фундаментах и различных конструкциях регистраторы включаются в заземляющие провода разрядников (фиг. 23). При этом разрядники, устанавливаемые на металлических опорах или заземлённых металлических конструкциях, изолируют от них на разрядное напряжение 3 кВ.

В качестве изоляторов используют шинные изоляторы низковольтных распределительных устройств. Для разрядников, устанавливаемых на деревянных опорах, каменных и бетонных (не железобетонных) стенах и фундаментах, дополнительной изоляции не требуется.

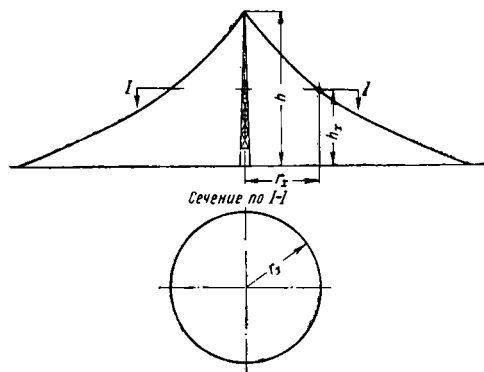
ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ДЛЯ РАСЧЁТА ГРОЗОЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРОТЯГОВЫХ УСТРОЙСТВ

Зоны защиты молниеотводов

Зоной защиты молниеотвода (или нескольких молниеотводов) называют пространство, защищенное им от прямых ударов молнии¹.

Зона защиты зависит от высоты молниеотвода, рельефа местности, грунта и пр. Приводимые ниже зоны защиты стержневых и тросовых молниеотводов установлены экспериментально.

Степень защищённости объектов в зоне защиты характеризуется тем, что 1 000 разрядов молнии вблизи молниеотвода не вызывают поражения ни одной точки объекта, находящейся в зоне защиты.



Фиг. 24. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода показана на фиг. 24. Координаты r_x и h_x точек поверхности, ограничивающей зону защиты, связаны эмпирическим соотношением

¹ Часть пространства внутри зоны защиты, непосредственно прилегающая к молниеотводу, опасна для защищаемого объекта из-за возможности обратных перекрытий с молниеотвода на объект (смотри Определение потенциалов на объектах, пораженных молнией).

$$\frac{r_x}{h - h_x} = p \frac{1,6}{1 + \frac{h_x}{h}},$$

где $p = 1$ при $h \approx 30$ м и $p = \frac{5,5}{\sqrt{h}}$ при $60 \geq h \geq 30$ м.

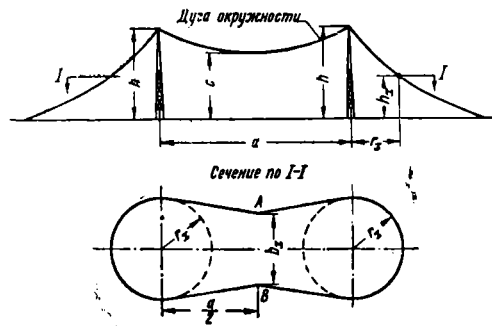
Если r'_x и h'_x координаты какой-либо точки защищаемого объекта, то весь объект находится в зоне защиты, если каждая его точка удовлетворяет условию

$$r'_x \leq \frac{1,6 h (h - h'_x)}{h + h'_x} p$$

или

$$h'_x \leq \frac{(1,6 h p - r'_x)}{1,6 h p + r'_x}.$$

Зона защиты двух стержневых молниеотводов одинаковой высоты показана на фиг. 25.



Фиг. 25. Зона защиты двух стержневых молниеотводов

Внешние области этой зоны имеют такое же очертание, как и у одиночного стержневого молниеотвода соответствующей высоты. Для внутренней области, лежащей между молниеотводами, принимается следующее очертание:

а) в плоскости, перпендикулярной поверхности земли и проходящей через оси молниеотводов, — по дуге окружности, проходящей через вершины молниеотводов и точку, лежащую посередине между молниеотводами на высоте C от горизонта,

где $C = h - \frac{a}{7p}$;

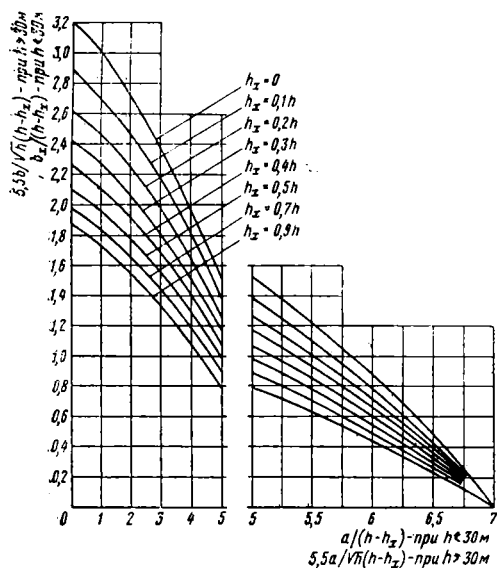
б) в горизонтальной плоскости (на какой-либо высоте h_x) — по касательным, проведённым из точек A и B к окружностям радиуса r_x .

Наибольшее для данной высоты сечения h_x значение b_x определяется по вспомогательным кривым (фиг. 26).

Зона защиты двух стержневых молниеотводов разной высоты показана на фиг. 27. В области между молниеотводами построение границы зоны защиты производится следующим образом.

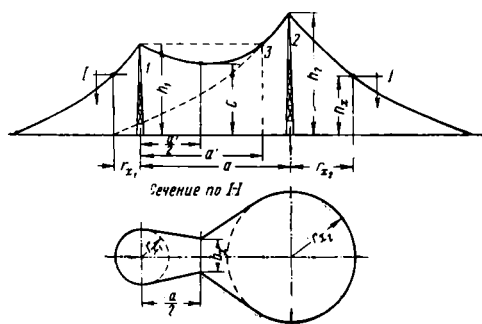
Вокруг молниеотвода 2 большей высоты строится его собственная одиночная зона защиты (по фиг. 24). Затем через вершину мол-

молниеотвода 1 меньшей высоты проводится горизонтальная линия до пересечения с границей собственной зоны защиты молниеотвода 2.



Фиг. 26. Кривые для определения значения b_x зоны защиты двух стержневых молниеотводов

В предположении, что указанная точка пересечения находится в вершине некоторого фиктивного молниеотвода 3, очерчивается зона защиты между ним и молниеотводом 1 так же,



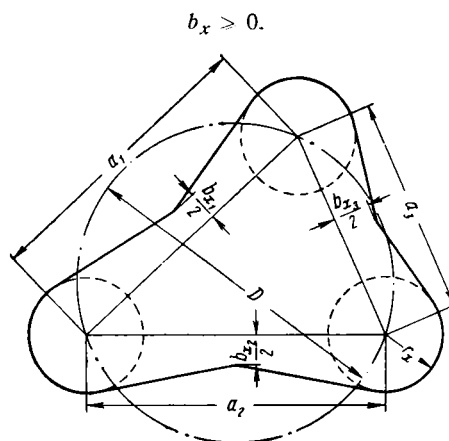
Фиг. 27. Зона защиты двух стержневых молниеотводов разной высоты

как это делалось бы для двух стержневых молниеотводов одинаковой высоты h_1 , находящихся друг от друга на расстоянии a' .

Величину b_x можно определять с некоторым запасом, как для молниеотводов равной высоты h_1 , находящихся друг от друга на расстоянии a' .

Зоны защиты трёх и четырёх стержневых молниеотводов показаны соответственно на фиг. 28 и 29. Здесь r_x определяются как для одиночных молниеотводов, а $\frac{b_x}{2}$ — как для двойных молниеотводов.

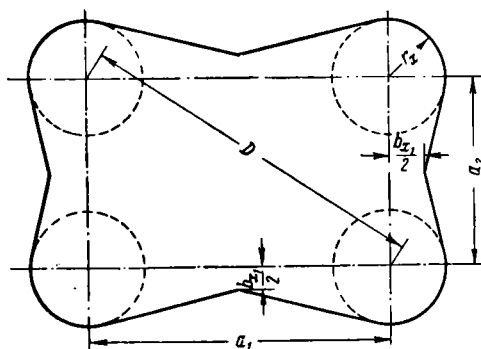
Вся площадь треугольника или четырёхугольника, по углам которых расположены молниеотводы, защищена, если для всех сторон обеспечивается условие



Фиг. 28. Сечение в горизонтальной плоскости на высоте h_x от земли зоны защиты трёх стержневых молниеотводов

Для сечений зоны защиты на высоте $h_x \leq 0,4 h$ от горизонта защищённость всей площади обеспечивается также при условии

$$D \leq 8(h - h_x).$$



Фиг. 29. Сечение в горизонтальной плоскости на высоте h_x от земли зоны защиты четырёх стержневых молниеотводов, расположенных по углам прямоугольника

Зона защиты одиночного тросового молниеотвода показана на фиг. 30. В сечении, перпендикулярном тросу, координаты r_x и h_x точек поверхности, ограничивающей зону защиты, связаны эмпирическим соотношением

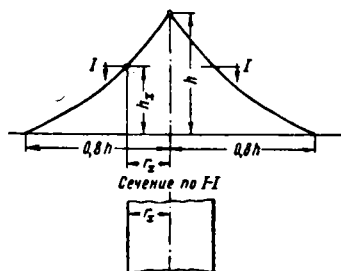
$$\frac{r_x}{h_1 - h_x} = \frac{0,8}{1 + \frac{h_x}{h}}.$$

Весь объект находится в зоне защиты тросового молниеотвода, если координаты r_x и h_x любой точки его удовлетворяют условию

$$r'_x \leq \frac{0,8 h (h - h'_x)}{h + h_x}$$

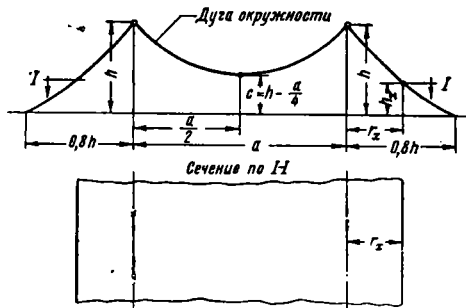
или

$$h'_x \leq \frac{h (0,8 h - r'_x)}{0,8 h + r'_x}$$



Фиг. 30. Зона защиты одиночного тросового молниеотвода

Зона защиты двух параллельных тросовых молниеотводов одинаковой высоты показана на фиг. 31. Внешние области зоны защиты



Фиг. 31. Зона защиты двух тросовых молниеотводов

имеют такое же очертание, как и у одиночных тросовых молниеотводов. Для внутренней области зоны защиты, лежащей между тросами, в плоскости, перпендикулярной тросам, принимается очертание по дуге окружности, проходящей через тросы и точку, лежащую посередине между тросами на высоте C от горизонта, где

$$C = h - \frac{a}{4}$$

Построение зоны защиты двух или нескольких параллельных тросовых молниеотводов разной высоты производится способом, аналогичным соответствующему построению для двух или нескольких стержневых молниеотводов разной высоты.

Заземлители для отвода токов молнии

Для отвода токов молнии (для заземления молниеотводов, опор, разрядников и пр.) применяют заземлители, а также используют рельсы железной дороги.

Заземлители подразделяют на вертикальные, горизонтальные и кольцевые.

Вертикальный заземлитель представляет собой стальные трубы или стержни, забитые в землю на всю длину.

Горизонтальный заземлитель представляет собой стальные полосы, уложенные по всей длине в землю на глубину не менее 0,5 м.

Кольцевой заземлитель представляет собой полосу, замкнутую в виде кольца и уложенную в землю на глубину не менее 0,5 м.

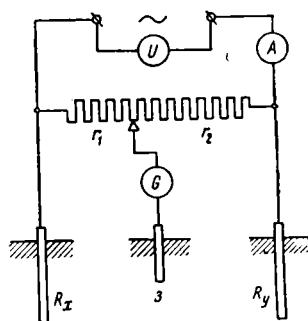
Применяют единичные заземлители, состоящие из одной вертикальной трубы, одной горизонтальной полосы или одного кольца, и сложные заземлители, состоящие из нескольких труб, полос, колец или их комбинаций.

Заземлитель, предназначенный для отвода токов молнии, характеризуется его импульсным сопротивлением заземления R_u .

Импульсное сопротивление заземления R_u заземлителя и его сопротивление заземления R , полученное расчётом по формулам стационарного режима или измеренное при низкой частоте (~ 50 гц) и малой плотности тока, отличаются друг от друга и связаны соотношением

$$R_u = \alpha R,$$

где α — импульсный коэффициент заземлителя.



Фиг. 32. Схема измерения удельного сопротивления грунта пробным электродом:

R_x — измеряемое сопротивление заземления пробного электрода;

R_y — сопротивление заземления вспомогательного заземлителя; z — зонд, забиваемый в землю на расстоянии не менее 30 м от заземлителей R_x и R_y ;

r_1 и r_2 — потенциометр сопротивлением около 10 000 ом; G — гальванометр

Сопротивление заземления R для единичных заземлителей вычисляется по формулам, приведённым в табл. 3. Если входящее в формулу удельное сопротивление ρ грунта, в котором предполагается устройство заземлителей, неизвестно, его измеряют при помощи пробного электрода. Последний забивают на ту же глубину, на которую предполагается забивать заземлители.

Измерение с применением пробного электрода можно выполнить специальными приборами или по схеме фиг. 32. При измерении

по схеме фиг. 32 движок потенциометра передвигают до тех пор, пока стрелка гальванометра не установится на нуль. Сопротивления R_x подсчитывают по формуле

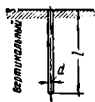


$$R_x = \frac{U r_1}{I(r_1 + r_2)},$$

где U — напряжение источника тока, измеренное вольтметром;
 I — ток, измеренный амперметром;
 r_1 и r_2 — сопротивления плечей потенциометра при нулевом положении стрелки гальванометра.

После этого удельное сопротивление ρ грунта вычисляют по формуле табл. 3 для вертикального единичного заземлителя.

Таблица 3

Расчётные формулы сопротивления заземления единичных заземлителей при стационарном режиме

Эскизы заземлителей	Расчётные формулы
	$R = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{4l}{d}.$ <p>Здесь и ниже ρ — удельное сопротивление грунта в $\text{ом}\cdot\text{см}$.</p>
	<p>Для заземлителя круглого сечения</p> $R = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{l^2}{cd}.$ <p>Для заземлителя прямоугольного сечения при большей стороне b</p> $R = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{2l^2}{bc}.$
	<p>Для заземлителя круглого сечения</p> $R = \frac{\rho}{2\pi^2 d} \ln \frac{4\pi D^2}{cd}.$ <p>Для заземлителя прямоугольного сечения при большей стороне b</p> $R = \frac{\rho}{2\pi^2 d} \ln \frac{8\pi D^2}{bc}.$

При расчёте заземлителя расчётное значение удельного сопротивления ρ_p грунта принимают равным

$$\rho_p = \rho\psi,$$

где ρ — удельное сопротивление грунта, найденное непосредственным измерением на данном участке (при отсутствии дождя);

ψ — коэффициент, учитывающий увеличение удельного сопротивления грунта из-за его высыхания, причём:

$\psi = 1,4 \div 1,8$ — для горизонтальных заземлителей;

$\psi = 1,2 \div 1,4$ — для вертикальных заземлителей.

Большие значения ψ относятся к случаям измерения ρ при влажном грунте.

Таблица 4
Импульсные коэффициенты α_z для единичных вертикальных заземлителей

Удельное сопротивление грунта ρ $\text{ом}\cdot\text{см}$	Длина заземлителя l м при d до 6 см	Импульсные коэффициенты α_z при амплитудах тока молнии I_M ка (фронт тока молнии 3—6 мксек)			
		5	10	20	40
1·10 ⁴	2	0,85	0,75	0,60	0,50
	3	0,90	0,85	0,75	0,60
5·10 ⁴	2	0,60	0,55	0,35	0,25
	3	0,70	0,60	0,45	0,30
10·10 ⁴	2	0,45	0,35	0,25	—
	3	0,55	0,45	0,30	—

Таблица 5

Импульсные коэффициенты α_z для единичных горизонтальных заземлителей

Удельное сопротивление грунта ρ $\text{ом}\cdot\text{см}$	Длина заземлителя l м	Импульсные коэффициенты α_z при амплитуде тока молнии I_M ка (фронт тока молнии 3—6 мксек)		
		10	20	40
1·10 ⁴	5	0,75	0,65	0,50
	10	1,00	0,90	0,80
	20	1,15	1,05	0,95
5·10 ⁴	5	0,55	0,45	0,30
	10	0,75	0,60	0,45
	20	0,90	0,75	0,60
	30	1,00	0,90	0,80
10·10 ⁴	10	0,55	0,45	0,35
	20	0,75	0,60	0,50
	40	0,95	0,85	0,75
	60	1,15	1,10	0,95
20·10 ⁴	20	0,60	0,50	0,40
	40	0,75	0,65	0,55
	60	0,90	0,80	0,75
	80	1,05	0,95	0,90
	100	1,20	1,10	1,05

Примечание. В таблице приведены приближённые значения импульсных коэффициентов заземлителей из круглой стали диаметром 1—2 см или полосовой стали шириной 2—4 см.

Приближённые значения импульсных коэффициентов α для единичных заземлителей приведены в табл. 4, 5 и 6.

Импульсные сопротивления сложных заземлителей, состоящих из нескольких одинаковых единичных заземлителей, рассчитывают по импульсным сопротивлениям единичных заземлителей с учётом их взаимного влияния друг на друга, характеризуемого коэффициентом использования η_u при импульсном токе.

Значение коэффициента η_u для наиболее употребительных сложных заземлителей указаны в табл. 7 и 8.

Импульсное сопротивление заземления R_{u2} сложных горизонтальных заземлителей, приведённых в табл. 7, определяется по формуле

$$R_{u2} = \frac{\alpha_z R_z'}{n_z \eta_{u2}},$$

Таблица 6

Импульсные коэффициенты α_k для единичных кольцевых заземлителей

Удельное сопротивление грунта ρ ом·см	1·10 ⁴			5·10 ⁴			10·10 ⁴		
Ток молнии I_m , ка	20	40	80	20	40	80	20	40	80
Диаметр кольца D_m									
4	0,6	0,45	0,35	—	—	—	—	—	—
8	0,75	0,65	0,50	0,55	0,45	0,30	0,40	0,30	0,25
12	0,80	0,70	0,60	0,60	0,50	0,35	0,45	0,40	0,30

Примечания. 1. В таблице приведены приближённые значения импульсных коэффициентов кольцевых заземлителей, выполненных из круглой стали диаметром 1—2 см или полосовой стали шириной 2—4 см при осуществлении ввода тока в центр кольца и наличии 3—4 связей между местом ввода и кольцом.

2. При определении импульсного сопротивления R_u кольцевого заземлителя сопротивление заземления его R при стационарном режиме может подсчитываться по формулам для кольцевого заземлителя без учёта проводимости связей.

Таблица 7

Таблица 8

Импульсные коэффициенты использования $\gamma_{из}$ сложных горизонтальных заземлителей

Эскизы заземлителей	Длина луча l , м	Число лучей n_z	$\gamma_{из}$
	Любая	2	1
	10 20 40 80	3 3 3 3	0,75 0,80 0,85 0,90
	10 20 40 80	4 4 4 4	0,65 0,70 0,75 0,80

Примечание. Приведённые в табл. 7 сложные горизонтальные заземлители целесообразно применять в грунте с повышенной проводимостью верхнего слоя. Увеличение числа лучей более четырёх в таких заземлителях нецелесообразно, так как при этом коэффициент использования их значительно снижается.

где α_z — импульсный коэффициент единичного горизонтального заземлителя (см. табл. 5);

R'_z — сопротивление заземления единичного горизонтального заземлителя при стационарном режиме (вычисляется по соответствующей формуле табл. 3 при известном ρ);

n_z — число лучей горизонтального заземлителя;

$\gamma_{из}$ — коэффициент использования сложного горизонтального заземлителя при импульсном токе (см. табл. 7).

Импульсное сопротивление заземления $R_{из}$ сложных вертикальных заземлителей, приведённых в табл. 8, вычисляют с учётом объединяющей полосы (или кольца) по формуле

Импульсные коэффициенты использования $\gamma_{из}$ сложных вертикальных заземлителей

Эскизы заземлителей	$\frac{a}{l}$	Число вертикальных электродов n_θ	$\gamma_{из}$
	2 3	2 2	0,80 0,85
	2 3	3 3	0,75 0,80
	2 3	3 3	0,70 0,75
	2 3	4 4	0,70 0,75
	2 3	6 6	0,65 0,70

Примечание. Приведённые в табл. 8 сложные вертикальные заземлители применяются во всех грунтах. Расположение более трёх вертикальных электродов на одной прямой нецелесообразно. Лучшие результаты даёт расположение их по углам многоугольника при вводе тока в его центр.

$$R_{из} = \frac{\frac{\alpha_\theta R'_\theta}{n} \alpha_z R'_z}{\frac{\alpha_\theta R'_\theta}{n} + \alpha_z R'_z} \cdot \frac{1}{\gamma_{из}}$$

где α_g — импульсный коэффициент единичного вертикального заземлителя (см. табл. 4);

R'_g — сопротивление заземления единичного вертикального заземлителя (одной трубы или стержня) при стационарном режиме (вычисляется по соответствующей формуле табл. 3 при известном ρ);

n_g — число единичных вертикальных заземлителей;

α_z — импульсный коэффициент объединяющей полосы или кольца (см. табл. 5 или 6);

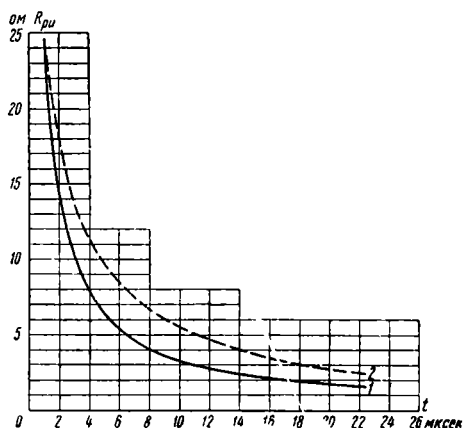
R'_z — сопротивление заземления объединяющей полосы или кольца при стационарном режиме (вычисляется по соответствующей формуле табл. 3 при известном ρ);

$\eta_{из}$ — коэффициент использования сложного вертикального заземлителя при импульсном токе (см. табл. 8).

Рельс. При переменном токе 50 гц сопротивление заземления R_p рельса составляет десятые доли ома и почти не зависит от рода грунта.

Импульсное сопротивление заземления рельса R_{pu} является резко убывающей функцией времени; при металлических опорах контактной сети R_{pu} (для одной нити рельсов) изменяется по опытной кривой 1 (фиг. 33), хорошо описываемой уравнением

$$R_{pu} = \frac{89}{1 + 2,6 t}.$$



Фиг. 33. Сопротивление заземления рельса при импульсном токе: 1 — при металлических опорах контактной сети, присоединённых к рельсу; 2 — то же при отсоединённых

При деревянных опорах контактной сети R_{pu} изменяется по кривой 2 (см. фиг. 33).

Волновое сопротивление контактной сети

Волновое сопротивление контактной сети зависит от диаметра, высоты подвески, числа и взаимного расположения проводов и определяется по формулам:

а) для одиночно подвешенного провода

$$Z' = 138 \lg \frac{2h}{r},$$

где h — высота подвески провода над землёй в см;

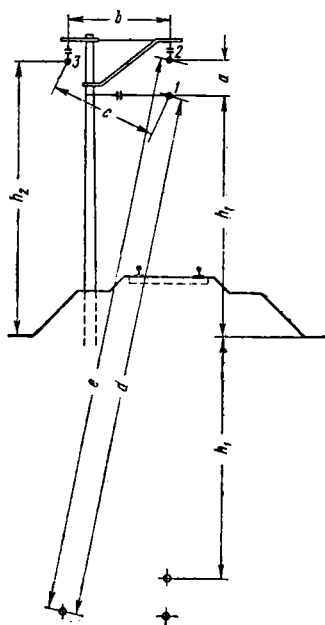
r — радиус сечения провода в см;

б) для двухпроводной контактной сети (контактный провод, несущий трос)

$$Z'' = \frac{Z_{11} Z_{22} - Z_{12}^2}{Z_{11} + Z_{22} - 2Z_{12}},$$

или, приближённо,

$$Z'' \approx \frac{Z_{11} + Z_{12}}{2};$$



Фиг. 34. Расположение проводов контактной подвески

в) для трехпроводной контактной сети (контактный провод, несущий трос, усиливающий провод)

$$Z''' = \frac{A}{B},$$

где

$$A = Z_{11} Z_{22} Z_{33} + 2 Z_{12} Z_{13} Z_{23} - Z_{11} Z_{23}^2 - Z_{22} Z_{12}^2 - Z_{33} Z_{12}^2;$$

$$B = Z_{11} (Z_{22} + Z_{33}) + Z_{22} Z_{33} + 2 Z_{23} (Z_{12} + Z_{13} - Z_{11}) + 2 Z_{12} (Z_{13} - Z_{33}) - 2 Z_{13} Z_{22} Z_{12}^2 - Z_{13}^2 - Z_{23}^2;$$

или, приближённо,

$$Z''' \approx \frac{Z_{11} + Z_{12} + Z_{13}}{3}.$$

В этих формулах Z_{11} , Z_{22} , Z_{33} — собственные волновые сопротивления проводов, равные

$$Z_{11} = 138 \lg \frac{2h_1}{r_1};$$

$$Z_{22} = 138 \lg \frac{2(h_1 + a)}{r_2};$$

$$Z_{33} = 138 \lg \frac{2h_3}{r_3};$$

а Z_{12} , Z_{13} , Z_{23} — взаимные волновые сопротивления, равные

$$Z_{12} = 138 \lg \frac{2h_1 + a}{a};$$

$$Z_{13} = 138 \lg \frac{d}{c};$$

$$Z_{23} = 138 \lg \frac{e}{b},$$

где r_1 , r_2 , r_3 — радиусы соответствующих проводов;

h_1 , h_2 , a , b , c , d , e — расстояния, указанные на фиг. 34.

Числовые значения волновых сопротивлений для обычно встречающихся конструкций подвесок равны

$$Z'' = 300 \text{ ом};$$

$$Z''' = 225 \text{ ом}.$$

Схема замещения электровоза и моторного вагона

При расчётах грозозащиты и в других случаях определения напряжения на подвижном составе, вызываемого падением на него волны перенапряжения, сложную действительную электрическую схему электровоза или моторного вагона можно заменить схемой замещения (фиг. 35).

В этой схеме $Z_{эл}$ — результирующее волновое сопротивление электровоза (моторного вагона), равное

$$Z_{эл} = \frac{Z_{дв} Z_{вм}}{Z_{дв} + n Z_{вм}},$$

$C_{эл}$ — входная ёмкость электровоза (моторного вагона), равная

$$C_{эл} = C_{сх} + \frac{n}{3} C_{як},$$

где $Z_{дв}$ — волновое сопротивление тягового двигателя;

$Z_{вм}$ — волновое сопротивление вспомогательных машин;

n — число параллельно включённых цепей тяговых двигателей;

$C_{сх}$ — электрическая ёмкость схемы электровоза от пантографа до первого по схеме якоря тягового двигателя;

$C_{як}$ — электрическая ёмкость обмотки якоря тягового двигателя.

Числовые значения величин, определяющих $Z_{эл}$ и $C_{эл}$ для электровозов серии ВЛ19 и ВЛ22^м с тяговыми двигателями ДПЭ-340 и ДПЭ-400, равны

$$Z_{дв} = 530 \text{ ом}; \quad Z_{вм} = 1600 \text{ ом};$$

$$C_{сх} = 0,02 \text{ мкф}; \quad C_{як} = 0,04 \text{ мкф}.$$

Определение потенциалов на объектах, поражённых молнией

Для какой-либо точки x , поражённого молнией объекта (молниевывода, опоры, мачты и т. п.), находящейся на высоте h_x от земли, максимальное значение напряжения определяется по формуле

$$(U_x)_{\max} = \frac{Z_0}{Z_0 + R_1} I_m R_1 + \frac{Z_0^2 Z_1}{(Z_0 + R_1)^2} a_i h_x \text{ кВ},$$

где $Z_0 \approx 300 \text{ ом}$ — волновое сопротивление канала молнии;

R_1 — сопротивление заземления молниевывода в ом;

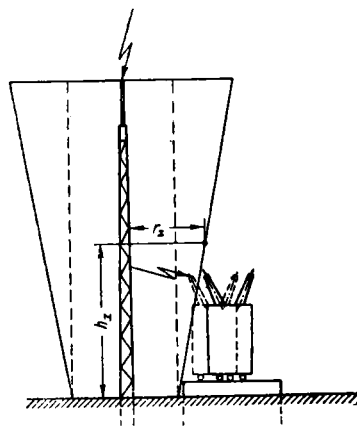
Z_1 — волновое сопротивление молниевывода в ом;

v — скорость распространения волны тока молнии по молниевыводу, принимаемая равной 300 м/мксек;

a_i — крутизна косоугольного фронта волны тока молнии в ка/мксек;

h_x — высота расчётной точки молниевывода над уровнем земли в м;

I_m — амплитуда волны тока молнии в ка.



Фиг. 36. Зона недопустимого приближения к молниевыводу

Наименьшее расстояние r_x от молниевывода защищаемого им объекта (фиг. 36),

при котором исключается возможность обратных перекрытий (разрядов с молниеотвода на объект), равно

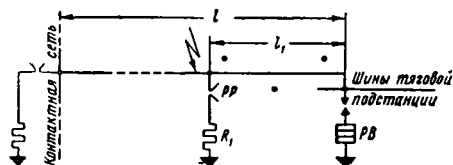
$$r_x = \frac{Z_0 I_m R_1}{(Z_0 + R_1) E} + \frac{Z_0^2 Z_1 a_i}{(Z_0 + R_1)^2 v E} h_x,$$

где E — пробивной градиент воздуха в $кв/м$.

При расчёте r_x обычно принимают $I_m = 150 ка$, $a_i = 50 ка/мксек$, $Z_1 = 100 - 200 ом$; $E = 500 кв/м$.

Расчёт защиты подхода к подстанции

Защита подхода к подстанции состоит в том, что питающая линия l (фиг. 37) на некотором небольшом участке l_1 , прилегающем к подстанции, защищается от прямых ударов молнии стержневыми или тросовыми молниеотводами, а в начале защищённого участка устанавливается роговой разрядник.



Фиг. 37. Схема защиты подхода к подстанции

В этом случае наиболее близким к подстанции и, следовательно, наиболее опасным для неё ударом молнии является удар в питающую линию у рогового разрядника.

Разряд молнии в незащищённую часть питающей линии вызывает действие рогового разрядника РР и вентильного разрядника РВ, установленного на подстанции, и через них ответвляется в землю часть тока молнии. Через подстанционный разрядник пойдет тем меньшая часть тока молнии, чем меньше сопротивление заземления R_1 рогового разрядника и больше индуктивность (длина) защищенного участка l_1 .

Соответствующим выбором R_1 , l_1 и числа n разрядников на подстанции ток, ответвляющийся к подстанции, ограничивают величиной, не вызывающей на разрядниках РВ (на их ограничивающих сопротивлениях) падения напряжения, опасного для изоляции подстанции.

Расчет защиты подхода состоит, таким образом, в определении R_1 , l_1 при принятой расчетной амплитуде тока молнии I'_m (защитном уровне) и известных вольтамперных характеристиках подстанционных разрядников.

При расчёте принимается, что ток молнии изменяется во времени по экспоненте

$$i'_m = I_m e^{-\frac{t}{T_0}}$$

с постоянной времени $T_0 = 58 мксек$ (что соответствует длине волны тока молнии $40 мксек$); действительная схема фиг. 37 заменяется эквивалентной расчётной схемой фиг. 38, в которой защищённая часть l_1 пи-

тающей линии заменяется индуктивностью, равной

$$L = \frac{Z l_1}{v},$$

где Z — волновое сопротивление питающей линии в $ом$;

v — скорость распространения электромагнитной волны вдоль линии, принимаемая для воздушных линий, равной $300 м/мксек$.

Вентильный разрядник РВ на подстанции заменяется постоянным сопротивлением R_2 , определяемым из вольтамперной характеристики разрядника по формуле

$$R_2 = \frac{U_{ост}}{i_{др}},$$

где $U_{ост}$ — остающееся напряжение на вентильном разряднике;

$i_{др}$ — допустимый ток в разряднике, т. е. ток, при котором возникает указанное остающееся напряжение $U_{ост}$, допустимое по величине для изоляции подстанции.

Для схемы фиг. 38

$$I_m \cdot e^{-\frac{t}{T_0}} = i_1 + i_2,$$

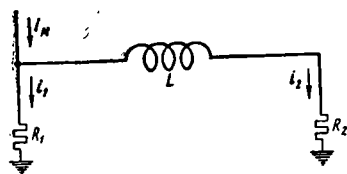
$$i_1 R_1 = i_2 R_2 + L \frac{di_2}{dt}.$$

Из этих уравнений ток i_2 , ответвляющийся на подстанцию, равен

$$i_2 = \frac{I_m R_1 T_0}{L(T_0 - T)} \left(e^{-\frac{t}{T_0}} - e^{-\frac{t}{T}} \right),$$

где

$$T = \frac{L}{R_1 + R_2}.$$



Фиг. 38. Расчётная схема защиты подхода к подстанции

Максимальная величина тока i_2 составляет

$$i_{2 \max} = \frac{I_m R_1}{R_1 + R_2} \left(\frac{T}{T_0} \right)^{\frac{T}{T_0 - T}}.$$

Так как необходимо, чтобы

$$(i_2)_{\max} \leq i_{др},$$

то предыдущее равенство, выраженное относительно I_m , принимает вид

$$I_m = \frac{i_{\partial p} (R_1 + R_2)}{R_1 \left(\frac{T}{T_0} \right)^{\frac{T}{T_0 - T}}}$$

При n разрядниках на подстанции

$$I_m = \frac{i_{\partial p} n \left(R_1 + \frac{R_2}{n} \right)}{R_1 \left(\frac{T_1}{T_0} \right)^{\frac{T_1}{T_0 - T_1}}},$$

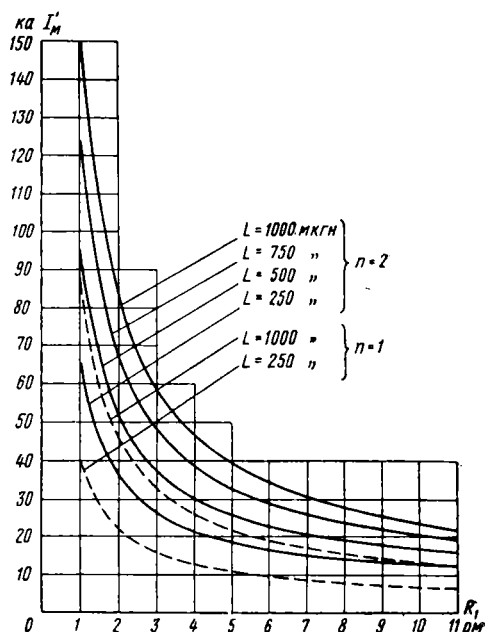
где

$$T_1 = \frac{L}{R_1 + \frac{R_2}{n}}.$$

Для принятого расчётного защитного уровня I'_m по двум последним выражениям выбираются такие значения R_1 , L и n , при которых этот уровень достигается.

Задача выбора наиболее целесообразных значений указанных величин облегчается предварительным построением кривых $I'_m = \varphi(R_1)$ при различных L и n , наглядно показывающих связь между I'_m , R_1 , L и n .

Такие кривые для случая установки на подстанциях разрядников типа РМВ-3,3 показаны на фиг. 39.



Фиг. 39. Зависимость защитного уровня подхода к тяговой подстанции, снабжённой рогатковыми разрядниками РМВП-3,3 от сопротивления заземления R_1 рогового разрядника у подхода при различных индуктивностях L подхода и числе n разрядников на подстанции

НЕСИММЕТРИЯ В СЕТЯХ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ, ВЫЗВАННАЯ НАГРУЗКАМИ ТЯГИ НА ОДНОФАЗНОМ ПЕРЕМЕННОМ ТОКЕ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЧАСТОТЫ

Электрические нагрузки тяги, электрифицируемой на однофазном переменном токе 50 Гц, не являются симметричными для трёхфазной тяговой подстанции.

В случае одностороннего питания контактной сети от тяговой подстанции эти нагрузки одноплечные, а в случае двустороннего питания — двухплечные. Таким образом, даже в идеальном случае равенства этих двухплечных нагрузок не достигается симметрии нагрузок, требующей трёх равных плеч. Несимметрия нагрузок, вызванная тягой, в известной мере выравнивается в сети путём подключения тяговых нагрузок на разноимённые фазы на разных подстанциях. Однако вследствие значительной величины каждой однофазной тяговой нагрузки и сравнительно небольшого числа тяговых подстанций в ряде случаев приходится считаться с несимметрией нагрузок в энергосистеме.

Протекание несимметричных тяговых токов через трёхфазные силовые трансформаторы тяговой подстанции, а также через другие элементы сети вызывает несимметричные падения напряжения, а вследствие этого напряжение на шинах районной нагрузки, питаемой от тех же тяговых трансформаторов, оказывается несимметричным.

Несимметрия токов в сети вызывает дополнительные потери энергии, а также при значительной её величине может вызвать

недоиспользование линий электропередачи, силовых трансформаторов и генераторов электростанций.

Несимметрия напряжений на шинах районной нагрузки вызывает дополнительные потери в трёхфазных двигателях, а при больших значениях несимметрии напряжения может сказаться также и на снижении начального и максимального моментов двигателей и на снижении величины кратности последнего.

В связи с этим в необходимых случаях при проектировании должна определяться несимметрия токов в электросистеме и несимметрия напряжений на шинах районных нагрузок тяговых подстанций и проверена допустимость полученных значений.

Исходными в этих расчётах являются тяговые нагрузки.

Расчёт несимметрии токов и напряжений производится по методу симметричных составляющих, основные положения которого применительно к поставленной задаче излагаются ниже.

СИММЕТРИЧНЫЕ ТОКИ И НАПРЯЖЕНИЯ

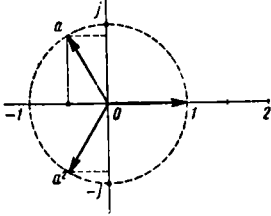
Симметричные токи и напряжения в трёхфазной цепи характеризуются равенством абсолютных величин векторов и сдвигом их относительно друг друга на угол 120° .

Например, для напряжений имеем:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_{a1}; \\ \dot{U}_{b1} = a^2 \dot{U}_{a1}, \\ \dot{U}_{c1} = a \dot{U}_{a1}. \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

Индексы a, b и c обозначают фазы цепи, a — оператор последовательностей (единичный вектор) (фиг. 1).

$$a = e^{j120^\circ} = -0,5 + j \frac{\sqrt{3}}{2}. \quad (2)$$



Фиг. 1. Оператор последовательностей

Основные свойства оператора a приведены в табл. 1.

Таблица 1
Основные свойства оператора a

$a^2 = e^{j240^\circ} =$	$1 + a + a^2 = 0$
$= -0,5 - j \frac{\sqrt{3}}{2}$	$a - a^2 = j \sqrt{3}$
$a^3 = 1$	$1 - a = 1,5 - j \frac{\sqrt{3}}{2}$
$a^{3n+1} = a$	$1 - a^2 = 1,5 + j \frac{\sqrt{3}}{2}$
$a^{3n+2} = a^2$	$\frac{1}{a - a^2} = \frac{1}{3} (a^2 - a)$
$ a = a^2 = 1$	$\frac{1}{1 - a} = \frac{1}{3} (1 - a^2)$
	$\frac{1}{1 - a^2} = \frac{1}{3} (1 - a)$

РАЗЛОЖЕНИЕ НЕСИММЕТРИЧНЫХ ТОКОВ И НАПРЯЖЕНИЙ НА СИММЕТРИЧНЫЕ СОСТАВЛЯЮЩИЕ

Несимметричные токи и напряжения в трёхфазной цепи могут быть разложены в об-

щем случае на три симметричные составляющие: нулевой, прямой и обратной последовательности.

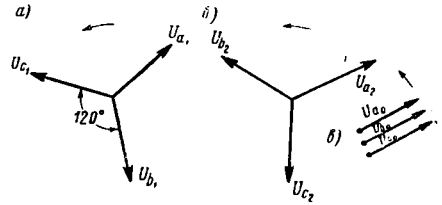
Система токов или напряжений прямой последовательности определяется соотношениями (1) и представлена на фиг. 2, а, где стрелкой показано направление вращения диаграммы.

Система токов и напряжений обратной последовательности представляется следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_{a2}; \\ \dot{U}_{b2} = a \dot{U}_{a2}; \\ \dot{U}_{c2} = a^2 \dot{U}_{a2}; \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

Следование фаз здесь обратное следованию фаз прямой последовательности (фиг. 2, б).

Система токов и напряжений нулевой последовательности характеризуется отсутствием



Фиг. 2. Прямая (а), обратная (б) и нулевая (в) последовательности

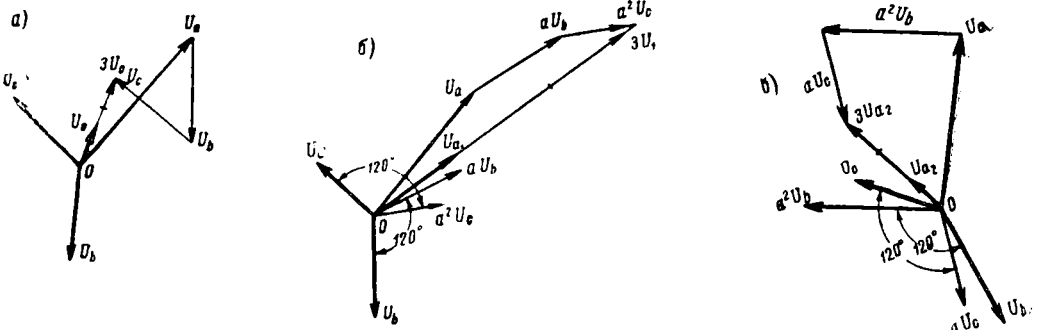
сдвига между равными по абсолютной величине фазовыми величинами (фиг. 2, в)

$$\dot{U}_{a0} = \dot{U}_{b0} = \dot{U}_{c0}. \quad (4)$$

При разложении несимметричных напряжений или токов на симметричные составляющие одна из фаз выбирается в качестве начальной (фаза a).

Симметричные составляющие выражаются через фазные значения следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_{a0} &= \frac{1}{3} (\dot{U}_a + \dot{U}_b + \dot{U}_c); \\ \dot{U}_{a1} &= \frac{1}{3} (\dot{U}_a + a \dot{U}_b + a^2 \dot{U}_c); \\ \dot{U}_{a2} &= \frac{1}{3} (\dot{U}_a + a^2 \dot{U}_b + a \dot{U}_c). \end{aligned} \right\} \quad (5)$$



Фиг. 3. Графическое построение для разложения на составляющие нулевой (а), прямой (б) и обратной (в) последовательностей

Фазные несимметричные значения выражаются через симметричные составляющие:

$$\left. \begin{aligned} \dot{U}_a &= \dot{U}_{a0} + \dot{U}_{a1} + \dot{U}_{a2}; \\ \dot{U}_b &= \dot{U}_{b0} + \dot{U}_{b1} + \dot{U}_{b2} = \dot{U}_{a0} + a^2 \dot{U}_{a1} + a \dot{U}_{a2}; \\ \dot{U}_c &= \dot{U}_{c0} + \dot{U}_{c1} + \dot{U}_{c2} = \dot{U}_{a0} + a \dot{U}_{a1} + a^2 \dot{U}_{a2}. \end{aligned} \right\} (6)$$

Графическое разложение на симметричные составляющие показано на фиг. 3.

НЕСИММЕТРИЯ ТОКОВ И НАПРЯЖЕНИЙ

Несимметричные напряжения характеризуются отношениями токов и напряжений обратной и нулевой последовательностей к токам и напряжениям прямой последовательности

$$\frac{\dot{U}_{a2}}{\dot{U}_{a1}} \text{ и } \frac{\dot{U}_{a0}}{\dot{U}_{a1}}.$$

Коэффициентом несимметрии токов называется абсолютное значение отношения

$$\alpha_i = \left| \frac{\dot{I}_{a2}}{\dot{I}_{a1}} \right| \quad (7)$$

и соответственно коэффициентом несимметрии напряжений называется отношение

$$\alpha_u = \left| \frac{\dot{U}_{a2}}{\dot{U}_{a1}} \right|. \quad (8)$$

СООТНОШЕНИЕ МЕЖДУ АБСОЛЮТНЫМИ ЗНАЧЕНИЯМИ ФАЗНЫХ ВЕЛИЧИН ТОКОВ И НАПРЯЖЕНИЙ И СИММЕТРИЧНЫМИ СОСТАВЛЯЮЩИМИ ПРЯМОЙ И ОБРАТНОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЕЙ

В ряде случаев напряжения и токи нулевой последовательности отсутствуют.

Например, для линейных напряжений сети

$$\dot{U}_{ab} + \dot{U}_{bc} + \dot{U}_{ca} = 0. \quad (9)$$

и, следовательно,

$$\dot{U}_{a0} = 0.$$

При отсутствии нулевой последовательности или, когда она выделена, несимметрия токов и напряжений однозначно определяется по абсолютным

значениям несимметричных токов и напряжений в трёх фазах

$$\left| \frac{\dot{U}_2}{\dot{U}_1} \right| = \sqrt{\frac{U_{cp}^2 - U_s^2}{U_{cp}^2 + U_s^2}}, \quad (10)$$

где \dot{U}_{cp} — среднее квадратичное значение фазовых значений

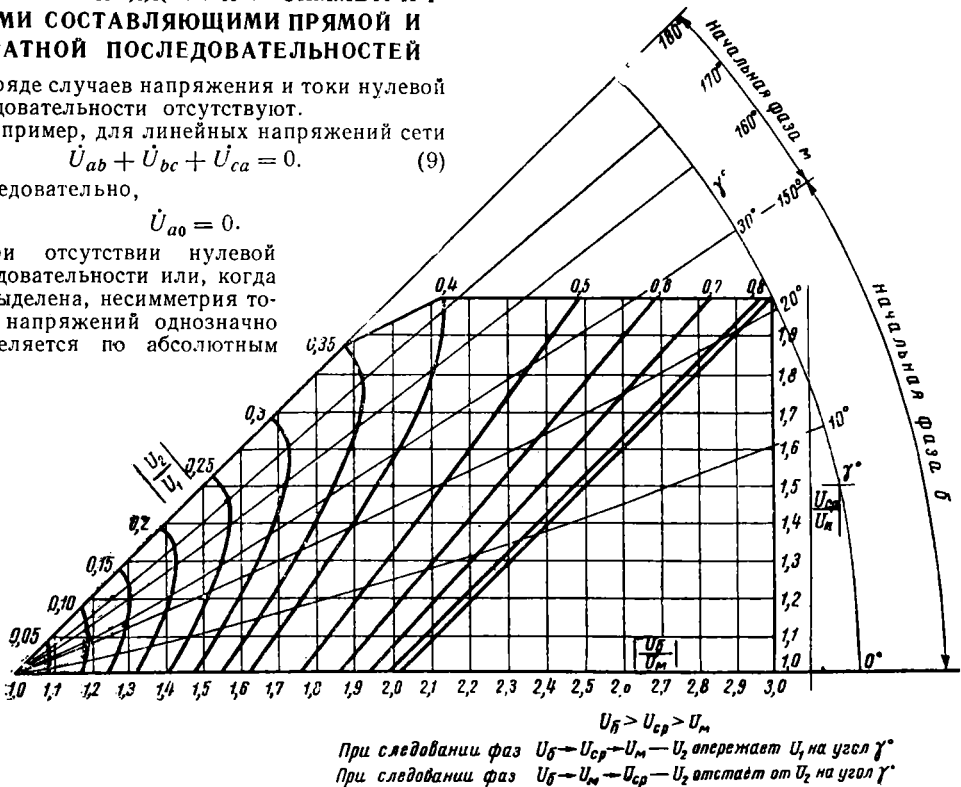
$$\dot{U}_{cp}^2 = \frac{1}{3} (U_a^2 + U_b^2 + U_c^2),$$

$$U_s^2 = \sqrt{\frac{1}{3} (U_a + U_b + U_c)(U_a + U_b - U_c)(U_a - U_b + U_c)(-U_a + U_b + U_c)}. \quad (11)$$

Фазные значения определяются через несимметрию и составляющую прямой последовательности. При этом, предполагая что составляющая обратной последовательности отстаёт от составляющей прямой последовательности на угол γ° (для начальной фазы a), будем иметь:

$$\left. \begin{aligned} U_a &= U_1 \sqrt{1 + \alpha^2 + 2\alpha \cos \gamma}; \\ U_b &= U_1 \sqrt{1 + \alpha^2 - 2\alpha \cos (60^\circ - \gamma)}; \\ U_c &= U_1 \sqrt{1 + \alpha^2 - 2\alpha \cos (60^\circ + \gamma)}. \end{aligned} \right\} (12)$$

На фиг. 4 представлена номограмма для определений несимметрии по фазным значениям



Фиг. 4. Номограмма для определения несимметрии по фазным величинам

ниям токов или напряжений при отсутствии составляющей нулевой последовательности. По этой же номограмме можно определить угол γ между составляющими прямой и обратной последовательности, а также при известных несимметрии и угле между составляющими прямой и обратной последовательностей отношения между фазными величинами.

ПРОТЕКАНИЕ НЕСИММЕТРИЧНЫХ ТОКОВ В СИММЕТРИЧНЫХ ЭЛЕМЕНТАХ ЦЕПИ

Токи каждой последовательности при протекании через симметричные элементы цепи вызывают падение напряжения только соответствующей последовательности: ток прямой последовательности вызывает только падение напряжения прямой последовательности и т. д. Различные последовательности независимы друг от друга. В соответствии с этим для каждой из симметричных составляющих в отдельности применимы законы Ома и Кирхгофа.

СОПРОТИВЛЕНИЕ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ТОКОМ РАЗЛИЧНЫХ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЕЙ

Сопротивления линий передачи током прямой и обратной последовательностей одинаковы. Для линий передачи эти сопротивления такие же, как и принимаемые при расчёте симметричных нагрузок.

Токи нулевой последовательности во всех трёх фазных проводах равны по величине и не имеют сдвига по фазе.

Сопротивление трёхпроводной линии передачи (с проводами из цветного металла) током нулевой последовательности при протекании обратных токов через землю может быть определено следующим образом:

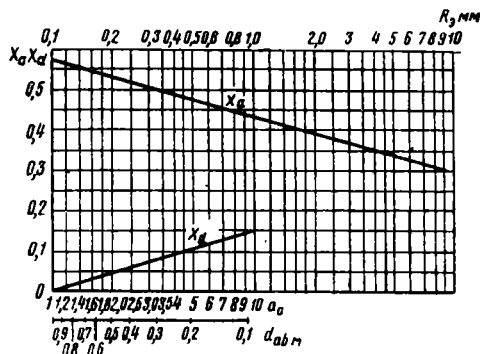
активное сопротивление

$$r = r_{np} + 0,15 \text{ ом/км}, \quad (13)$$

где r_{np} — активное сопротивление провода в омах на 1 км линии,

реактивное сопротивление

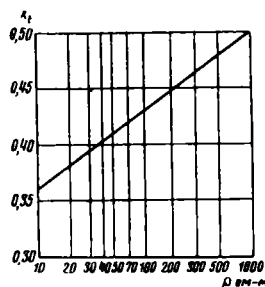
$$X = X_a + 3X_e - 2X_d \text{ ом/км}. \quad (14)$$



Фиг. 5. Кривые для определения индуктивного сопротивления линии

Значения X_a и X_d определяются по кривым фиг. 5 в зависимости от радиуса провода и расстояния между проводами.

Значение X_e определяется по кривой фиг. 6 в зависимости от кажущегося удельного сопротивления земли вдоль рассматриваемой линии. Для средних условий можно принять $X_e = 0,429 \text{ ом/км}$.



Фиг. 6. Кривые для определения индуктивного сопротивления линии

Сопротивление линии током прямой и обратной последовательностей также может быть определено с использованием кривых фиг. 5. В этом случае:

активное сопротивление

$$r = r_{np} \text{ ом/км}; \quad (15)$$

реактивное сопротивление

$$X = X_a + X_d \text{ ом/км}. \quad (16)$$

ПРОТЕКАНИЕ ТОКОВ РАЗЛИЧНЫХ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЕЙ ЧЕРЕЗ ТРАНСФОРМАТОРЫ И СОПРОТИВЛЕНИЕ ИХ ДЛЯ ТОКОВ РАЗНЫХ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЕЙ

Токи и напряжения при прохождении через трансформатор изменяются как по величине, так и по фазе. Если номер группы соединения трансформатора обозначить через N , то угол сдвига между токами или напряжениями прямой последовательности на вторичной стороне по сравнению с токами и напряжениями на первичной стороне в соответствующих фазах будет

$$\xi_1^\circ = -30^\circ N. \quad (17)$$

Токи и напряжения обратной последовательности на вторичной стороне будут сдвинуты относительно токов и напряжений обратной последовательности в соответствующих фазах на первичной стороне на угол

$$\xi_2^\circ = 30^\circ N. \quad (18)$$

Дополнительный угол сдвига между токами или напряжениями обратной и прямой последовательностей на вторичной стороне, в фазе a , вызванный трансформацией, равен

$$\xi_a^\circ = \xi_2^\circ - \xi_1^\circ = 60^\circ N. \quad (19)$$

Если на первичной стороне начальная фаза a , то, рассматривая на вторичной стороне две другие фазы, дополнительные углы для этих фаз будут:

$$\begin{aligned} \xi_b^\circ &= 60^\circ N + 240^\circ, \\ \xi_c^\circ &= 60^\circ N + 120^\circ. \end{aligned} \quad (20)$$

При номерах групп 12 и 6 угол $\xi_a^\circ = 0$. Для других чётных номеров групп угол равен нулю для фаз b или c .

Следовательно, чтобы не иметь дополнительных углов на вторичной стороне, целесообразно изменить начальную фазу.

В случае группы соединений звезда — треугольник ($N = 11$) дополнительные углы будут:

$$\xi_a^\circ = -60^\circ;$$

$$\xi_b^\circ = 180^\circ;$$

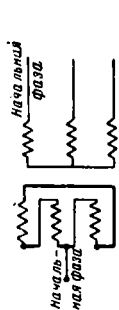
$$\xi_c^\circ = 60^\circ.$$

Для этой группы соединений целесообразно на вторичной стороне выбрать в качестве начальной фазу b , при которой дополнительный угол равен 180° . В этом случае при переходе через трансформатор в соотношения между токами или напряжениями обратной и прямой последовательностей изменяется знак на обратный

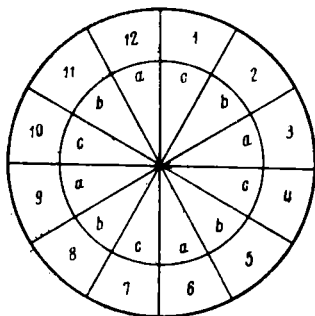
$$\frac{i_{b2}}{i_{b1}} = -\frac{i_{A2}}{i_{A1}}; \quad \frac{\dot{U}_{b2}}{\dot{U}_{b1}} = -\frac{\dot{U}_{A2}}{\dot{U}_{A1}}. \quad (21)$$

При других нечётных номерах групп соединений также в одной из фаз будет иметь место дополнительный сдвиг в 180° . Для выбора начальной фазы на стороне треугольника следует пользоваться уравнениями (20), по которым можно определить фазу с дополнительным сдвигом в 180° или применить следующее правило: на стороне треугольника следует выбрать в качестве начальной фазы ту, к которой не приключены концы обмотки треугольника, размещённой на стержне трансформатора, где находится с первичной стороны обмотка начальной фазы (фиг. 7).

На фиг. 8 для начальной фазы A с первичной стороны трансформатора приведены на-



Фиг. 7. Выбор начальной фазы на стороне треугольника трансформатора



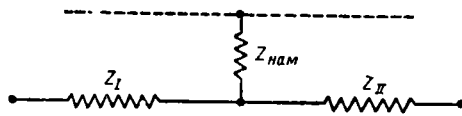
Фиг. 8. Выбор начальной фазы на вторичной стороне трансформатора в зависимости от номера группы соединений (для начальной фазы A на первичной стороне)

чальные фазы на вторичной стороне для различных номеров групп соединений, при которых дополнительный угол сдвига между токами или напряжениями обратной и прямой последовательностей равен 0° для чётных групп и 180° — для нечётных.

Сопротивления трансформаторов токам прямой и обратной последовательностей рав-

ны между собой и, если пренебречь сопротивлением намагничивания, равны сопротивлению короткого замыкания трансформатора.

Схема двухобмоточного трансформатора для токов нулевой последовательности в общем случае представлена на фиг. 9. Сопротивления Z_I и Z_{II} представляют соответственно для первичной и вторичной стороны



Фиг. 9. Эквивалентная схема двухобмоточного трансформатора

сопротивление рассеяния фазы и активное сопротивление её и не отличаются от сопротивлений для токов прямой и обратной последовательностей.

Для трансформаторных групп, составленных из трёх однофазных трансформаторов, а также для трёхфазных пятистержневых и бронеовых трансформаторов, т. е. для трансформаторов, в которых магнитный поток нулевой последовательности замыкается через активное железо, сопротивление намагничивания $Z_{нм}$ не отличается от сопротивления намагничивания в схеме прямой и обратной последовательностей.

В рассматриваемых случаях это сопротивление достаточно велико: при токах холостого хода 2,5—10% составляет 4 000—1 000% сопротивления прямой последовательности.

В трёхфазных трёхстержневых трансформаторах магнитный поток нулевой последовательности может замыкаться только через масло, воздух и кожух трансформатора. Сопротивление намагничивания нулевой последовательности в этом случае значительно ниже сопротивлений намагничивания прямой последовательности и составляет от 30 до 300%, причём меньшие значения относятся к меньшим по мощности трансформаторам.

Приложение напряжения нулевой последовательности к обмотке трансформатора, включённой в треугольник или в звезду без заземления нейтрали независимо от схемы вторичной обмотки трансформатора, может вызвать протекание весьма малых токов лишь за счёт ёмкости обмотки трансформатора относительно корпуса и активной его проводимости. Обычно пренебрегают этими токами и считают в этом случае сопротивление нулевой последовательности равным ∞ ; в схемах нулевой последовательности со стороны этих обмоток предполагается разрыв цепи.

На фиг. 10 представлены различные схемы соединений трансформаторов и соответствующие им схемы нулевой последовательности при приложении напряжения нулевой последовательности к обмотке, соединённой в звезду с заземлённой нейтралью.

Во вторичной обмотке, соединённой в треугольник, токи нулевой последовательности циркулируют, не выходя в линию, что представлено в схеме нулевой последовательности закорачиванием вторичной обмотки (фиг. 10, а).

Сопротивление нулевой последовательности группы однофазных трансформаторов со схемой звезда с заземленной нейтралью — треугольник равно сопротивлению прямой последовательности. Для трёхфазного трёхстержневого трансформатора, где сопротивление намагничивания имеет низкие значения, сопротивление нулевой последовательности равно 0,9—1,0 от сопротивления прямой последовательности.

При соединении вторичной обмотки в звезду с заземлённой нейтралью токи нулевой последовательности могут циркулировать на вторичной стороне, если в сети на этой стороне обеспечено протекание токов нулевой последовательности (фиг. 10, б). Для трёхфазного трёхстержневого трансформатора сниженное сопротивление намагничивания называется ещё больше, чем в схеме звезда с заземленной нейтралью — треугольник.

Если вторичная обмотка двухобмоточного трансформатора включена в звезду с изолированной нейтралью, то на вторичной стороне токи не протекают (фиг. 10, в). Сопротивление такого трансформатора складывается из сопротивления намагничивания и сопротивления первичной обмотки. Ток нулевой последовательности не компенсируется током на вторичной стороне и является в этом случае намагничивающим током.

Схемы нулевой последовательности трёхобмоточных трансформаторов составляются по аналогии со схемами двухобмоточных трансформаторов (фиг. 10, г, д, е).

СОПРОТИВЛЕНИЕ КОРОТКОЗАМКНУТЫХ АСИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ТОКАМ ПРЯМОЙ, ОБРАТНОЙ И НУЛЕВОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЕЙ

Эквивалентная схема короткозамкнутого двигателя для токов прямой последовательности представлена на фиг. 11.

Магнитное поле, вызванное напряжением обратной последовательности, вращается с синхронной скоростью в направлении, обратном вращению поля, вызванного напряжением прямой последовательности. Если двигатель под влиянием напряжения прямой последовательности вращается со скольжением S , то по отношению к полю, созданному напряжением обратной последовательности, также приложенному к двигателю, скольжение будет равно

$$S_2 = 2 - S \quad (22)$$

или приближённо, при малых значениях S

$$S_2 \approx 2. \quad (23)$$

Для заторможенного двигателя

$$S_2 = S = 1. \quad (24)$$

Эквивалентная схема для токов обратной последовательности (фиг. 12) получается из схемы фиг. 11, если в последней заменить S на S_2 по формуле (22).

Как видно из сравнения схем фиг. 11 и 12, полное сопротивление токам обратной последовательности Z_2 много меньше сопротивления токам прямой последовательности Z_1 .

Приближённо

$$Z_2 \approx Z_k, \quad (25)$$

т. е. равно сопротивлению короткого замыкания двигателя.

Сопротивление обратной последовательности двигателя практически не зависит от скольжения, в то время как сопротивление прямой последовательности сильно зависит от скольжения, уменьшаясь с увеличением скольжения.

Зависимость кажущегося сопротивления двигателя от скольжения выражается в следующем виде:

$$\left| \frac{Z_1}{Z_k} \right| = \sqrt{\frac{1 + \left(\frac{S_k}{S} \right)^2}{1 + S_k^2}}, \quad (26)$$

где S_k — критическое скольжение (соответствующее максимальному моменту).

Это выражение выведено при пренебрежении активным сопротивлением обмотки статора.

Для небольших значений несимметрии напряжений, когда можно не учитывать увеличение скольжения, вызванное наличием несимметрии, приближённо:

$$\left| \frac{Z_1}{Z_2} \right| \approx \frac{\kappa}{m}, \quad (27)$$

где κ — кратность пускового тока двигателя; m — коэффициент загрузки двигателя.

С учётом потерь в сети, питающей электродвигатель для смешанной нагрузки, включающей 30—40% осветительной нагрузки, можно считать

$$\left| \frac{Z_2}{Z_1} \right| = 0,25 \div 0,30. \quad (28)$$

Соотношение между несимметрией напряжения на зажимах двигателя к несимметрии токов в нём

$$a_u = a_i \left| \frac{Z_2}{Z_1} \right|. \quad (29)$$

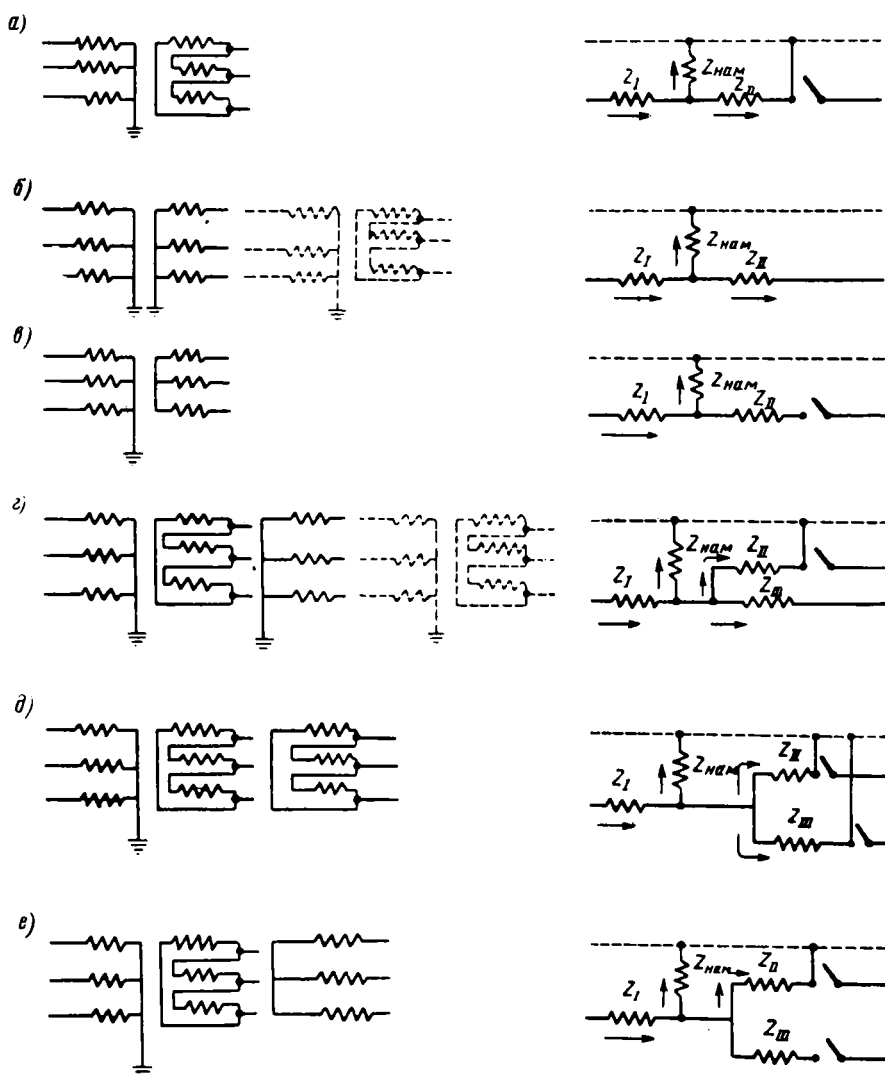
Это соотношение действительно и для смешанной нагрузки.

В обычных условиях при схемах соединения обмоток статора электродвигателей в звезду или треугольник токи нулевой последовательности в двигателе не протекают. Протекание токов нулевой последовательности в двигателях может иметь место в специальных случаях: при схеме соединения в звезду с выведенным нулём и питанием по четырёхпроводной схеме или при соединении в треугольник при наличии несимметрии в самом двигателе. Токи нулевой последовательности также протекают в двигателе при применении специальных пусковых схем для запуска трёхфазных двигателей от однофазных сетей.

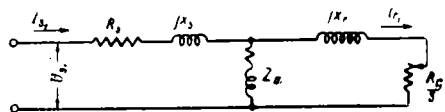
Сопротивление токам нулевой последовательности двигателя равно

$$Z_0 = \frac{Z'_1 + Z'_2}{2}, \quad (30)$$

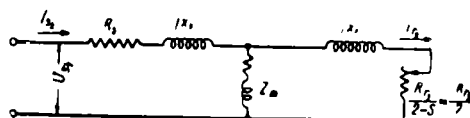
где Z'_1 и Z'_2 — сопротивления токам прямой и обратной последовательностей при разложении на эти составляющие токов, вызванных третьей пространственной гармоникой.



Фиг. 10. Эквивалентные схемы нулевой последовательности трансформаторов при различных схемах их соединений



Фиг. 11. Эквивалентная схема прямой последовательности асинхронного двигателя



Фиг. 12. Эквивалентная схема обратной последовательности асинхронного двигателя

В соответствии с этим выражением сопротивление нулевой последовательности электродвигателя меняется в зависимости от скольжения. При скольжении, соответствующем $1/3$ синхронной скорости, Z_0 резко повышается, а при нормальном скольжении близко к сопротивлению рассеяния двигателя.

СОПРОТИВЛЕНИЕ ОБРАТНОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ СИНХРОННЫХ МАШИН

Синхронный генератор генерирует э.д.с. прямой последовательности. Принимают, что для токов обратной последовательности генератор так же, как и другие синхронные машины, является нагрузкой.

Реактивное сопротивление синхронной машины токам обратной последовательности приближенно равно

$$X_2 \approx \frac{X_d' + X_q'}{2}, \quad (31)$$

где X_d' — начальное (сверхпереходное) реактивное сопротивление по продольной оси;

X_q' — то же по поперечной оси.

Активное сопротивление обратной последовательности, в частности сопротивление ротора, играет существенную роль для определения допустимой нагрузки синхронных машин при несимметрии токов.

Таблица 2

Сопротивления обратной и нулевой последовательностей

Наименование	Значения
Сопротивление обратной последовательности турбогенераторов:	
реактивное	10—19 %
в среднем	15 %
активное в среднем	4 %
Сопротивление обратной последовательности гидрогенераторов без демпферной обмотки:	
реактивное	30÷50 %
активное	2÷2,5 %
Сопротивление обратной последовательности синхронных машин с демпферной обмоткой:	
реактивное	17÷25 %
активное	2,5 %
Реактивное сопротивление линий:	
6—10 кВ прямой последовательности	0,37 ом/км
нулевой последовательности	1,65 "
35 кВ прямой последовательности	0,4 "
нулевой последовательности	1,5 "
110 кВ прямой последовательности	0,42 "
нулевой последовательности	1,4 "
Активное сопротивление нулевой последовательности линий	$r^* + 0,15$ ом/км
Соотношение кажущихся сопротивлений комплексной нагрузки (двигатели и освещение) обратной и прямой последовательности	$\left(\frac{\tilde{Z}_2}{\tilde{Z}_1}\right) = 0,25—0,3$

* r — сопротивление провода в ом/км.

Наиболее просто, экспериментально сопротивление обратной последовательности синхронных машин определяются:

1) из опыта короткого замыкания при неподвижном роторе или

2) из опыта короткого замыкания при вращении ротора с номинальными оборотами [5].

Ориентировочные данные сопротивлений обратной и нулевой последовательностей приведены в табл. 2

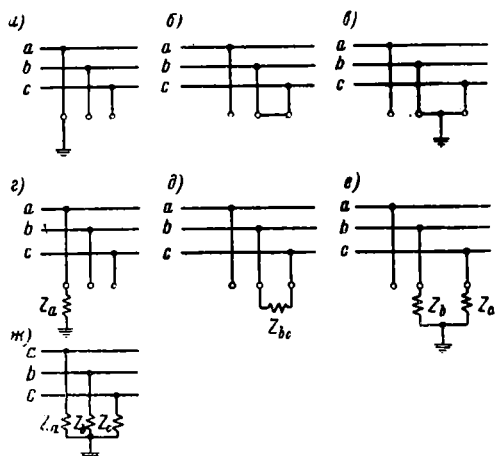
СХЕМЫ ОТДЕЛЬНЫХ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЕЙ

Для участков цепи, содержащих только симметричные элементы, могут быть применены отдельные однопроводные (относящиеся к одной фазе) схемы для каждой из последовательностей.

Схема прямой последовательности является обычной однолинейной схемой и содержит э. д. с. генераторов.

В схеме обратной последовательности генераторы не создают э. д. с. и представляются в виде сопротивлений так же, как и асинхронные двигатели. Сопротивления обратной последовательности генераторов и двигателей отличны от сопротивлений прямой последовательности.

Схема нулевой последовательности также не содержит э.д.с. генераторов. Число ветвей этой схемы обычно меньше, чем в схемах прямой и обратной последовательностей, так как не во всех элементах цепи возможно протекание токов нулевой последовательности. Сопротивления отдельных элементов в этой схеме, как правило, отличаются от соответствующих сопротивлений прямой и обратной последовательностей.

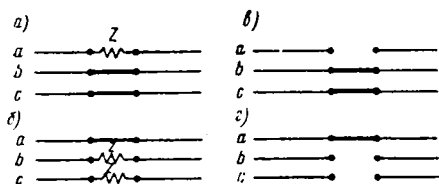


Фиг. 13. Поперечные источники несимметрии: несимметричные короткие замыкания и несимметричные нагрузки

Источником несимметрии токов и напряжений, а следовательно, причиной протекания токов обратной и нулевой последовательностей обычно являются:

1) различного вида несимметричные замыкания (однофазные — на землю, двухфазные — между собой и на землю);

2) несимметричные нагрузки (одноплечие, двухплечие, неравные сопротивления в фазах);
3) несимметричные схемы линий («два провода — земля» и др.) и трансформаторов (работа двумя фазами, трёхфазные группы, составленные из трансформаторов с неодина-

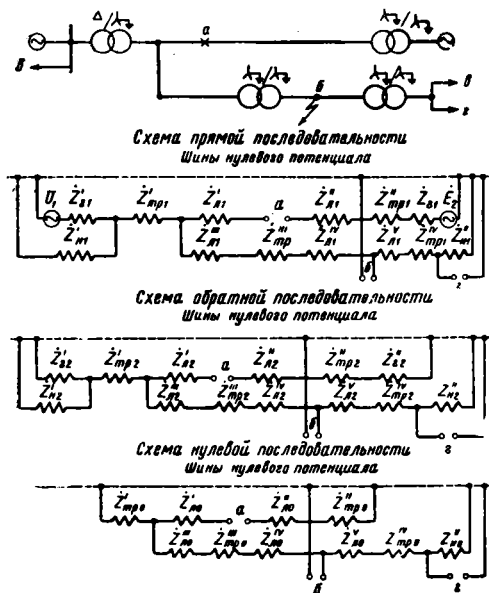


Фиг. 14. Продольные источники несимметрии

ковыми параметрами или разных мощностей);

4) обрыв фазы в линии, в трансформаторе, в двигателе и т. п.

Для удобства рассмотрения схемы обычно предполагают, что несимметричные замыкания произошли не непосредственно в цепи, а на условном ответвлении от неё. Как и несимметричные нагрузки, эти источники несимметрии (фиг. 13) можно отнести к группе поперечных.



Фиг. 15. Пример построения схем прямой, обратной и нулевой последовательностей

Обрыв одной или двух фаз или, в более общем случае, введение в эти фазы сопротивлений Z можно рассматривать как группу продольных источников несимметрии (фиг. 14).

В несимметричных элементах цепи схемы отдельных последовательностей связаны между собой, например, падения напряжения каждой из последовательностей в этих элементах в общем случае зависят от токов всех последовательностей

$$\left. \begin{aligned} \Delta \dot{U}_1 &= i_1 \dot{Z}_{11} + i_2 \dot{Z}_{12} + i_0 \dot{Z}_{10}; \\ \Delta \dot{U}_2 &= i_1 \dot{Z}_{21} + i_2 \dot{Z}_{22} + i_0 \dot{Z}_{20}; \\ \Delta \dot{U}_0 &= i_1 \dot{Z}_{01} + i_2 \dot{Z}_{02} + i_0 \dot{Z}_{00}. \end{aligned} \right\} \quad (32)$$

Для схем обратной и нулевой последовательностей, не имеющих собственных э.д.с., эта связь между схемами последовательностей может быть представлена в виде э.д.с., включённой между зажимами вместе несимметричного элемента.

В схеме прямой последовательности несимметричный элемент представляется в виде дополнительного падения напряжения или в виде дополнительного сопротивления.

На фиг. 15 представлен пример схем прямой, обратной и нулевой последовательностей для характерной схемы при несимметричном коротком замыкании, обрыве фазы и несимметричной нагрузке.

Для схем каждой из последовательностей применим закон Ома и законы Кирхгофа.

КОМПЛЕКСНЫЕ СХЕМЫ

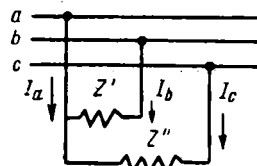
В ряде простейших случаев несимметрии схемы последовательностей могут быть объединены в одну комплексную схему путём тех или иных соединений между зажимами, соответствующими концам несимметричного элемента. В табл. 3 приведены основные случаи несимметрии и соответствующие им комплексные схемы. В этой таблице видна также связь между случаями несимметричных коротких замыканий и обрывом фаз.

НАГРУЗКА, ВКЛЮЧЕННАЯ ОТКРЫТЫМ ТРЕУГОЛЬНИКОМ (ДВУПЛЕЧАЯ НАГРУЗКА) (фиг. 16)

Условия, налагаемые схемой включения фиг. 16:

$$\left. \begin{aligned} i_a + i_b + i_c &= 0; \\ \dot{U}_b - \dot{U}_a &= i_b \dot{Z}'; \\ \dot{U}_c - \dot{U}_a &= i_c \dot{Z}'', \end{aligned} \right\} \quad (33)$$

где \dot{U}_a , \dot{U}_b и \dot{U}_c — фазные напряжения в месте приложения нагрузки.



Фиг. 16. Нагрузка, включённая открытым треугольником

Эти условия, выраженные в симметричных составляющих, будут:

$$\left. \begin{aligned} i_0 &= 0; \\ \dot{U}_1 &= i_1 \frac{\dot{Z}' + \dot{Z}''}{3} + i_2 \frac{a^2 \dot{Z}' + a \dot{Z}''}{3}; \\ \dot{U}_2 &= i_1 \frac{a \dot{Z}' + a^2 \dot{Z}''}{3} + i_2 \frac{\dot{Z}' + \dot{Z}''}{3}. \end{aligned} \right\} \quad (34)$$

Основные случаи несимметрии

Таблица 3

	Характер короткого замыкания или включения несимметричной нагрузки		Обрыв проводов линии		Условия между точками а и ф
	Трёхпроводная схема	Комплексная схема	Трёхпроводная схема	Комплексная схема	
1	Однофазное замыкание на землю или однофазная нагрузка		Обрыв фаз b и c		$I_0 = I_1 = I_2 = \frac{1}{3} I_a$ $\Delta U_0 + \Delta U_1 + \Delta U_2 = 0$
2	Двухфазное замыкание на землю или нагрузка между двумя фазами		Обрыв фазы a		$I_0 + I_1 + I_2 = 0$ $\Delta U_0 = \Delta U_1 = \Delta U_2$
3	Двухфазное короткое замыкание или однофазная нагрузка между двумя фазами ($Z_{bc} = 2Z$)		Обрыв фазы a на участке сети, на котором невозможно протекание тока нулевой последовательности		$I_0 = 0$ $I_2 = I_1$ $\Delta U_0 = \Delta U_1 = \Delta U_2$

Полагая сопротивление всей схемы обратной последовательности относительно зажимов, к которым приключена нагрузка, равным Z_2 , тогда

$$\dot{U}_2 = -\dot{I}_2 Z_2. \quad (35)$$

Подставляя это значение в последнее из уравнений (34), устанавливается

$$\frac{\dot{I}_2}{\dot{I}_1} = -\frac{a\dot{Z}' + a^2\dot{Z}''}{\dot{Z}' + \dot{Z}'' + 3\dot{Z}_2}. \quad (36)$$

С учётом (36) также

$$\frac{U_2}{\dot{U}_1} = \frac{\dot{Z}_2(a\dot{Z}' + a^2\dot{Z}'')}{\dot{Z}_2(\dot{Z}' + \dot{Z}'') + \dot{Z}'\dot{Z}''}. \quad (37)$$

При

$$\dot{Z}' = \dot{Z}'' = \dot{Z}. \quad (38)$$

из (34) следует:

$$\left. \begin{aligned} I_0 &= 0; \\ \dot{U}_1 &- \frac{1}{3} \dot{I}_1 \dot{Z} = \frac{1}{3} (\dot{I}_1 - \dot{I}_2) \dot{Z}; \\ \dot{U}_2 &- \frac{1}{3} \dot{I}_2 \dot{Z} = \frac{1}{3} (\dot{I}_2 - \dot{I}_1) \dot{Z}. \end{aligned} \right\} \quad (39)$$

Далее

$$\left. \begin{aligned} \frac{\dot{I}_2}{\dot{I}_1} &= \frac{\dot{Z}}{2\dot{Z} + 3\dot{Z}_2}; \\ \frac{\dot{U}_2}{\dot{U}_1} &= -\frac{\dot{Z}_2}{\dot{Z} + 2\dot{Z}_2}. \end{aligned} \right\} \quad (40)$$

При равенстве плеч нагрузок (38) на основании (39) возможно составление комплексной схемы фиг. 17.

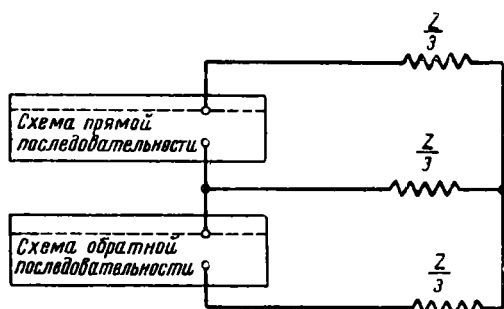
ВЛИЯНИЕ ТОКОВ И НАПРЯЖЕНИЙ ОБРАТНОЙ И НУЛЕВОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЕЙ НА РАБОТУ СИСТЕМЫ

Токи обратной и нулевой последовательностей, вызванные несимметрией в какой-либо точке системы (например несимметричной нагрузкой), протекают по своим самостоятельным путям, определяемым схемами этих последовательностей. Эти токи так или иначе воздействуют на симметричные двигатели, линии передачи и трансформаторы, расположенные не по пути протекания токов прямой последовательности от электростанций к рассматриваемому несимметричному элементу

Значение для системы протекания токов обратной и нулевой последовательностей различно в зависимости от того, в каком режиме и как длительно эти токи протекают. Следует различать следующие режимы:

- 1) нормальный;
- 2) аварийный;
- 3) послеаварийный.

В нормальных режимах предъявляются наиболее жёсткие требования как в части недоиспользования оборудования в сетях, так и повышения потерь в сетях, вызываемых протеканием токов обратной и нулевой последовательностей.



Фиг. 17. Эквивалентная комплексная схема для случая нагрузки, включённой открытым треугольником (при равенстве нагрузок плеч)

В послеаварийных режимах, рассчитываемых на несколько часов или несколько суток, при которых основная задача заключается в обеспечении электроснабжения наиболее ответственных потребителей, приходится мириться с известным недоиспользованием оборудования и ухудшенными условиями электроснабжения. Увеличение потерь в сетях в этих режимах имеет второстепенное значение.

В аварийных режимах, несмотря на кратковременность их, могут возникать опасные воздействия. Например, при коротких замыканиях на землю в сетях с глухозаземлёнными нейтралью токи нулевой последовательности (токи в земле) могут вызывать опасные воздействия на расположенные близко цепи связи.

В большинстве несимметричных послеаварийных режимов (работа двумя фазами трансформаторов и линий передачи в сетях с глухозаземлёнными нейтралью и т. п.) напряжение прямой последовательности снижается по сравнению с симметричным режимом работы. Вследствие несимметрии напряжения прямой последовательности в длительных нормальных режимах также должно быть ниже, чем при симметричных напряжениях. Если в одной из фаз достигается уровень напряжения, предельно допустимый при рассматриваемом номинальном напряжении, то в двух других фазах напряжения будут ниже. Разложение на симметричные составляющие всегда будет приводить к значению напряжения прямой последовательности, по абсолютной величине меньшему рассматриваемого уровня. Соотношение между напряжением прямой последовательности и фазными величинами при отсутствии напряжения нулевой последователь-

ности может быть определено по формулам (12).

Снижение напряжения прямой последовательности вызывает ухудшение условий работы асинхронных двигателей и общее увеличение токов нагрузки прямой последовательности, что в свою очередь вызывает увеличение потерь в сетях.

Потери в сетях увеличиваются также за счёт потерь, вызываемых токами обратной и нулевой последовательностей.

Трёхфазная мощность несимметричной нагрузки может быть представлена в следующем виде:

$$S = P + jQ = 3 (\dot{U}_1 \hat{I}_1 + \dot{U}_2 \hat{I}_2 + \dot{U}_0 \hat{I}_0). \quad (41)$$

Эта формула позволяет определить потери от токов каждой последовательности в отдельности.

Токи обратной и нулевой последовательностей, протекающие через линии передачи, трансформаторы и другое оборудование, дополнительно увеличивают токовую нагрузку, снижая располагаемую мощность оборудования и линий передачи.

ТОКИ НУЛЕВОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ В СЕТЯХ

Токи нулевой последовательности, протекающие по линиям передачи в сетях с глухозаземлёнными нейтралью, имеют обратный путь через землю, причём ток в земле

$$I_s = 3I_0. \quad (42)$$

Токи нулевой последовательности при протекании их через землю вызывают опасные или мешающие влияния на цепи связи, если они достаточно велики и достаточно велика длина сближения линии передачи с линией связи, а ширина сближения мала.

При этом практическое значение имеют мешающие влияния лишь при достаточной длительности протекания токов нулевой последовательности, а опасные влияния также и тогда, когда эти токи протекают кратковременно.

Исходя из необходимости снижения опасных и мешающих влияний на цепи связи более целесообразно включение однофазных и двухфазных нагрузок на линейные напряжения, а не на фазные. При этом совершенно исключается протекание в сети токов нулевой последовательности.

Протекание токов обратной последовательности в синхронных машинах

Протекание токов обратной последовательности в синхронных машинах вызывает снижение располагаемой мощности.

Допустимая нагрузка синхронной машины определяется следующими условиями:

а) ток статора в наиболее загруженной фазе не должен превосходить номинального тока;

б) температура ротора ни в одной его части не должна превосходить допустимой;

в) механические вибрации машины, вызванные несимметричной нагрузкой, не должны достигать опасной величины [8].

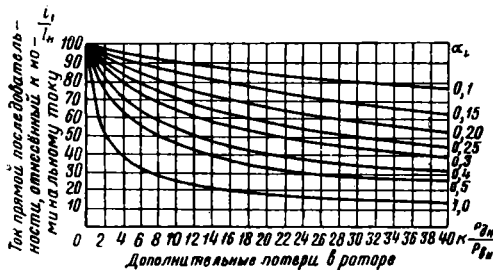
При несимметричной нагрузке машины поле обратной последовательности, вращающееся с двойной частотой относительно ротора, будет вызывать дополнительные потери в роторе

$$P_d = 3I_2^2 R_{2p}, \quad (43)$$

где I_2 — ток обратной последовательности;
 R_{2p} — активное сопротивление обратной последовательности ротора.

Дополнительные потери увеличивают перегрев поверхности бочки ротора машин с неявно выраженными полюсами. Перегрев обмотки возбуждения вследствие этого увеличивается. Для машин с явно выраженными полюсами дополнительный нагрев массивных металлических частей (например полюсных наконечников) меньше сказывается на нагреве обмотки возбуждения. Мало сказывается также нагрев обмотки возбуждения за счёт переменного тока непосредственно наведённого в обмотке возбуждения полем обратной последовательности. Соответственно дополнительному нагреву обмотки возбуждения должен быть снижен ток возбуждения, а следовательно, и нагрузка машины.

Допустимый ток прямой последовательности в долях от номинального в зависимости от дополнительных потерь в роторе при различных значениях несимметрии токов представлен на фиг. 18.



Фиг. 18. Допустимый ток прямой последовательности генератора в долях от номинального в зависимости от дополнительных потерь в роторе при различных значениях несимметрии токов

По оси абсцисс на этой фигуре отложены значения

$$\frac{\kappa P_{dн}}{P_{вн}},$$

где $P_{дн}$ — дополнительные потери, отнесённые к току обратной последовательности, равному номинальному току машины;

$P_{вн}$ — потери на возбуждение при номинальной нагрузке;

κ — коэффициент, учитывающий часть дополнительных потерь, влияющую на нагрев обмотки возбуждения.

Для машин с явно выраженными полюсами $\kappa = 0,1-0,2$, а для машин с неявно выраженными полюсами — $\kappa = 0,5-0,6$.

Значения относительных дополнительных потерь, выявленные в результате ряда

испытаний, значительно колеблются. Для турбогенераторов различных типов были получены значения $\frac{P_{дн}}{P_{вн}}$ в пределах $11 \div 33$,

для машин с явно выраженными полюсами и демпферной обмоткой (асинхронный компенсатор) — 10, а для гидрогенераторов без демпферной обмотки — $2,8-3,2$.

Допустимая несимметричная нагрузка для синхронной машины обязательно должна определяться экспериментально.

Протекание токов обратной последовательности в асинхронных двигателях

В отличие от генераторов, нагрузка которых может быть снижена при несимметричных токах, нагрузка двигателей определяется приводом и, как правило, не может регулироваться.

При несимметрии напряжений на зажимах в двигателе текут несимметричные токи с несимметрией в несколько раз большей, чем несимметрия напряжений.

При несимметрии напряжений даже весьма небольшой величины (исчисляемой несколькими процентами), если эта несимметрия носит длительный характер, работа двигателя может резко ухудшиться вследствие увеличения потерь. При несимметрии напряжений на зажимах двигателя увеличивается ток статора за счёт токов обратной последовательности. Кроме того, обычное при этом снижение напряжения прямой последовательности вызывает увеличение тока ротора и может вызвать также дополнительное увеличение тока статора. Основное значение имеет увеличение потерь в статоре, вызванное токами обратной последовательности.

Ток в фазе определяется несимметрией токов и углом сдвига между токами обратной и прямой последовательностей. Наибольший ток в одной из фаз имеет место при угле сдвига $\gamma = 0$:

$$I_a = I_1 (1 + \alpha_i). \quad (44)$$

Нагрев статора неравномерен по фазам. Если исходить из того, что общие потери в статоре не превышали нормальных, ток прямой последовательности должен определяться из соотношения

$$I_n = I_1 \sqrt{1 + \alpha_i^2}. \quad (45)$$

Однако при этом вследствие неравномерного распределения тепла температура наиболее нагруженной фазы будет выше допустимой. При условии сохранения температуры во всех частях статора не более чем имеющих место при номинальных токах ток прямой последовательности должен находиться в пределах между значениями, определяемыми по формулам (44) и (45).

На основании теоретического и экспериментального исследований теплового режима асинхронных двигателей в несимметричных режимах, проведённых в Московском институте механизации и электрификации сельского хозяйства (работа канд. техн. наук Мартыненко И.И. под руководством профессора Андрианова В. Н.), получены формулы для наибольшего

допустимого тока в фазах двигателя и допустимой нагрузки в зависимости от несимметрии напряжений на зажимах двигателя.

Для наиболее неблагоприятного случая, когда в одной из фаз двигателя векторы токов прямой и обратной последовательностей совпадают по направлению и складываются арифметически, наибольший допустимый ток в этой фазе в относительных единицах будет:

$$\frac{I_{нб}}{I_n} = \alpha \kappa (1 - \alpha) + \sqrt{1 - \alpha^2 \kappa^2 (1 - \alpha^2)} \quad (46)$$

Соответственно допустимая нагрузка на валу двигателя в относительных единицах

$$\frac{P_{нб}}{P_n} = \left(\frac{I_{нб}}{I_n} - \alpha \right) m \quad (47)$$

Здесь I_n и P_n — соответственно номинальный ток и номинальная мощность двигателя на валу;

α — несимметрия напряжения на зажимах двигателя в относительных единицах;

$$\kappa = \left| \frac{Z_{1n}}{Z_2} \right| \quad \text{— отношение сопротивления}$$

прямой последовательности двигателя при номинальном токе к сопротивлению обратной последовательности; приближенно κ равняется кратности пускового тока по отношению к номинальному;

$$m = \frac{\eta \cos \varphi}{\eta_n \cos \varphi_n} \quad \text{— коэффициент, зависящий от конструкции двигателя и типа его обмоток и характеризующий тепловыравнивающую способность двигателя;}$$

где $\eta_n \cos \varphi_n$ — к. п. д. и $\cos \varphi$ двигателя при номинальной нагрузке;

$\eta \cos \varphi$ — к. п. д. и $\cos \varphi$ двигателя при нагрузке, определяемой формулой (47).

Формулы (46) и (47) выведены в предположении, что напряжение прямой последовательности равно номинальному напряжению ($U_1 = U_n$) и что температура наиболее нагретой фазы равна температуре при длительной номинальной нагрузке двигателя и симметричном напряжении.

На фиг. 19 представлены кривые $\frac{I_{нб}}{I_n}$ и

$\frac{P_{нб}}{P_n}$ в зависимости от α при различных значениях κ .

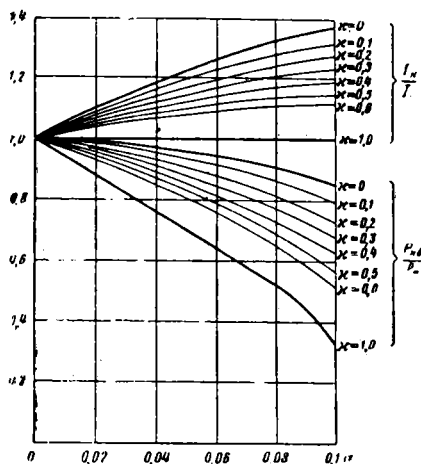
Эти кривые подсчитаны при значениях $\kappa = 5$.

$\alpha = 0$ соответствует условию, что средний квадратичный ток равен номинальному, а $\alpha = 1$ условию, что наибольший ток в фазе равен номинальному. Эти кривые являются предельными для двигателей разных типов и мощностей.

Значения κ составляют:

Двигатели защищенного исполнения с однослойной обмоткой (все двигатели 3-го и 4-го габаритов, а также двигатели А51-4, А51-6, А52-4, А52-6)	0,3—0,5
Двигатели защищенного исполнения с двухслойной обмоткой	0,1—0,2
Двигатели закрытые обдуваемые	0,5—0,6

Меньшие значения κ относятся к двигателям меньших мощностей и имеющим большую разность перегрева меди и стали.



Фиг. 19. Допустимый ток двигателя для различных κ и α

В настоящее время не установлено каких-либо предельно допустимых значений несимметрии напряжений для асинхронных двигателей. Можно, однако, считать, что несимметрия напряжений до 2—3% вызывает увеличение нагрева статора в пределах тех естественных запасов, с которыми выбирают двигатели.

При кратковременной несимметрии напряжения на зажимах асинхронного двигателя нагрев двигателя имеет второстепенное значение. Главную роль играет снижение момента двигателя, которое может привести к опрокидыванию.

Токи обратной последовательности создают момент

$$M_2 = - \frac{S}{2-S} \alpha_i^2 M_1 \approx - \frac{S}{2} \alpha_i^2 M_1 \quad (48)$$

Отрицательный знак этого момента указывает на то, что он направлен обратно моменту прямой последовательности, т. е. является тормозящим. Абсолютное значение момента обратной последовательности даже при больших значениях несимметрии токов (0,3—0,6) остаётся достаточно низким.

Более существенное значение имеет снижение кратности максимального момента за счёт снижения напряжения прямой последовательности, могущей иметь место при несимметрии напряжений

$$b = b_n \kappa^2, \quad (49)$$

где b_n — кратность максимального момента при номинальном напряжении;
 κ_n — коэффициент снижения напряжения;
 b — кратность максимального момента при снижении напряжении U_1 .

СИММЕТРИЧНЫЕ СОСТАВЛЯЮЩИЕ ВЫСШИХ ГАРМОНИЧЕСКИХ ТОКОВ И НАПРЯЖЕНИЙ И ИХ НЕСИММЕТРИЯ

Если форма кривой тока или напряжения во всех трёх фазах одинакова, эти токи или напряжения равны между собой по абсолютной величине и основные составляющие их образуют симметричную трёхфазную систему, то каждая из выделенных высших гармонических образует одну из систем нулевой, прямой и обратной последовательностей.

Последовательность высших гармонических (0, 1 или 2) при основной составляющей прямой последовательности будет

$$b = n - 3m, \quad (50)$$

где n — порядок высшей гармонической;

$3m$ — ближайшее к n целое число, кратное трём, или 0.

Если основные составляющие образуют не прямую, а обратную последовательность, то последовательность высших гармонических будет

$$b = 3m - n. \quad (51)$$

Наконец, если основные составляющие образуют нулевую последовательность, то все высшие гармонические нулевой последовательности.

В табл. 4 приведены последовательности высших гармонических в зависимости от последовательности основной составляющей.

Таблица 4

Последовательность высших гармонических

Порядок высших гармонических	Основная гармоническая		
	прямой	обратной	нулевой
	последовательности		
1	1	2	0
3	0	0	0
5	2	1	0
7	1	2	0
9	0	0	0
11	2	1	0
13	1	2	0

Примером изложенному являются высшие гармонические намагничивающего тока силовых трансформаторов. Основная гармоническая намагничивающего тока прямой последовательности и соответственно каждая из высших гармонических имеет свою последовательность согласно табл. 4. Третья и кратные ей гармоники намагничивающего тока — нулевой последовательности.

При соединении одной из обмоток трансформатора в треугольник третья и кратные ей гармоники намагничивающего тока замыкаются внутри треугольника, вследствие чего исключается появление значительных

напряжений этих гармоник в трансформаторе или протекание токов их во внешней сети (если в сети имеется путь для протекания токов нулевой последовательности).

Совершенно иначе представляются высшие гармонические несимметричных нагрузок.

Разложение несимметричных токов и напряжений на симметричные составляющие рассматривается применительно к синусоидальным токам и напряжениям. При несинусоидальных токах и напряжениях следует их сначала разложить на высшие гармонические и затем уже рассматривать симметричные составляющие от основной и высших гармоник.

В силовом трёхфазном трёхстержневом трансформаторе вследствие несимметричности его магнитной системы, строго говоря, намагничивающие токи фаз неодинаковы по абсолютной величине: ток фазы, расположенной на среднем стержне, меньше токов двух других фаз. Соответственно токи высших гармонических фаз не равны по абсолютной величине. Разложение каждой из высших гармонических на симметричные составляющие приводит к обоснованию существования всех трёх симметричных составляющих для каждой гармоники. В обмотке трансформатора, соединённой в треугольник, замыкаются нулевые последовательности не только третьей и кратной ей гармоники, но и всех других гармоник (5, 7 и т. д.). С другой стороны, в линии на стороне треугольника протекают токи прямой и обратной последовательностей всех гармоник, в том числе третьей и кратной ей.

Эти же соображения относятся и к другим несимметричным нагрузкам, содержащим высшие гармонические. При этом для высших гармонических действительны такие же условия связи симметричных составляющих, как и для основной гармоники. Так, в сети с глухо-заземлёнными нейтральными при включении между фазой и землёй однофазной нагрузки, содержащей высшие гармонические, каждая из высших гармоник будет иметь симметричные составляющие

$$I_0^k = I_1^k = I_2^k. \quad (52)$$

В случае включения той же нагрузки между двумя фазами

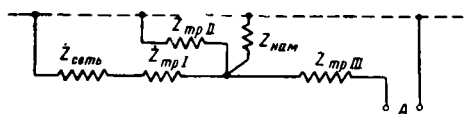
$$I_0^k = 0; \quad I_2^k = -I_1^k. \quad (53)$$

При включении нагрузки открытым треугольником также будут отсутствовать составляющие нулевой последовательности [см. формулы (34) и (39)]. Условием отсутствия составляющих нулевой последовательности является включение несимметричных нагрузок на линейные напряжения.

Одним из серьёзных затруднений при протекании высших гармоник нулевой последовательности являются мешающие влияния на цепи связи и, в частности, на телефонные цепи; токи частот выше 50 гц оказывают большие мешающие влияния, чем токи 50 гц.

Питание несимметричных нагрузок через силовой трансформатор со схемой включения треугольник—звезда с заземлённой нейтралью со стороны треугольника исключает протекание

ние токов высших гармонических нулевой последовательности в генераторе или линии, питающей этот трансформатор. При схеме соединения трансформатора звезда с заземлённой нейтралью — звезда с заземлённой нейтралью токи нулевой последовательности высших гармоник будут трансформироваться через трансформатор и протекать на другой стороне в генераторе или линии, питающей трансформатор. Наконец, в случае схемы соединения трансформатора звезда с заземлённой нейтралью — треугольник — звезда с заземлённой нейтралью, эквивалентная схема для нулевой последовательности высших гармоник представлена на фиг. 20. Токи



Все сопротивления в схеме для нулевой последовательности рассматриваемой гармоники

$Z_{\text{сеть}}$ — сопротивление сети питающей трансформатор
 $Z_{\text{тр I}}$, $Z_{\text{тр II}}$, $Z_{\text{нам}}$ — сопротивления обмоток трансформатора соответственно $\downarrow \Delta / \downarrow$

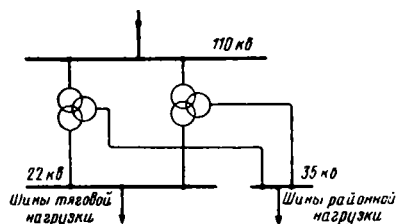
$Z_{\text{нам}}$ — сопротивление намагничивания трансформатора
 А — зажимы к которым приключена несимметричная нагрузка

Фиг. 20. Эквивалентная схема нулевой последовательности для трансформатора со схемой обмоток звезда с заземлённой нейтралью — треугольник — звезда с заземлённой нейтралью

нулевой последовательности текут по двум параллельным путям, однако меньшая часть токов нулевой последовательности высших гармоник будет протекать в сети, питающей силовой трансформатор.

ПРИМЕР РАСЧЕТА НЕСИММЕТРИИ ТОКОВ И НАПРЯЖЕНИЙ НА ТЯГОВОЙ ПОДСТАНЦИИ

Рассматривается тяговая подстанция, оборудованная трёхобмоточными трансформаторами. Одна из вторичных обмоток питает тяговую нагрузку, а вторая — районную симметричную нагрузку (фиг. 21). В целях



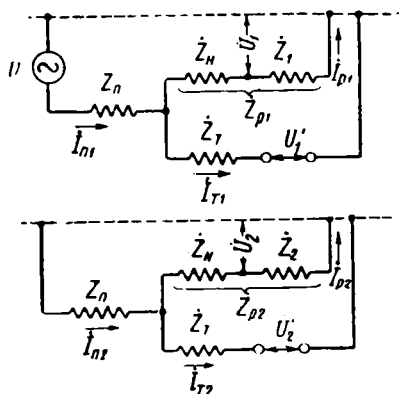
Фиг. 21. Схема тяговой подстанции для примера расчета несимметрии

упрощения принимается, что на шинах высшего напряжения подстанции напряжение симметрично. Тяговая нагрузка включена открытым треугольником, причём в общем случае плечи нагрузки неодинаковы.

Схемы прямой и обратной последовательностей представлены на фиг. 22. На этой фигуре U — симметричное напряже-

ние на высшей стороне; \dot{Z}_n , \dot{Z}_T и \dot{Z}_H — сопротивления обмоток трансформаторов, соответственно высшей стороны, на тяговой стороне и на стороне районной нагрузки; \dot{Z}_1 и \dot{Z}_2 — сопротивления районной нагрузки, соответственно прямой и обратной последовательностям:

$$\dot{Z}_{p1} = \dot{Z}_n + \dot{Z}_1; \quad \dot{Z}_{p2} = \dot{Z}_n + \dot{Z}_2.$$



Фиг. 22. Схема прямой и обратной последовательностей для фиг. 21

Условия, налагаемые схемой включения несимметричной тяговой нагрузкой (фиг. 16), определяются выражениями (33). Эти условия, выраженные в симметричных составляющих, применительно к принятым обозначениям, будут:

$$\left. \begin{aligned} (a^2 - 1) \dot{U}'_1 + (a - 1) \dot{U}'_2 &= \\ &= (a^2 \dot{I}_{T1} + a \dot{I}_{T2}) \dot{Z}' ; \\ (a - 1) \dot{U}'_1 + (a^2 - 1) \dot{U}'_2 &= \\ &= (a \dot{I}_{T1} + a^2 \dot{I}_{T2}) \dot{Z}'' . \end{aligned} \right\} \quad (54)$$

Кроме того, из схемы обратной последовательности следует, что:

$$\dot{U}'_2 = - \dot{I}_{T2} \left(\dot{Z}_T + \frac{\dot{Z}_n \dot{Z}_{p2}}{\dot{Z}_n + \dot{Z}_{p2}} \right). \quad (55)$$

Решение этого уравнения совместно со вторым уравнением (54) позволяет определить соотношение напряжений прямой и обратной последовательностей на шинах тяговой нагрузки, а следовательно, и несимметрию напряжений:

$$\frac{\dot{U}'_2}{\dot{U}'_1} = \frac{\left(\frac{a^2}{Z'} + \frac{a}{Z''} \right) \left(\dot{Z}_T + \frac{\dot{Z}_n \dot{Z}_{p2}}{\dot{Z}_n + \dot{Z}_{p2}} \right)}{1 + \left(\frac{1}{Z'} + \frac{1}{Z''} \right) \left(\dot{Z}_T + \frac{\dot{Z}_n \dot{Z}_{p2}}{\dot{Z}_n + \dot{Z}_{p2}} \right)} \quad (56)$$

Решение уравнений (54) с учётом (56) позволяет определить соотношение токов прямой и обратной последовательностей тяговой нагрузки:

$$\frac{i_{T_1}}{i_{T_1}} = - \frac{\frac{a^2}{Z'} + \frac{a}{Z''}}{\frac{1}{Z'} + \frac{1}{Z''} + \frac{3}{Z'Z''} \left(\dot{Z}_T + \frac{\dot{Z}_n \dot{Z}_{p2}}{\dot{Z}_n + \dot{Z}_{p2}} \right)} \quad (57)$$

Из схем прямой и обратной последовательностей следует:

$$\begin{cases} \dot{U}_1 = i_{p1} \dot{Z}_1; \\ \dot{U}_2 = i_{p2} \dot{Z}_2; \end{cases} \quad (58)$$

а также

$$\begin{cases} i_{p1} \dot{Z}_{p1} = \dot{U}'_1 + i_{T1} \dot{Z}_T; \\ i_{p2} \dot{Z}_{p2} = \dot{U}'_2 + i_{T2} \dot{Z}_T. \end{cases} \quad (59)$$

Совместное решение этих уравнений с учётом (54) позволяет получить соотношение

$$\begin{aligned} \frac{\dot{U}_2}{\dot{U}_1} = & \frac{\dot{U}'_1 \left(\frac{a^2}{Z'} + \frac{a}{Z''} \right) \dot{Z}_T - \dot{U}'_2 \left(1 + \frac{\dot{Z}_T}{Z'} + \frac{\dot{Z}_T}{Z''} \right)}{\dot{U}'_1 \left(1 + \frac{\dot{Z}_T}{Z'} + \frac{\dot{Z}_T}{Z''} \right) - \dot{U}'_2 \left(\frac{a}{Z'} + \frac{a^2}{Z''} \right) \dot{Z}_T} \times \\ & \times \frac{\dot{Z}_2 \dot{Z}_{p1}}{\dot{Z}_1 \dot{Z}_{p2}}. \end{aligned} \quad (60)$$

Подставляя сюда значение $\frac{\dot{U}'_2}{\dot{U}'_1}$ из выражения (56), устанавливается соотношение между напряжениями прямой и обратной последовательности на шинах районной нагрузки, выраженное через сопротивления:

$$\begin{aligned} \frac{\dot{U}_2}{\dot{U}_1} = & \frac{\left(\frac{a^2}{Z'} + \frac{a}{Z''} \right)}{1 + \left(\frac{1}{Z'} + \frac{1}{Z''} \right) \dot{Z}_T +} \dots \\ & \dots \frac{\frac{Z}{\dot{Z}_n + \dot{Z}_{p2}} \frac{\dot{Z}_2}{\dot{Z}_1} \frac{\dot{Z}_{p1}}{\dot{Z}_{p2}}}{\left(\frac{1}{Z'} + \frac{1}{Z''} + 3 \frac{\dot{Z}_T}{Z'Z''} \right) \left(\dot{Z}_T + \frac{\dot{Z}_n \dot{Z}_{p2}}{\dot{Z}_n + \dot{Z}_{p2}} \right)}. \end{aligned} \quad (61)$$

Токи на первичной стороне трансформатора будут:

$$\begin{cases} i_{n1} = i_{T1} + i_{p1}; \\ i_{n2} = i_{T2} + i_{p2}. \end{cases} \quad (62)$$

Подставляя сюда значения токов нагрузок из (54) и (58) с учётом также соотношений между симметричными составляющими прямой и обратной последовательности, легко получить

$$\frac{i_{n2}}{i_{n1}} = - \frac{\left(\frac{a^2}{Z'} + \frac{a}{Z''} \right) \frac{\dot{Z}_{p2} \dot{Z}_{p1}}{\dot{Z}_n + \dot{Z}_{p2}}}{1 + \left(\frac{1}{Z'} + \frac{1}{Z''} \right) \times}$$

$$\begin{aligned} & \dots \frac{1}{\left(\dot{Z}_T + \dot{Z}_{p1} \right) + \left(\dot{Z}_T + \frac{\dot{Z}_n \dot{Z}_{p2}}{\dot{Z}_n + \dot{Z}_{p2}} \right) \times} \\ & \dots \frac{1}{\left(\frac{1}{Z'} + \frac{1}{Z''} + 3 \frac{\dot{Z}_T + \dot{Z}_{p1}}{Z'Z''} \right)}. \end{aligned} \quad (63)$$

В частном случае при равенстве плеч нагрузок примем

$$\dot{Z}' = \dot{Z}'' = \dot{Z}. \quad (64)$$

При этом условии формулы (56), (57), (61) и (63) принимают следующий вид:

$$\frac{\dot{U}'_2}{\dot{U}'_1} = - \frac{\dot{Z}_T + \frac{\dot{Z}_n \dot{Z}_{p2}}{\dot{Z}_n + \dot{Z}_{p2}}}{\dot{Z} + 2 \left(\dot{Z}_T + \frac{\dot{Z}_n \dot{Z}_{p2}}{\dot{Z}_n + \dot{Z}_{p2}} \right)}; \quad (56')$$

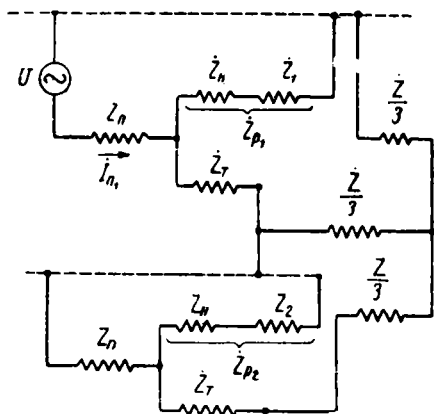
$$\frac{i_{T2}}{i_{T1}} = \frac{\dot{Z}}{2\dot{Z} + 3 \left(\dot{Z}_T + \frac{\dot{Z}_n \dot{Z}_{p2}}{\dot{Z}_n + \dot{Z}_{p2}} \right)}; \quad (57')$$

$$\begin{aligned} \frac{\dot{U}'_2}{\dot{U}'_1} = & - \frac{\frac{\dot{Z}_n \dot{Z}_{p2}}{\dot{Z}_n + \dot{Z}_{p2}} \frac{\dot{Z}_{p1}}{\dot{Z}_{p2}} \frac{\dot{Z}_2}{\dot{Z}_1}}{\dot{Z} + 2\dot{Z}_T + \left(2 + 3 \frac{\dot{Z}_T}{\dot{Z}} \right) \times} \dots \\ & \dots \frac{1}{\left(\dot{Z}_T + \frac{\dot{Z}_n \dot{Z}_{p2}}{\dot{Z}_n + \dot{Z}_{p2}} \right)}; \end{aligned} \quad (61')$$

$$\frac{i_{n2}}{i_{n1}} = \frac{\frac{\dot{Z}_{p1} \dot{Z}_{p2}}{\dot{Z}_n + \dot{Z}_{p2}}}{\dot{Z} + 2\dot{Z}_T + 2\dot{Z}_{p1} + \left(\dot{Z}_T + \frac{\dot{Z}_n \dot{Z}_{p2}}{\dot{Z}_n + \dot{Z}_{p2}} \right) \times}$$

$$\dots \frac{1}{\left(2 + 3 \frac{\dot{Z}_T + \dot{Z}_{p1}}{\dot{Z}} \right)}. \quad (63')$$

При условии равенства плеч нагрузок (64) применима комплексная схема (фиг. 17), которая в рассматриваемом случае принимает вид, изображённый на фиг. 23. Формулы (56'), (57'), (61') и (63') могут быть получены непосредственно из комплексной схемы.



Фиг. 23. Комплексная схема примера расчета при равенстве плеч нагрузок

Для случая одноплечей нагрузки, включенной между двумя фазами, может быть применена комплексная схема в соответствии с п. 3 табл. 3. В рассматриваемом случае комплексная схема представлена на фиг. 24. Сопротивление тяговой нагрузки обозначено на этой схеме через Z .

Из этой схемы могут быть получены следующие соотношения:

$$\frac{\dot{U}'_2}{\dot{U}'_1} = \frac{\dot{Z}_T + \frac{\dot{Z}_n \dot{Z}_{p2}}{\dot{Z}_n + \dot{Z}_{p2}}}{\dot{Z} + \dot{Z}_T + \frac{\dot{Z}_n \dot{Z}_{p2}}{\dot{Z}_n + \dot{Z}_{p2}}}; \quad (56'')$$

$$\frac{I_{T2}}{I_{T1}} = -1; \quad (57'')$$

$$\frac{\dot{U}_2}{\dot{U}_1} = \frac{\frac{\dot{Z}_n \dot{Z}_{p2}}{\dot{Z}_n + \dot{Z}_{p2}} \cdot \frac{\dot{Z}_{p1}}{\dot{Z}_{p2}} \cdot \frac{\dot{Z}_2}{\dot{Z}_1}}{\dot{Z} + 2\dot{Z}_T + \frac{\dot{Z}_n \dot{Z}_{p2}}{\dot{Z}_n + \dot{Z}_{p2}}}; \quad (61'')$$

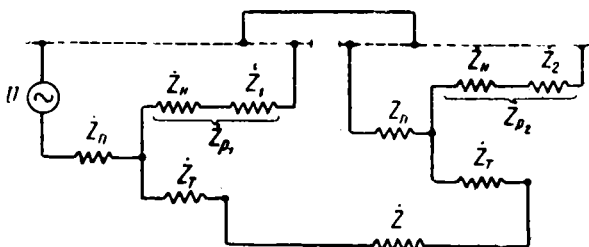
$$\frac{I_{n2}}{I_{n1}} = - \frac{\frac{\dot{Z}_{p1} \dot{Z}_{p2}}{\dot{Z}_n + \dot{Z}_{p2}}}{\dot{Z} + 2\dot{Z}_T + \dot{Z}_{p1} + \frac{\dot{Z}_n \dot{Z}_{p2}}{\dot{Z}_n + \dot{Z}_{p2}}}. \quad (63'')$$

Формулы для одноплечей нагрузки могут быть также получены из (56), (57), (61) и (63) в предположении

$$\dot{Z}' = \dot{Z}; \quad \dot{Z}'' = \infty, \quad (65)$$

Однако в этом последнем случае формулы будут отличаться от приведённых выше дополнительным коэффициентом a^2 , поскольку начальная фаза отличается от начальной фазы, положенной в основу составления комплексной схемы.

При условии, что районная нагрузка мала по сравнению с номинальной мощностью трансформаторов, с достаточной для практи-



Фиг. 24. Комплексная схема примера расчета для случая одноплечей нагрузки, включенной между двумя фазами

ческих целей точно, можно пользоваться приближёнными выражениями, приведёнными ниже.

Для двуплечей нагрузки, равной в обоих плечах:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\dot{U}'_2}{\dot{U}'_1} &\approx - \frac{\dot{Z}_n + \dot{Z}_T}{\dot{Z} + 2(\dot{Z}_n + \dot{Z}_T)}; \\ \frac{I_{T2}}{I_{T1}} &\approx \frac{\dot{Z}}{2\dot{Z} + 3(\dot{Z}_n + \dot{Z}_T)}; \\ \frac{\dot{U}_2}{\dot{U}_1} &\approx - \frac{\dot{Z}_n}{\dot{Z} + 2\dot{Z}_T + 2(\dot{Z}_n + \dot{Z}_T)}; \\ \frac{I_{n2}}{I_{n1}} &\approx \frac{\dot{Z}_{p1}}{\dot{Z} + 2\dot{Z}_{p1} + 2\dot{Z}_T + \frac{\dot{Z}_{p1}}{\dot{Z}} (\dot{Z}_n + \dot{Z}_T)} \end{aligned} \right\} \quad (66)$$

Соответственно для одноплечей нагрузки:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\dot{U}'_2}{\dot{U}'_1} &\approx \frac{\dot{Z}_n + \dot{Z}_T}{\dot{Z} + \dot{Z}_n + \dot{Z}_T}; \\ \frac{I_{T2}}{I_{T1}} &= -1; \\ \frac{\dot{U}_2}{\dot{U}_1} &\approx \frac{\dot{Z}_n}{\dot{Z} + \dot{Z}_n + 2\dot{Z}_T}; \\ \frac{I_{n2}}{I_{n1}} &\approx - \frac{\dot{Z}_{p1}}{\dot{Z} + \dot{Z}_{p1} + 2\dot{Z}_T + \dot{Z}_n} \end{aligned} \right\} \quad (67)$$

Для предварительного определения величины несимметрии токов и напряжений можно пользоваться ещё более приближёнными формулами, которые легко получаются, если пренебречь сопротивлением обмоток трансформатора по сравнению с сопротивлением нагрузки.

Для двуплечей нагрузки:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\dot{U}'_2}{\dot{U}'_1} &\approx -\frac{\dot{Z}_n + \dot{Z}_T}{\dot{Z}}; \\ \frac{\dot{I}_{T2}}{\dot{I}_{T1}} &\approx \frac{1}{2}; \\ \frac{\dot{U}_2}{\dot{U}_1} &\approx \frac{\dot{Z}_n}{\dot{Z}}; \\ \frac{\dot{I}_{n2}}{\dot{I}_{n1}} &\approx \frac{1}{2 + 3 \frac{\dot{Z}_n + \dot{Z}_T}{\dot{Z}} + \frac{\dot{Z}}{\dot{Z}_{p1}}} \end{aligned} \right\} \quad (66')$$

Соответственно для одноплечей нагрузки:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\dot{U}'_2}{\dot{U}'_1} &\approx \frac{\dot{Z}_n + \dot{Z}_T}{\dot{Z}}; \\ \frac{\dot{I}_{T2}}{\dot{I}_T} &= -1; \\ \frac{\dot{U}_2}{\dot{U}_1} &\approx \frac{\dot{Z}_n}{\dot{Z}}; \\ \frac{\dot{I}_{n2}}{\dot{I}_{n1}} &\approx -\frac{\dot{Z}_{p1}}{\dot{Z} + \dot{Z}_{p1}} \end{aligned} \right\} \quad (67')$$

Формулы (66') и (67') тем более близки к действительности, чем меньше районная и тяговая нагрузки по сравнению с номинальной мощностью включённых трансформаторов. В наиболее неблагоприятных условиях ошибка при определении абсолютного значения этих отношений может достигать 25% действительного значения, причём эта ошибка во всех случаях будет в сторону преувеличения абсолютных значений этих отношений.

Все приведённые выше соотношения между токами или напряжениями прямой и обратной последовательностей соответствуют случаю, когда все обмотки трёхобмоточных трансформаторов соединены в звезду. При соединении тяговой обмотки в треугольник в соотношениях на стороне звезды (на высшей стороне или на стороне районной нагрузки) должен быть изменён знак на обратный [например в формулах (61) и (63)], что соответствует другой начальной фазе.

Комплексные сопротивления тяговых грузов можно определить по следующей формуле:

$$\dot{Z}' = \frac{U_A^2}{S_T} (\cos \varphi' + j \sin \varphi'), \quad (68)$$

где U_A — линейное напряжение в кВ;

S_T — мощность одного плеча тяговой нагрузки в тыс. кВа;

$\cos \varphi'$ — коэффициент мощности тяговой нагрузки.

Аналогично определяется сопротивление прямой последовательности районной нагрузки

$$\dot{Z}_1 = \frac{U_A^2}{S_p} (\cos \varphi + j \sin \varphi). \quad (69)$$

Здесь S_p — трёхфазная мощность в тыс. кВа;

$\cos \varphi$ — коэффициент мощности районной нагрузки.

Сопротивление обратной последовательности районной нагрузки определяется в соответствии с разделом 8.

Формулы (66') и (67') могут быть выражены также через мощности:

$$\left. \begin{aligned} z'_u &\approx \frac{1}{2} (Z_n + Z_T)' \frac{S_T}{S_n}; \\ z'_i &\approx \frac{1}{2}; \\ a_u &\approx \frac{1}{2} Z_n' \frac{S_T}{S_n}; \\ a_i &\approx \frac{1}{2 \frac{S_T + S_p}{S_T} + 1} \frac{1}{1 + 1,5 (Z_n + Z_T)' \frac{P_T}{S_n}} \end{aligned} \right\} \quad (66'')$$

для одноплечей нагрузки

$$\left. \begin{aligned} z'_u &\approx (Z_n + Z_T)' \frac{S_T}{S_n}; \\ z'_i &= 1; \\ a_u &\approx Z_n' \frac{S_T}{S_n}; \\ a_i &\approx \frac{S_T}{S_T + S_p} \end{aligned} \right\} \quad (67'')$$

Здесь Z'_n , $(Z_n + Z_T)'$ — сопротивления соответствующих обмоток трансформатора (в относительных единицах);

S_n — трёхфазная номинальная мощность включённых трансформаторов;

S_T — кажущаяся мощность тяговой нагрузки (при двуплечей нагрузке — мощность обеих плеч);

$P_T = S_T \cos \varphi'$ — активная мощность тяговой нагрузки;

S_p — кажущаяся трёхфазная мощность районной нагрузки.

Степень загрузки трансформатора при несимметричной нагрузке определяется током нагрузки в наиболее загруженной фазе. Целесообразно ввести понятие о некоторой фиктивной трёхфазной мощности S_ϕ , соответствующей симметричному току, равному по абсолютной величине току I_m в наиболее загруженной фазе, т. е.

$$S_\phi = \sqrt{3} I_m U_n, \quad (70)$$

где U_n — номинальное линейное напряжение трансформатора.

Используя приближённые формулы несимметрии токов и напряжений, можно приближённо определить

$$S_{\phi} \approx 1,33 S_T + S_p. \quad (71)$$

Например, если ток наиболее загруженной фазы равен номинальному току трансформатора, то $S_{\phi} = S_n$.

Степень резервирования определяется как отношение

$$\frac{S_n}{S_{\phi}}.$$

Числовой пример. Тяговая подстанция с двумя трёхфазными трёхобмоточными трансформаторами по 20 000 *кв*а. Рассматривается работа подстанции при двуплечей нагрузке. В целях резервирования мощностей эти трансформаторы выбраны так, что

$$S_n = 40\,000 = 2 \cdot 0,75 S_{\phi} = 1,5 S_{\phi}.$$

Отсюда

$$S_{\phi} = \frac{40\,000}{1,5} \approx 26\,600 \text{ кв}а.$$

Районная нагрузка задана величиной

$$S_p = 1\,870 \text{ кв}а \text{ (1 500 квт при } \cos \varphi = 0,8 \text{)}.$$

По формуле (71) двуплечая нагрузка тяги равна

$$S_T = \frac{S_{\phi} - S_p}{1,33} = \frac{26\,600 - 1\,870}{1,33} = 18\,600 \text{ кв}а.$$

По ГОСТ для трёхобмоточных трансформаторов имеем:

$$(Z_n + Z_T)' = 0,17;$$

$$Z_n' = 0,1075.$$

Коэффициент несимметрии напряжений на шинах тяговой нагрузки по формуле (66")

$$\alpha_u' \approx 0,5 \cdot 0,17 \cdot \frac{18\,600}{40\,000} = 0,0395 \approx 0,04.$$

Коэффициент несимметрии тяговых токов

$$\alpha_i' \approx 0,5.$$

Коэффициент несимметрии напряжений на шинах районной нагрузки

$$\alpha_u \approx 0,5 \cdot 0,1075 \cdot \frac{18\,600}{40\,000} = 0,0248 \approx 0,025.$$

Коэффициент несимметрии токов в первичной обмотке трансформаторов

$$\alpha_i \approx \frac{1}{2 \cdot \frac{20\,470}{18\,600} + 1,5 \cdot 0,17 \cdot \frac{14\,900}{40\,000}} = 0,435.$$

Здесь $S_T + S_p = 20\,470 \text{ кв}а$;

$$P_T = 18\,600 \cdot 0,8 = 14\,900 \text{ квт}.$$

$\cos \varphi'$ для тяговой нагрузки принят равным 0,8.

КОНТАКТНАЯ СЕТЬ МЕТРОПОЛИТЕНА (ПИТАНИЕ, СЕКЦИОНИРОВАНИЕ И ЗАЩИТА)

СХЕМЫ ПИТАНИЯ И СЕКЦИОНИРОВАНИЯ

В целях надёжного питания контактной сети метрополитена большая часть сети перегонов имеет постоянное двустороннее питание, а питание консольных участков и тупиков резервируется от смежных линий при помощи дистанционно управляемых разъединителей с электроприводом.

На фиг. 1 приведена схема питания контактного рельса перегонного участка при централизованном электроснабжении и наличии контакторного поста.

При нормальном режиме работы разъединители 2 включены, а разъединители 3 отключены. Путём переключения разъединителей 2 и 3 имеется возможность осуществить питание двух участков контактного рельса одного пути по одной линии при повреждении кабеля смежной питающей линии.

Разъединители поста переключения оборудованы электроприводами, позволяющими осуществлять управление ими с электродиспетчерского пункта.

Способы маркировки питающих линий 825 в показаны на фиг. 1 цифрами в кружках а принципы связи (блокировки) между быстродействующими выключателями смежных подстанций и контакторного поста — пунктирными линиями.

Схема питания контактного рельса тупиков, через которые производится оборот по-

ездов на конечных станциях, изображена на фиг. 2. Схема обеспечивает безопасность персонала, осматривающего составы на ремонтных канавах во время движения поездов.

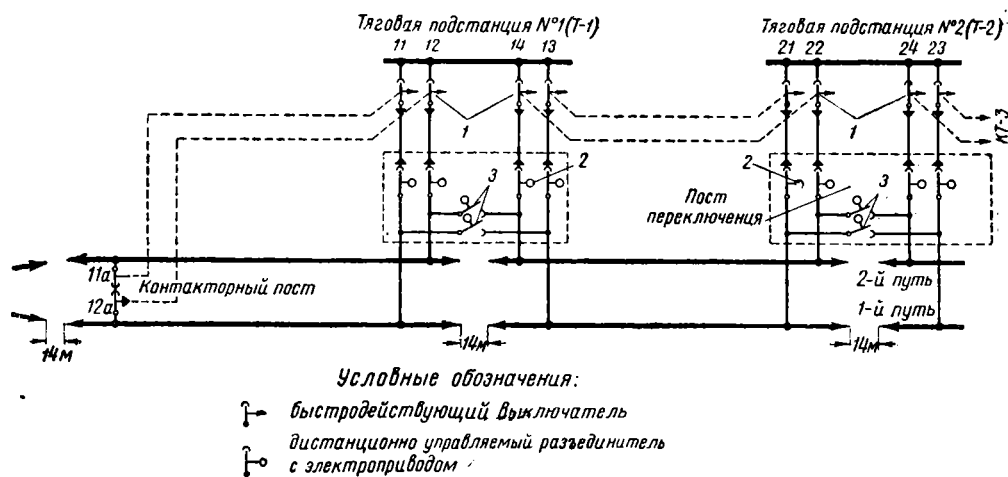
Это достигается путём отключения разъединителей 5 и 6 и создания неперекрываемых токоприёмниками поездов четырнадцати метровых разрывов между участками контактного рельса.

При повреждении кабеля, питающего сборку тупика от тяговой подстанции, разъединитель 1 отключается и питание контактного рельса тупика осуществляется от одного из главных путей, через разъединитель 3 или 4. Разъединители 3 и 4 служат также для резервирования питания контактных рельсов главных путей консольного участка при невозможности питания их по нормальной схеме. Разъединители 7 и 8 устанавливаются только в том случае, если необходимо питать станционные пути в ночное время, без подачи напряжения на другие участки трассы. Разрывы контактного рельса у разъединителей 7 и 8 должны быть неперекрываемыми, что диктуется требованиями техники безопасности.

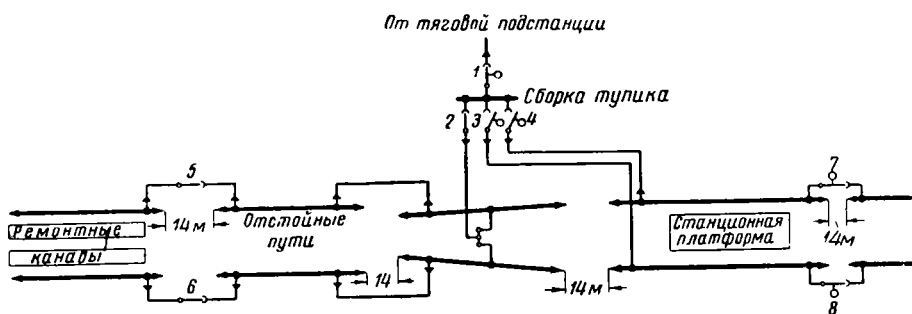
Разъединителем 2 может быть в случае необходимости снято напряжение со всех тупиковых путей одновременно.

На фиг. 3 изображена принципиальная схема питания контактной сети депо.

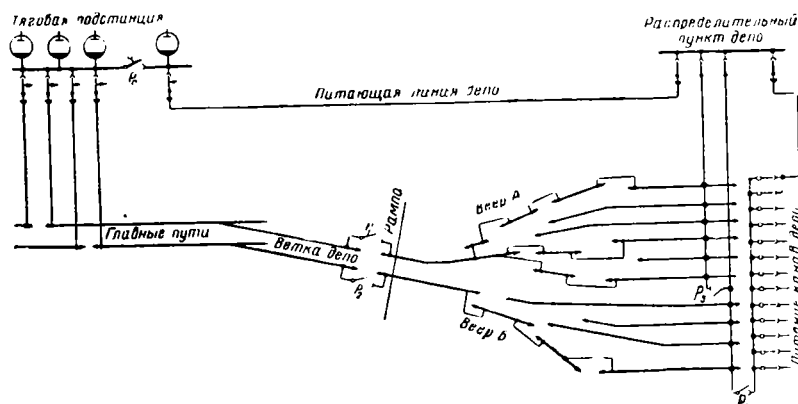
Поскольку в депо имеется постоянный дежурный персонал, то разъединители депо-ских линий снабжаются только ручными приводами.



Фиг. 1. Схема питания контактных рельсов переездов: 1 — выключатели питающих линий; 2 и 3 — продольные и поперечные разъединители постов переключений; 11а и 12а — выключатели контактного поста



Фиг. 2. Схема питания контактных рельсов концевой пассажирской станции и тупика



Фиг. 3. Схема питания контактной сети депо

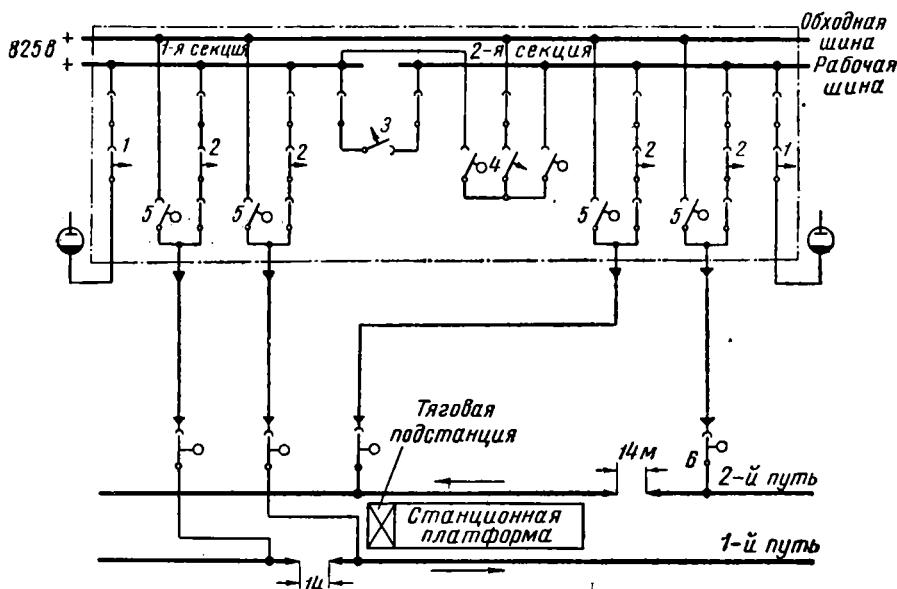
Для возможности питания депо в ночное время без постановки под напряжение главных шин тяговой подстанции шины секционируются разьединителем P_c . Разьединители P_1 и P_2 служат для питания контактной сети депо при повреждении основной питающей линии, а разьединитель P_3 — для взаимного резервирования питания контактных рельсов вееров А и Б. Разьединитель P_4 служит для резервирования питания контактных рельсов канав. Схема позволяет при повреждении любого питающего кабеля или кабельной перемычки между участками контактного рельса, восстановить питание в сравнительно короткий срок.

отключённая от источников питания, работает, как контакторный пост.

Запасный выключатель 4 может быть использован для замены любого линейного выключателя.

Кабельные питающие линии в местах присоединения к контактному рельсу оборудуются разьединителями с дистанционно управляемыми приводами. Это позволяет при повреждении кабеля быстро восстановить одностороннее питание участка.

Питание контактной сети тупиков и депо при децентрализованном преобразовании энергии осуществляется так же, как и при системе централизованного электроснабжения.



Фиг. 4. Схема питания контактных рельсов при децентрализованной системе преобразования энергии: 1 — выключатели обратного тока выпрямителей; 2 — линейные выключатели; 3 — секционный выключатель; 4 — запасный (шинносоединительный) выключатель; 5 — обходные разьединители; 6 — разьединитель кабельной линии

Проектирование и строительство новых линий метрополитена в Москве и других городах осуществляется по системе децентрализованного преобразования энергии на одноагрегатных или двухагрегатных тяговых подстанциях.

Один из возможных вариантов схемы питания контактного рельса при децентрализованной системе преобразования энергии изображён на фиг. 4.

Тяговая подстанция располагается в районе платформы пассажирской станции. Каждая секция рабочей шины 825 в связывается питающими линиями с контактным рельсом своего пути.

В нормальных условиях секционный выключатель 3 замкнут и оба выпрямителя подстанции работают параллельно. В случае выхода из строя одного из выпрямителей секционный выключатель отключается и оставшийся в работе выпрямитель воспринимает нагрузку от поездов, находящихся только на одном из путей. Нагрузки другого пути в этом случае распределяются между смежными тяговыми подстанциями, а секция шин 825 в,

Токоразделы между секциями контактного рельса, питаемыми от различных линий, осуществляются путём разрывов контактного рельса, оборудуемых концевыми отводами.

Во избежание перекрытия токораздела при проходе поезда длина разрыва должна превышать расстояние между смежными токоприёмниками состава того типа, который эксплуатируется на данной линии (см. таблицу).

Расстояние между смежными токоприёмниками моторвагонных секций метрополитена

Тип вагона	А	Б	В		Г	Д
			В2	В4		
Расстояние между токоприёмниками в м . .	30,6	11,675	30,4	12	13,28	13,28

Примечание. Расстояние между токоприёмниками вагонов типа А при модернизации секций будет сокращено до 11,675 м.

Длины неперекрываемых токоразделов, принятые на Московском метрополитене, составляют:

для линий, на которых обращаются вагоны типов Б, Г и Д, — 14 м;

для линий, на которых обращаются вагоны типов А и В, — 32 м.

Так как при проходе поезда через неперекрываемые токоразделы необходимо отключать тяговые двигатели, то токоразделы не должны располагаться на подъёмах, в непосредственной близости перед светофорами, непосредственно за выходными светофорами и других местах, в которых может быть затруднено проследование поезда по инерции.

В тех случаях, когда избежать устройства токораздела в одном из указанных мест не представляется возможным, он выполняется перекрываемым, то есть расстояние между смежными участками контактного рельса делается меньше расстояния между токоприёмниками поезда. Перекрываемый токораздел позволяет при проходе через него не

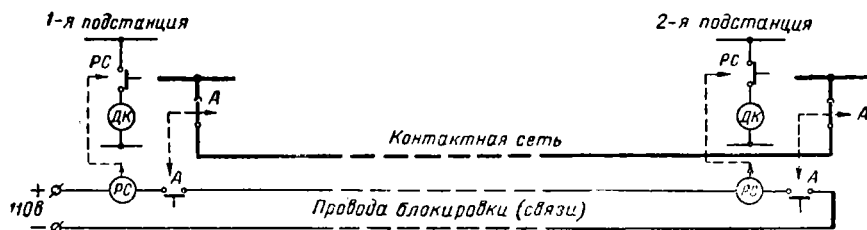
выключать двигателей, однако значительно осложняет оперативные действия при необходимости снятия напряжения только с одного участка контактного рельса.

Разрывы контактного рельса, выполненные по конструктивным соображениям (обход стрелочного перевода, переход контактного рельса на противоположную сторону тоннеля и т. п.), не являются токоразделами. Участки контактного рельса в этом случае соединяются между собой отрезками кабеля, а длина разрыва должна быть меньше расстояния между токоприёмниками.

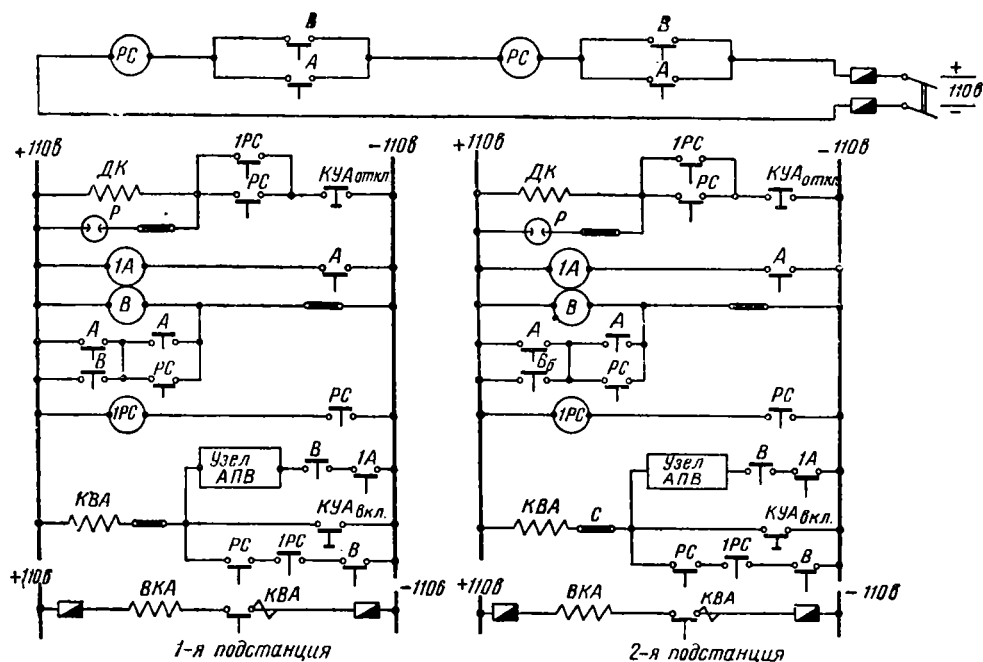
ЗАЩИТА СЕТИ 825 в

Наиболее распространённым средством защиты контактной сети метрополитена при малых токах короткого замыкания является взаимная блокировка линейных быстродействующих выключателей смежных подстанций.

Основной принцип действия узла блокировки поясняется фиг. 5, а полная схема связей приведена на фиг. 6.



Фиг. 5. Принцип блокировки выключателей смежных тяговых подстанций: А — быстродействующие выключатели и их блок-контакты; ДК — держачие катушки выключателей; РС — реле связи



Фиг. 6. Схема блокировки линейных выключателей смежных тяговых подстанций: А — блок-контакты выключателей; ДК — держачие катушки выключателей; 1А — реле-повторитель положения выключателя; КУАвкл и КУАоткл — включающие и отключающие контакты ключа управления; КВА — включающий контактор; ВКА — включающая катушка выключателя; РС — реле связи; 1РС — обратный повторитель реле связи; В — реле выбора; Р — разрядник

Выключатель, отключившийся от сверхтоков или специальной защиты кабелей 825 в, условно называется первым, отключившийся в результате действия связи — вторым.

Во избежание хотя бы кратковременного возникновения цепи неотключаемого короткого замыкания выключатель, который отключился вторым, должен включаться повторно спустя некоторое время после автоматического повторного включения (АПВ) первого выключателя.

Такой порядок действия обеспечивается схемой связи линейных выключателей (фиг. 6).

Непосредственно в цепь связи двух заблокированных быстродействующих выключателей смежных подстанций включены катушки реле связи *РС*, контакты реле выбора *В* и блок-контакты выключателей *А*.

Когда оба выключателя включены, цепь связи замкнута их блок-контактами *А* и оба реле *РС* возбуждены.

Реле *В* при этом шунтировано контактами *А* и *РС*, цепь реле *1РС* разомкнута.

При отключении от перегрузки или короткого замыкания быстродействующего выключателя на 1-й подстанции в цепи реле выбора *В* переключаются контакты *А*, после чего размыкается контакт *РС*. Реле *В* не срабатывает, так как его катушка остаётся шунтированной.

На 2-й подстанции в схеме связи сначала размыкаются контакты реле *РС* в цепи державшей катушки *ДКА* и в цепи реле *В*, чем вызывается отключение выключателя и нарушается шунтировка катушки реле *В*.

Реле *В* срабатывает, размыкая собственный контакт в шунтирующей цепи, чем предотвращается её восстановление после переключения блок-контактов *А*. Другими контактами реле *В* подготавливается цепь линии связи и блокируется узел АПВ.

После включения «первого» выключателя (от схемы АПВ), цепь линии связи восстанавливается, реле связи *РС* срабатывает, подготавливая цепь включения выключателя и лишая питания реле *1РС* замедленного действия.

Если первый выключатель продолжает удерживаться во включённом состоянии, то по истечении выдержки времени реле *1РС*, составляется цепь включения «второго» выключателя.

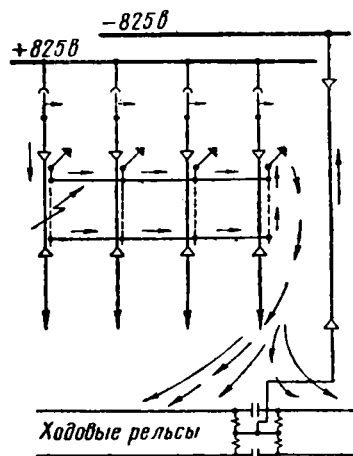
Если же по причине короткого замыкания на линии «первый» выключатель отключится повторно, то включения «второго» не произойдёт.

При повреждении кабелей, оболочки которых заземлены на тяговой подстанции, ток короткого замыкания может оказаться меньше тока уставки быстродействующего выключателя, так как в цепь короткого замыкания, помимо сопротивления контактного и ходового рельсов и жил питающих и отсасывающих кабелей входит также значительное сопротивление оболочки повреждённого кабеля, сопротивление заземления и переходное сопротивление от земли к рельсам.

Простейшим способом увеличения тока короткого замыкания является параллельное соединение оболочек нескольких рядом лежащих кабелей (схема «решётки»), как это показано на фиг. 7. Однако это мероприятие

часто оказывается недостаточным, поскольку основными факторами, ограничивающими величину тока, являются переходные сопротивления «к земле».

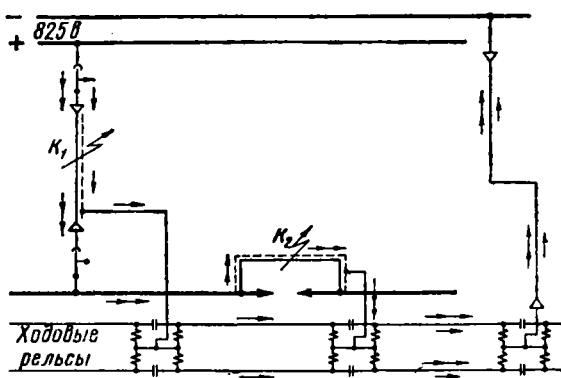
Для уменьшения переходных сопротивлений оболочки кабелей присоединяются к нулевой точке путевого дросселя (зануляются) (фиг. 8).



Фиг. 7. Схема параллельного соединения оболочек кабелей («решётка»)

Этот способ применяется главным образом для защиты кабельных перемычек между участками контактного рельса, имеющих небольшую длину (до 80—100 м), так как сопротивление оболочек более длинных кабелей резко снижает величину тока короткого замыкания.

Сечение зануляющих проводов выбирается по условиям термической устойчивости и составляет обычно 95—120 мм².



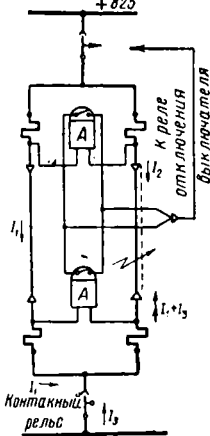
Фиг. 8. Схема зануления оболочек кабелей. Цепь тока при повреждении в точке K_1 отмечена стрелками, а при повреждении в точке K_2 — двойными стрелками

Недостатком этого способа защиты является передача потенциала ходовых рельсов на оболочки кабелей, что связано с необходимостью изоляции оболочек от тела тоннеля посредством фарфоровых клин или резиновых прокладок.

При этом не исключается возможность прожога оболочек кабелей при нарушении изоляции. Для предотвращения подобных явлений в зануляющие провода целесообразно включать искровые промежутки типа ИПО-ЦНИИ-48 с пробивным напряжением 300—350 в.

В тех случаях, когда приведённые выше меры не приводят к увеличению тока короткого замыкания до нужной величины, применяются специальные виды защит.

Дифференциально-токовая защита (фиг. 9) применяется для питающих линий, состоящих из двух и более кабелей. Два комплекта защиты устанавливаются для ликвидации мёртвой зоны, свойственной всякой дифференциальной защите.



Фиг. 9. Схема дифференциально-токовой защиты параллельных кабелей питающей линии

При нечётном количестве кабелей в линии в двухкабельной ветви шунты принимаются на ток вдвое больший, чем в однокабельной. Для однокабельных линий защита применяться не может.

Элементы защиты: 1) токовые реле типа ЭТ с повышенной чувствительностью и усиленной изоляцией между контактами и катушкой (на 3 квэфф), 2) шунты на 75 мв и ток от 500 до 1 500 а.

Достоинства защиты: простота устройства и принципа действия.

Недостатки защиты: электрическая связь катушек реле с цепями высокого напряжения; трудность осуществления при разных длинах или сечениях кабелей; зависимость правильной работы защиты от переходного сопротивления контактов ошиновки; невозможность применения типовых реле заводского изготовления; необходимость в контрольных кабелях связи между подстанцией и постом переключений.

Продольно-дифференциальная защита (фиг. 10) применима для питающих линий с любым числом кабелей.

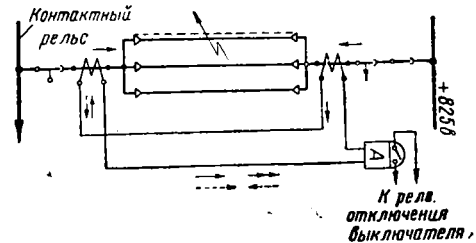
При повреждении кабеля в катушках трансформаторов тока возникает электродвижущая сила, наводимая в период нарастания тока короткого замыкания, в результате чего срабатывает реле А, отключающее быстродействующий выключатель линии. При двустороннем питании чувствительность защиты повышается, так как по катушке реле течёт сумма токов двух трансформаторов.

В нормальных условиях, включая неустойчивившиеся режимы (пуск поездов, сброс нагрузки), а также при сквозных коротких замыканиях защита не срабатывает, так как наводимые в катушках трансформаторов тока электродвижущие силы взаимно уничтожаются.

Элементы защиты: 1) трансфор-

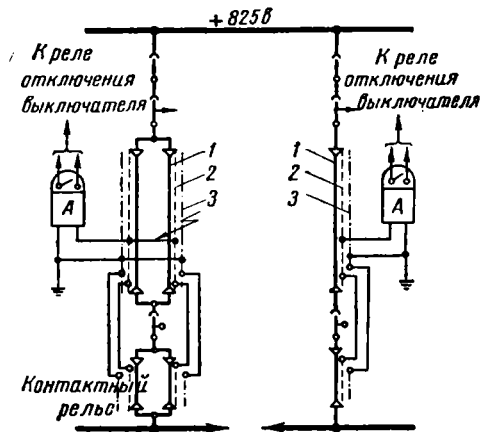
маторы тока без стали с катушкой 900—1 000 витков из провода ПБД диаметром 0,35 мм; 2) быстродействующее поляризованное реле с током срабатывания 15—20 ма и времени срабатывания — 0,015—0,02 сек.

Достоинства защиты: отсутствие непосредственной электрической связи цепей защиты с цепями 825 в.



Фиг. 10. Схема продольно-дифференциальной защиты кабелей питающей линии

Недостатки защиты: сложность регулировки и определения тока небаланса; применение нестандартной аппаратуры; необходимость в контрольных кабелях связи трансформаторов на подстанции и на посту переключений, необходимость специального выполнения ошиновки распределительного устройства с целью устранения индуктивных влияний.



Фиг. 11. Схема токовой защиты кабелей питающих линий: 1 — жила кабеля; 2 — свинцовая оболочка; 3 — броня

Токовая защита применима для кабелей, имеющих изоляционную прослойку между свинцом и броней.

Защита осуществляется одним реле максимального тока типа ЭТ-521, которое включается между свинцовой оболочкой и заземлённой броней кабеля (фиг. 11). При повреждении изоляции кабеля ток замыкания на землю вызывает срабатывание реле и действие защиты.

Токовую защиту возможно устанавливать на кабелях с джутовой подушкой между броней и свинцом, однако сравнительно низкий уровень такой изоляции несколько снижает надёжность защиты.

В настоящее время кабельная промышленность выпускает специальные однопроволочные кабели марки СБГВ для номинального напряжения 3 кв. Кабели этой марки имеют между свинцовой оболочкой и броней полихлорвиниловую изоляцию, сопротивление которой нормировано и составляет: для новых кабелей 0,7 мгом·км и для эксплуатируемых кабелей — 0,5 мгом·км. Столь высокая изоляция между свинцом и броней полностью обеспечивает надёжную работу токовой защиты и создаёт предпосылки для её широкого применения.

Достоинства защиты: возможность применения для питающих линий с любым количеством кабелей; отсутствие электрической связи с сетью 825 в; использование стандартных реле; простота устройства, монтажа и эксплуатации.

Эксплуатация защитных устройств кабельной сети 825 в

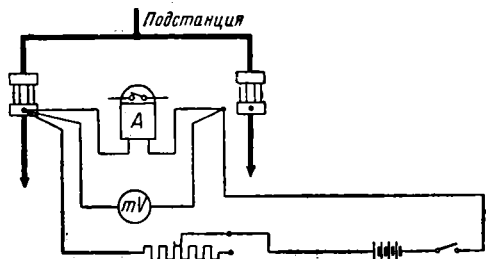
В процессе эксплуатации производится периодическая проверка исправного состояния защиты кабелей 825 в.

Эксплуатационный контроль защитных устройств предусматривает полную проверку и сокращённую проверку.

Полная проверка всех видов защиты производится 1 раз в год; сокращённая — 2 раза в год.

Проверка дифференциально-токовой защиты

Сокращённая проверка включает в себя внешний осмотр реле и цепей защиты, а также опробование действия защиты при разобранной схеме линейного быстродействующего выключателя путём поочерёдного замыкания выходных зажимов реле на подстанции и на посту переключений.



Фиг. 12. Схема проверки установки реле дифференциально-токовой защиты

Полная проверка дополнительно включает в себя внутренний осмотр реле, испытание их изоляции, а также проверку установки защиты и надёжности всех контактных соединений.

Сопротивление изоляции элементов реле проверяется мегомметром на 2 500 в и должно быть не ниже 0,5 мгом для изоляции контактов реле от земли и не ниже 40 мгом для изоляции всех прочих элементов по отношению друг к другу и к земле.

Схема проверки установки защиты изображена на фиг. 12. Показания милливольтметра

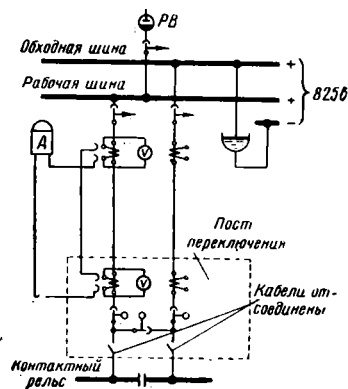
при токе срабатывания сравнивают с заданным значением, после чего, не меняя схемы, опробуют действие защиты при включённом быстродействующем выключателе.

Дополнительная проверка небаланса напряжений на шунтах производится после профилактических испытаний кабелей питающих линий и при приёмке вновь смонтированной защиты.

Допускаемый небаланс напряжения составляет 1 мв на 1 000 а тока нагрузки.

Проверка продольно-дифференциальной защиты

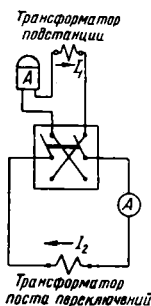
Сокращённая проверка включает в себя осмотр реле и цепей защиты, а также опробование её действия путём замыкания выходных зажимов реле.



Фиг. 13. Схема измерения электродвижущих сил трансформаторов продольно-дифференциальной защиты

Проверка небаланса токов в цепях защиты производится при приёмочных испытаниях и 1 раз в 2 года — в процессе эксплуатации.

Сначала, при определённом токе нагрузки, добиваются равенства электродвижущих сил трансформаторов на подстанции и посту переключений путём необходимых пересоединений предусмотренных для этой цели отпаек. Проверка производится по схеме фиг. 13 при отключённых реле и проводах. Затем при максимально возможном токе питающей линии производится замер тока небаланса в реле по схеме фиг. 14 при двух положениях перекидного рубильника: верхнем (суммирование) и нижнем (разность). Нижнее положение рубильника соответствует рабочей схеме включения реле.



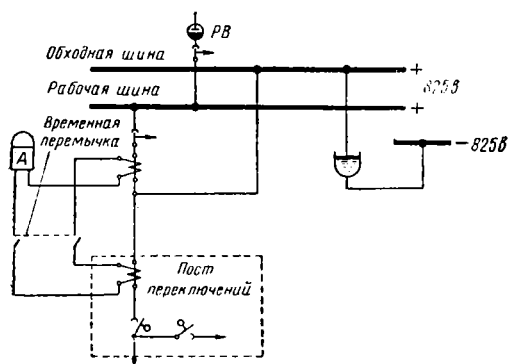
Фиг. 14. Схема измерения тока небаланса в реле продольно-дифференциальной защиты

Настройка на ток установки производится после проверки тока небаланса. Для этой цели собирается специальная схема (фиг. 15). Один из трансформаторов отклю-

чается и устанавливается временная перемычка. Нагрузка в первичной цепи создается посредством водяного реостата. Изменение уставки реле осуществляется вращением регулировочного винта упора.

Опробование действия защиты ведется при той же схеме.

По окончании испытания перемычка снимается, и реле включается по нормальной схеме на разность токов двух трансформаторов.



Фиг. 15. Схема настройки продольно-дифференциальной защиты на ток уставки

Полная проверка включает в себя: наружный и внутренний осмотр реле, проверку цепей, испытание реле вторичным током, проверку защиты первичным током по схеме, фиг. 15 и измерение сопротивления изоляции цепей защиты относительно «земли».

Сопротивление изоляции измеряется мегомметром на 1 000 в и должно быть не ниже 0,5 мгом для оперативной цепи и не ниже 2 мгом для цепи: катушка реле, трансформаторы защиты и соединяющие их провода.

При приёмке защиты после монтажа дополнительно производится испытание изоляции напряжением переменного тока 1 кв (эффективное значение) в течение 1 мин. Испытание изоляции между трансформатором тока и шиной, на которой он установлен, производится выпрямленным напряжением 12 кв в течение 1 мин.

Проверка токовой защиты

Сокращённая проверка состоит из осмотра всех элементов защиты и опробования отключения быстродействующего выключателя при замыкании выходных зажимов реле.

Полная проверка производится после снятия с кабеля ёмкостного заряда и включает в себя дополнительно: внутренний осмотр реле, проверку подсоединения проводов защиты к оболочкам кабелей, измерение тока уставки и величины сопротивления изоляции между броней и свинцовой оболочкой каждого кабеля (при отсоединённом реле).

Сопротивление изоляции между броней и свинцовой оболочкой измеряется мегомметром на 1 000 в и для кабелей с хлорвиниловой

подушкой должно быть не ниже 5 000 ом.

Для проверки уставки защиты катушка реле подсоединяется к постороннему источнику и ток поднимается до величины, соответствующей току срабатывания реле.

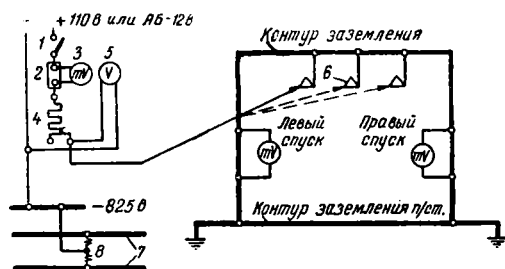
После восстановления схемы производится проверка действия защиты на отключение быстродействующего выключателя при подаче на катушку реле тока срабатывания.

Проверка защиты после монтажа, кроме того, включает в себя определение целостности оболочек каждого кабеля.

Защита распределительных устройств 825 в при замыкании на «землю»

Для осуществления защиты распределительных устройств 825 в используются два спуска шин заземления, которыми каркас распределительного устройства соединяется с контуром заземления подстанции. В случае повреждения шин или аппаратов, установленных в РУ 825 в, ток замыкания на «землю» потечёт по спускам и частично по оболочкам кабелей, арматуре и т. д. (ток растекания). К участку каждого спуска, используемого в качестве шунта, подключается токовое реле защиты, которое срабатывает при протекании по шине спуска тока заземления на «землю».

Каждое реле действует через реле времени и промежуточные реле на отключение масляных выключателей всех ртутных выпрямителей и БВ отходящих питающих линий 825 в. Одновременно по цепям связи отключаются заблокированные БВ смежных подстанций.



Фиг. 16. Схема измерения величины тока растекания: 1 — рубильник однополюсный; 2 — шунт; 3 — милливольтметр; 4 — реостат; 5 — вольтметр; 6 — изоляторы; 7 — ходовые рельсы; 8 — путевой дрессель

Для спусков используется полосовое железо сечением не менее $5 \times 50 \text{ мм}^2$. Для защиты применяются реле типа ЭТ521/100, соединенные проводами больших сечений ($16-25 \text{ мм}^2$) со спусками. Уставка защиты по току выбирается исходя из самых неблагоприятных условий повреждения элементов распределительного устройства, т. е. при максимальных токах растекания, помимо спусков.

Коэффициент запаса по отношению к минимальному току, протекающему по каждому спуску при повреждении в РУ 825 в, принимается равным $1,5 \div 2$.

Для определения соотношения токов в спусках и тока растекания производится специальное испытание системы заземления распределительного устройства от вспомога-

ного источника тока низкого напряжения (фиг. 16).

Уставка защиты по времени выбирается из условий селективности с действием защиты кабелей и блокировки между быстродействующими выключателями смежных подстанций и определяется следующим образом:

$$t_{зру} = t_{каб} + t_{блок} + \Delta t,$$

где $t_{зру}$ — уставка по времени защиты рас-
пределительного устройства;

$t_{каб}$ — время действия защиты кабелей питающих линий 825 в;

$t_{блок}$ — время действия блокировки между быстродействующими выключателями смежных подстанций;

Δt — интервал избирательности.

Применительно к используемой аппаратуре и схемам уставка по времени защиты рас-
пределительного устройства составляет

$$t_{зру} = (0,015 \div 0,3) + (0,3 \div 1,2) + 0,7 = 1,15 \div 2,2 \text{ сек.}$$

ЛИТЕРАТУРА

1. К. Ф. Вагнер и Р. Д. Эванс. Метод симметричных составляющих в применении к анализу несимметричных электрических цепей ОНТИ НКТП СССР, 1936.
2. Н. Щедрин. Токи короткого замыкания высоковольтных систем. ОНТИ, 1935.
3. Н. А. Мельников. Расчёты режимов работы сетей электрических систем. ГЭИ, 1950.
4. С. А. Ульянов. Короткое замыкание в электрических системах. Изд. 4, ГЭИ, 1952.
5. И. А. Сыромятников. Определение допустимой нагрузки синхронных машин при несимметричных режимах. ГЭИ, 1944.
6. И. А. Сыромятников. Вопросы эксплуатации синхронных генераторов. ГЭИ, 1948.
7. И. А. Сыромятников. Режимы работы асинхронных двигателей. ГЭИ, 1950.
8. Г. Н. Тер-Газарян. Измерение вибраций генераторов. «Электричество», № 7, 1952.
9. М. С. Левин и П. В. Куц. О сопротивлении нулевой последовательности асинхронных двигателей. «Электричество» № 2, 1953.
10. Л. И. Сиротинский. Техника высоких напряжений. Выпуск III. Перенапряжения и защита от перенапряжений. Госэнергоиздат, 1945.
11. И. С. Стекольников. Физика молнии и грозозащита. Изд. Академии наук СССР, 1943.
12. Руководящие указания по защите от перенапряжений установок переменного тока напряжением 3—220 кв. Госэнергоиздат, 1954.
13. Рыков И. И. и Разевиг Д. В. Атмосферные перенапряжения и защита от них тяговых устройств электрических железных дорог. Труды Всесоюзного научно-исследовательского института железнодорожного транспорта. Выпуск 56, Трансжелдориздат, 1952.
14. Радченко В. Д. Защита электровазов постоянного тока от атмосферных перенапряжений. Труды Всесоюзного научно-исследовательского института ж.-д. транспорта. Выпуск 88. Исследование работы устройств электрической тяги. Трансжелдориздат, 1953.
15. Рыков И. И. и Разевиг Д. В. Экспериментальное исследование волновых характеристик контактной сети. Труды Всесоюзного научно-исследовательского института железнодорожного транспорта. Выпуск 42. «Исследование работы устройств электрической тяги». Трансжелдориздат, 1951.
16. К. Г. Марквардт. Энергоснабжение электрифицированных железных дорог. Трансжелдориздат, 1948.
17. Сборник трудов МЭМИИТ № 63, Трансжелдориздат, 1953.
18. Сборник трудов МИИТ № 90/13. Трансжелдориздат, 1956.

ВЛИЯНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ НА ПОДЗЕМНЫЕ СООРУЖЕНИЯ И ПРОВОДА СВЯЗИ

*

ВЛИЯНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ТЯГИ НА ПОДЗЕМНЫЕ СООРУЖЕНИЯ

ПОТЕНЦИАЛЫ И ТОКИ В РЕЛЬСАХ И ПОДЗЕМНЫХ СООРУЖЕНИЯХ

На электрифицированных железных дорогах, как правило, в качестве проводов электрической цепи используется рельсовый путь.

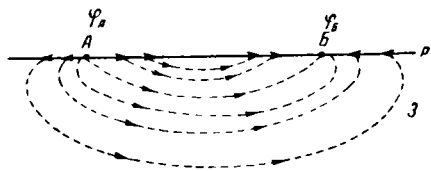
Через шпалы и балластный слой рельсы соединяются с землёй, и поэтому часть тока ответвляется от рельсов, протекает по земле и затем вновь возвращается в рельсы.

Электрическая цепь этого тока состоит как бы из трёх звеньев: 1) сопротивления перехода из рельсов в землю; 2) сопротивления земли и 3) сопротивления перехода из земли в рельсы.

Для поддержания тока в этой цепи необходимо, чтобы на концах её поддерживалась некоторая разность потенциалов.

В принципе такая схема имеет вид, представленный на фиг. 1. Здесь принято, что потенциал $\varphi_A > \varphi_B$. Само собой разумеется, что разность потенциалов $\varphi_A - \varphi_B$ равна потере напряжения в рельсах

$$\Delta U_p = \varphi_A - \varphi_B.$$



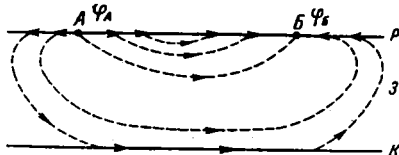
Фиг. 1. Принципиальная схема протекания токов по рельсам и земле: φ_A и φ_B — потенциалы точек А и В рельсового пути, Р — рельсы, З — земля

Из этого условия ясно, что для возникновения токов в земле достаточно, чтобы в рельсах имела потерю напряжения или разность потенциалов между двумя точками.

Токи, протекающие по земле, называют блуждающими. Разность потенциалов между точками А и В и землёй вызывает токи из рельсов в землю или из земли в рельсы. Эти токи частично протекают по рельсам и затем по земле. В результате потенциал

в рельсах изменяется, падая при удалении от точки А. В зоне, лежащей ближе к точке А, устанавливаются положительные потенциалы, а в зоне точки В — отрицательные. По мере удаления от этих точек потенциалы уменьшаются, приближаясь к нулю.

Если через эти зоны проходит какое-либо подземное металлическое сооружение (фиг. 2),



Фиг. 2. Принципиальная схема протекания токов по рельсам, земле и подземному сооружению: Р — рельсы, К — подземное сооружение, З — земля

то разность потенциалов между точками А и В определяет и ток в подземном сооружении. В этом случае контур тока состоит из сопротивлений: 1) сопротивление рельсов; 2) переходное сопротивление рельс—земля; 3) сопротивление земли; 4) переходное сопротивление земля—подземное сооружение; 5) сопротивление подземного сооружения; 6) переходное сопротивление из подземного сооружения в землю; 7) сопротивление земли и 8) сопротивление перехода из земли в рельсы и, наконец, 9) сопротивление рельсов.

Наличие металлических подземных сооружений, изменяя проводимость массы грунта в принципе, влияет на общую величину тока утечки из рельсов в землю, а следовательно, на закон изменения потенциалов в рельсах, земле и самом подземном сооружении.

Однако, как показывает изучение и точные теоретические исследования, только небольшая часть блуждающих токов протекает по подземным сооружениям. Поэтому обратное влияние подземного сооружения на потенциалы и токи в рельсах совершенно незначительно и им можно пренебречь.

Это позволяет отдельно рассматривать утечку тока из рельсов в землю и затекание из земли в подземное сооружение.

В соответствии с этим при выводе расчётных формул можно исходить из допущения,

что распределение потенциалов и токов по длине рельсового пути не зависит от наличия подземного сооружения вблизи пути.

Затем, уже установив законы распределения потенциала и тока в рельсах, можно установить потенциалы и токи в подземном сооружении.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕНЦИАЛОВ И ТОКОВ В РЕЛЬСОВОЙ ЦЕПИ ПРИ СОСРЕДОТОЧЕННЫХ НАГРУЗКАХ

В наиболее общем виде схема расположения нагрузок и питающих пунктов будет иметь вид, представленный на фиг. 3.

Ответвление части тока в землю оказывает незаметное влияние на токораспределение между подстанциями. Поэтому распределение нагрузки между питающими пунктами можно находить обычным способом, т. е. без учёта проводимости земли.

Токи утечки из рельсов в землю (фиг. 4), естественно, зависят от сопротивления земли или, как принято его называть, от сопротивления растекания. В данном случае большую

Если рассматривается отрезок рельсового пути, по которому протекает ток I_x (фиг. 4); и в пределах рассматриваемой части нагрузки (поезда) отсутствуют, то сумма токов в рельсах и земле в каждом поперечном сечении остаётся величиной постоянной,

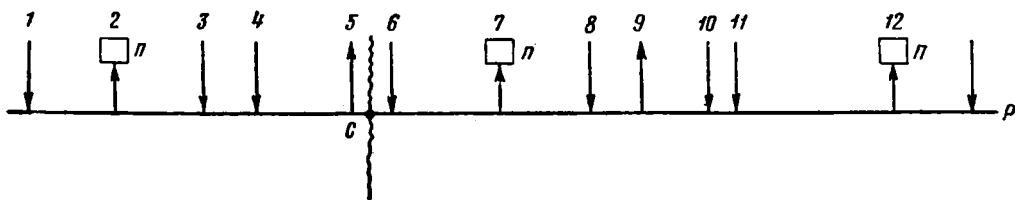
$$I_x + J_x = \text{const.}$$

Так как ток в рельсах вследствие утечки части тока в землю есть величина переменная, то, обозначая приращение тока на элементарном участке dx через dI_x , можно написать:

$$dI_x = -\varphi_x \frac{dx}{r_n} \quad (1)$$

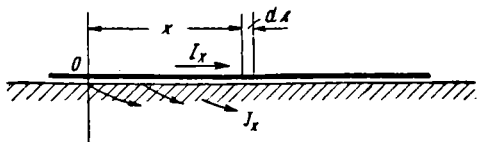
Здесь φ_x — потенциал рельсов в точке x ;
 r_n — переходное сопротивление рельсы — земля в $\text{ом}\cdot\text{км}$;

$\frac{dx}{r_n}$ — переходная проводимость рельсы — земля на участке длиной dx .



Фиг. 3. Схема расположения сосредоточенных нагрузок на участке с несколькими подстанциями: П — подстанции; 1 — 12 — нагрузки на рельсовом пути; Р — рельсы; С — рассматриваемая точка

роль играет так называемое переходное сопротивление из рельсов в землю, включающее в себя сопротивление шпал, балластного слоя и сопротивлений перехода из рельсов в шпалы, из шпал в балластный слой и т. д. Ввиду того что в основном это сопротивление определяет величину токов утечки, то условно в эту величину сопротивления включают



Фиг. 4. Схема утечки токов из рельсов в землю: I_x — ток в рельсах в точке x ; J_x — ток в земле в точке x

и сопротивление растекания. При этом сопротивление земли принимается равным нулю. Это допущение практически не влияет на точность получаемых результатов.

При принятых допущениях все интервалы и токи в рельсах связываются с токами нагрузок (поездов) линейной зависимостью. Такое положение позволяет применить при решении самых разнообразных задач метод суперпозиции, рассматривая токи питающих пунктов как токи нагрузок со знаками, противоположными токам поездов. Таким же образом может быть оценено и влияние токов рекуперации.

Аналогично для приращения потенциала рельсов — $d\varphi_x$ в точке x можно написать:

$$d\varphi_x = -I_x r_p dx, \quad (2)$$

здесь r_p — сопротивление рельсов в $\text{ом}/\text{км}$.

Из уравнений (1) и (2) можно найти выражения для потенциала рельсов

$$\varphi_x = Ae^{\kappa x} + Be^{-\kappa x}, \quad (3)$$

и тока в рельсах

$$I_x = -\frac{1}{m} (Ae^{\kappa x} - Be^{-\kappa x}), \quad (4)$$

где

$$m = \sqrt{r_p r_n} \quad \text{и} \quad \kappa = \sqrt{\frac{r_p}{r_n}}. \quad (5)$$

Уравнения (3) и (4) являются общими уравнениями для потенциала и тока. Для получения формулы применительно к заданной схеме расположения нагрузок необходимо по пограничным условиям установить значения постоянных A и B .

Для случая одной нагрузки схема получит вид, представленный на фиг. 5. Здесь начало координат расположено в точке приложения нагрузки.

Потенциал в рельсах в точке x

$$\varphi_x' = I_0 \frac{m}{e^{2\kappa l_1} - 1} [e^{\kappa x} + e^{\kappa(2l_1 - x)}]. \quad (6)$$

Ток в рельсах

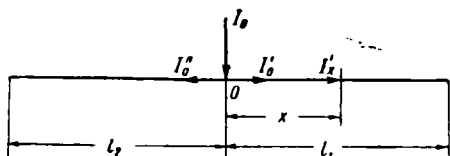
$$I'_x = -I'_0 \frac{1}{e^{2\kappa l_1} - 1} [e^{\kappa x} - e^{\kappa(2l_1 - x)}] \quad (7)$$

или через гиперболические функции: потенциал

$$\varphi'_x = I'_0 m \frac{\operatorname{ch} \kappa(l_1 - x)}{\operatorname{sh} \kappa l_1} \quad (6')$$

и ток

$$I'_x = I'_0 \frac{\operatorname{sh} \kappa(l_1 - x)}{\operatorname{sh} \kappa l_1} \quad (7')$$



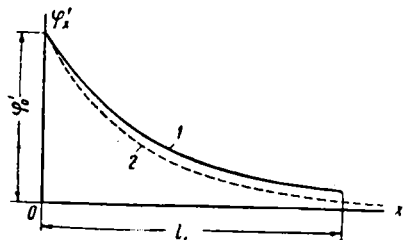
Фиг. 5. Схема участка рельсового пути конечной длины с одной сосредоточенной нагрузкой: I'_x — ток в рельсах в точке x

Положив в этих формулах $x = 0$, получим пограничные значения:

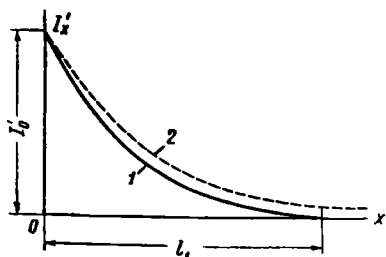
$$\varphi'_{x=0} = I'_0 m \operatorname{cth} \kappa l_1;$$

$$I'_{x=0} = I'_0.$$

Как видно из формул (6) и (7), на участке конечной длины, имеющем на одном конце постоянный потенциал, изменение потенциа-



Фиг. 6. Кривые изменения потенциала по длине участка рельсового пути при одной сосредоточенной нагрузке на конце: 1 — для участка конечной длины; 2 — для участка бесконечно большой длины



Фиг. 7. Кривые изменения тока по длине участка рельсового пути при одной сосредоточенной нагрузке на конце: 1 — для участка конечной длины; 2 — для участка бесконечно большой длины

ла происходит по закону гиперболического косинуса, а изменение тока в рельсе (за счёт утечки в землю) — по закону гиперболического синуса (фиг. 6 и 7, кривые 1).

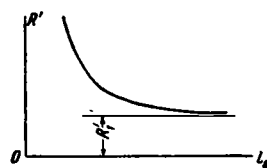
Ток утечки в каждой точке рельса определяется потенциалом этой точки, следова-

тельно, будет изменяться по кривой, аналогичной кривой изменения потенциала (фиг. 6).

Из формулы (6) можно определить сопротивление перехода из рельсов в грунт или по аналогии с терминологией, принятой в теории заземлителей, — сопротивление растекания.

$$R' = \frac{\varphi'_0}{I'_0} = \frac{m}{\operatorname{th} \kappa l_1} \quad (8)$$

Графически изменение R' в зависимости от l_1 дано на фиг. 8. Практика и расчёты показывают, что для расстояний, превыша-



Фиг. 8. Изменение сопротивления растекания в зависимости от длины рельсового пути: R' — сопротивление растекания при $l_1 = \infty$

ющих длину около 15 км, практически можно пользоваться формулами, выведенными в предположении, что длина участка равна бесконечности. Формулы получают при этом значительное упрощение. При (6), (7) и (8) $l_1 = \infty$,

$$\varphi'_x = I'_0 m e^{-\kappa x} \quad (9)$$

и

$$I'_x = I'_0 e^{-\kappa x} \quad (10)$$

и соответственно

$$R'_1 = m. \quad (11)$$

Графическое изображение изменения потенциала и тока по длине участка при этом (фиг. 6 и 7, кривые 2) отличается от кривых 1 тем, что потенциал и ток падают до нуля на протяжении бесконечно большой длины.

Так как потенциал в точке $x = 0$ может быть выражен через токи, текущие как влево, так и вправо, то

$$\frac{I'_0}{I'_0} = \frac{\operatorname{th} \kappa l_1}{\operatorname{th} \kappa l_2} \quad (12)$$

Отсюда может быть найдено значение I'_0 и I'_0 и подставлено в формулы (6) и (7), что позволит найти значения φ_x и I_x для любой точки.

Практически наибольший интерес представляет случай, когда рассматриваемый участок рельсового пути имеет достаточно большую протяжённость, что позволяет принять $l_1 = l_2 = \infty$, а тогда

$$I'_0 = I'_0 = \frac{1}{2} I_0. \quad (13)$$

Если участок бесконечно удаляется в обе стороны, то в этом случае

$$\varphi_x = \frac{I_0}{2} m e^{-\kappa x} \quad (14)$$

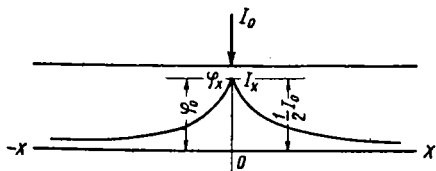
и

$$I_x = \frac{I_0}{2} e^{-\kappa x}; \quad (15)$$

$$R = \frac{R'_1}{2} = \frac{m}{2}. \quad (16)$$

Кривые изменения потенциала и тока по длине в этом случае будут иметь вид, представленный на фиг. 9.

Здесь необходимо применять следующее правило знаков: направление токов в рельсах считается положительным, если оно совпадает с положительным направлением оси X -ов, и отрицательным, если имеет обратное направление. Если за положительное направление оси X -ов принять направление слева направо (см. фиг. 3), то в соответствии с этим для некоторой точки C все нагрузки, лежащие левее её и направленные от контактного провода к рельсам (1, 3 и 4), а также лежащие



Фиг. 9. Кривые изменения потенциала и тока по длине рельсового пути при расположении одной нагрузки на участке бесконечно большой длины

правее её и направленные от рельсов к контактной сети (7, 9 и 12), будут давать положительные составляющие токов в рельсах.

Наоборот, нагрузки, лежащие левее точки C и направленные от рельсов к контактному проводу, а также нагрузки, лежащие правее точки C и направленные от контактного провода к рельсам, будут давать отрицательные составляющие токов в рельсах.

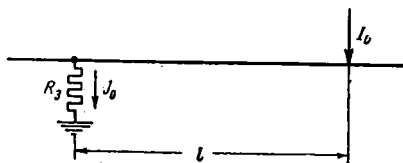
Во всех случаях приложения нагрузок (см. фиг. 3) нагрузки известны и, следовательно, воспользовавшись приведёнными формулами (12) или (13), можно найти токи, отходящие от нагрузки вправо и влево (I'_0 и I''_0). Зная их и воспользовавшись формулами (6) и (7) или (6') и (7'), а также (9) и (10), можно найти значения потенциалов φ_x и токов I_x для любой точки. Наложив их друг на друга, можно получить суммарные значения.

При заземлённом полюсе подстанции (сопротивление R_s) задача несколько усложняется, так как одна из точек рельсового пути заземлена через сосредоточенное заземление. Сюда относятся случаи, когда по той или иной причине шина подстанции соединяется со специальным заземлением, когда на участке располагается железнодорожная станция с большим развитием путей или когда для защиты подземного сооружения применён дренаж (см. ниже) и т. п.

Усложнение задачи объясняется тем, что ток, текущий через заземление, не может быть задан как ток нагрузки или подстанции, так как он зависит от расстояния данного заземления до всех нагрузок.

В качестве общего может быть рассмотрен случай, показанный на фиг. 10.

Здесь I_0 — известное значение тока некоторой нагрузки (ток поезда или подстанции), J_0 — ток, текущий через заземление — R_s . Каждый из токов I_0 и J_0 будет иметь свою кривую изменения потенциалов согласно формуле (9). По отношению же к рельсу точки I_0 и J_0 имеют разные знаки (т. е. если за положительное направление принимается для токов поездов и подстанций — направление к рельсам, то для заземлений от рельсов, как показано на фиг. 10).



Фиг. 10. Схема расположения сосредоточенной нагрузки и заземления рельсового пути: I_0 — ток нагрузки; R_s — сопротивление заземления; J_0 — ток в заземлении

Ток в заземлителе

$$J_0 = I_0 \frac{m}{2R_s + m} e^{-\kappa l}. \quad (17)$$

Если имеется ряд нагрузок, то

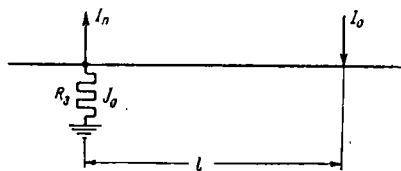
$$J_0 = \frac{m}{2R_s + m} \sum_{i=1}^n I_{0i} e^{-\kappa l_i}. \quad (17')$$

где i — номер нагрузки, а

n — их число.

Нагрузки I_{0i} берутся с соответствующими знаками.

Для примера рассмотрен случай расположения на участке бесконечно большой длины одной подстанции с заземлённым полюсом через сопротивление R_s и одной нагрузки (фиг. 11) на расстоянии l друг от друга.



Фиг. 11. Схема расположения сосредоточенной нагрузки подстанции и сопротивления заземления: I_0 — ток нагрузки; R_s — сопротивление заземления; I'_n — ток отсасывающего провода подстанции; J_0 — ток в заземлении подстанции

Ток, протекающий через заземление — R_s от нагрузки I_0 , можно найти непосредственно, пользуясь формулой (17). Ток в этом же сопротивлении от I_n можно также найти по формуле (17), положив в ней $l = 0$.

Тогда

$$J_0 = I_n \frac{m}{2R_s + m}. \quad (18)$$

Но так как $I_n = -I_0$, поэтому из (17) и (18) следует, что

$$J_0 = -I_0 \frac{m}{2R_s + m} (1 - e^{-\kappa l}). \quad (19)$$

Потенциал в любой точке между нагрузкой и подстанцией на расстоянии x от последней может быть представлен выражением

$$\varphi_x = -I_0 \frac{m}{2} \left[\frac{2R_s + m e^{-\kappa l}}{2R_s + m} e^{-\kappa x} - e^{-\kappa(l-x)} \right] \quad (20)$$

и ток I_x

$$I_x = -\frac{I_0}{2} \left[\frac{2R_s + m e^{-\kappa l}}{2R_s + m} e^{-\kappa x} + e^{-\kappa(l-x)} \right]. \quad (21)$$

Ток в земле может быть найден из условия

$$J_x = I_0 - I_x. \quad (22)$$

Характер кривых зависимости $\varphi_x = \varphi(x)$ и $I_0 = I(x)$ и $J = J(x)$ представлен на фиг. 12 для общего случая, когда $l_2 \neq l_3 \neq \infty$.

Сопротивление участка рельсового пути между нагрузкой и подстанцией может быть определено из выражения

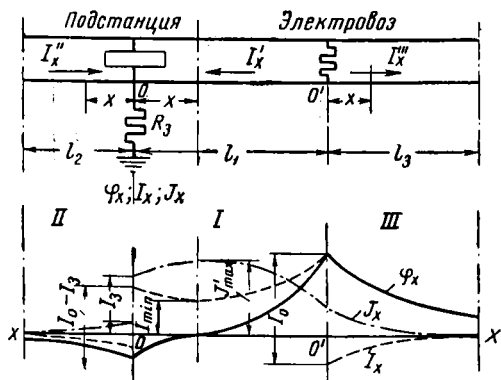
$$R = \frac{\varphi l - \varphi_0}{I_0} \quad (23)$$

или отсюда

$$R = m \frac{[4R_s + m(1 - e^{-\kappa l_1})]}{2(2R_s + m)} (1 - e^{-\kappa l}), \quad (24)$$

если принять $l_1 = \infty$, то

$$R_1 = m \frac{4R_s + m}{4R_s + 2m}. \quad (25)$$



Фиг. 12. Кривые изменения потенциала рельсов, токов в рельсах и земле по длине участка с одной нагрузкой и одной подстанцией при заземлённом полюсе подстанции: φ_x — потенциал рельсов в точке x ; I_x — ток в рельсах в точке x и J_x — ток в земле в точке x

Аналогичным образом могут быть получены формулы и для любого числа и других случаев расположения нагрузок и подстанций.

При незаземлённом полюсе подстанции $R_s = \infty$ и при $l_2 = l_3$ (фиг. 13) потенциал рельсов в средней части участка в точке x

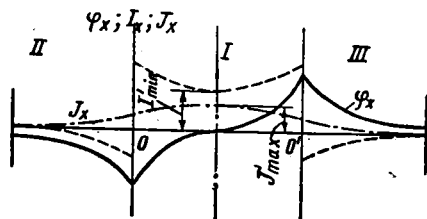
$$\varphi'_x = I_0 m \frac{\text{ch } \kappa l_2 \text{ sh } \kappa \left(x - \frac{l_1}{2}\right)}{\text{ch } \kappa \left(\frac{l_1}{2} + l_2\right)}, \quad (26)$$

ток в рельсах в точке x :

$$I'_x = -I_0 \frac{\text{ch } \kappa l_2 \text{ ch } \kappa \left(x - \frac{l_1}{2}\right)}{\text{ch } \kappa \left(\frac{l_1}{2} + l_2\right)} \quad (27)$$

и сопротивление обратного провода (т. е. рельсового пути):

$$R = 2m \frac{\text{th } \frac{\kappa l_1}{2}}{1 + \text{th } \frac{\kappa l_1}{2} \text{ th } \kappa l_2}. \quad (28)$$



Фиг. 13. Кривые изменения потенциала рельсов, токов в рельсах и земле по длине участка конечной длины (при $l_2 = l_3$) с одной нагрузкой и одной подстанцией, при незаземлённом полюсе подстанции: φ_x — потенциал рельсов в точке x ; I_x — ток в рельсах в точке x и J_x — ток в земле в точке x

В случае, если $l_2 = l_3 = \infty$, потенциал рельсов в точках x

$$\varphi'_x = I_0 m e^{-\frac{\kappa l_1}{2}} \text{sh } \kappa \left(x - \frac{l_1}{2}\right) \quad (29)$$

и ток в рельсах в точке x :

$$I'_x = -I_0 e^{-\frac{\kappa l_1}{2}} \text{ch } \kappa \left(x - \frac{l_1}{2}\right), \quad (30)$$

сопротивление обратного провода

$$R = 2m \frac{\text{th } \frac{\kappa l_1}{2}}{1 + \text{th } \frac{\kappa l_1}{2}} \quad (31)$$

и при

$$l_1 = \infty; R = m. \quad (32)$$

В случае, если $l_1 = l_2 = 0$, потенциал в точке x

$$\varphi'_x = I_0 m \frac{\text{sh } \kappa \left(x - \frac{l_1}{2}\right)}{\text{ch } \frac{\kappa l_1}{2}}, \quad (33)$$

ток в рельсах

$$I'_0 = -I_0 \frac{\text{ch } \kappa \left(x - \frac{l_1}{2}\right)}{\text{ch } \frac{\kappa l_1}{2}} \quad (34)$$

и сопротивление обратного провода

$$R = 2m \text{th } \frac{\kappa l_1}{2} \quad (35)$$

и при $l_1 = \infty$

$$R = 2m. \quad (36)$$

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕНЦИАЛОВ И ТОКОВ В РЕЛЬСОВОЙ ЦЕПИ ПРИ РАВНОМЕРНО РАСПРЕДЕЛЁННОЙ НАГРУЗКЕ

Приводимыми ниже уравнениями следует пользоваться в тех случаях, когда при расчёте сети по приближённым формулам исходят из предположения, что нагрузка на участке равномерно распределена, а также при расчётах, связанных с разрушающим действием тока в земле, так как последнее определяется не расположением нагрузки в отдельные моменты времени, а средней нагрузкой за определённый период времени.

Наиболее общим является случай, когда нагрузка расположена на части ограниченного по длине участка, на границе её имеется подстанция и вправо и влево от нагрузки имеется рельсовый путь, свободный от нагрузки.

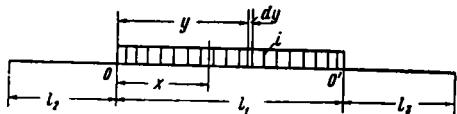
Нумерация участков и обозначения приняты такими же, как и в случае одной нагрузки. Дополнительно введено лишь обозначение равномерно распределённой нагрузки на 1 км — i (а/км).

Законы распределения потенциалов и токов и в этом случае могут быть найдены тем же путём, что и в предыдущем случае. В этом случае изменится лишь уравнение (1). В данном случае оно примет вид:

$$dI_x = - \left(\frac{\varphi_x}{r_n} - i \right) dx, \quad (37)$$

уравнение же (2) сохранит силу и для данного случая.

Решение этих уравнений даст необходимые расчётные формулы. Однако все необходимые расчётные формулы могут быть получены и непосредственно из формул (7), (7') и (9).



Фиг. 14. Схема расположения равномерно-распределённой нагрузки на части участка: i — равномерно распределённая нагрузка

Если $l_2 = l_3 = \infty$ (фиг. 14) и подстанция расположена в точке θ , то потенциал в точке x может быть представлен выражением

$$\begin{aligned} \varphi_x = & \int_0^x idy \frac{m}{2} e^{-\kappa(x-y)} + \\ & + \int_x^{\infty} idy \frac{m}{2} e^{-\kappa(y-x)}, \end{aligned} \quad (38)$$

здесь idy — нагрузка в точке y . Первый член учитывает нагрузку, лежащую слева от точки x , а второй справа.

Таким образом потенциал в точке x для части участка, имеющего нагрузку i

$$\varphi_x = \frac{im}{2} \left(e^{-\kappa x} \int_0^x e^{\kappa y} dy + e^{\kappa x} \int_x^{l_1} e^{-\kappa y} dy \right). \quad (39)$$

Найдя из выражений (37) и (39) значения φ_0 , φ'_0 , I'_0 и I'_e , можно, пользуясь формулами (9) и (10), найти выражения для потенциала и тока для участков, лежащих за пределами распределённой нагрузки.

Тем же путём могут быть найдены выражения и для случая, когда $l_2 \neq l_3 \neq \infty$.

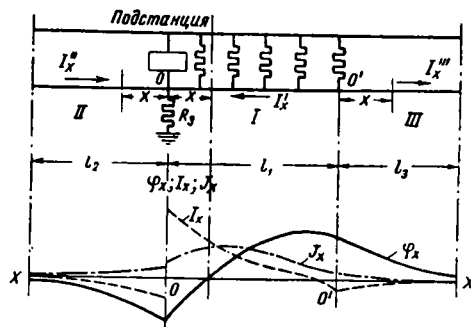
Наложив на полученные значения потенциала (39) и тока (37) значения для других нагрузок, можно получить расчётные формулы для любой схемы.

При заземлённом полюсе подстанции (сопротивление R_0). Если подстанции и нагрузка расположены на участке бесконечно большой длины ($l_2 = l_3 = \infty$), выражение для потенциала и рельсов в точке x (на участке с нагрузкой) получает вид:

$$\begin{aligned} \varphi'_x = & - \frac{ir_n}{2} \left[e^{-\kappa(l_1-x)} + \right. \\ & \left. + \frac{2\left(\kappa l_1 + 1 + \frac{m}{R_0}\right) - \frac{m}{R_0} e^{-\kappa l_1}}{2 + \frac{m}{R_0}} e^{-\kappa x} - 2 \right] \end{aligned} \quad (40)$$

и ток в рельсах в точке x :

$$\begin{aligned} I'_x = & \frac{i}{2\kappa} \left[e^{-\kappa(l_1-1)} - \right. \\ & \left. - \frac{2\left(\kappa l_1 + 1 + \frac{m}{R_0}\right) - \frac{m}{R_0} e^{-\kappa l_1}}{2 + \frac{m}{R_0}} e^{-\kappa x} \right]; \end{aligned} \quad (41)$$



Фиг. 15. Кривые изменения потенциала рельсов, токов в рельсах и земле по длине бесконечно длинного участка с равномерно распределённой нагрузкой, расположенной на части длины и при одной подстанции с заземлённым полюсом: φ_x — потенциал рельсов в точке x , I_x — ток в рельсах в точке x и J_x — ток в земле в точке x

ток в земле может быть получен как

$$J_x = i(l_1 - x) - I'_x. \quad (42)$$

Графически изменения потенциала и тока представлены на фиг. 15.

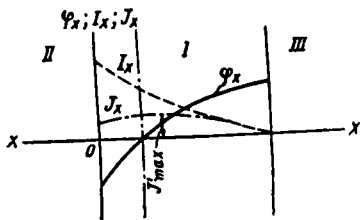
В случае, если нагрузка распределена на всём протяжении участка и подстанция расположена на его границе ($l_2 = l_3 = 0$), то потенциал рельсов в точке x

$$\varphi'_x = -\frac{ir_n}{R_s} \left(\frac{m}{\text{ch } \kappa l_1 + \text{sh } \kappa l_1} (\kappa l_1 + \frac{m}{R_s}) \text{ch } \kappa (l_1 - x) \right) \quad (43)$$

и ток в рельсах в точке x :

$$I'_x = -\frac{i}{\kappa \left(\frac{m}{R_s} \text{ch } \kappa l_1 + \text{sh } \kappa l_1 \right)} \left(\kappa l_1 + \frac{m}{R_s} \right) \text{sh } \kappa (l_1 - x). \quad (44)$$

Ток в земле может быть установлен по формуле (42). Графически изменения потенциала и токов представлены на фиг. 16.



Фиг. 16. Кривые изменения потенциала рельсов, токов в рельсах и земле по длине участка конечной длины с равномерно распределённой нагрузкой и подстанцией с заземлённым полюсом на его конце: φ_x — потенциал рельсов в точке x ; I_x — ток в рельсах в точке x ; J_x — ток в земле в точке x

При незаземлённом полюсе подстанции ($R_s = \infty$) и участке бесконечно большой длины ($l_2 = l_3 = \infty$) с равномерно распределённой нагрузкой на его части. Потенциал рельсов в точке x

$$\varphi'_x = \frac{ir_n}{2} \left[2 - e^{-\kappa (l_1 - x)} - (\kappa l_1 + 1) e^{-\kappa x} \right] \quad (45)$$

и ток в рельсах в точке x

$$I'_x = \frac{i}{2\kappa} \left[e^{-\kappa (l_1 - x)} - (\kappa l_1 + 1) e^{-\kappa x} \right]. \quad (46)$$

Ток в земле может быть установлен по формуле (42). Графически изменения потенциала и токов представлены на фиг. 17.

Для участка конечной длины с нагрузкой, равномерно распределённой на всей его длине, и подстанцией, расположенной на его границе, потенциал рельсов в точке x

$$\varphi'_x = ir_n \left[1 - \kappa l_1 \frac{\text{ch } \kappa (l_1 - x)}{\text{sh } \kappa l_1} \right] \quad (47)$$

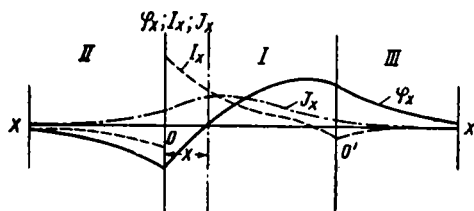
и ток в рельсах в точке x

$$I'_x = -il_1 \frac{\text{sh } \kappa (l_1 - x)}{\text{sh } \kappa l_1}, \quad (48)$$

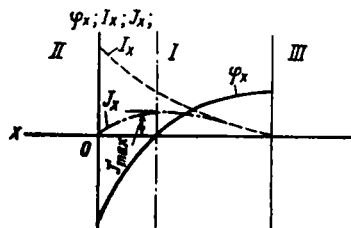
ток в земле может быть установлен по формуле (42). Графически изменения потенциала и токов даны на фиг. 18.

Исходя из этого случая, можно построить кривые изменения φ_x и I_x на участке с равномерно распределённой нагрузкой между двумя подстанциями.

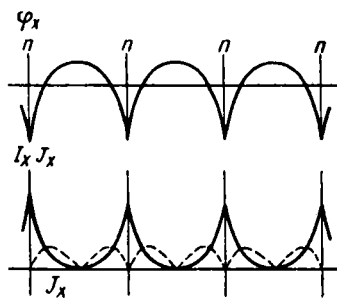
Можно мысленно рассечь участок в середине между подстанциями и тем самым свести рассматриваемую схему к рассмотренному случаю, когда $l_2 = l_3 = 0$.



Фиг. 17. Кривые изменения потенциала рельсов, токов в рельсах и земле по длине бесконечно длинного участка с равномерно распределённой нагрузкой, расположенной на части длины и при одной подстанции с незаземлённым полюсом: φ_x — потенциал рельсов в точке x ; I_x — ток в рельсах в точке x и J_x — ток в земле в точке x



Фиг. 18. Кривые изменения потенциала рельсов, токов в рельсах и земле по длине участка конечной длины с равномерно распределённой нагрузкой и подстанцией с незаземлённым полюсом на его конце: φ_x — потенциал рельсов в точке x ; I_x — ток в рельсах в точке x ; J_x — ток в земле в точке x



Фиг. 19. Кривые изменения потенциала рельсов, токов в рельсах и земле по длине участка с равномерно распределённой нагрузкой и рядом подстанций, расположенных на равном расстоянии друг от друга

Соответственно кривые изменения потенциала и тока для каждой половины участка будут иметь тот же вид, что и на фиг. 18. Имея кривые изменения потенциала и тока на участке между двумя подстанциями, можно их получить и для участка с одинаковой равномерно распределённой нагрузкой и с равными расстояниями между подстан-

циями. Изменение потенциала и токов при такой схеме представлено на фиг. 19.

Вне зависимости от путей протекания и распределения вдоль линии весь ответвляющийся в землю ток возвращается к своему источнику.

Из диаграмм, приведённых на фиг. 7—19 для различных условий питания и распределения нагрузки, видно, что наибольшая удельная величина ответвляющихся или возвращающихся токов будет иметь место в точках максимального потенциала (по абсолютной величине) рельсов и будет уменьшаться по мере приближения к точке с нулевым потенциалом. Общая же величина блуждающих токов будет иметь максимальное значение в сечении, где потенциал проходит через нулевую точку.

С точки зрения влияния потенциала рельсового пути на подземные сооружения важно отметить, что в одних и тех же зонах токи утечки из рельсов и подземных сооружений могут иметь как противоположные знаки, так и одинаковые.

С точки зрения коррозии сооружений приходится считаться в основном с зонами входа и выхода блуждающих токов, называемых соответственно катодными и анодными зонами. В результате непосредственного действия блуждающих токов коррозия происходит в анодных зонах, т. е. в местах выхода из сооружения. При защите подземных сооружений от блуждающих токов приходится считаться и с катодными зонами, в которых при щелочных грунтах под влиянием блуждающих токов концентрируются едкие щёлочи, разрушающие сооружения в результате химических процессов. В нулевых зонах, нейтральных с точки зрения утечки, необходимо считаться с токами, протекающими по самому сооружению, которые при большой их величине могут представлять опасность по своему тепловому воздействию и от коррозии в местах расположения стыков, муфт и т. п.

Практически при работе электрических железных дорог размеры отдельных зон, а часто и их места всё время изменяются. В точке приложения нагрузки всегда образуется зона ответвления или притекания (в зависимости от полярности контактной сети) блуждающих токов. Таким образом, одна из зон — катодная или анодная — всегда перемещается вдоль трассы линии.

Если контактный провод имеет положительную, а рельсы отрицательную полярность, перемещаться будут катодные зоны, а наиболее опасные по условиям нагрузки анодные зоны будут концентрироваться в районе присоединения отсасывающего кабеля.

Если провод имеет отрицательную, а рельсы положительную полярность, катодные зоны сосредоточатся около отсасывающих кабелей, а анодные будут перемещаться вдоль линии.

Таким образом, при положительной полярности контактного провода усиленной коррозии подвергаются части подземных сооружений в сравнительно узкой зоне вблизи отсасывающих кабелей, при отрицательной

полярности контактного провода степень коррозии уменьшается за счёт распределения её по подземным сооружениям на большей длине.

При применении на участке рекуперации в общем случае могут оказаться перемещающимися как анодные, так и катодные зоны при любой полярности контактной сети и рельсов.

Если применяются специальные способы защиты сооружений, то в большинстве случаев более или менее стабильная анодная зона представляет преимущества, так как большая определённость расположения опасных мест упрощает борьбу с блуждающими токами.

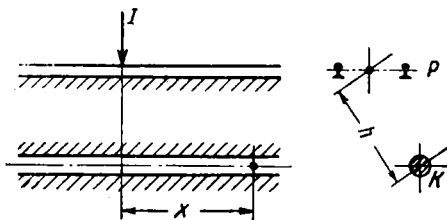
В тех же случаях, когда специальные защитные меры не принимаются, более рационально давать контактному проводу отрицательную полярность и тем самым рассредоточивать коррозию подземных сооружений на большую длину.

Величины блуждающих токов, так же как и распределение их зон, зависят от ряда причин, как-то: состояния рельсовой сети, железнодорожного полотна, проводимости грунта, расположения и характера подземных сооружений, графика движения поездов и пр. В связи с этим теоретические расчёты, в которых чрезвычайно сложно учесть все эти факторы, правильнее всего производить только для предварительного выяснения общей картины блуждающих токов.

ПОТЕНЦИАЛЫ И ТОКИ В ПОДЗЕМНОМ СООРУЖЕНИИ

При определении потенциалов и токов в подземном сооружении можно рассматривать рельс, как источник земляных токов, в поле которых находится подземное сооружение.

Для случая расположения одной сосредоточенной нагрузки (от поезда или отсасывающего провода подстанции) на участке бесконечно большой длины, пренебрегая поперечными размерами подземного сооружения, Г. Г. Марквардт даёт следующие расчётные формулы¹.



Фиг. 20. Схема расположения подземного сооружения относительно рельсов в точке x : P — рельсы; K — подземное сооружение; x — расстояние от оси рельсового пути до оси подземного сооружения

Для потенциала подземного сооружения в точке с координатой x (фиг. 20):

¹ Г. Г. Марквардт. Расчёт блуждающих токов электрических железных дорог в подземных сооружениях. «Электричество», 1955, № 6

$$\varphi_{\kappa x} = \frac{K_p K_\kappa I}{4\pi\gamma (K_p^2 - K_\kappa^2)} \left[K_p Z_1(K_\kappa x) - K_\kappa Z_1(K_p x) - 2K_p e^{-K_\kappa x} \ln \frac{K_\kappa}{K_p} + 2 \left(0,577 + \ln \frac{K_p h}{2} \right) (K_\kappa e^{-K_p x} - K_p e^{-K_\kappa x}) \right]; \quad (49)$$

для тока в подземном сооружении

$$I_{\kappa x} = \frac{K_p^2 K_\kappa^2 I}{4\pi\gamma r_\kappa (K_p^2 - K_\kappa^2)} \left[Z_2(K_\kappa x) - Z_2(K_p x) - 2e^{K_\kappa x} \ln \frac{K_\kappa}{K_p} + 2 \left(0,577 + \ln \frac{K_p h}{2} \right) (e^{-K_p x} - e^{-K_\kappa x}) \right]; \quad (50)$$

и для разности потенциалов между подземным сооружением и грунтом:

$$U_{\kappa x} = \frac{K_p^2 I}{4\pi\gamma (K_p^2 - K_\kappa^2)} \left[K_\kappa Z_1(K_\kappa x) - K_p Z_1(K_p x) - 2K_\kappa e^{-K_\kappa x} \ln \frac{K_\kappa}{K_p} + 2 \left(0,577 + \ln \frac{K_p h}{2} \right) (K_p e^{-K_p x} - K_\kappa e^{-K_\kappa x}) \right]. \quad (51)$$

Здесь $K_p = \sqrt{\frac{r_p}{r_n}}$; $K_\kappa = \sqrt{\frac{r_\kappa}{r_{пк}}}$,

r_κ — сопротивление 1 км подземного сооружения (трубы, оболочки кабеля и т. п.), ом/км;

$r_{пк}$ — переходное сопротивление между грунтом и подземным сооружением на 1 км его длины (ом·км);

I — нагрузка на рельсовом пути в точке x (т. е. ток подстанции или поезда);

γ — проводимость грунта в $\frac{1}{\text{ом} \cdot \text{км}}$;

h — расстояние от рельсов (от оси пути или оси междупутья) до оси подземного сооружения в км.

В этих уравнениях

$$Z_1(v) = e^{-v} Ei_1(v) - e^v Ei(-v);$$

$$Z_2(v) = e^{-v} Ei_1(v) + e^v Ei(-v).$$

Здесь $Ei(v)$ — интегральная показательная функция, значение которой в зависимости от аргумента (v) можно найти по справочным таблицам.

Для облегчения пользования приведёнными формулами на фиг. 21 даны кривые $Z_1(v)$ и $Z_2(v)$.

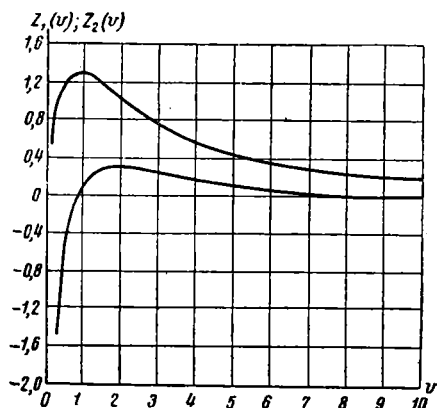
Здесь для единообразия через v обозначены различные значения (κx).

При значениях $v \leq 0,6$ функции $Z_1(v)$ и $Z_2(v)$ с достаточной точностью могут быть определены по формулам (52) и (53)

$$Z_1(v) = -2v \left(\ln v - \frac{v^2}{4} - 0,423 \right) \quad (52)$$

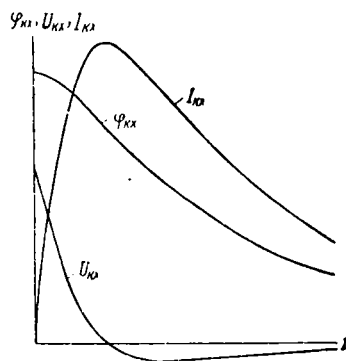
и

$$Z_2(v) = (0,577 + \ln v) (2 + v^2) - \frac{3}{2} v^2. \quad (53)$$



Фиг. 21. Вспомогательные кривые для расчётов потенциалов и токов в подземном сооружении

Характер изменения величин $\varphi_{\kappa x}$, $I_{\kappa x}$ и $U_{\kappa x}$ приведён на фиг. 22.



Фиг. 22. Кривые изменения потенциала и тока в подземном сооружении и разности потенциалов между подземным сооружением и землёй:

$\varphi_{\kappa x}$ — потенциал подземного сооружения в точке x

$I_{\kappa x}$ — ток в подземном сооружении в точке x и

$U_{\kappa x}$ — разность потенциалов между подземным сооружением и землёй в точке x

Наибольший интерес при расчёте блуждающих токов представляет плотность тока утечки из подземного сооружения. Эта величина может быть найдена при помощи формулы (54)

$$i_x = \frac{U_{\kappa x}}{r_{пк} P} 10^{-4} \text{ (а/дм}^2\text{)}, \quad (54)$$

где P — периметр подземного сооружения в дм.

Положительные значения i_x будут отвечать анодной зоне, а отрицательные — катодной.

ЗАЩИТА МЕТАЛЛИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ НА ЭЛЕКТРИФИЦИРОВАННЫХ УЧАСТКАХ МАГИСТРАЛЬНЫХ И ПРИГОРОДНЫХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ ОТ КОРРОЗИИ, ВЫЗЫВАЕМОЙ БЛУЖДАЮЩИМИ ТОКАМИ

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ

Утечка тока с тяговых рельсов в балласт и образование блуждающих токов в земле на электрифицированных участках железных дорог постоянного тока происходят вследствие того, что рельсы, являющиеся вторым проводом для тяговых токов, не изолированы от земли. Рельсы заземлены как непосредственно вследствие касания подошвы с балластом (на станциях) или из-за несовершенной электрической изоляции их от балласта при принятом способе укладки на деревянных шпалах, так и через присоединённые наглухо к рельсам металлические заземлённые сооружения, как-то: опоры контактной сети, искусственные и другие сооружения.

Во всех случаях утечки тока с металлического сооружения в землю, воду или сырую шпалу неизбежно происходит коррозия металла, т. е. постепенное его разрушение. Необходимо определённая интенсивность процесса и определённое время для того, чтобы вызвать повреждение сооружения или настолько сильное ослабление прочности и устойчивости этого сооружения, что дальнейшее пребывание его в эксплуатации становится угрожающим.

Таким образом, коррозия рельсов и других заземлённых металлических сооружений, соединённых с рельсами, вызывает потерю металла, может привести к повреждению сооружений и к преждевременному выходу сооружения из строя. Однако своевременно применив те или иные защитные мероприятия, всегда можно защитить сооружения от коррозионных повреждений в течение всего срока службы, считающегося нормальным для каждого данного сооружения.

Проложенные в земле протяжённые металлические трубопроводы и кабели с металлическими оболочками также неизбежно подвергаются коррозии блуждающими токами. Проникновение блуждающих токов из земли на эти сооружения происходит вследствие того, что они не изолированы во всех своих частях от земли.

Эти сооружения большей частью являются тонкостенными, особенно металлические оболочки кабелей, и потому вероятность повреждения их блуждающими токами весьма велика. Как показывает опыт, коррозия блуждающими токами подземных кабелей и трубопроводов всегда распределяется не равномерно по длине поверхности сооружения, а концентрируется в отдельных местах, вызывая быстрое сквозное повреждение оболочки кабеля или трубопровода при относительно малой потере металла. Поэтому продление срока службы кабеля или трубы в опасных условиях, а также ликвидация коррозионных повреждений их имеют значительно большее значение, чем борьба с потерей металлов этих сооружений.

КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАЩИТНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ И ОБЛАСТЬ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

В соответствии с выполняемой задачей все защитные мероприятия могут быть разделены на четыре группы (табл. 1).

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ЗАЩИТЕ И К ЗАЩИТНЫМ МЕРОПРИЯТИЯМ

Требования к электрифицированным участкам железных дорог в части ограничения утечки тяговых токов в соответствии с «Правилами защиты» (1940 г.):

а) падение напряжения между любыми точками пути не должно превышать 3 в на 1 км при средней суточной нагрузке;

б) падение напряжения в дроссельном стыке при средней суточной нагрузке не должно превосходить 0,2 в;

в) электрическое сопротивление каждого неизолирующего рельсового стыка не должно превосходить сопротивления 3 м сплошного рельса;

г) электрические стыковые соединители, привариваемые к рельсам, должны иметь сечение по меди не менее 70 мм² и поверхность контакта в местах приварки к рельсам не менее 250 мм²;

д) отсасывающие проводники должны быть изолированы от земли и присоединены ко всем тяговым нитям путей;

е) обратная шина не должна иметь постоянного заземления на тяговой подстанции;

ж) рельсовые пути должны быть оборудованы междурельсовыми и междупутными соединителями, наличие которых не должно, однако, отражаться на правильном контроле состояния рельсовых нитей сигнальным током;

з) тяговые рельсы должны укладываться на металлических и железобетонных мостах изолированно от ферм моста с установкой искрового промежутка;

и) не допускается заземление на рельсы электрифицированных участков аппаратов централизации и устройств связи;

к) оболочки и броня кабелей должны быть изолированы от всех металлических конструкций, заземлённых на тяговые рельсы.

Кроме того, на электрифицированных участках железных дорог применяют следующие мероприятия, обусловленные техническими требованиями к устройству и содержанию сооружений путевого хозяйства и одновременно уменьшающие утечку тяговых токов с рельсов:

а) устройство щебёночного балласта;

б) укладку шпал, пропитанных креозотом или другим электроизолирующим антисептиком;

Таблица 1

Мероприятия по защите подземных металлических сооружений от электрокоррозии

Выполняемая задача	Область применения	Общая характеристика мероприятий	Перечень мероприятий
Ограничение утечки тяговых токов	На рельсовых путях и связанных с ними металлических сооружениях	<i>Группа I</i> Ограничение утечки тока с рельсов и с заземлённых сооружений, соединённых с рельсами, снижает величину блуждающих токов в земле в районе электрифицированных путей. Вследствие этого уменьшается коррозия и опасность коррозионных повреждений сооружений, являющихся источником блуждающих токов в земле, тем меньше их попадает на неизолированные от земли металлические трубопроводы и кабели и тем слабее коррозионный эффект в местах утечки токов в землю (в анодных зонах потенциалов)	а) Мероприятия, снижающие падение напряжения в рельсах: увеличение сечения рельсов, электроконтактная сварка рельсов в плети, приварка стыковых соединителей, улучшение контактов в местах стыков рельсов, а также в местах присоединения путевых дресселей и в однопутных рельсовых цепях, увеличение количества тяговых подстанций, увеличение количества отсасывающих пунктов, уравнивание потенциалов отсасывающих пунктов и напряжений на шинах тяговых подстанций, повышение напряжения в контактной сети, оборудование междурельсовых и междупутных соединений на перегонах и в отсасывающих пунктах; б) мероприятия, повышающие сопротивление в цепи утечки тяговых токов: дренаж воды с верхнего строения пути, применение шпал, пропитанных электроизолирующими составами, или шпал, просушенных токами высокой частоты, пропитанных электроизолирующими составами и покрытых гидроизоляционным лаком, применение щёбёночного балласта, прочистка просвета между подошвой рельса и балластом; в) мероприятия, уменьшающие количество сосредоточенных утечек тягового тока через заземлённые металлические сооружения: недопущение постоянного заземления обратной шины на тяговой подстанции, применение изолированных от земли отсасывающих проводов или отсасывающих кабелей, недопущение или сокращение числа неэлектротяговых потребителей энергии непосредственно от контактной сети, недопущение заземления на тяговые рельсы аппаратов централизации и устройств связи; специальные защитные мероприятия: изолирование рельсов неэлектрифицированных путей от тяговых рельсовых нитей, изолирование тяговых рельсов от искусственных металлических сооружений и установка искровых промежутков
		<i>Группа II</i> Эти мероприятия способствуют защите кабелей и трубопроводов от коррозионных повреждений, но не во всех случаях в состоянии обеспечить полную защиту от коррозии блуждающими токами. Процесс коррозии этих сооружений может иметь место и после осуществления защитных мероприятий этой группы и интенсивность коррозии в этом случае будет пропорциональна допущенной или вынужденно оставленной плотности тока утечки. Мероприятия второй группы в районах интенсивного поля блуждающих токов дополняются электрическими методами защиты	Рациональный выбор трассы; изолирование кабелей и трубопроводов от рельсов и металлических сооружений, соединённых наглухо с тяговыми рельсами; применение водонепроницаемой кабельной канализации, устройство коллекторов для совместной прокладки; применение двух ступеней изоляции оболочек стрелочных кабелей от тяговых рельсов; нанесение электроизолирующего покрытия; применение электроизолирующей кабельной канализации; установка изолирующих стыков (фланцев) или изолирующих вставок в трубопровод, установка изолирующих муфт на кабелях
		<i>Группа III</i> Мероприятия предназначены для предотвращения процесса коррозии металла данного защищаемого сооружения блуждающими токами и агрессивными грунтами, не связаны с уменьшением или ограничением блуждающих токов. Большинство этих мероприятий основано на электрических методах защиты, заключающихся в приведении защищаемого сооружения в катодное состояние по отношению к окружающей электролитической среде	К мероприятиям третьей группы относятся следующие специальные защитные мероприятия: электрический дренаж (простой, поляризованный, усиленный, автоматический), катодная защита, электродная (протекторная) защита и защита дополнительным заземлением; перепайка оболочек кабелей между собой также относится к защите дополнительным заземлением. К третьей группе можно отнести ещё два защитных мероприятия: защита сооружений от электрокоррозии при помощи цемента (или бетона) и специальное защитное мероприятие, так называемое «электронный фильтр», которое, однако, ещё не нашло широкого практического применения
Уменьшение блуждающих токов на подземных трубопроводах и кабелях	На подземных металлических трубопроводах и кабелях с металлическими оболочками		
Предотвращение процесса коррозии металла	Преимущественно на подземных металлических трубопроводах и кабелях с металлическими оболочками		

Продолжение

Выполняемая задача	Область применения	Общая характеристика мероприятий	Перечень мероприятий
<i>Группа IV</i>			
Систематическое изменение полярности сооружений в цепи блуждающих токов	На рельсовой сети, в системе энергоснабжения электрической дороги и на электроподвижном составе	<p>Эти мероприятия направлены на борьбу с вредными воздействиями блуждающих токов на подземные кабели и трубопроводы, а также на рельсы, их скрепления и на заземлённые сооружения, соединённые с рельсами. При помощи этих мероприятий достигается или некоторое снижение или ликвидация коррозионных повреждений сооружений.</p> <p>Защита сооружений от коррозионных повреждений и снижение коррозии металлов при систематическом изменении полярности сооружения достигается главным образом за счёт распределения утечки токов на всю длину сооружения при одновременном сокращении времени утечки тока в данном месте</p>	Применение для электротяги переменного тока промышленной частоты вместо постоянного тока, отрицательная полярность контактной сети в схеме питания линий электрической тяги, применение рекуперации энергии; специальные защитные мероприятия: периодическое изменение полярности контактной сети, трёхпроводная система питания линий электротяги на постоянном токе.

в) прочистку просвета между подошвой рельсов и балластом на перегонах;

г) дренаж воды с верхнего строения пути.

Наряду с перечисленными выше мероприятиями, которые рекомендованы «Правилами защиты», снижение утечки тягового тока с рельсов может быть также достигнуто в результате применения следующих мероприятий:

а) увеличения поперечного сечения рельсов;

б) сварки рельсов в плети, дающей существенный эффект, если рельсовые стыки до сварки были в плохом состоянии;

в) увеличения отсасывающих пунктов до двух-трёх вместо одного у тяговой подстанции.

Примечание. В качестве отсасывающих проводников вместо медных или сталеалюминиевых воздушных проводов или кабелей могут быть использованы рельсовые отсасывающие плети из старогонных снятых с пути рельсов, специально укладываемые вблизи главных путей или между ними;

г) повышения напряжения в контактной сети;

д) увеличения количества тяговых подстанций.

Наличие коррозионных повреждений на отдельных сооружениях не является достаточным обоснованием для введения одного из этих мероприятий и они могут быть применены, как правило, только в том случае, когда их введение целесообразно с точки зрения улучшения эксплуатации электрифицированной железной дороги.

Некоторое снижение опасности коррозионных повреждений может быть достигнуто в результате применения таких мероприятий, как периодическая перемена полярности контактной сети, переход на трёхпроводную схему питания линий электротяги, применение отрицательной полярности контактной сети в схеме питания линий электротяги, а также применение рекуперации энергии. Отсутствие детального исследования

этих мероприятий в настоящее время не даёт возможности дать количественную оценку их эффективности.

Снижения падения напряжения в рельсовой цепи достигают укладкой дополнительных нитей рельсов в междупутье. Эти дополнительные нити электрически соединяют с ходовыми рельсами. Количество и длину этих дополнительных нитей определяют расчётом по следующей схеме:

1. Находят падение напряжения в рельсовой цепи ΔU из выражения:

$$\Delta U = \frac{A r_p}{8760 U_n},$$

где A — годовой расход энергии на тягу поездов на шинах выпрямленного тока подстанции в сторону рассматриваемой зоны питания в квт-ч ;

U — номинальное напряжение контактной сети в кв ;

n — число рельсовых путей, уложенных на первом километре от тяговой подстанции в сторону рассматриваемой зоны питания;

r_p — сопротивление одного километра рельсов одного пути в ом , определяемое из выражения

$$r_p = \frac{0,765 \div 0,835}{P} \text{ ом/км},$$

где P — вес одного погонного метра рельсов, применённых на данном участке, в кг .

Величина числителя выбирается в зависимости от числа несваренных стыков на 1 км пути и для технических расчётов может быть принята 0,8.

Значения r_p для наиболее широко применяемых типов рельсов показаны в табл. 2. Тут же показано падение напряжения в рельсах в вольтах на километр для расхода энергии, равного $10^6 \frac{\text{квт-ч}}{\text{год}}$ для одного пути на первом километре от подстанции.

Сопротивление рельсов

Т а б л и ц а 2

№ по пор.	Тип рельсов	Сопротивление одного пути в ом/км	Падение напряжения на одном километре пути при расходе энергии
			$10 \frac{\text{квт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$ в / км
1	P38	0,0210	0,399
2	P43	0,0185	0,352
3	P50	0,0160	0,304
4	P65	0,0123	0,233

2. В случае, если ΔU больше 3 в, определяют длину зоны защиты при существующем числе нитей рельсов n по формуле

$$L = l \left(1 - \frac{3}{\Delta U} \right),$$

где L — длина рассматриваемой зоны питания подстанции;

l — длина зоны защиты, на которой требуется укладка дополнительных нитей рельсов.

3. Определяют длину укладки l_{n+1} нити из условия, что длина эта должна соответствовать длине секции рельсов, разделённых из условий питания автоблокировки. Эту длину подбирают как ближайшее большее из ряда $l_{n+1} = 1 + 3K$, где K — натуральный ряд чисел.

4. Определяют ΔU (для $n + 1$ нитей рельсов).

Расчёт повторяют до тех пор, пока ΔU не станет меньше 3 в.

Защитные мероприятия по устранению влияния блуждающих токов на металлические подземные сооружения разрабатываются в процессе проектирования электрифицируемой железной дороги, однако сооружение этих устройств производится только после проверки в период опытной эксплуатации электрифицированной линии. Обследование степени коррозионной опасности производится при помощи электрических измерений.

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ЗАЩИТНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ДЛЯ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ

Во всех случаях, когда принятых в соответствии с требованиями Правил защиты защитных мероприятий на источнике блуждающих токов оказывается недостаточно для защиты от коррозионных повреждений какого-либо сооружения, необходимо применить дополнительные мероприятия уже на самом этом сооружении. Ниже приведены рекомендации по защите различных сооружений от электрокоррозии.

а) *Рельсовые пути.* Весьма опасной является коррозия боковых граней подшвы рельсов (особенно в местах скреплений, т. е. под головкой костыля или шурупа), так как она может привести к образованию в рельсе поперечной трещины. Наиболее эффективным защитным мероприятием, снижающим кор-

розию рельсов, является применение шпал, пропитанных электроизолирующим антисептиком и покрытых со всех сторон гидроизоляционным лаком; в качестве такого лака может быть использован кузбаслак — каменноугольный лак, наносимый в холодном состоянии на сухую шпалу. Некоторое снижение коррозии даёт также заливка костыльного отверстия горячим антраценовым маслом или креозотом. Весьма эффективно снижает коррозию рельса отвод от шпал воды. Эти же мероприятия снижают коррозию и предотвращают выход из строя костылей (шурупов); рельсовые подкладки вообще меньше страдают от коррозии, чем рельсы и костыли;

б) *Металлические и железобетонные мосты, путепроводы и пешеходные мостики.* Радикальной защитой от электрокоррозии и коррозионных повреждений металлических и железобетонных мостов, путепроводов и пешеходных мостиков является замена глухого присоединения этих сооружений к тяговому рельсам соединением через искровой промежуток. В случае, если металлические фермы не имеют непосредственного сообщения с землёй, а установлены на каменных или кирпичных устоях, то и глухое заземление ферм к тяговому рельсам не представляет опасности в смысле их электрокоррозии.

Массивные бетонные основания металлических мостов, путепроводов и пешеходных мостиков обычно служат надёжной защитой металла этих сооружений от электрокоррозии и сами не разрушаются под действием стекающих токов.

в) *Металлические опоры контактной сети, мачты светофоров, семафоров, сигнальных мостиков и светильников.* Бетонный фундамент металлических опор контактной сети с толщиной бетонной рубашки над поверхностью анкерных болтов или каркаса 90 мм вполне устойчив против разрушений от токов утечки и защищает опору и болты от электрокоррозии при глухом соединении опоры с тяговым рельсом. Вопросы стойкости более тонких бетонных стенок над арматурой в фундаменте опор ещё недостаточно изучены. Опоры, установленные непосредственно в земле без бетонных фундаментов, подлежат соединению с тяговым рельсом только через искровой промежуток.

г) *Стяжки опор контактной сети.* Мероприятиями по защите штанг и якорей оттяжек от коррозии токами утечки являются изолирование оттяжки от металлической, соединённой с рельсами, опоры, а также изолирование оттяжки от заземляющих проводников и кронштейнов на деревянной опоре. Изолирование оттяжки на металлической опоре производится путём врезывания изолятора в верхней части оттяжки или в стыке между оттяжкой и штангой над поверхностью земли.

д) *Гидрсколонки.* Бетонные фундаменты существующих типов под гидрсколонками не разрушаются сами от токов утечки и защищают основание и анкерные болты от электрокоррозии.

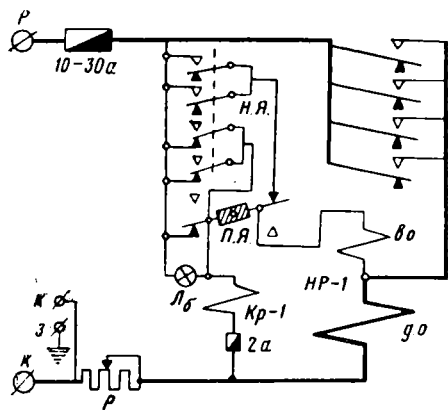
е) *Заземляющие проводники опор контактной сети искусственных и других сооружений.* Защита от коррозионных поврежде-

ний заземляющих проводников достигается путём изолирования этих проводников от земли, осуществляемого одним из следующих способов: прокладкой в положении над землёй; укладкой на шпале или доске на поверхности земли; прокладкой в деревянном жёлобе из двух досок с последующей заливкой битумом; покраской проводника битумом или кабельной массой и обёртыванием проводника гидроизолом с обмазкой битумом.

ж) *Подземные кабели с металлическими оболочками.* Защита кабелей на электрифицированных участках железных дорог регламентируется Правилами защиты и нормативными листами и обязательна к выполнению в соответствии с § 184 ПТЭ.

Защита кабелей осуществляется при помощи мероприятий, ограничивающих попадание блуждающих токов на оболочки кабелей, а также при помощи мероприятий, предотвращающих коррозию и коррозионные повреждения. Среди последних мероприятий наиболее широкое применение получил электрический дренаж, являющийся одним из наиболее действенных методов защиты от электрокоррозии и вместе с тем недорогим в строительстве и эксплуатации. Электрический дренаж применяется различного вида в зависимости от данных, полученных при измерениях. Наибольшее распространение на электрифицированных участках железных дорог получил поляризованный дренаж вследствие наличия знакопеременных потенциалов в цепях кабель—рельс и кабель—земля.

Наиболее широко применяется релейная поляризованная дренажная установка типа РПД ЦНИИ-42, выпускаемая заводами МПС. Схема этой установки по дополненным техническим условиям 1951 г. изображена на фиг. 1.



Фиг. 1. Схема РПД ЦНИИ-42 с реостатом: КР-1—комбинированное реле типа КР-1 с двумя якорями—поляризованным ПЯ и нейтральным НЯ; НР-1—нейтральное реле с двумя обмотками—включающей и дренажной; Лб—балластная лампа 50 в, 25 вт; Р—реостат (2,2 ом на 10 а); К и К'—зажимы для подключения дренажных кабелей от рельса и от защищаемых кабелей; К, а—зажимы постоянного контрольного пункта для подключения вольметра

В ряде случаев на электрифицированных участках с положительной полярностью контактной сети находит применение простой дренаж. В частности, простой дренаж при-

меняется для защиты всех кабелей, а также и всех трубопроводов на тяговых подстанциях указанных участков. В отдельных случаях, где простой и поляризованный дренаж оказываются неэффективными, применяется усиленный дренаж.

Начиная с 1950 г., начал получать применение автоматический дренаж, разработанный ЦНИИ МПС в 1949 г.

Определение параметров дренажа и мест его оборудования на кабельной сети производят экспериментальным путём. Однако за последние годы начали появляться первые методы аналитического расчёта простого дренажа.

При наличии источника электрической энергии переменного тока вблизи кабелей, подлежащих защите, защита кабелей от электрокоррозии может быть произведена с помощью так называемой катодной защиты. В качестве источника тока для такой защиты обычно используют купроксные или селеновые выпрямители. Для кабелей СЦБ и связи больше всего подходят выпрямители типов ВСА-10, ВАК-10 и др.

Если положительный потенциал оболочки кабеля по отношению к непосредственно окружающей земле не превышает 0,8 в, защита кабелей от электрокоррозии может быть осуществлена при помощи магниевых электродов; если положительный потенциал кабеля не превышает 0,4 в, защита может быть осуществлена при помощи цинковых электродов.

Во всех случаях применения электрических методов защиты кабелей их свинцовая оболочка должна быть металлически соединена с бронёй в соединительных и оконечных муфтах.

В целях недопущения переходных токов через электролитическую среду должны быть соединены между собой и оболочки соседних кабелей; такое соединение производят при помощи спайки.

Соединение свинцовой оболочки с бронёй кабеля представляет само по себе защиту свинцовой оболочки методом дополнительного заземления; свинцовая оболочка кабеля будет временно защищена от коррозионных повреждений, пока броня не сильно разъедена. Однако обычно эта защита недостаточно долговечна.

Кабели автоблокировки высокого напряжения (3 и 6 кВ) могут также быть защищены с помощью электрического дренажа, катодной или электродной защиты. Особенностью защиты таких кабелей при помощи электрического дренажа или катодной защиты является включение в схему установки газонаполненных (типа РА-350) разрядников в целях предотвращения выноса высокого потенциала в низковольтную цепь в случае электрического пробоя в высоковольтном кабеле вблизи защитной установки.

В отдельных случаях для защиты кабелей СЦБ и связи применяются изолирующие муфты.

Электрический дренаж или катодная защита, применённые для защиты данного кабеля, не должны увеличивать коррозионной опасности для других подземных сооружений, не включённых в эту систему защиты.

з) *Подземные металлические трубопроводы.* Согласно § 184 ПТЭ металлические трубопроводы на электрифицированных участках также должны быть защищены от электрокоррозии.

Защита металлических трубопроводов от коррозии, вызываемой блуждающими токами, регламентируется Правилами защиты.

Защита подземных трубопроводов при их прокладке должна заключаться в возможно большем удалении от рельсов электрифицированных путей, в сокращении числа пересечений с рельсами и в изолировании трубопроводов от земли.

Электрическая изоляция трубопроводов от земли может быть достигнута как прокладкой трубопроводов в коллекторе, так и укладкой трубопровода в деревянный желоб с последующей заливкой битумом, а также с помощью изолирующих покрытий.

Изолирующие покрытия применяются трёх типов: с нормальной, усиленной и весьма усиленной изоляцией. Для защиты от коррозии блуждающими токами применяется усиленная и весьма усиленная изоляция трубопроводов.

При прокладке по металлическим мостам, путепроводам и специальным мостикам трубопроводы должны быть изолированы от тяговых рельсов, а также от указанных сооружений, если последние соединены с тяговыми рельсами.

Электроизолирующие покрытия на трубопроводах могут служить в качестве самостоятельного защитного мероприятия только в том случае, если производится периодический контроль состояния этого покрытия и его ремонт. В ряде случаев возникает необходимость применения электрических методов защиты для трубопроводов, уложенных в изолирующими покрытиями, во избежание быстрого сквозного разведения трубы в дефектных местах изолирующего покрытия.

В отдельных случаях могут быть применены изолирующие стыки (фланцы) в трубопроводах для секционирования его в целях снижения блуждающих токов.

В случаях, когда на неизолированном или слабо изолированном от земли трубопроводе плотность тока утечки превышает $0,75 \text{ ма}$ на квадратный дециметр поверхности утечки, следует применять электрические методы защиты. Для защиты трубопровода в этих случаях может быть применён как электрический дренаж того или иного вида, так и катодная защита. Если блуждающие токи не вызывают в анодных зонах появления потенциалов более $0,8 \text{ в}$, то может быть с успехом применена электродная защита при помощи магниевых электродов.

Электрический дренаж или катодная защита, применённые для защиты данного трубопровода, не должны увеличивать коррозионной опасности для других подземных сооружений, не включённых в эту систему защиты.

ИЗМЕРЕНИЯ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ

Обоснование необходимости измерений

Опасность коррозии определяется наличием и плотностью тока утечки. Для одних сооружений, например, для свинцовых оболочек

кабелей типов ТГ, СОГ, уложенных в подземной канализации, опасной считается всякая утечка тока независимо от его плотности; для других сооружений, например для бронированных кабелей, опасной считается утечка тока с плотностью $0,15 \text{ ма}$ на квадратный дециметр поверхности утечки.

Существующие расчётные формулы для определения зон потенциалов рельсовой сети и сети подземных металлических сооружений, а также расчёт плотности тока утечки для реальных объектов в силу принятых при выводе их значительных допущений могут быть применены только для первоначальной ориентировки.

Определение опасности коррозии блуждающими токами и оценку степени опасности такой коррозии для металлических сооружений производят почти исключительно при помощи измерений.

Кроме выявления блуждающих токов на сооружениях и оценки степени опасности коррозии, электрические измерения необходимы для: а) проверки соответствия технического состояния источника блуждающих токов (рельсовой и обратной сети электропитания) допустимым нормам и требованиям; б) выявления случайных металлических связей между сооружениями и тяговыми рельсами; в) определения причины происшедшего повреждения подземного кабеля и других сооружений; г) выбора метода защиты сооружений от электрокоррозии; д) контроля защитного состояния сооружений; е) проверки исправности действия и выявления повреждений в защитных установках и устройствах; ж) проверки воздействия электрического дренажа или катодной защиты на соседние подземные металлические сооружения.

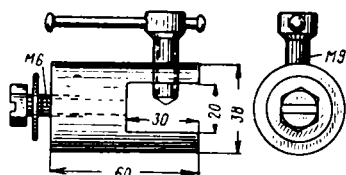
ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ, ЭЛЕКТРОДЫ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЙ

Перечисленные выше измерения в большинстве своём выполняют при помощи приборов типа вольтметра или амперметра (или соответственно милливольтметра и миллиамперметра). Однако стандартные приборы этих типов не вполне подходят для измерений блуждающих токов. Специфические требования к приборам для измерений блуждающих токов следующие: а) двусторонняя шкала со смещённым нулём на одну треть (иногда на половину) шкалы; б) большое внутреннее сопротивление $1\ 000 \text{ ом}$ и больше на 1 в шкалы; в) аperiodичность подвижной системы: время успокоения около 2 сек. ; г) малый габарит и небольшой вес прибора; д) многофункциональность.

Всем этим требованиям, наряду с общими требованиями к электронизмерительным приборам, вполне удовлетворяет прибор типа М-762, разработанный ЦНИИ МПС совместно с заводом МПС.

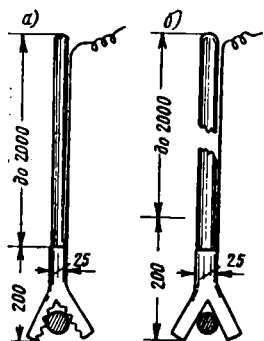
При помощи этого прибора можно измерить напряжение от $0,1 \text{ мв}$ до 100 в и ток от 1 ма до 100 а ; переход с одного вольтметрового предела на другой производится при помощи переключателя; переход с одного амперметрового предела на другой производится подбором соответствующего шунта.

Для измерения блуждающих токов прибор присоединяют к измеряемой цепи при помощи зажимов или электродов. Соединение с тяговыми рельсами осуществляют при помощи стального рельсового зажима (фиг. 2),



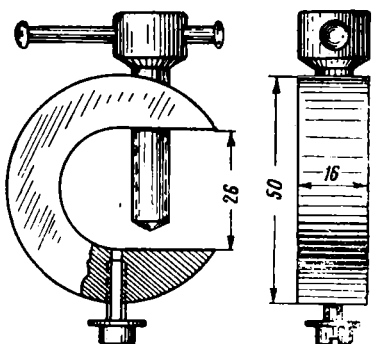
Фиг. 2. Рельсовый зажим (общий вид)

укрепленного к подошве рельса. Соединение с оболочками подземных кабелей осуществляют при помощи контактной штанги (фиг. 3) или непосредственным присоединением зачищенного конца проводника к бронелентам или к свинцовой оболочке, или при помощи припайки (в случае устройства постоянного контрольного пункта). Присоединение к штангам оттяжек опор контактной сети и к самим металлическим опорам осуществляют при помощи стального кольцевого зажима (фиг. 4).



Фиг. 3. Контактная штанга: а — со стальным наконечником для бронированных кабелей; б — со свинцовым наконечником для голых оцинкованных кабелей

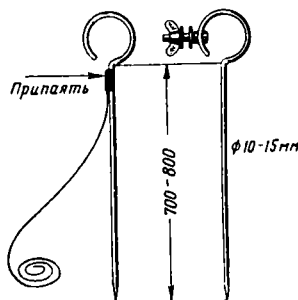
Контакт с землей осуществляют при помощи металлических или неполяризующихся электродов. В качестве металлических электродов употребляют или переносные измерительные заземлители [свинцовая пластинка — для измерений на голых оцинкованных ка-



Фиг. 4. Кольцевой зажим

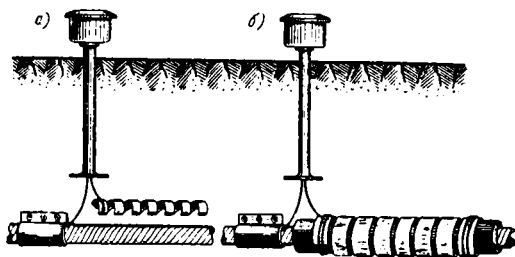
белях, стальной стержень (фиг. 5) — для измерений на бронированных кабелях, на рельсовой сети, на различных стальных сооружениях и устройствах], или постоян-

ные, закапываемые вблизи обследуемого объекта (например электрод из бронеленты, закапываемый рядом с бронированным кабелем или навиваемый на кабель — фиг. 6).



Фиг. 5. Измерительный заземлитель — стержень (два варианта)

Металлические электроды обладают следующими двумя недостатками: 1) приобретают собственную э. д. с., так называемый электродный потенциал — при контактировании с землей и другими электролитами. Таким образом, металл электрода и металл обследуемого сооружения при замыкании их через измерительный прибор создают гальванический элемент, э. д. с. которого может достигать десятых долей вольта и изменяться в зависимости от электрохимических свойств грунта и места измерения, 2) приобретают другую э. д. с. — э. д. с. поляризации, возникающую от прохождения в контакте электрод — земля измерительного тока; величина э. д. с. поляризации зависит от плотности тока утечки (или притекания) с электрода и также достигает десятых долей вольта.



Фиг. 6. Измерительный заземлитель в постоянном контрольном пункте: а — спираль из бронеленты рядом с кабелем; б — спираль из бронеленты навита на кабель

При проведении измерений вольтметр, включенный в цепь между обследуемым металлическим сооружением и металлическим электродом, контактирующим с землей, покажет величину разности потенциалов, пропорциональную результирующей э. д. с., состоящей из алгебраической суммы трех э. д. с.:

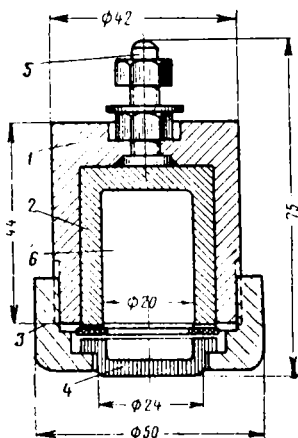
- 1) э. д. с. блуждающих токов — измеряемая величина,
- 2) э. д. с. электродных потенциалов и
- 3) э. д. с. поляризации.

Коэффициент пропорциональности будет равен при этом отношению сопротивления прибора (на выбранной шкале измерения) к сопротивлению всей цепи.

Две последние э. д. с. в сумме не превышают обычно 0,2 в, но иногда могут достигать 0,5 в и более. Поэтому при малых значениях потенциалов, создаваемых блуждающими токами, когда посторонние э. д. с. будут такого же порядка, как и измеряемая величина, измерения при помощи металлических электродов не дают точных результатов и в этих случаях применяют неполяризующиеся электроды.

Неполяризующиеся электроды свободны от обоих этих недостатков. При определенном способе изготовления и зарядки неполяризующегося электрода его собственная э. д. с. известна и постоянна независимо от перестановки электрода с места на место; разность собственных э. д. с. у двух одинаковых электродов одного и того же типа в практических условиях достигает $1 \div 2$ мв и редко $5 \div 7$ мв; явление поляризации этих электродов в процессе измерений отсутствует. При измерениях блуждающих токов могут употребляться как медные, так и цинковые, а также свинцовые неполяризующиеся электроды; все они переносные. Наиболее удобен свинцовый неполяризующийся электрод, так как его собственная э. д. с. всего около 0,1 в.

Конструкция свинцового неполяризующегося электрода, разработанного ЦНИИ МПС, изображена на фиг. 7.



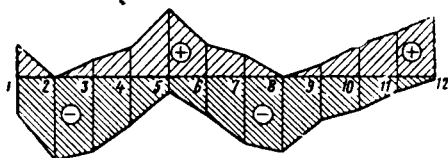
Фиг. 7. Свинцовый неполяризующийся электрод ЦНИИ МПС: 1—корпус из органического стекла; 2—свинцовый стакан; 3—крышка из органического стекла; 4—пористая перегородка из дерева (берёзы); 5—болт латунный с гайками (болт припаян к стакану); 6—насыщенный раствор уксуснокислого свинца

Запись показаний приборов производят в протоколе измерений через каждые 10 сек. непрерывно в течение промежутка времени (5—15 мин., иногда и более), достаточного для выявления характерных значений измеряемой величины.

По измеренным и записанным в протоколе величинам вычисляют среднее значение за время измерений.

По средним значениям строят диаграмму потенциалов (фиг. 8) или диаграмму плотностей тока утечки.

Диаграмма потенциалов сооружения относительно земли является исходным материалом как для решения о производстве до-



Фиг. 8. Диаграмма потенциалов кабель—земля, построенная по измеренным значениям $U_{кз}$

полнительных измерений блуждающих токов, так и для анализа при выборе и осуществлении защиты сооружения от электрокоррозии.

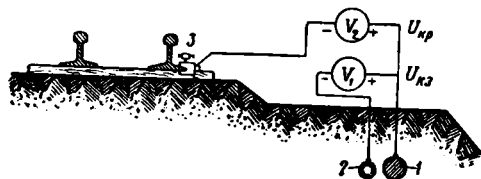
ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О МЕТОДАХ И ПОРЯДКЕ ИЗМЕРЕНИЙ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ

Все приведённые ниже измерения (за исключением особо отмеченных) производятся во время нормального движения поездов.

Определение потенциального состояния металлического сооружения в местах соприкосновения его с землёй

Утечка тока с любого металлического сооружения в месте соприкосновения его с землёй возможна лишь в том случае, если это сооружение имеет потенциал выше, чем потенциал окружающей земли.

Определение потенциального состояния сооружения и выявление, таким образом, зон положительного потенциала (анодных зон) и зон отрицательного потенциала (катодных зон) сооружения производят измерением потенциала сооружения относительно окружающей земли при помощи вольтметра по схеме, показанной на фиг. 9.



Фиг. 9. Схема синхронных измерений потенциалов кабеля к земле и рельсу: 1—кабель; 2—измерительный заземлитель; 3—зажим

Выявление анодных и катодных зон рельсовой сети производят вольтметром, подключая его к рельсовой нити пути через каждые 500 м, а вблизи пункта отсасывания (по 2—3 измерения с каждой стороны его) через каждые 250 м. Контакт с землёй осуществляется обычно в 2 м от рельсовой нити (в сторону поля) с помощью переносного стального стержня.

Выявление анодных и катодных зон на металлических сооружениях и конструкциях, наглухо соединённых с тяговыми рельсами, производят измерением потенциала каждого такого сооружения к земле.

Выявление анодных и катодных зон на оболочках подземных кабелей производят вольтметром через каждые 60—150 м на местной телефонной кабельной сети, через 150—200 м на кабельных сетях железнодорожных станций и через 200—400 м на перегонных кабелях СЦБ и связи. Эти присоединения делают непосредственно к оболочкам кабелей или к зажиму, имеющемуся в постоянных контрольных пунктах, оборудованных заранее на кабельной сети. Контакт с землёй во временном измерительном пункте осуществляют при помощи углубляемого в землю стержня, а в постоянных контрольных пунктах — при помощи заранее закопанной спирали из бронелента кабеля; в обоих случаях контакт с землёй делается в 3—5 см от кабеля.

Выявление анодных и катодных зон на подземных металлических трубопроводах производят вольтметром путём присоединения его непосредственно к трубе или к специальному контрольному отводу, приваренному к трубе и выведенному на поверхность земли. Измерения производят через каждые 100—250 м на территории станций и через каждые 250—500 м за пределами станций. Контакт с землёй осуществляют при помощи стального или неполяризующегося электрода, устанавливаемого на поверхности земли над осью трубопровода.

Определение анодных зон на подземных кабелях и трубопроводах возможно и без раскопки траншей при помощи двухэлектродной или трёхэлектродной установки. Однако так называемые бесконтактные методы измерений потенциалов сооружений дают возможность выявить лишь знак потенциала (зону), но не его величину.

Определение утечки тока

Наиболее опасными видами электрокоррозии являются местная коррозия, коррозия язвами, пятнами и точками; в этих случаях ток утечки распределён весьма неравномерно. Поэтому в большинстве случаев важно измерить не ток утечки, а плотность тока утечки. Существует несколько различных методов измерения тока утечки и плотности тока утечки, применять которые к железнодорожным сооружениям рекомендуется следующим образом.

а) *Отсасывающие кабели.* Помимо контроля изоляции жилы каждого отсасывающего

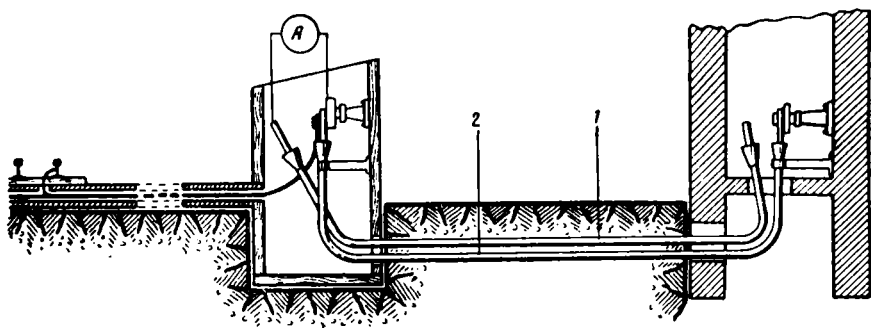
кабеля, необходимо знать непосредственно ток утечки с жилы этого кабеля (или ток притекания) при сложившихся условиях (длина кабеля, сопротивление изоляции жилы кабеля, потенциал обратной шины относительно контура заземления тяговой подстанции, время года и пр.). Измерение тока утечки может быть произведено на отсоединённом с обоих концов кабеле по схеме фиг. 10. На отсасывающем кабеле, как и на любом бронированном кабеле, плотность тока утечки с оболочек в землю можно измерить при помощи методов, описанных ниже.

б) *Рельсовый путь.* Это сооружение является одновременно и источником блуждающих токов и объектом электрокоррозии токами утечки.

При обследовании рельсового пути, как источника блуждающих токов, измеряют ток утечки с рельсового пути в землю. Применяемый на Московском метрополитене метод измерения тока утечки, который применим и на любом электрифицированном участке железных дорог (во время перерыва в движении поездов), даёт возможность определить ток утечки при фиксированном положении одной нагрузки и при одной действующей тяговой подстанции.

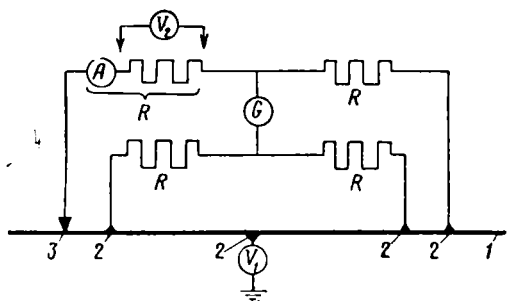
Измерить ток утечки с рельсовой нити длиной в 100 м и более и получить среднее значение тока утечки за время измерения в период нормального движения поездов можно при помощи двойного моста (метод предложен автором настоящего раздела). В отличие от всех ранее известных способов уравнение сопротивлений измерительных участков осуществляют при помощи вольтметра V_1 или амперметра A , включённого в цепь одного плеча моста, и вольтметра V_2 , включённого в цепь рельс—земля (фиг. 11). Этот метод может быть применён как для измерения общей утечки с рельсовой нити, включая и утечку тока с рельсов в землю через присоединённые опоры и другие сооружения, так и для измерения распределённой утечки тягового тока непосредственно через шпалы и балласт на определённой длине рельсовой нити.

Утечку тока с рельса в костыль или шуруп и из костыля (шурупа) в шпалу часто удаётся измерить при помощи миллиамперметра, включаемого в цепь между подошвой рельса и



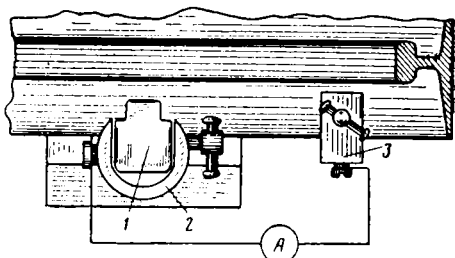
Фиг. 10. Измерение тока утечки с повреждённого отсасывающего кабеля:
1 — повреждённый кабель отключён от шин; 2 — работающий отсасывающий кабель

головкой костыля (фиг. 12). Миллиамперметр должен иметь внутреннее сопротивление порядка 0,5—1 ом и шкалы 25-0-50 или 50-0-100 *ма*.



Фиг. 11. Дополненная схема двойного моста для измерения тока утечки с рельсовой нити: 1—рельсовая нить; 2 — рельсовый зажим по фиг. 2; 3—передвигаемый рельсовый зажим по фиг. 2

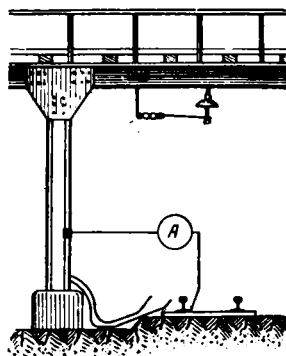
в) Мосты, путепроводы и пешеходные мостики с металлическими фермами. Ток утечки может быть измерен при помощи амперметра, включаемого в цепь между рельсом и сооружением вместо временно отсоединяемых заземляющих проводников (фиг. 13).



Фиг. 12. Измерение тока утечки с костыля: 1—головка костыля; 2—кольцевой зажим по фиг. 4; 3—рельсовый зажим по фиг. 2.

г) Опоры контактной сети, стяжки, заземляющие проводники. Общий ток утечки с тягового рельса через заземляющий проводник определяют способом, изложенным в пункте «в», но при этом амперметр вклю-

чают между рельсом и заземляющим проводником, отсоединённым от рельса. Применяв схему с двумя амперметрами и милливольт-

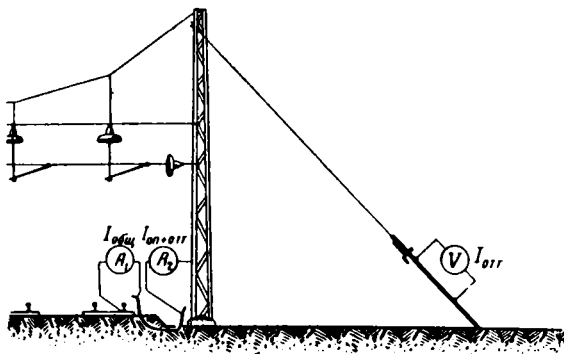


Фиг. 13. Измерение тока утечки из рельса в искусственные сооружения

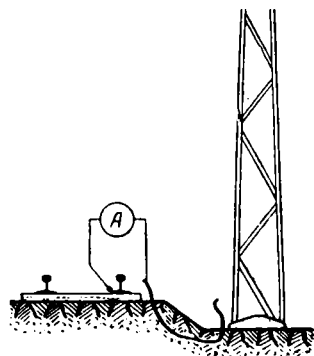
метром (фиг. 14), можно разделить общий ток утечки на три его составляющие: ток утечки со штанги оттяжки, ток утечки с фундамента опоры и ток утечки с заземляющего проводника. Если ток утечки с заземляющего проводника значительно меньше общего тока утечки с рельса в опору (показания обоих амперметров практически одинаковы), то его можно определить измерением по схеме фиг. 15 при помощи миллиамперметра после отсоединения (на время измерения) заземляющего проводника от рельса и от сооружения.

д) Мачты светофоров и семафоров, сигнальные мостики и гидроколонки. Общий ток утечки с рельса в эти сооружения определяют таким же образом, как это указано выше.

е) Подземные металлические трубопроводы и кабели с металлическими оболочками. Блуждающие токи в трубопроводе или в оболочке кабеля могут быть измерены при помощи следующих методов: падения напряжения, компенсации с изменением полярности измерительной батареи (см. ТСЖ, т. 8, стр. 940 «Измерения блуждающих токов»), или когда имеется возможность сделать разрыв металлической непрерывности в кабеле или в трубопроводе при помощи амперметра,



Фиг. 14. Измерение токов утечки из рельса в опору и оттяжку

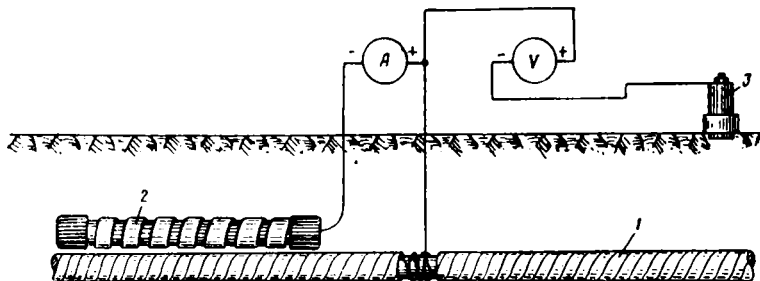


Фиг. 15. Измерение тока утечки с заземляющего проводника

включаемого последовательно в образовавшийся разрыв.

Ток утечки с участка трубопровода или кабеля длиной l может быть измерен при по-

по обоим приборам ведётся одновременный через каждые 10 сек. непрерывно в течение часа. По данным этих измерений строят график $I' = f(V'_{кз})$, представляющий прямую



Фиг. 16. Измерение плотности тока утечки по методу вспомогательного электрода:
1—кабель; 2—вспомогательный электрод; 3—неполяризуемый электрод

мощи двух милливольтметров как разность измеренных значений тока в каждом месте включения милливольтметра (см. ТСЖ, т. 8, стр. 941) или при помощи двойного моста.

Непосредственное определение линейной плотности тока утечки возможно из измерения потенциалов на поверхности земли по дифференциальному трёхпроводному методу (см. ТСЖ, т. 8, стр. 943); для вычисления линейной плотности тока необходимо ещё произвести измерения удельного сопротивления грунта по методу ВЭЗ (вертикальное электросондирование). Использование метода измерения линейной плотности тока утечки возможно на тех кабелях и трубопроводах, которые при параллельном взаимном прохождении с тяговыми рельсами проложены не ближе 4 м от рельсов, а также в местах пересечения подземных кабелей и трубопроводов с рельсовыми путями.

Для измерения плотности тока утечки с трубопроводов можно применить также метод рамки; в случае измерений на подземных кабелях этот метод по ряду причин неприменим.

Наконец, для измерения плотности тока утечки с кабеля может быть использован метод зонда, являющийся весьма простым и доступным для широкого пользования, но вместе с тем грубым методом.

Может быть применён также метод вспомогательного электрода, разработанный автором настоящего раздела для измерений на бронированных кабелях СЦБ и связи. В отличие от существующего метода зонда вместо куска бронированного кабеля такого же, как измеряемый кабель в качестве электрода в новом методе берут кусок (10—50 см) нового бронированного кабеля, у которого наружное джутовое покрытие снято и поверхность обеих бронелент зачищена до блеска. Измерения производят по схеме фиг. 16. В качестве миллиамперметра используют прибор М-762, а в качестве вольтметра — такой же прибор, применяя шкалы до 20 в. Измерительным заземлителем является свинцовый неполяризующийся электрод ЦНИИ, устанавливаемый на поверхности земли над обследуемым кабелем в 1—2 м от места за-

кладки вспомогательного электрода. Отсчёт

линию (фиг. 17). Графическим путём определяют поправку к средней величине измеренного тока утечки путём переноса осей координат (OI' и $OV'_{кз}$ — ось ординат и ось абсцисс для построения прямой линии по измеренным данным, OI и $OV_{кз}$ — оси ординат и абсцисс перенесённые).

Внесение поправки обусловливается нали-

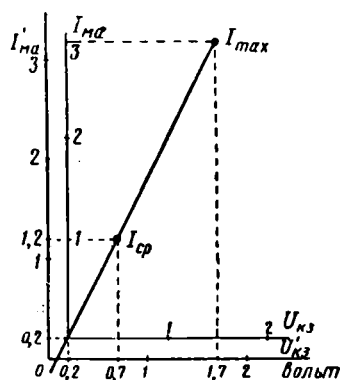
чием в измеряемой цепи двух посторонних

э. д. с., вызывающих ошибки при измерениях.

Одна из них—э. д. с. электродных потен-

циалов в цепи между оболочкой кабеля и неполяризующимся электродом (в данном

случае 0,2 в), другая э. д. с. в цепи между



Фиг. 17. График тока утечки со вспомогательным электродом

оболочкой кабеля и металлическим вспомогательным электродом, создающая гальванический ток (в данном случае 0,2 мА). Значение э. д. с. электродных потенциалов между кабелем и неполяризующимся электродом, а вместе с тем и ток обмена между кабелем и вспомогательным электродом (определяющие собой начало новой системы координат) находят опытным путём при измерениях. В моменты отсутствия «блуждающих токов», т. е. когда нет нагрузки на ближайшей (или двух соседних) тяговой подстанции, приборы показывают эти две величины.

График функции $I' = f(V'_{\kappa 3})$ может быть найден и аналитически как уравнение прямой, проходящей через две заданные точки.

Найденное по графику или аналитически по формуле откорректированное среднее значение тока утечки с вспомогательного электрода (в данном случае 1 мА) необходимо привести к среднесуточной величине и затем разделить на площадь касания вспомогательного электрода с землёй. Приведение к средней суточной величине производится путём умножения среднего значения тока утечки за час измерений на часовой коэффициент нагрузки ближайшей тяговой подстанции. Часовой коэффициент нагрузки определяется по данным записей регистрирующих амперметров из отношения среднесуточной нагрузки в час на средний ток нагрузки за данный час. Часовой коэффициент нагрузки может быть определён с достаточной точностью также по данным записей счётчиков энергии на вводе подстанции.

Полученное среднесуточное значение плотности тока утечки с вспомогательного электрода в миллиамперах на квадратный дециметр относят также и к обследуемому кабелю в данном месте трассы последнего. Эту величину для выводов о степени опасности электрокоррозии оболочек кабеля в данном месте сравнивают с нормированной величиной 0,15 мА/дм².

Выявление случайных металлических связей между сооружениями и тяговыми рельсами

Выявление случайных металлических связей между сооружениями и тяговыми рельсами производят осмотром и электрическими измерениями. Для этого измеряют разность потенциалов между тяговым рельсом и обследуемым сооружением, например, кабелем (фиг. 18). Отсутствие показаний стрелки вольтметра на шкале 50 в или 100 в свидетельствует о наличии случайной металлической связи в районе измерений. При небольших показаниях прибора ответ неоднозначен. Поэтому более точно такую связь можно выявить при помощи синхронных измерений двумя вольтметрами (фиг. 19). В этом случае при наличии металлической связи между рельсами и сооружением в районе измерений знак потенциала сооружения—земля будет таким же, как и знак потенциала рельс—земля, а величины потенциалов будут близки друг к другу.

Определение причины происшедшего повреждения подземного кабеля или других сооружений

Определение причины повреждения (после выявления места повреждения) производят путём осмотра и при необходимости при помощи электрических измерений. Коррозионные повреждения металлов резко отличны от механических и термических повреждений. Основное отличие заключается в следующем: при коррозии всегда имеют место изъязвления поверхности металла большей

или меньшей глубины; язвы или коррозионные пятна — неправильной геометрической формы. Сквозные коррозионные отверстия в оболочке кабеля или в трубопроводе имеют неправильную геометрическую форму, всегда неровную, изъязвленную поверхность по контуру отверстия в отличие от оплавленного контура отверстия при электрическом пробое или прожоге стенки.

Коррозионное повреждение всегда сопровождается образованием соли или окислов металла, тогда как при механическом повреждении (например в случае растрескивания свинцовой оболочки при вибрации кабеля на железнодорожных платформах при перевозке, на мостах, на столбах воздушной кабельной линии и т. д.) продуктов коррозии нет.

Осмотр должен дополняться измерениями потенциала сооружения относительно окружающей земли с целью определения присутствия блуждающих токов и причастности их к повреждению сооружения. При отсутствии блуждающих токов и явном наличии коррозионных язв осмотр дополняется взятием проб (для последующего химического анализа) продуктов коррозии и грунта. Электрические измерения наиболее действенны лишь тогда, когда они производятся при условиях, в которых кабель или труба находились в момент повреждения; измерения на кабеле после его замены могут быть нехарактерны и приводить к ложному выводу.

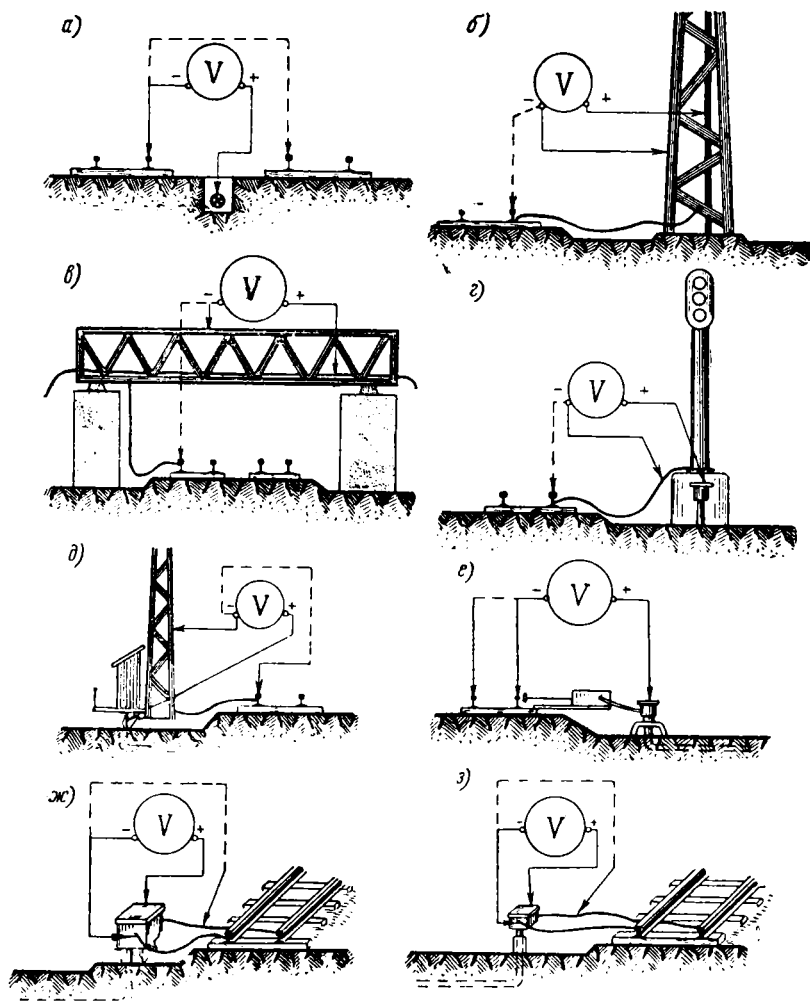
Измерения при выборе метода защиты подземного кабеля или трубопровода после выявления опасных анодных зон

Для того чтобы убедиться в применимости того или иного вида дренажа в выбранном для включения дренажной установки месте (обычно в месте максимальных положительных потенциалов анодной зоны), применяют синхронные измерения потенциалов кабеля или трубопровода по отношению к земле и к рельсам (см. фиг. 9).

Эффективность электрического дренажа на данном участке кабеля или трубопровода как в части достижения устойчивых отрицательных потенциалов на защищаемом сооружении, так и в части протяжённости зоны защиты дренажа определяют при помощи измерений по схеме фиг. 20. Наиболее целесообразно такое пробное включение дренажа производить при помощи переносной дренажной установки.

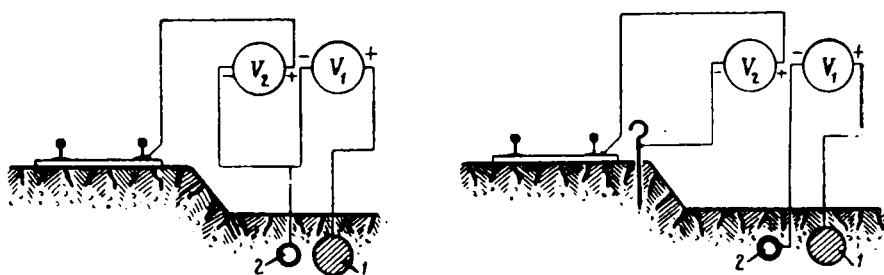
Эффективность катодной защиты на данном участке кабеля или трубопровода в части достижения устойчивого отрицательного потенциала и определения величины защитного тока установки выявляют пробным включением источника постоянного тока по схеме фиг. 21.

При применении переносного источника тока напряжение его берут равным 12–15 в. Если при такой величине напряжения источника тока нельзя добиться отрицательных значений потенциалов сооружения в месте включения пробной катодной защитной установки, то определяют из этого опыта величину изменения потенциала сооружения



Фиг. 18. Способы включения вольтметра при выявлении случайной связи оболочек кабеля с рельсами (восемь случаев):

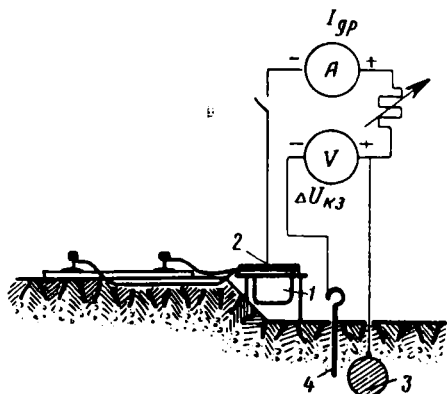
а—в любом месте трассы кабеля; б—кабель на опоре и сигнальном мостике; в—кабель на мосту, путепроводе, пешеходном мостике; г—сигнальный кабель; д—релейный шкаф на опоре; е—стрелочный кабель; ж—путевая коробка; з—кабельная стойка; сплошная линия—первое включение вольтметра; пунктирная линия—второе включение вольтметра



Фиг. 19. Схемы синхронных измерений потенциалов рельс—земля и кабель—земля:
1—кабель; 2—измерительный заземлитель

$(\Delta U_{кз})$ при данном токе установки $(I'_{к})$ и эффективность снижения потенциала сооружения в вольтах в данном месте на каждый ампер защитного тока

$$K = \frac{\Delta U_{кз}}{I'_{к}}$$

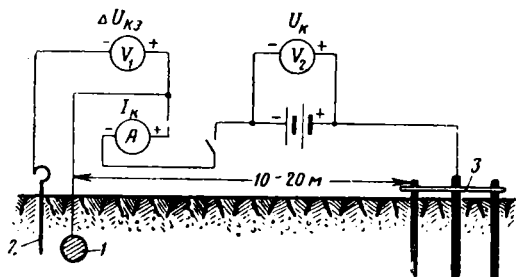


Фиг. 20. Пробное включение дренажной защиты: 1 — путевой дроссель; 2 — средняя точка дросселя; 3 — кабель; 4 — измерительный заземлитель

Зная максимальную наблюдаемую в данном месте величину положительного потенциала, легко определить минимально необходимый ток катодной защитной установки в данном месте по формуле

$$I_{мин} = \frac{U_{кз макс}}{K}$$

Протяжённость зоны защиты определяют потенциальными измерениями при полном токе защиты в дренажном пункте.



Фиг. 21. Пробное включение катодной защиты: 1 — кабель; 2 — измерительный заземлитель; 3 — анод

Поскольку электродная (цинковая, магниевая) защита и защита при помощи вспомогательного заземления применимы обычно в устойчивых анодных зонах, то измерения потенциалов сооружения относительно земли являются необходимыми и достаточными для определения применимости этих способов защиты в данном месте кабеля или трубопровода. Эффективность защиты в данном месте определяется так же, как и в случае катодной защиты.

Контроль защитного состояния сооружения

Для голых оцинкованных кабелей необходимым и достаточным измерением для вывода о наличии защиты кабеля от электрокоррозии является измерение потенциала оболочки по отношению к непосредственно окружающей земле.

Для бронированных кабелей и трубопроводов, не имеющих изолирующих покрытий или слабо изолированных от земли, потенциальные измерения дополняют измерением плотности тока утечки в анодных зонах. Для изолированных по всей длине от земли кабелей и трубопроводов степень защиты от электрокоррозии оценивают величиной уровня изоляции в наиболее слабо изолированных местах. Измерение сопротивления изоляции на участке кабеля или трубопровода производят по схеме фиг. 21 при помощи источника постоянного тока. Измерение и расчёт усреднённого значения сопротивления изоляции могут быть произведены двумя способами. Если измерялись изменения потенциалов к земле в дренажном пункте и в любой другой точке кабеля или трубопровода на расстоянии x км от дренажного пункта, то сопротивление изоляции определяют по формуле

$$R = \frac{rx^2}{2 \ln \frac{U_0}{U_x}}$$

где r — сопротивление оболочки кабеля или трубопровода в ом/км;

x — расстояние от дренажного пункта до другого измерительного пункта в км;

U_0 — изменение потенциала кабеля или трубопровода в дренажном пункте при включении тока в в;

U_x — изменение потенциала кабеля или трубопровода в другом измерительном пункте на расстоянии x км от дренажного пункта в в;

R — сопротивление изоляции в ом·км.

Если в дренажном пункте измерены ток дренажа и изменения потенциала кабеля или трубопровода к земле при включении тока, то определение сопротивления изоляции производят по формуле

$$R = \frac{4U^2}{I^2r}$$

где I — ток дренажа в а;

U — изменение потенциала кабеля или трубопровода в дренажном пункте в в;

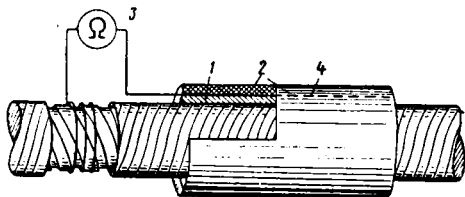
r — сопротивление оболочки кабеля или трубопровода в ом/км;

R — сопротивление изоляции в ом·км.

Сопротивление изоляции изолирующего покрытия в любом месте кабеля или трубопровода может быть непосредственно измерено там, где доступна раскопка этого сооружения. Измерение производится методом «полотенца» по схеме фиг. 22.

Здесь в качестве одного электрода служит накладываемый на слегка смоченное сверху изоляционное покрытие слой станиоля

«фольги), закрепляемый изоляционной лентой, или слой пасты из каолина, покрытый слоем смоченного в воде войлока, а сверху — латунными ленточными зажимами; в качестве второго электрода служит оболочка кабеля или трубопровод. Измерение сопротивления изоляции может быть произведено при помощи мегомметра, измерителя сопротивлений, измерителя заземления и т. п.



Фиг. 22. Подготовка кабеля для измерения сопротивления изоляции покрытия: 1 — станиоль; 2 — изолирующая лента; 3 — измеритель сопротивлений типа МС-07 (или МС-06); 4 — проводник без изоляции

Расчёт сопротивления изоляции производится по формуле:

$$R = R_{изм} l \cdot 10^5 \text{ ом} \cdot \text{км},$$

или

$$R' = R_{изм} S \text{ ом} \cdot \text{дм}^2,$$

где R — сопротивление изоляции изолирующего покрытия на 1 км длины трубопровода или кабеля в ом·км;

R' — то же 1 дм² поверхности трубопровода или кабеля в ом·дм²;

$R_{изм}$ — измеренное значение сопротивления изоляции в ом;

l — длина «полотенца» в осевом направлении трубопровода или кабеля в см;

S — площадь изолирующего покрытия в дм².

$$S = \pi (D + \delta) l \cdot 10^{-2} \text{ дм}^2,$$

где D — наружный диаметр трубопровода или кабеля по броне в см;

δ — толщина изолирующего покрытия (включая и джутовое покрытие на кабеле) в см.

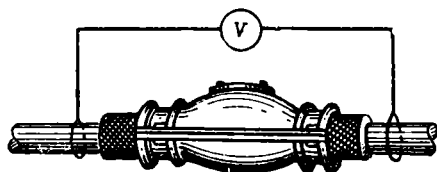
Для других металлических сооружений и конструкций мерой оценки защиты от электрокоррозии служит отсутствие тока утечки с этих сооружений в электролитическую среду (земля, сырая шпала, вода).

Проверка исправности действия и выявления повреждений в защитных установках и устройствах

Проверку действия электрического дренажа производят по схеме фиг. 20, а катодной защитной установки — по схеме фиг. 21.

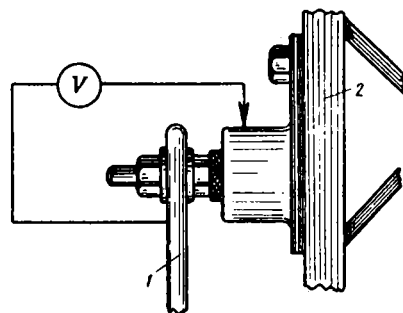
Проверку исправного состояния изолирующей муфты на кабеле и изолирующего стыка на трубопроводе или в оттяжке опоры производят при помощи вольтметра по схеме фиг. 23.

Проверку готовности к действию искрового промежутка производят при помощи вольтметра по схеме фиг. 24.



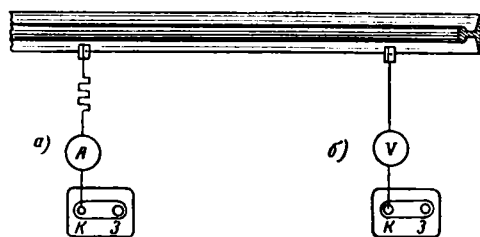
Фиг. 23. Схема проверки изолирующей муфты

Проверку целостности выводных проводников от оболочек кабеля и от измерительного заземлителя в постоянном контрольном пункте



Фиг. 24. Схема проверки готовности искрового промежутка к действию: 1 — заземляющий проводник; 2 — опоры контактной сети

те производят при помощи амперметра по схеме фиг. 25, а (метод дренажа) или при помощи вольтметра (фиг. 25, б), а также при помощи измерителя заземлений; в последнем случае сравнивают данные измерения на момент проверки с данными первоначальных измерений.



Фиг. 25. Проверка целостности выводных проводников в постоянном контрольном пункте: а — при помощи амперметра; б — при помощи вольтметра

Выявление проводника, идущего к кабелю, и проверка его исправности путём присоединения к рельсу по методу глухого дренажа, «на искру», не рекомендуется ввиду опасности пережога оболочек кабеля, чрезмерным током дренажа.

Проверка воздействия электрического дренажа или катодной защиты на соседние металлические трубопроводы и кабели

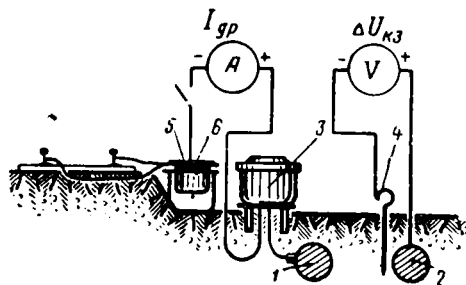
Проверку воздействия электрического дренажа или катодной защиты на соседние

металлические трубопроводы и кабели, не включённые в эту систему защиты, производят в два этапа. Сначала проверяют при помощи вольтметра по схеме фиг. 26 изменение потенциала соседнего сооружения к непосредственно окружающей его земле.

Если в момент включения дренажа или катодной защиты потенциал соседнего сооружения становится положительным или, будучи до этого положительным, увеличивается при этом, то, кроме потенциальных измерений, на соседнем сооружении производят измерения поверхностной плотности тока утечки (см. фиг. 16).

При этом определяют, насколько возрастает плотность тока утечки и не превышает ли общая плотность тока утечки допускаемой величины.

Если же потенциал соседнего сооружения не становится положительным или, будучи положительным, не увеличивается в момент



Фиг. 26. Схема проверки воздействия дренажно-катодной защиты на соседние кабели или трубопроводы: 1 — кабель, защищённый дренажом или катодной защитой; 2 — соседний кабель; 3 — дренажная или катодная установка; 4 — измерительный заземлитель; 5 — путевой дроссель; 6 — средняя точка обмоток путевого дросселя

включения ближайшей дренажной или катодной установки, то дальнейшие измерения отпадают.

ВЛИЯНИЕ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ НА СООРУЖЕНИЯ И УСТРОЙСТВА МЕТРОПОЛИТЕНА

ОТСАСЫВАЮЩАЯ СЕТЬ МЕТРОПОЛИТЕНА КАК ИСТОЧНИК БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ

Сопротивление рельсовой сети

На Московском метрополитене эксплуатируются ходовые рельсы трёх различных типов с сопротивлениями:

$$r_1 = 44 \cdot 10^{-6} \text{ ом/м}; \quad r_2 = 37,8 \cdot 10^{-6} \text{ ом/м}; \\ r_3 = 33 \cdot 10^{-6} \text{ ом/м}.$$

Эти значения относятся к сопротивлению одной нити целого рельса при температуре $t = 20^\circ\text{C}$ без учёта сопротивления стыков. На прямых участках пути рельсы уложены сварными плетями длиной до 100 м. Сварные стыки между отдельными звеньями рельсов не вызывают увеличения сопротивления целого рельса, а сборные стыки на накладках, соединяющие отдельные рельсовые плети между собой, увеличивают сопротивление рельсов.

Все стыки на накладках оборудованы приварными электрическими стыковыми соединителями из медного гибкого кабеля сечением 95 мм^2 , длиной около 250 мм и имеют сопротивление не более $0,5 \div 0,8 \text{ м}$ целого рельса.

В условиях метрополитена величина дополнительного сопротивления, вносимая стыками на накладках на 1 км рельсовой нити для прямых участков пути и участков пути с кривым радиусом не менее 400 м, составляет 2,2% от величины сопротивления целого рельса.

Для обеспечения нормальной работы устройств СЦБ на рельсовых нитях устанавливают путевые дроссели, включаемые по обычной схеме между двумя изолирующими стыками в обеих рельсовых нитях.

Для учёта дополнительного сопротивления ходовых рельсов, обусловленного наличием дроссельных стыков, можно пользоваться следующей формулой:

$$\Delta r = n r_{\text{д.с.}}$$

где n — число дроссельных стыков на рассматриваемом участке пути;

$r_{\text{д.с.}}$ — сопротивление одного дроссельного стыка.

Сопротивление дроссельного стыка, оборудованного путевыми дросселями типа ДОМБ-1000, соединёнными с ходовыми рельсами тремя кабелями с медными жилами сечением $1 \times 120 \text{ мм}^2$, примерно равно сопротивлению 36 м рельса типа Р50.

Расчётная величина сопротивления ходовых рельсов типа Р50 однопутного участка (с кривыми радиусом не более 400 м), где с обеих нити рельсов используются как проводники тягового тока, определится как

$$R = (16,9 l + 0,6 n) 10^{-3} \text{ ом},$$

где l — длина участка в км;

n — число дроссельных стыков.

Переходное сопротивление от ходовых рельсов к телу тоннеля (r_n) не является постоянным для различных участков трассы и зависит от ряда переменных факторов. На величину r_n для тоннельных участков трассы оказывает большое влияние наличие примыкающих наземных путей (депо и его подъездные пути). В тех случаях, когда рельсы депо, электрически соединённые с рельсами примыкающего участка тоннельной трассы, имеют заземление, величина r_n для данного участка тоннеля (между пунктами отсосов соседних тяговых подстанций) резко понижается по сравнению с другими участками трассы.

Во много раз уменьшается r_n на тоннельных участках, где рельсы находятся на сильно увлажнённых шпалах.

Снижение переходного сопротивления вызывают также:

а) соприкосновение подошвы рельсов или противоугонов с путевым балластом (бетоном, щебёнкой);

б) наличие металлических трубопроводов и кабелей, проходящих под рельсами или в непосредственной близости от них;

в) нарушение изоляции от тела тоннеля в устройствах, имеющих постоянное соединение—связь с ходовыми рельсами (устройства СЦБ, металлические защитные покровы отдельных кабелей).

Усреднённые величины переходного сопротивления от ходовых рельсов к телу тоннеля, определённые для различных участков Московского метрополитена, колеблются в пределах от 2 до 8 ом·км.

ВРЕДНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ НА СООРУЖЕНИЯ И УСТРОЙСТВА МЕТРОПОЛИТЕНА

Блуждающие токи могут оказывать следующие вредные воздействия:

1) вызывать коррозию металлических частей и деталей тоннельных сооружений и устройств;

2) создавать местные перегревы оболочек кабелей в результате прохождения больших токов в местах соприкосновения оболочек кабелей с металлическими деталями сооружений и устройств;

3) создавать разности потенциалов между ходовыми рельсами и телом тоннеля, затрудняющие работу обслуживающего персонала.

Ниже приводятся краткие сведения о некоторых возможных случаях вредных воздействий блуждающих токов на различные тоннельные сооружения и устройства.

Ходовые рельсы

Когда потенциал рельсов выше потенциала тела тоннеля, происходит утечка тягового тока с рельсов, и при наличии в данном месте окружающей электролитической среды (грунтовой воды, влажного бетона) рельсы и элементы их крепления подвергаются коррозии. При этом особенно интенсивная коррозия может быть на рельсе под головками крепящих шурупов и на самих шурупах в местах касания их со шпалами.

Кабели

Наиболее интенсивной коррозии подвергаются броня и свинцовая оболочка кабелей, имеющие специальное электрическое соединение с рельсами.

К таким кабелям могут относиться кабели контактной сети, оболочки которых для защиты этих кабелей от токов короткого замыкания соединяют с ходовыми рельсами.

При прокладке таких кабелей в трубах под ходовыми рельсами броня и свинцовая оболочка быстро разрушаются. Токи утечки с оболочек таких кабелей достигают величины

до 10—20 а и срок службы кабелей значительно сокращается.

Разрушения защитных оболочек могут возникать у кабелей, не имеющих специального соединения брони и свинцовой оболочки с ходовыми рельсами, но проложенных в трубах под рельсами.

При нарушении изоляции между оболочкой такого кабеля и телом тоннеля проходит ток большой величины, приводящий к расплавлению свинцовой оболочки, нарушению изоляции кабеля и, как следствие, к короткому замыканию. «Прожоги» кабелей питания контактной сети могут в некоторых случаях происходить в результате воздействия индуктивно наведённых токов в оболочках таких кабелей.

Под действием переменной составляющей тягового тока, проходящего по жилам кабелей тяговой сети, в их оболочках возникают э. д. с., пропорциональные величине тягового тока и длине кабеля. В местах случайных соприкосновений (контактов) брони и свинцовой оболочки кабеля при наличии заземления их со стороны тяговой подстанции и отсутствия изоляции от кабельных кронштейнов может быть «прожог» свинцовой оболочки.

Трубопроводы, так же как и кабели, могут подвергаться интенсивному коррозионному воздействию блуждающих токов при наличии значительных положительных потенциалов трубы по отношению к окружающей электролитической среде. Наиболее неблагоприятные условия создаются для трубопроводов, имеющих переходы под ходовыми рельсами и выходы за пределы сооружений метрополитена, а также проложенных в непосредственной близости от рельсов.

Величины токов, текущих по трубопроводам (водопровод, теплотрасс), выходящим за пределы сооружений метрополитена, могут достигать в отдельных случаях десятков ампер.

МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ НА МЕТРОПОЛИТЕНЕ

Мероприятия по снижению блуждающих токов в основном сводятся:

а) к уменьшению падения напряжения в рельсах;

б) к увеличению переходного сопротивления между ходовыми рельсами и телом тоннеля.

Уменьшение падения напряжения (ΔU) в отсасывающей сети достигается при помощи уменьшения величины сопротивления ходовых рельсов и различными мероприятиями, позволяющими снижать величину тягового тока, текущего по рельсам. Ниже дано описание этих основных мероприятий.

Устройство междупутных соединений

Междупутные соединения осуществляют во всех пунктах отсасывания, на всех станциях, а также и на перегонах на тех участках, где поезд потребляет энергию.

Междупутные соединения осуществляют одножильными кабелями типа СБГ с номи-

нальным напряжением 1 000 в. Общее сечение медных жил кабелей междупутного соединения не превышает 800 мм² и выбирается исходя из условий допустимой нагрузки для кабелей и так, чтобы величина максимального падения напряжения в кабелях не превышала 2 в.

Максимально допустимая длина междупутного соединения, выполненного двумя кабелями СБГ сечением 1 × 400 мм², должна удовлетворять следующим соотношениям:

$$a) \quad l \leq 8,8 \cdot 10^4 \frac{R}{U_{\max} - 2},$$

где l — длина кабелей в м;

R — сопротивление отсасывающей сети между точками присоединения данной междупутной перемычки до её установки в ом;

U_{\max} — максимальное значение разности потенциалов между выбранными точками присоединения междупутной перемычки до её установки в в;

$$b) \quad I_{\text{эф}} < I_{\text{доп}};$$

$$в) \quad J < J_{\text{доп}},$$

где $I_{\text{эф}}$ и J — эффективный ток и кратковременная максимальная плотность тока в кабелях междупутного соединения;

$I_{\text{доп}}$ и $J_{\text{доп}}$ — соответствующие допустимые величины для данных кабелей.

Междупутные соединения присоединяют к средним точкам путевых дросселей так, чтобы между двумя соседними междупутными соединениями на каждом пути находился не менее чем один дроссельный (изолирующий) стык, не имеющий присоединённых к дросселям кабелей междупутного соединения.

На участках пути с односторонней системой автоблокировки междупутные соединения присоединяют непосредственно к тяговым нитям ходовых рельсов. В отдельных случаях, когда на тоннельном участке трассы требуется оборудовать междупутное соединение, но расстояние между ближайшими путевыми дросселями соседних путей велико и длина кабелей перемычки получается столь значительной, что невозможно удовлетворить требованиям в отношении ограничения величины максимального падения напряжения, целесообразно осуществлять включение такого междупутного соединения при помощи специально устанавливаемых для этой цели путевых дросселей.

Устройство дополнительных отсасывающих пунктов

На участках трассы, где осуществляется одностороннее питание, при длине такого участка пути (от ближайшего отсасывающего пункта) свыше 875 м, оборудуются дополнительные отсасывающие пункты. Для связи между дополнительными и основными отсасывающими пунктами применяют кабели или специальные шины (рельсы), прокладываемые изолированно от окружающих сооружений и устройств. При определении сечения кабелей (или шин) дополнительных отсосов и выборе места их присоединения следует

исходить из того, чтобы разность потенциалов между ходовыми рельсами и телом тоннеля не превышала 65 в.

Место установки дополнительного отсасывающего пункта выбирают по возможности там, где поезд потребляет энергию. На двухпутном участке дополнительные отсасывающие пункты соседних путей должны иметь между собой междупутное соединение, удовлетворяющее описанным выше требованиям.

Для двухпутного участка сечение кабеля дополнительного отсасывающего пункта приблизительно можно определить по следующей формуле:

$$q = \frac{1000}{28,3 + \frac{n}{l}} (\Delta U_{\max} - 50),$$

где q — сечение (по меди) кабелей дополнительного отсасывающего пункта в мм²;

n — число дроссельных стыков на участке от основного до дополнительного отсасывающего пункта;

l — длина участка от основного до дополнительного отсасывающего пункта в км;

ΔU_{\max} — максимальное падение напряжения в рельсах на участке от основного до дополнительного отсасывающего пункта в в (более 65 в).

По найденному значению необходимо выбрать ближайшее стандартное сечение, по которому провести поверочный расчёт величины ΔU_{\max} с учётом работы дополнительных отсасывающих пунктов.

Для снижения величины ΔU_{\max} при значительной разнице нагрузок ходовых рельсов соседних путей на участке между основными и дополнительными отсасывающими пунктами необходимо устраивать междупутные соединения с промежуточным присоединением к ним кабелей, идущих к дополнительным отсасывающим пунктам.

Уменьшение сопротивления рельсовых стыков

Дополнительное сопротивление от сборных стыков на накладках можно значительно уменьшить, применив сварку отдельных рельсовых звеньев в плети длиной до 100 м. В условиях Московского метрополитена на прямых участках пути и на участках пути с кривыми радиусом более 400 м количество сварных стыков между двумя соседними отсасывающими пунктами составляет не менее 65% от общего количества стыков.

Значительное уменьшение сопротивления сборных стыков обеспечивается правильно организованным уходом и качественным контролем за их состоянием. На Московском метрополитене принято, что каждый сборный стык должен иметь сопротивление не более сопротивления 0,8 м целого рельса.

Периодические контрольные измерения сопротивления каждого стыка показывают, что за время между измерениями (один месяц) изменение величины сопротивления стыка до

0,8 м целого рельса и выше происходит не более чем у $2 \div 3\%$ общего количества сборных стыков.

Дальнейшее уменьшение сопротивления путевых рельсов достигается за счёт снижения сопротивления дроссельных стыков. Это мероприятие осуществляется путём увеличения сечения проводов, соединяющих дроссели между собой и с ходовыми рельсами, а также улучшением плотности и чистоты контактов указанных проводов в местах их присоединения.

Для снижения сопротивления дроссельных стыков желательно применение:

- а) более мощных типов путевых дросселей, имеющих меньшее сопротивление обмоток;
- б) сварных соединений вместо «пулочных» у проводов, соединяющих дроссели с рельсами.

Увеличение переходного сопротивления между рельсами и телом тоннеля

В процессе эксплуатации проводится отвод воды от верхнего строения пути и от металлических сооружений и устройств. Это способствует повышению переходного сопротивления между рельсами и телом тоннеля. Кроме того, для повышения этого сопротивления проводятся следующие мероприятия, относящиеся к элементам верхнего строения пути:

- а) применение шпал, высушенных при помощи токов высокой частоты с последующей пропиткой антраценовым маслом;
- б) промазка горячим антраценовым маслом торцов шпал, которые укладываются в путь на стационных участках после того, как эти шпалы распилены;
- в) заливка отверстий в шпалах для шурупов горячим антраценовым маслом;
- г) изоляция ходовых рельсов, элементов рельсовых скреплений и стрелочных приводов от путевого бетона (или щебёночного балласта).

Примечание. Зазор между подошвой ходовых рельсов и путевым бетоном должен быть не менее 30 мм, а верхняя постель шпалы должна возвышаться над поверхностью путевого бетона не менее чем на 10 мм.

Противоугольные приямки глухого типа должны заливаться битумом, а приямки открытого типа устраиваться так, чтобы обеспечивался лёгкий отвод воды от противоугона в дренажный лоток;

- д) укладка в тоннеле рельсов по километровому запасу, элементов стрелочных переводов и т. п. с таким расчётом, чтобы не было их соприкосновения с какими-либо металлическими элементами конструкций верхнего строения пути;

- е) изоляция основания скоб автостопов от ходовых рельсов прокладкой из изолирующего влагоустойчивого материала (резина и т. п.);

- ж) изоляция металлических частей стрелочных приводов от непосредственного соприкосновения с путевым бетоном или балластом.

Примечание. Оболочки кабелей, подводящих к стрелочным приводам, изолируются от корпуса привода.

Недопустима прокладка неизолированных («голых») проводов, соединяющих путевые дроссели с рельсами. Тоководные части путевых дросселей, соединённые с рельсами, должны иметь надёжную изоляцию от тела тоннеля.

Способ прокладки кабелей при пересечении ходовых рельсов

В тоннелях метрополитена кабели прокладываются по стенам по обе стороны пути. Для перехода кабеля с одной стороны тоннеля на другую приходится пересекать ходовые рельсы.

Пересечение кабелями рельсов путём прокладки кабелей в трубах, проложенных под рельсами, приводит к снижению срока службы кабелей вследствие интенсивного корроирования свинцовой оболочки и бронепровода кабеля. Кроме того, наличие большого количества кабельных переходов под ходовыми рельсами вызывает снижение переходного сопротивления от рельсов к телу тоннеля.

Ещё больше снижается переходное сопротивление при прокладке в трубах кабелей контактной сети, имеющих соединение оболочек с ходовыми рельсами.

Исходя из этого, на Московском метрополитене кабели в местах переходов с одной стороны тоннеля на другую прокладывают по своду тоннеля.

Прокладка кабелей по своду тоннеля решает задачу защиты их от вредных воздействий блуждающих токов в местах пересечения пути, исключает возможное снижение переходного сопротивления от рельсов к телу тоннеля и улучшает условия эксплуатационного контроля за состоянием кабелей.

Мероприятия для повышения переходного сопротивления от рельсов к телу тоннеля, связанные с необходимостью обеспечения надёжной защиты кабелей контактной сети от токов короткого замыкания

При больших величинах нагрузок на фидерах контактной сети и соизмеримых величинах минимальных токов короткого замыкания для надёжного отключения участка, где произошло короткое замыкание, трудно обеспечить выполнение необходимого неравенства

$$I_{\text{макс}} < I_a < I_{\text{к.з}}$$

где $I_{\text{макс}}$ — максимальный ток нагрузки фидера;

I_a — ток уставки быстродействующего выключателя данного фидера;

$I_{\text{к.з}}$ — минимальный расчётный ток короткого замыкания для данного фидера.

Обычно такие затруднения возникают при значительных длинах кабелей фидеров, питающих контактный рельс.

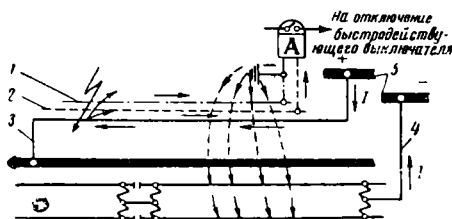
Для повышения величины $I_{\text{к.з}}$ оболочки кабелей можно соединить с ходовыми рельсами.

Но это приведёт к тому, что оболочки кабелей получат потенциал ходовых рельсов. Отсюда возникает необходимость изолированной прокладки кабелей. Случайное нарушение такой изоляции приводит к «прожогу» оболочки кабеля и вызывает короткое замыкание.

Для правильного решения задачи защиты кабелей и одновременного повышения пере-

ходного сопротивления от рельсов к телу тоннеля на Московском метрополитене разработаны и осуществлены специальные мероприятия.

Токовая защита фидеров контактной сети. Для обеспечения надёжной защиты кабелей фидеров контактной сети от токов короткого замыкания наиболее приемлема токовая защита, исключающая одновременно необходимость в соединении оболочек кабелей с ходовыми рельсами (фиг. 1).



Фиг. 1. Токовая защита кабелей фидеров контактной сети: 1—броня; 2—свинцовая оболочка; 3—жила кабеля; 4—отсасывающие кабели; 5—шины подстанций

Необходимым условием для надёжной работы такой защиты является наличие надёжной изоляции между бронёй и свинцовой оболочкой по длине кабелей.

Токовые реле устанавливают на тяговой подстанции и включают между изолированной свинцовой оболочкой и заземлённой бронёй. Ток уставки реле $50 \div 100$ а. Большая часть тока короткого замыкания, при повреждении кабеля, от жилы кабеля проходит по свинцовой оболочке через реле к контуру заземления подстанции, далее через переходное сопротивление, контур заземления, ходовые рельсы, отсасывающие кабели и возвращается на тяговую подстанцию.

Защита кабельных перемычек контактного рельса. Опасность случайных «прожогов» кабельных перемычек контактного рельса, имеющих соединение защитных оболочек с ходовыми рельсами, может быть устранена путём осуществления такого соединения через искровой промежутки типа искровых промежутков ИПО ЦНИИ—48.

Принципиальная схема включения искрового промежутка показана на фиг. 2. При коротком замыкании в кабеле кон-



Фиг. 2. Схема соединения оболочек кабелей контактной сети с ходовыми рельсами через искровой промежуток: 1—броня; 2—свинцовая оболочка; 3—жила кабеля; 4—искровой промежуток; 5—путевые дроссели; 6—изолированные стыки; 7—нулевая точка

тактной сети происходит нарушение электрической прочности искрового промежутка. Под действием электрической дуги контакты искрового промежутка свариваются и дают

надёжное соединение оболочки кабеля с ходовыми рельсами.

Пробивное напряжение искрового промежутка выбирается из условия

$$U_p < U_n < U_{к.з.},$$

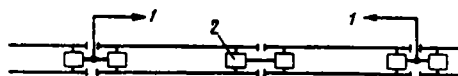
где U_p — величина импульсного напряжения, возникающего на искровом промежутке при нормальных режимах работы тяговой сети;

U_n — пробивное напряжение искрового промежутка;

$U_{к.з.}$ — величина напряжения на искровом промежутке при коротком замыкании кабеля перемычки контактной сети.

При больших величинах импульсных напряжений при нормальных режимах работы тяговой сети могут происходить пробои искровых промежутков при отсутствии какого-либо нарушения рабочей изоляции кабелей. Поэтому необходим периодический контроль за отсутствием металлического соединения между контактами искрового промежутка. Наличие такого контакта может привести к появлению потенциала ходовых рельсов на оболочке кабеля.

При наличии надёжной изоляции между бронёй и свинцовой оболочкой кабелей контактной сети пробой искрового промежутка при нормальной работе кабелей контактной сети не представляет уже той опасности, какая имеет место для кабелей, имеющих соединения брони с ходовыми рельсами.



Фиг. 3. Схема присоединения оболочек кабелей контактной сети к ходовым рельсам: 1—к оболочкам кабелей; 2—путевые дроссели

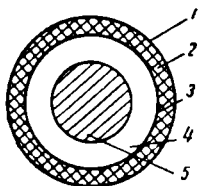
Для участков, где одна из нитей ходовых рельсов является «блокировочной», а другая тяговой (т. е. предназначена для пропуска тягового тока), недопустимо присоединять оболочки кабелей к «блокировочной» нити.

Для участков, где обе нити рельсов используются как для целей автоблокировки, так и для пропуска тягового тока, присоединения оболочек кабелей контактной сети следует делать к «нулевым точкам» ближайших путевых дросселей, но не чаще чем через один дроссель (фиг. 3). Совершенно недопустимо присоединение оболочек кабелей к различным нитям рельсов между двумя соседними дросселями.

Применение кабелей со специальной изоляцией между свинцовой оболочкой и бронёй. Для фидеров и кабельных перемычек контактной сети Московского метрополитена применяют кабели СБГВ с номинальным напряжением 3 кв, имеющие специальную изоляцию между свинцовой оболочкой и бронёй. На фиг. 4 показана конструкция такого кабеля. Минимальное сопротивление изоляции между бронёй и свинцовой оболочкой, гарантируе-

мое заводами-изготовителями, равно 0,7 мгом·км.

Применение кабелей с изоляцией между броней и свинцом в сочетании с токовой защитой или искровыми промежутками даёт радикальное решение задачи обеспечения кабелей контактной сети надёжной защитой от токов короткого замыкания при отсутствии электрической связи между оболочками кабелей и ходовыми рельсами, т. е. значительно способствует повышению и стабильности переходного сопротивления между рельсами и телом тоннеля.



Фиг. 4. Устройство кабеля контактной сети, имеющего специальную изоляцию между оболочками: 1 — броня; 2 — специальная изоляционная «подушка»; 3 — свинцовая оболочка; 4 — изоляция жилы кабеля; 5 — токоведущая жила

Кабели перемычек между участками контактного рельса при наличии изоляции между броней и свинцом могут прокладываться на кронштейнах без специальной изоляции брони от кронштейна (тела тоннеля) при условии, если с ходовыми рельсами (непосредственно или через искровой промежуток) соединяется только свинцовая оболочка кабеля.

Способы «заземления» ограждений и опорных конструкций разъединителей у пунктов присоединения кабелей к контактному рельсу. При нарушении изоляции между токоведущими частями (разъединителей, пунктов присоединения кабелей) контактной сети и их ограждениями или опорными конструкциями величина тока короткого замыкания может быть недостаточной для отключения соответствующих быстродействующих выключателей, что затруднит локализацию повреждений. Поэтому в некоторых случаях появляется необходимость соединять опорные конструкции и ограждения с ходовыми рельсами.

Необходимость такого соединения может быть, когда

$$I_{б.з} \geq I_{к.з} \frac{R_{к.з}}{R_1},$$

где $I_{б.з}$ — ток уставки быстродействующего выключателя, питающего фидерную зону, в которой расположено место присоединения;

$I_{к.з}$ — ток короткого замыкания, проходящий через выключатель при замыкании данной точки контактной сети с ходовыми рельсами;

$R_{к.з}$ — сопротивление цепи короткого замыкания, соответствующее току $I_{к.з}$;

R_1 — сопротивление цепи короткого замыкания с учётом наличия переходного сопротивления между ходовыми рельсами и телом тоннеля (опорными конструкциями и ограждениями) в месте короткого замыкания.

Также соединения между рельсами и конструкциями ограждений и опор следует выполнять через искровые промежутки типа ИПО ЦНИИ—48. При этом необходимо строго выполнять требования обеспечения надёжной работы устройств автоблокировки, аналогичные изложенным выше — для случаев присоединения оболочек кабелей контактной сети к ходовым рельсам.

Недопустимо использование для этой цели оболочек кабельных перемычек контактной сети, так как в случае пробоя искрового промежутка импульсами напряжения при нормальной работе тяговой сети оболочка кабеля может быть повреждена током, проходящим по ней.

Мероприятия по увеличению переходного сопротивления на депоовских и тракционных путях

Наличие разветвлённой наземной рельсовой сети депоовских и тракционных путей, имеющей электрическую связь с рельсами тоннеля метрополитена, может в значительной степени снизить переходное сопротивление от рельсов к телу тоннеля.

При проектировании, строительстве и в процессе эксплуатации депоовских участков для повышения переходного сопротивления между рельсами и телом тоннеля должны применяться перечисленные ниже мероприятия.

Изоляция рельсов от земли в здании и на тракционных путях депо. Рельсы и их скрепления в здании депо не должны иметь какой-либо металлической связи с заземлёнными конструкциями сооружений и устройств.

Недопустимы соприкосновения рельсов с железной арматурой эстакады. Для предотвращения этого рельсы должны укладываться по эстакадам депо на продольных деревянных брусках.

Устройство креплений трубопроводов и кабелей в депо должно исключать возможность соприкосновения с рельсами или элементами их креплений.

Контур заземления опорных конструкций шин +825 в, приводов и ограждений разъединителей и т. п. не должен иметь непосредственных соединений с рельсами. Соединения (не менее двух) должны осуществляться через искровые промежутки типа ИПО ЦНИИ—48.

Междурельсовые и междупутные соединения должны выполняться изолированными кабелями.

Переходные мостики и лестницы для спуска в смотровые канавы должны устраиваться так, чтобы исключалась возможность соединения через них рельсов с заземлёнными сооружениями и устройствами.

Электрооборудование в служебных помещениях депо, потребляющее электроэнергию от тяговой сети, не должно иметь токоведущих частей, связанных с заземлёнными конструкциями.

Тяговые нити рельсов на тракционных путях должны отделяться не менее чем двумя изолированными стыками в каждой нити от рельсов путей, не имеющих контактной сети и используемых только для мотовозной тяги.

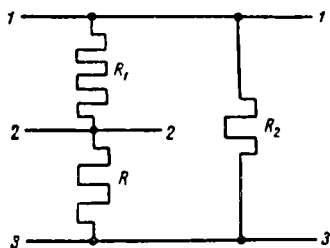
Междупутные и междурельсовые перемычки тяговых нитей рельсов должны выполняться изолированным кабелем; в случае использования голого провода последний на всей длине заключается в резиновый шланг.

Пересечение рельсов кабелями контактной сети должно осуществляться в усовершенствованной кабельной канализации или в стальных трубах, имеющих усиленное изоляционное покрытие, при глубине заложения не менее 1,0 м от подошвы ходовых рельсов.

Прокладка всех прочих кабелей и трубопроводов по территории тракционных путей должна выполняться в коллекторах или специальной блочной кабельной канализации.

Совершенно недопустимо прокладывать трубопроводы в путевой щебенке или на поверхности земли в непосредственной близости от рельсов.

Металлические части стрелочных приводов, соединённые с ходовыми рельсами, должны быть электрически изолированы от земли и от оболочек кабелей, подходящих к стрелочным приводам.



Фиг. 5. Влияние городских подземных сооружений на r_n : 1 — городские подземные сооружения; 2 — тело тоннеля; 3 — рельсы метрополитена; R — переходное сопротивление от рельсов к телу тоннеля без учёта влияния городских подземных сооружений; R_1 — переходное сопротивление от городских подземных сооружений к телу тоннеля без учёта влияния района депо; R_2 — переходное сопротивление от городских подземных сооружений к рельсам в районе депо

Специальные мероприятия на городских подземных сооружениях, входящих на территорию депо или проходящих по смежным территориям. Металлические трубопроводы и кабели городского подземного хозяйства, входящие на территорию депо или проходящие по смежным с депо территориям, могут снижать величину переходного сопротивления от рельсов к телу тоннеля и одновременно сами подвергаться вредному воздействию от блуждающих токов, источником которых являются рельсы метрополитена.

На фиг. 5 показана упрощённая схема, поясняющая возможное влияние городских подземных коммуникаций на переходное сопротивление между рельсами и телом тоннеля и связанные с этим возможности для вредных воздействий блуждающих токов метрополитена на металлические трубопроводы и кабели городского хозяйства. Поскольку величины переходных сопротивлений от рельсов к телу тоннеля, от тела тоннеля к городским подземным металлическим сооружениям и от рельсов к городским подземным сооружениям в местах сближения их с деповыми территориями

являются соизмеримыми, то, очевидно, влияние последнего переходного сопротивления на величину среднего эквивалентного переходного сопротивления от рельсов к телу тоннеля весьма значительно. Следовательно, повышение переходного сопротивления от рельсов к городским подземным сооружениям (трубопроводы и кабели) в районе деповской территории не только способствует уменьшению вредного воздействия блуждающих токов метрополитена на эти сооружения, но и в значительной степени уменьшает блуждающие токи, ответвляющиеся с ходовых рельсов на тоннельных участках трассы.

Применение в качестве защитного мероприятия для городских подземных сооружений электрического дренажа на рельсы метрополитена недопустимо, так как это увеличит блуждающие токи как на самих городских сооружениях, так и на сооружениях и устройствах метрополитена.

Для повышения переходного сопротивления от рельсов метрополитена к сооружениям городского подземного хозяйства необходимо прежде всего в районах сближения с деповскими территориями метрополитена применять особо усиленные изолирующие покрытия трубопроводов. Прокладка кабелей на таких участках должна осуществляться только в усовершенствованной кабельной канализации.

Положительную роль для увеличения переходного сопротивления играют изолирующие фланцы и изолирующие муфты, устанавливаемые соответственно на трубопроводах и кабелях.

Во всех случаях проектирования и строительства новых подземных коммуникаций (трубопроводов и кабелей) в районах, примыкающих к деповским территориям метрополитена, необходимо проведение изыскательских работ с целью определения взаимного влияния нового сооружения и рельсовой сети метрополитена на величины блуждающих токов.

Мероприятия по повышению переходного сопротивления, связанные с прокладкой трубопроводов в сооружениях метрополитена

Основные мероприятия, проводимые на трубопроводах, проходящих в сооружениях метрополитена в этом направлении, являются одновременно мероприятиями, способствующими защите этих трубопроводов от вредных воздействий блуждающих токов.

Все участки металлических трубопроводов (воздухопроводы, водопроводы и теплопроводы) при входе и выходе из сооружений метрополитена отделяются от остальной сети труб изолирующими фланцами. Трубы, проложенные под рельсами, должны иметь изолирующие фланцы по обе стороны пересечения рельсов.

В качестве изолирующего материала для водопроводных и воздухопроводных труб применяется резина, а для теплопроводов — паронит.

Участок трубы, пересекающий рельсы, должен проходить под рельсами так, чтобы расстояние между трубой и подошвой ходового рельса было не менее 30 мм.

В местах установки изолирующих фланцев необходимо, чтобы опорные конструкции, связанные с телом тоннеля, на которых крепится трубопровод по обе стороны изолирующего фланца, не шунтировали бы изолирующего фланца. Для этого следует трубопровод на участках от пересечения ходовых рельсов до изолирующих фланцев укреплять на опорных конструкциях с обязательной изоляцией трубы от опор с помощью резиновых прокладок. При этом необходимо, чтобы сама труба, начиная от места подъёма с основания пути до изолирующего фланца, не имела бы непосредственных соприкосновений с телом тоннеля.

В местах выхода трубопровода за пределы сооружений метрополитена к участку трубы, уходящему в землю от изолирующего фланца, установленного в сооружении метрополитена, следует предъявлять такие же требования, как и к участкам трубопроводов, пересекающим ходовые рельсы. В этом случае второй изолирующий фланец следует ставить в ближайшем колодце. На участке между этими фланцами труба должна иметь надёжное изолирующее покрытие.

Если при прокладке трубопровода по тоннелю приходится на небольшом расстоянии прокладывать трубу по основанию пути параллельно рельсам, то при этом также необходимо применять изолирующее покрытие трубы.

Устройство изолирующих муфт на кабелях, выходящих за пределы сооружений метрополитена

Установка на кабелях изолирующих муфт производится в сухих, доступных для осмотра местах на расстоянии $10 \div 20$ м от места входа кабеля в сооружения метрополитена. При этом на участке от выхода за пределы сооружений метрополитена до изолирующей муфты кабеля изолируются от окружающих сооружений, устройств и кабельных кронштейнов. Конструкции изолирующих муфт для кабелей связи подробно описаны в литературе.

Словые кабели разделяются на изолированные участки по их длине и один от другого при помощи фарфоровых или бакелитовых изоляторов.

Мероприятия по увеличению переходного сопротивления от рельсов к телу тоннеля, проводимые на тяговых подстанциях

а) корпус водяного нагрузочного реостата устанавливается на опорных изоляторах и не должен иметь связи с подходящими (сливными и наливными) металлическими трубами;

б) соединение корпуса этого реостата с шиной, от которой отходят отсасывающие кабели, производится только на время пользования реостатом через специальный разъединитель;

в) после пользования реостатом электролитический раствор из него нельзя сливать на землю;

г) шины и элементы оборудования подстанции, связанные с ходовыми рельсами, надёжно изолируют от земли.

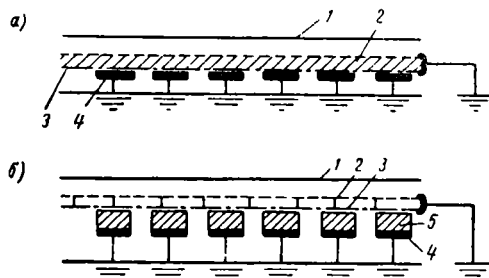
Защита кабелей контактной сети от повреждений переменной составляющей тягового тока

Если кабель контактной сети имеет по всей длине изоляцию свинца от брони и брони от тела тоннеля, то величины переменного напряжения, наводимого на свинцовой оболочке и броне кабеля, будут пропорциональны длине кабеля и величине тягового тока, протекающего по кабелю.

Сказанное справедливо и для случая, если броня и свинцовая оболочка кабеля имеют только одну общую точку соединения в месте их заземления. Если броня кабеля не изолирована от кабельных кронштейнов (фиг. 6, а), связанных через тело тоннеля с землёй, то разность напряжений между свинцовой оболочкой и изолированной от неё бронёй кабеля будет равна

$$U_1 = \kappa_1 I l,$$

где I — ток, текущий по жиле кабеля;
 l — длина кабеля;
 κ_1 — коэффициент пропорциональности.



Фиг. 6. Схемы прокладки кабелей контактной сети: 1 — жила кабеля; 2 — свинцовая оболочка; 3 — броня; 4 — кабельные кронштейны; 5 — изоляционная прокладка

Если броня и свинцовая оболочка не изолированы друг от друга, но броня изолирована от кабельных кронштейнов (фиг. 6, б), то величина напряжения между бронёй и кабельными кронштейнами (телом тоннеля) определится как $U_2 = \kappa_2 I l$. При нарушении изоляции между бронёй и свинцом (фиг. 6, а) или между бронёй и кабельными кронштейном (фиг. 6, б) максимальный ток, проходящий по оболочке кабеля через это место, определится как $i = \kappa I$.

Максимальную длину кабеля (для случая прокладки, показанного на фиг. 6, а), при которой мощность, выделяющаяся в месте нарушения изоляции между бронёй и свинцом, не приведёт к повреждению кабеля, можно приближённо определить как:

$$l_{400} = \frac{110}{I^2}$$

и

$$l_{240} = \frac{180}{I^2},$$

где l_{400} и l_{240} — длина кабеля в м при сечении медной жилы соответственно 400 и 240 мм²;

I — эффективный ток нагрузки кабеля в килоамперах.

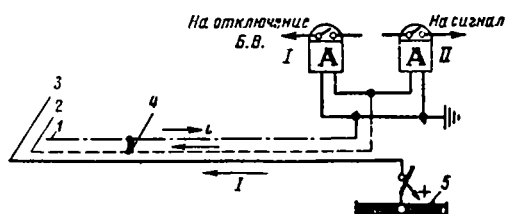
Для уменьшения опасности «прожога» оболочек длинных кабелей блуждающими токами от переменной составляющей тягового тока необходимо осуществлять следующие мероприятия:

а) применять для контактной сети кабели, имеющие специальную изоляцию между броней и свинцовой оболочкой;

б) у концевых заделок кабелей и соединительных муфт изоляцию следует оставлять на свинцовой оболочке так, чтобы она выступала на $30 \div 50$ мм от края обрезанной брони;

в) проводники, соединяющие между собой свинцовые оболочки параллельных кабелей данного фидера в местах концевых заделок, необходимо тщательно изолировать. Это же требование должно выполняться и для проводников, соединяющих между собой броню кабелей (как в местах концевых заделок, так и у соединительных муфт).

Для обеспечения контроля за изоляцией между броней и свинцовой оболочкой кабелей фидеров контактной сети может применяться схема, приведенная на фиг. 7.



Фиг. 7. Схема контроля изоляции между броней и свинцовой оболочкой кабелей фидеров контактной сети: 1 — броня; 2 — свинцовая оболочка; 3 — жила кабеля; 4 — место нарушения изоляции; 5 — шина подстанции

Реле I является элементом уже упоминавшейся (см. фиг. 1) токовой защиты. Реле II, так же как и реле I, выбирают с малым сопротивлением, но с уставкой порядка нескольких ампер, т. е. в десятки раз меньше, чем реле I.

В случае нарушения изоляции между броней и свинцовой оболочкой через реле II проходит ток, от которого оно и срабатывает.

Защита персонала от воздействия разности потенциалов между рельсами смотровых канав и телом тоннеля

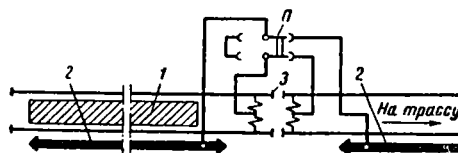
Для обеспечения безопасности работ, производимых по осмотру подвижного состава на отстойных смотровых канавах, величина максимальной разности потенциалов между рельсами канав и телом тоннеля должна быть не более 12 в.

В тех случаях, когда это условие не выполняется, изолируют рельсы смотровых канав от рельсовой сети трассы (фиг. 8).

Показанный на фиг. 8 двухполюсный разъединитель II одновременно создаёт разрыв в контактной и рельсовой сети.

При пользовании таким разъединителем необходимо соблюдать следующие дополнительные правила:

1) производить переключения разъединителем II можно только при полном отсутствии какой-либо нагрузки, т. е. при отключённых автоматах на всех вагонах, находящихся на отстойной канаве;



Фиг. 8. Схема изоляции рельсов смотровой канавы от рельсов трассы: 1 — смотровая канава; II — разъединитель; 2 — контактный рельс; 3 — изолированный стык

2) при отключённом положении разъединителя II недопустимо производство манёвров или размещения состава, при которых возможен заход вагонов на участок ходовых рельсов смотровой канавы, отключённых разъединителем II;

3) все работы по осмотру поездов на канаве производятся только при отключённом положении разъединителя II;

4) в процессе эксплуатационного обслуживания разъединителя необходимо особое внимание обращать на надёжность контактов, входящих в цепь ходовых рельсов, и изоляцию токоведущих частей контактной сети.

Устройство соединительных шин на бетонных участках тубингового тоннеля

Для устранения вредного (коррозионного) воздействия блуждающих токов на сооружения в местах примыкания тубингов к железобетонному тоннелю и на оболочки кабелей, проходящих по бетонному участку тоннеля, эти участки тубингового тоннеля оборудуются специальными шинами, соединяющими между собой: а) тубинговые участки тоннеля; б) кабельные кронштейны, установленные на бетонном участке. Стальные шины, монтируемые по всей длине бетонного участка для соединения между собой тубингов, должны иметь для каждого пути сечение не менее 1600 мм^2 . Эти шины соединяются с тубинговым тоннелем с помощью уравнильных колец, проложенных по окружности тоннеля. Сечение уравнильных колец такое же, как и шин.

Стальными шинами сечением не менее 160 мм^2 соединяются между собой все кабельные кронштейны, установленные на бетонном участке.

ОСОБЕННОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ НА МЕТРОПОЛИТЕНЕ

Измерения разности потенциалов между рельсами и телом тоннеля

При снятии потенциальной диаграммы рельсов к телу тоннеля все измерения проводят при одном и том же графике движения поездов.

Расстояние между пунктами измерений выбирают в пределах $100 \div 200$ м.

Продолжительность измерений в каждом пункте должна быть

$$\tau = n \Delta t,$$

где Δt — время интервала для данного графика движения;

n — целое число интервалов графика движения (не менее трёх).

Частота равномерного отсчёта показаний прибора с визуальной шкалой не реже чем через $2 \div 3$ сек.

В протоколе измерений следует фиксировать моменты прохождения поездов мимо пункта измерений и моменты отправления поездов с ближайших станций.

Во время измерений следует одновременно фиксировать величины напряжений на шинах 825 в, тяговых подстанций, питающих участок пути, где производятся измерения.

Для повышения точности результатов измерений при снятии потенциальной диаграммы рельсов желательно одновременно проводить измерения на обоих путях тоннеля. При этом на каждом пути (между соседними тяговыми подстанциями) измерения проводятся одновременно как минимум в трёх пунктах с тем, чтобы в последующих измерениях повторно проверялась бы разность потенциалов для одного из пунктов, где измерения уже были выполнены ранее.

Такая методика снятия потенциальных диаграмм даёт наилучшие результаты в том случае, если одновременно проводимые измерения в разных пунктах удаётся синхронизировать.

Измерение падения напряжения в междупутных кабельных перемычках

Измерения падения напряжения в междупутных кабельных перемычках производят вольтметром при помощи специально прокладываемого для каждого измерения провода, соединяющего через вольтметр концы междупутной перемычки.

Прокладку и демонтаж провода следует выполнять ночью при отсутствии движения. При этом необходимо, чтобы:

а) изоляция провода была надёжной;
б) провод был проложен по своду тоннеля или на основании пути и закреплён по всей длине таким образом, чтобы исключалась какая-либо возможность нарушения установленных габаритов за счёт провисания, сброса, подъёма провода от действия потоков воздуха, вызываемых движущимся поездом. Концы провода при прокладке и демонтаже его должны быть изолированы.

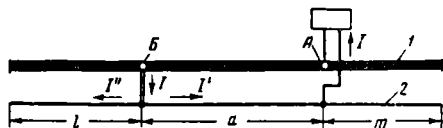
Требования к продолжительности измерений, частоте отсчёта показаний прибора, фиксации моментов отправления и прохождения мимо пункта измерений поездов те же самые, что и при измерении разности потенциалов между рельсами и телом тоннеля.

Измерение переходного сопротивления от рельсов к телу тоннеля (r_n)

Определение переходного сопротивления от рельсов к телу тоннеля на Московском

метрополитене до последнего времени осуществляли при помощи искусственного короткого замыкания контактной сети с ходовыми рельсами (фиг. 9), проводимого при пониженном напряжении в контактном рельсе во время ночного перерыва в движении поездов.

На участке трассы в точке А в контактный и ходовые рельсы подают напряжение от источника питания. В точке Б контактный и ходовые рельсы соединяют (место короткого замыкания). Измеряют величины I , I' и I'' .



Фиг. 9. Схема определения переходного сопротивления от рельсов к телу тоннеля: 1 — контактные рельсы; 2 — ходовые рельсы

Для определения r_n должны быть известны расстояния l , a , m и величина сопротивления ходовых рельсов r_p . По результатам измерений определяют r_n из следующих соотношений:

$$\frac{I''}{I'} = \frac{\text{ch } \kappa (a + m) - \text{ch } \kappa m}{\text{cth } \kappa l \cdot \text{sh } \kappa (a + m) + \text{ch } \kappa m},$$

или

$$\frac{I''}{I} = \text{sh } \kappa l \frac{\text{ch } \kappa (a + m) - \text{ch } \kappa m}{\text{sh } \kappa (a + l + m)}.$$

В приведённых выражениях $\kappa = \sqrt{\frac{r_p}{r_n}}$. Искомое значение r_n проще всего определяется следующим способом.

Задаваясь рядом значений κ , определяют $r_n = \frac{r_p}{\kappa^2}$ и находят соответствующие значения:

из выражений для отношений $\frac{I''}{I'}$, или $\frac{I''}{I}$. Далее строят кривую $\frac{I''}{I'} = f(r_n)$, или $\frac{I''}{I} = \varphi(r_n)$. Пользуясь полученными из результатов опыта значениями $\frac{I''}{I'}$, или $\frac{I''}{I}$, по кривым $\frac{I''}{I'} = f(r_n)$, или $\frac{I''}{I} = \varphi(r_n)$, находят искомое значение r_n .

Изложенная методика имеет тот недостаток, что для определения r_n на участке фидерной зоны приходится отказываться от производства необходимых для нормальной эксплуатации метрополитена ежедневных ночных работ на значительном протяжении трассы. Кроме того, весьма вероятны различного рода погрешности, не учтённые при измерениях, которые могут исказить результаты расчёта r_n . Некоторые из возможных источников погрешностей следующие:

а) наличие проложенных непосредственно по основанию пути (или даже в дренажных лотках) неизолированных медных проводов («закоротки») для соединения контактных и ходовых рельсов;

б) производство каких-либо работ на близлежащих участках трассы, при которых ходовые рельсы могут быть соединены с телом тоннеля;

в) выбор мест «короткого замыкания» на различных путях без учёта возможного влияния ближайшей междупутной кабельной перемычки, которая может на одном пути иметь присоединение к ходовым рельсам ближе к источнику питания, чем на другом (фиг. 10);



Фиг. 10. Неправильный выбор точки измерения r_n : 1 — контактные рельсы; 2 — ходовые рельсы; 3 — междупутная перемычка

г) ошибки в определении величины I' и I'' по методу падения напряжения в нитях ходовых рельсов.

Необходимо также учитывать, что приведенные выше соотношения для определения r_n дают точный результат при условии равномерности r_n по всей трассе. Однако величина r_n в условиях метрополитена не является постоянной.

Следует полагать, что как между пунктами присоединения источника питания и местом короткого замыкания, так и у этих пунктов величины r_n могут быть заметно отличными друг от друга.

В настоящее время в условиях метрополитена пользуются более простым и достаточно точным методом определения переходного сопротивления с помощью приборов — измерителей заземления типа МСО7.

Измерения проводятся раздельно по участкам рельсовых цепей, между соседними изолированными стыками.

Измеряемый участок отделяется от остальной рельсовой сети путём отсоединения проводов, идущих от ходовых рельсов к путевым дросселям. Прибор включается между рельсами испытуемого участка и телом тоннеля (тубингом и т. п.).

Переходное сопротивление определяется, как $r_n = RI$, где R — показание прибора в Ω , I — длина испытуемого участка в км .

Измерение сопротивления сборных стыков ходовых рельсов

Измерения сопротивления сборных стыков ходовых рельсов на метрополитене производят при помощи прибора, разработанного работниками службы пути Московского метрополитена Ильичёвым А. В. и Ольшевским В. А.

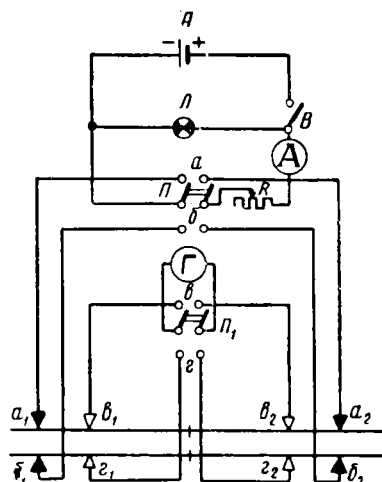
Схема прибора приведена на фиг. 11 и представляет собой схему измерения малых сопротивлений методом вольтметра-амперметра.

По участку рельсовой нити с испытуемым сборным стыком от независимого источника питания проходит определённый ток, создающий

падение напряжения, которое зависит от тока и сопротивления этого участка. Поскольку величина тока известна, то падение напряжения на испытуемом участке характеризует непосредственно его сопротивление.

Измерительные щётки располагаются на расстоянии 0,8 м на правой или левой рельсовой нити (в зависимости от положения переключателя Π_1), гальванометром Γ измеряют падение напряжения между щётками $\theta_1 - \theta_2$ (или $\varepsilon_1 - \varepsilon_2$).

Конструктивно прибор выполнен в виде передвижной тележки. Каркас тележки изготовлен из дюралюминиевых трубок диаметром 12 и 20 мм. Ходовые колёса диаметром 120 мм выточены из осевой стали. Рама скреплена с каркасом тележки зажимными вкладышами и изолирована внутри фибровыми втулками. Оси колёс также изолированы от рамы и каркаса тележки. Такая изоляция необходима для устранения возможного нарушения работы устройств СЦБ.



Фиг. 11. Схема прибора для измерения сопротивления сборных стыков

По центру каркаса тележки установлен аппаратный ящик, в котором размещены четыре аккумулятора НКН — шасси с приборами и переключателями.

Надёжный контакт щёток с рельсом обеспечивается пружинами, прижимающими щётки к рельсам с усилием 3,5 кг.

Общий вес прибора равен 30 кг.

Чувствительность гальванометра такова, что при отклонении его на одно деление величина тока, проходящего по рельсу, должна быть равной 10 а.

При испытании рельсового стыка по амперметру A устанавливается ток, равный 10 а. При этом гальванометр будет давать отклонения, пропорциональные сумме сопротивлений сборного стыка и рельса длиной 0,8 м (между измерительными щётками). Скорость измерения стыков прибором в условиях метрополитена в зависимости от количества стыков на километре пути составляет от 80 до 120 стыков за час измерений.

Измерения производятся в ночное время при отсутствии движения поездов и снятом напряжении с контактного рельса.

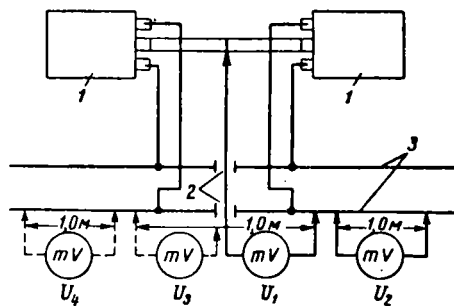
Измерение сопротивления дроссельных рельсовых стыков

Измерение сопротивления, вносимого в каждую нить рельсов дроссельным стыком, производят при помощи сравнения синхронных измерений двух милливольтметров. Схема измерений приведена на фиг. 12.

Одновременно измеряется падение напряжения на половине дроссельного стыка и падение напряжения на 1 м целого рельса. Аналогичные измерения проводятся и для другой половины стыка на данной нити рельса. По результатам измерения определяют сопротивление дроссельного стыка

$$r_{д.с} = \frac{U_1}{U_2} + \frac{U_3}{U_4} - 1,$$

где $r_{д.с}$ — сопротивление дроссельного стыка, отнесённое к сопротивлению 1 м рельса;



Фиг. 12. Схема определения сопротивления дроссельного стыка: 1 — путевые дроссели; 2 — изолированный стык; 3 — ходовые рельсы

U_1 и U_3 — падение напряжения на половине дроссельного стыка для данной нити рельса;

U_2 и U_4 — падение напряжения на 1 м рельса.

РАСЧЁТ ВЛИЯНИЯ КОНТАКТНЫХ СЕТЕЙ НА ЦЕПИ СВЯЗИ

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Устройства проводной связи, расположенные вблизи электрических железных дорог постоянного и переменного тока, подвергаются мешающему и опасному действию токов электротяги.

1. В телефонных цепях вследствие индуктивного влияния возникают шумы, которые могут мешать телефонной передаче.

2. В телеграфных цепях, имеющих заземления поблизости от полотна электрических железных дорог через гальваническую связь с электрическими железными дорогами постоянного тока и через индуктивную связь с электрическими железными дорогами переменного тока, возникают мешающие токи, которые могут нарушить нормальную работу телеграфных аппаратов.

3. Телефонные и телеграфные цепи при сближении с электрическими железными дорогами однофазного переменного тока подвергаются опасному влиянию токов электротяги, т. е. такому влиянию, при котором на проводах телефонных и телеграфных цепей возникают напряжения по отношению к земле, недопустимые (по величине) по условиям безопасности обслуживания устройств связи.

4. В двухпроводных телефонных и телеграфных цепях, защищённых от опасных напряжений разрядниками, может нарушаться работа связи, когда между заземлениями разрядников, установленных на одной и той же цепи в различных пунктах её, возникает большая разность потенциалов.

ДОПУСКАЕМЫЕ ВЕЛИЧИНЫ ВЛИЯНИЯ КОНТАКТНОЙ СЕТИ НА ЦЕПИ СВЯЗИ ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Допускаемые величины опасных влияний

Согласно действующим в СССР нормам при сближении воздушных линий связи с несим-

метричными линиями электропередачи, к которым следует отнести и электрифицированные железные дороги однофазного переменного тока, э. д. с. электромагнитной индукции при нормальном режиме работы линий электропередачи не должна превышать 60 действующих вольт между двумя любыми точками провода связи.

Для кабельных линий связи допускаемая величина э. д. с. при нормальном режиме работы электротяги исходя из особенностей эксплуатации кабеля может быть повышена до 100 действующих вольт.

При коротком замыкании линии электропередачи величина опасной э. д. с. электромагнитной индукции между двумя любыми точками провода воздушной линии связи не должна превышать 750 действующих вольт; при этом напряжение относительно земли ни в одной точке провода связи не должно превосходить 500 действующих вольт. Для кабельных линий связи индуцируемое в жилах кабеля напряжение относительно земли (оболочки) не должно превосходить 60% испытательного напряжения кабеля.

Допускаемые величины мешающих влияний

В действующих «Правилах защиты устройств проводной связи от мешающего действия контактной сети электрических железных дорог постоянного тока» за допускаемую величину напряжения шума, создаваемого электрическими железными дорогами постоянного тока в телефонных двухпроводных цепях на длине усилительного участка воздушных и кабельных линий, принята следующая величина:

$$U_m = \frac{1,55}{\sqrt{n}}, \quad (1)$$

Таблица 1

Допускаемые величины напряжения шума, создаваемого в телефонных цепях тональной частоты контактной сетью электрифицированных дорог

Тип линии связи	Характеристика телефонной цепи тональной частоты	Количество усилительных участков, на которых имеет место сближение цепи связи с контактной сетью	Длина цепи на участке сближения в км	Допускаемая величина напряжения шума на один усилительный участок телефонной цепи в мв
Воздушная линия	Стальные телефонные цепи	4	400—480	0,775
	Телефонные цепи из цветного металла	4	800—1 000	0,775
Кабельная линия	Кабельные телефонные цепи (основные и искусственные)	6	600—720	0,63

где U_m — допускаемая величина напряжения шума в мв;

n — число усилительных участков, на которых возможны сближения телефонных цепей, используемых для образования канала тональной частоты с контактной сетью электрифицированной железной дороги.

Мешающий ток в телеграфных цепях, обусловленный блуждающими токами электропуть, на длине трансляционного участка не должен превосходить величин:

1) при работе на быстродействующих телеграфных аппаратах 1 ма;

2) при работе на аппаратах типа Морзе 2,5 ма.

Приведённые выше нормы допускаемых мешающих влияний электрифицированных железных дорог постоянного тока можно принимать и при расчётах мешающего влияния электрифицированных железных дорог однофазного переменного тока.

В табл. 1 приведены допускаемые величины напряжения шума, создаваемого в телефонных цепях тональной частоты контактной сетью электрифицированных железных дорог. При числе усилительных участков, отличном от числа участков, приведённых в табл. 1, допускаемая величина напряжения шума может быть определена по формуле (1).

ЗНАЧЕНИЕ ТЕЛЕФОННОГО ФОРМФАКТОРА НАПРЯЖЕНИЯ И ТОКА В КОНТАКТНОЙ СЕТИ

При определении мешающего влияния контактной сети электрифицированных железных дорог необходимо знать величины эквивалентного мешающего тока и напряжения.

Эквивалентным мешающим напряжением называется напряжение с частотой 800 гц, которое, будучи включено во влияющую линию вместо рабочего напряжения, вызывает в линии, подверженной влиянию, те же помехи, как и рабочее напряжение влияющей линии со всеми его гармониками.

Эквивалентным мешающим током называется ток с частотой 800 гц, который, протекая во влияющей линии, вызывает в линии, подверженной влиянию, те

же помехи, что и рабочий ток влияющей линии со всеми его гармониками.

При оценке контактной сети электрифицированных железных дорог и других линий сильного тока с точки зрения их мешающего воздействия на телефонные цепи принято оперировать с так называемым формфактором кривой напряжения (F_e) или с формфактором кривой тока (F_i).

Под формфактором кривой напряжения (F_e) понимают отношение эквивалентного мешающего напряжения (U_e) данной влияющей линии к рабочему напряжению (U_1) этой линии, выраженное в процентах, т. е.

$$F_e = \frac{U_e}{U_1} 100\%. \quad (2)$$

Аналогично под формфактором кривой тока (F_i) понимают отношение эквивалентного мешающего тока (I_e) данной влияющей линии к рабочему току (I_1) этой линии, выраженное в процентах, т. е.

$$F_i = \frac{I_e}{I_1} 100\%. \quad (3)$$

В табл. 2 приведены значения телефонного формфактора напряжения и тока в контактных сетях электрических железных дорог.

Таблица 2

Значения телефонного формфактора напряжения и тока в контактных сетях электрических железных дорог

Род тока и напряжения в контактной сети	Пределы колебаний в %	
	F_e	F_i
Постоянный ток, получаемый при 6-фазной схеме выпрямления без сеточного регулирования	2—4,5	1,5—3
То же, получаемый при 12-фазной схеме выпрямления	1—2	0,8—1,5
Переменный однофазный ток с частотой 50 гц при электровазах с однофазной двухполупериодной схемой выпрямления	4—10	2—6
То же при электровазах без выпрямителей	0,35—0,5	0,15—0,25

ПАРАМЕТРЫ ЦЕПЕЙ СВЯЗИ

В расчётные формулы для определения опасных и мешающих влияний электрифицированных железных дорог постоянного и переменного тока на цепи связи входят значения первичных и вторичных электрических параметров этих цепей, а также величина, характеризующая качественное состояние двухпроводных телефонных цепей, называемая коэффициентом чувствительности телефонных цепей к помехам.

Значения параметров однопроводных, двухпроводных и искусственных цепей линий связи при проведении расчётов влияния могут быть взяты из соответствующих справочников по электросвязи.

Значения коэффициента чувствительности телефонных цепей к помехам для различных типов телефонных цепей приведены в табл. 3.

Таблица 3

Расчётные значения коэффициента чувствительности телефонных цепей к помехам

Тип линий связи	Характеристика телефонной цепи	Значения коэффициента чувствительности η
Воздушная	Цепи из цветного металла	0,003
	Стальные цепи на трассе	0,006
Кабельная	Стальные цепи на крюках	0,01
	Основные цепи	0,001
	Искусственные цепи	0,002

ЗНАЧЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ЗАЩИТНОГО ДЕЙСТВИЯ ОБОЛОЧКИ КАБЕЛЯ ПРИ МАГНИТНОМ ВЛИЯНИИ

Оболочка кабеля, снижая в кабельных цепях токи и напряжения, создаваемые магнитным полем электротяги, представляет собой экран, который в той или иной степени защищает кабельные цепи от влияния магнитного поля.

Коэффициент экранирующего действия оболочки и брони кабеля количественно определяется по формуле (4)

$$r = \frac{R_{об}}{R_{об} + j\omega L_{об}}, \tag{4}$$

где $R_{об}$ — активное сопротивление оболочки и брони кабеля в Ω ;

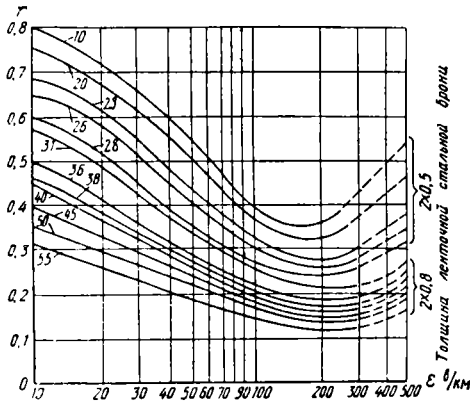
$\omega L_{об}$ — реактивное сопротивление оболочки и брони кабеля в Ω .

На фиг. 1 приведены значения коэффициентов экранирования оболочек бронированных кабелей (r) при $f = 50$ гц в зависимости от величины индуктированной продольной э. д. с., приходящейся на 1 км длины кабеля.

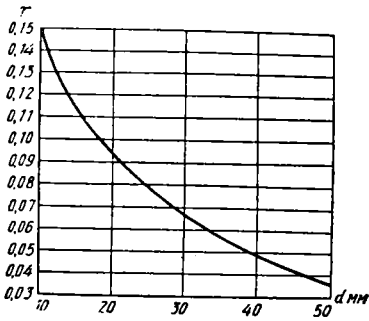
На фиг. 2 приведены значения коэффициентов экранирования оболочек бронированных кабелей (r) при $f = 800$ гц.

Применяя специальные сорта стали для брони кабеля и повышая проводимость оболочки кабеля, можно уменьшить величину коэффициента экранирования оболочки и

брони кабеля при частоте 50 гц до 0,15—0,20 (кабели со специальной оболочкой и броней).



Фиг. 1. Значения коэффициентов экранирования оболочек бронированных кабелей (r) при $f = 50$ гц в зависимости от величины индуктированной продольной э. д. с., приходящейся на 1 км длины. Цифры на кривых означают внутренний диаметр свинцовой оболочки



Фиг. 2. Значения коэффициентов экранирования оболочек бронированных кабелей (r) при $f = 800$ гц

ЗНАЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ЭКРАНИРУЮЩЕГО ДЕЙСТВИЯ РЕЛЬСОВ ПРИ МАГНИТНОМ ВЛИЯНИИ

В кабельных и воздушных линиях связи, проложенных вдоль полотна электрических железных дорог, вследствие наличия индуктированного тока в рельсовых нитях будет создаваться э. д. с. индукции, по величине меньшая той, которая получилась бы при влиянии линий с обратным проводом в виде земли.

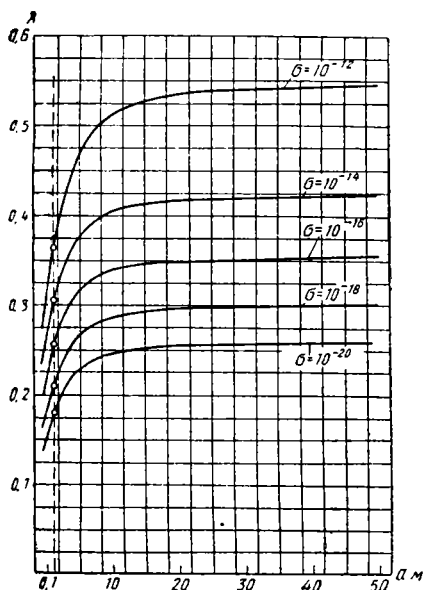
Степень уменьшения наведённой э. д. с. характеризуется коэффициентом экранирования рельсового пути (λ).

Коэффициент экранирования рельсового пути зависит от частоты влияющего тока, количества путей, удельной проводимости земли, от расстояния между линией связи и полотном электрифицированной дороги, а при расстояниях между последними до 15—20 м и от профиля пути.

На фиг. 3 приведены значения коэффициентов экранирования однопутного рельсового пути в зависимости от расстояния между кабельной линией связи и осью рельсовой ко-

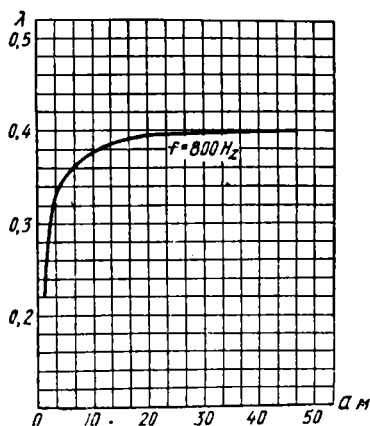
лен при различных величинах удельной проводимости земли при $f = 50$ гц, а на фиг. 4 — приведена та же зависимость, только при $f = 800$ гц и проводимости земли

$$\sigma = 10^{-14} \text{ cgs } \mu.$$



Фиг. 3. Значения коэффициентов экранирования однопутного рельсового пути и зависимости от расстояния между кабельной линией связи и осью рельсовой колеи при различных величинах удельной проводимости земли и при $f = 50$ гц

На фиг. 5 приведены значения коэффициентов экранирования однопутного рельсового пути в зависимости от расстояния между воздушной линией связи и осью рельсовой колеи для трёх профилей пути при различных величинах удельной проводимости земли и при $f = 50$ гц



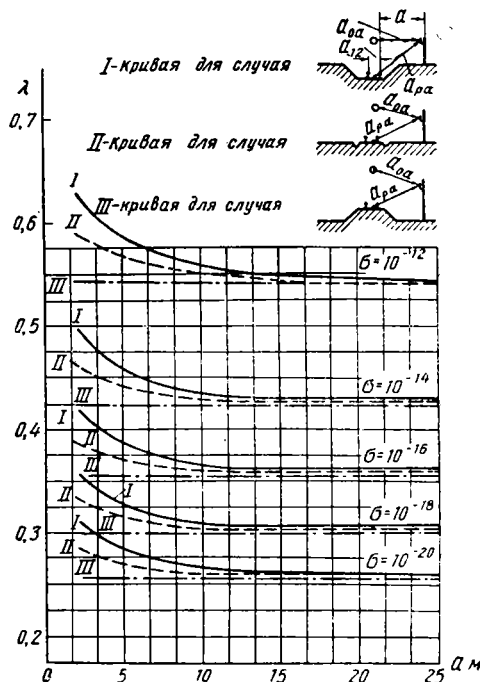
Фиг. 4. Значения коэффициентов экранирования однопутного рельсового пути в зависимости от расстояния между кабельной линией связи и осью рельсовой колеи при $f = 800$ гц и $\sigma = 10^{-14}$ cgs μ

душной линией связи и осью рельсовой колеи для трёх профилей пути при различных значениях удельной проводимости земли при $f = 50$ гц.

Из приведённых на фиг. 3—5 кривых следует, что чем меньше удельная проводи-

мость земли и чем выше частота влияющего тока, тем меньше коэффициент экранирования рельсов.

С удалением линий связи от полотна железной дороги коэффициент экранирования рельсов при данной проводимости земли стремится к одной постоянной величине. При расстоянии между полотном железной дороги и линией связи более 15—20 м практически можно считать величину коэффициента экранирования рельсов независимой от профиля пути.



Фиг. 5. Значения коэффициентов экранирования однопутного рельсового пути в зависимости от расстояния между воздушной линией связи и осью рельсовой колеи для трёх профилей пути при различных величинах удельной проводимости земли и при $f = 50$ гц

Правилами защиты устройств проводной связи от мешающего действия электрических железных дорог постоянного тока рекомендовано для проведения расчётов принимать следующие средние значения коэффициентов экранирования рельсового пути на частоте 800 гц:

$$\lambda_{800} = 0,45 \text{ для однопутной железной дороги;}$$

$$\lambda_{800} = 0,3 \text{ для двухпутной железной дороги.}$$

Эти же значения коэффициента экранирования рельсового пути можно принимать при проведении расчётов мешающего влияния электрифицированных железных дорог однофазного переменного тока.

При расчётах опасного влияния электрифицированных железных дорог однофазного переменного тока в качестве среднего значения коэффициента экранирования рельсового пути на частоте 50 гц можно принимать:

$$\lambda_{50} = 0,5 \div 0,6 \text{ для однопутной железной дороги;}$$

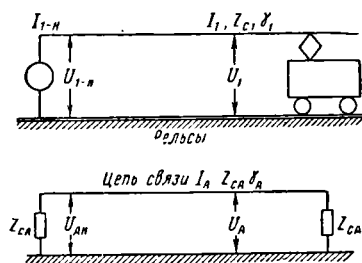
$$\lambda_{50} = 0,35 \div 0,4 \text{ для двухпутной железной дороги;}$$

ОБЩИЕ УРАВНЕНИЯ ВЛИЯНИЯ КОНТАКТНОЙ СЕТИ НА ЦЕПИ СВЯЗИ

Общие уравнения влияния контактной сети на однопроводную цепь связи

Для случая влияния контактной сети на однопроводную цепь связи (фиг. 6) дифференциальные уравнения напряжения и тока имеют следующий вид:

$$\left. \begin{aligned} U'_A + I_A Z_A + E_{AH} e^{-\gamma_1 x} &= 0; \\ I'_A + U_A Y_A - I_{AH} e^{-\gamma_1 x} &= 0. \end{aligned} \right\} \quad (5)$$



Фиг. 6. Схема параллельного сближения контактной сети с однопроводной цепью связи

В этих уравнениях:

$$\left. \begin{aligned} U'_A &= \frac{dU_A}{dx} \\ I'_A &= \frac{dI_A}{dx} \end{aligned} \right\} \text{ производные индустрированных напряжений и тока в проводе связи по } x;$$

$Z_A = R_A + j\omega L_A$ — полное сопротивление провода связи на 1 км длины;

$Y_A = G_A + j\omega C_A$ — полная проводимость провода связи по отношению к земле на 1 км длины;

$E_{AH} = j\omega M_{1-A} I_{1-H}$ — индуктированная продольная э.д.с. на 1 км провода связи при максимальном значении влияющего тока;

$I_{AH} = j\omega C_{1-A} U_{1-H}$ — индуктированный ток электрической индукции в 1 км провода связи при максимальном значении влияющего напряжения;

$\omega = 2\pi f$, где f — частота влияющего тока;

M_{1-A} — коэффициент взаимной индукции между контактным проводом и проводом связи на 1 км сближения;

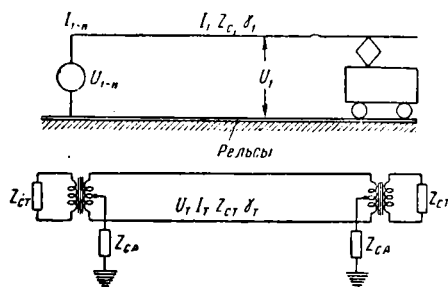
C_{1-A} — частичная ёмкость между контактным проводом и проводом связи на 1 км сближения;

I_{1-H} и U_{1-H} — ток и напряжение в начале контактного провода;

$\gamma_1 = \sqrt{Z_1 Y_1}$ — коэффициент распространения волны вдоль контактного провода, где $Z_1 = R_1 + j\omega L_1$; $Y_1 = G_1 + j\omega C_1$.

Общие уравнения влияния контактной сети на двухпроводную цепь связи воздушных линий

На фиг. 7 показана схема двух взаимно связанных цепей, из которых влияющая цепь — контактный провод — рельсы — земля и подверженная влиянию — двухпроводная цепь связи.



Фиг. 7. Схема параллельного сближения контактной сети с двухпроводной цепью связи

Линейные дифференциальные уравнения напряжения и тока в двухпроводной телефонной цепи, обладающей асимметрией проводов по электрическим параметрам, имеют следующий вид:

$$\left. \begin{aligned} U'_T + I_T Z_T + I_A \xi + j\omega M_{1-T} I_1 &= 0; \\ I'_T + U_T Y_T + U_A \rho - j\omega C_{1-T} U_1 &= 0, \end{aligned} \right\} \quad (6)$$

где

$$U'_T = \frac{dU_T}{dx}; \quad I'_T = \frac{dI_T}{dx}; \quad Z_T = R_T + j\omega L_T; \quad Y_T = G_T + j\omega C_T;$$

R_T, L_T, G_T и C_T — средние первичные электрические параметры двухпроводной телефонной цепи;

U_T, Y_T — индуктированные напряжение и ток в двухпроводной цепи;

U_A, I_A — индуктированные напряжение и ток в однопроводной цепи;

U_1, I_1 — влияющие напряжение и ток в контактном проводе;

$\xi = 2(\Delta R + j\omega \Delta L)$ — асимметрия проводов телефонной цепи по сопротивлению;

$\rho = \Delta G + j\omega \Delta C$ — асимметрия проводов телефонной цепи по полной проводимости относительно земли;

ωM_{1-T} — реактивное сопротивление взаимной индукции между контактным проводом и двухпроводной телефонной цепью;

ωC_{1-T} — ёмкостная проводимость между контактным проводом и двухпроводной телефонной цепью.

Ввиду того что в уравнения (6) входят величины, характеризующие асимметрию телефонной цепи по отношению к влияющий цепи (поперечная асимметрия), а также асимметрию проводов телефонной цепи по сопротивлению и по полной проводимости проводов по отношению к земле (продольная асимметрия), можно представить результирующие индуктированные напряжения и ток в телефонной цепи состоящими из двух слагаемых:

$$\left. \begin{aligned} U_T &= \sqrt{U_{T1}^2 + U_{T2}^2}, \\ I_T &= \sqrt{I_{T1}^2 + I_{T2}^2}, \end{aligned} \right\} \quad (7)$$

$$U_{T1} = \sqrt{U_{T1\text{э}}^2 + U_{T1\text{м}}^2};$$

$$I_{T1} = \sqrt{I_{T1\text{э}}^2 + I_{T1\text{м}}^2},$$

где U_{T1} и I_{T1} — напряжения и ток, возникающие в телефонной цепи от электрического и магнитного влияния вследствие наличия поперечной асимметрии.

$$U_{T2} = \sqrt{U_{T2\text{э}}^2 + U_{T2\text{м}}^2};$$

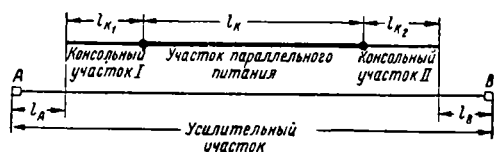
$$I_{T2} = \sqrt{I_{T2\text{э}}^2 + I_{T2\text{м}}^2},$$

где U_{T2} и I_{T2} — напряжения и ток, возникающие в телефонной цепи от электрического и магнитного влияния вследствие наличия продольной асимметрии.

Ниже приведены расчётные формулы для определения влияния контактных сетей на цепи связи, полученные путём решения дифференциальных уравнений (5) и (6).

РАСЧЁТНЫЕ ФОРМУЛЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЛИЯНИЯ КОНТАКТНОЙ СЕТИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Расчётные формулы для определения э. д. с. шума в телефонных цепях на воздушных линиях связи приведены в таблицах 4, 5, 6, 7.



Фиг. 8. Схема сближения контактной сети с телефонной линией

Таблица 4

Формулы для определения э. д. с. шума в двухпроводных телефонных цепях при длине телефонной цепи, равной длине контактной сети между крайними тяговыми подстанциями

№ формулы	Определяемая величина	Расчётная формула	Размерность
8	Э. д. с. шума, обусловленная поперечной асимметрией телефонной цепи	$U'_{b1} = 1,8 \cdot 10^{-3} U_d F_e \frac{d}{a} \cdot \frac{l_s}{L l_K} \lambda_{800}$	мв
9	Э. д. с. шума, обусловленная продольной асимметрией телефонной цепи	$U''_{b1} = 9 U_d F_e \lambda_{800} \frac{\sum_{i=1}^N M_i l_i}{\eta L l_K}$	мв
10	Общая э. д. с. шума в телефонной цепи	$U_{b1} = \sqrt{(U'_{b1})^2 + (U''_{b1})^2}$	мв

Таблица 5

Формулы для определения э. д. с. шума в двухпроводных телефонных цепях при длине телефонной цепи, равной длине консоли контактной сети (одностороннее питание) (Фиг. 7)

№ формулы	Определяемая величина	Расчётная формула	Размерность
11	Э. д. с. шума, обусловленная поперечной асимметрией	$U'_{b2} = 2 \cdot 10^{-3} U_d F_e \frac{d}{a} \cdot \frac{l_s \lambda_{800}}{L l_{KK} + L_g}$	мв
12	Э. д. с. шума, обусловленная продольной асимметрией	$U''_{b2} = 10 U_d F_e \lambda_{800} \eta \frac{\sum_{i=1}^N M_i l_i}{L l_{KK} + L_g}$	мв
13	Общая э. д. с. шума в телефонной цепи	$U_{b2} = \sqrt{(U'_{b2})^2 + (U''_{b2})^2}$	мв

Таблица 6

Формулы для определения э. д. с. шума в двухпроводных телефонных цепях при длине усилительного участка телефонной цепи больше длины контактной сети, имеющей участок параллельного питания и два участка с односторонним питанием (фиг. 8)

№ формулы	Определяемая величина	Расчётная формула	Размерность
14	Общая э. д. с., действующая на конце А телефонной цепи за счёт влияния контактной сети на всей длине сближения в пределах усилительного участка	$U_{bA} = \left[U_{b_{AI}}^2 e^{-2\beta l_A} + U_{b_I}^2 e^{-2\beta (l_A + l_{\kappa_1})} + U_{b_{BII}}^2 e^{-2\beta (l_A + l_{\kappa_1} + l_{\kappa})} \right]^{\frac{1}{2}}$	мв
15	Общая э. д. с., действующая на конце В телефонной цепи за счёт влияния на всей длине сближения в пределах усилительного участка	$U_{bB} = \left[U_{b_{BI}}^2 e^{-2\beta (l_B + l_{\kappa_1} + l_{\kappa})} + U_{b_I}^2 e^{-2\beta (l_B + l_{\kappa_1})} + U_{b_{BII}}^2 e^{-2\beta l_B} \right]^{\frac{1}{2}}$	мв

Таблица 7

Формулы для определения э. д. с. шума в двухпроводной телефонной цепи при сближении её с контактной сетью, имеющей два различных номинальных напряжения

№ формулы	Определяемая величина	Расчётная формула	Размерность	Примечание
16	Э. д. с. шума в телефонной цепи на конце А усилительного участка, обусловленная влиянием тяговых токов на участках I и II электрифицированной железной дороги, имеющих различные номинальные напряжения контактной сети	$U_{bA} = \sqrt{U_{bAI}^2 + U_{bAII}^2}$	мв	U_{bAI} и U_{bAII} подсчитываются по формуле (14)
17	То же на конце В той же цепи	$U_{bB} = \sqrt{U_{bBI}^2 + U_{bBII}^2}$	мв	U_{bBI} и U_{bBII} подсчитываются по формуле (15)

Таблица 8

Расчётные формулы э. д. с. шума в телефонных цепях кабельной линии, имеющей сближение с контактной сетью на длине усилительного участка

№ формулы	Определяемая величина	Расчётная формула	Размерность
18	Э. д. с. шума в телефонной кабельной цепи на длине усилительного участка при влиянии контактной сети, питающейся от параллельно включённых тяговых подстанций	$U_{bI} = 9U_d F_e \eta_{\lambda_{\infty}} r \frac{\sum_{i=1}^N M_i \operatorname{th} \gamma l_i}{\gamma L l_{\kappa}}$	мв
19	То же при влиянии участка контактной сети с односторонним питанием	$U_{bI} = 10U_d F_e \eta_{\lambda_{\infty}} r \frac{\sum_{i=1}^N M_i \operatorname{th} \gamma l_i}{\gamma (L l_{\kappa\kappa} + L_2)}$	мв

Примечание. При питании контактной сети от параллельно работающих подстанций и при наличии на этой сети консольных участков общая э. д. с. шума в конце усилительного участка определяется по формулам (14)–(17).

Таблица 9

Расчётная формула для определения мешающего тока в однопроводной телеграфной цепи при гальваническом влиянии тяговых токов

№ формулы	Определяемая величина	Расчётная формула	Размерность
20	Мешающий ток в телеграфной цепи	$I = 0,75 \cdot 10^{-11} \frac{I \left(\ln \frac{y_1}{r_p} + 12 \right)}{R_m \sqrt{\sigma_p \sigma_3 y_1}}$	ма

Расчётные формулы для определения э. д. с. шума в кабельных телефонных двух-проводных цепях приведены в табл. 8.

Расчётные формулы для определения влияния в однопроводных телеграфных цепях приведены в табл. 9.

В расчётных формулах, приведённых в табл. 4—9, приняты следующие обозначения и величины:

U_d — номинальное напряжение выпрямленного тока в в;

F_e — телефонный формфактор напряжения контактной сети постоянного тока в процентах. При питании контактной сети от мотор-генераторов или при 25-кратном сглаживании пульсаций выпрямленного напряжения $F_e = 0,15$, а при 50-кратном сглаживании $F_e = 0,11$;

L — индуктивность 1 км контактного провода (табл. 10),

где σ — проводимость земли при $f = 800$ гц;

λ_{800} — коэффициент экранирования рельсов электрической железной дороги при $f = 800$ гц;

l_k — длина всего участка контактной сети, питаемого параллельно работающими подстанциями, в км;

a — наименьшее расстояние между ближайшим проводом контактной сети и осью телефонной цепи, для которой подсчитывается э. д. с. шума на данном участке питания контактной сети, в м;

d — расстояние между проводами телефонной цепи в м;

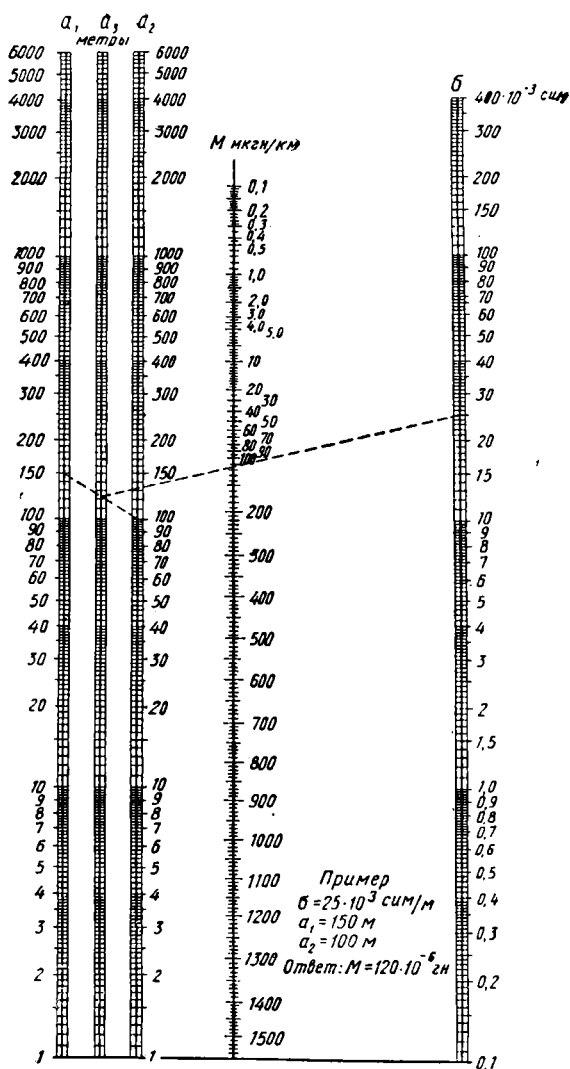
l_s — наибольшее расстояние в км между двумя соседними скрещиваниями телефонной цепи, для которой подсчитывается э. д. с. шума в том месте участка питания контактной сети, где расстояние между последней и линией связи является наименьшим;

M_i — взаимная индукция между контактной сетью и проводом связи в гн/км при $f = 800$ гц на i -товом участке сближения. Определяется по номограмме, приведённой на фиг. 9. При этом значения проводимости земли σ берутся из данных измерений, произведённых на электрифицируемом участке;

l_i — длина i -го участка эквивалентного параллельного сближения в км;

η — коэффициент чувствительности телефонных цепей к помехам при $f = 800$ гц (см. табл. 3);

L_s — индуктивность электроотяговых моторов.



Фиг. 9. Номограмма для определения коэффициента взаимной индукции между однопроводными цепями при $f = 800$ гц

При $U_d = 1650$ в:
на однопутной дороге $L_s = 6 \cdot 10^{-3}$ гн,
» двухпутной » $L_s = 3 \cdot 10^{-3}$ гн.
При $U_d = 3300$ в:
на однопутной дороге $L_s = 9 \cdot 10^{-3}$ гн,
» двухпутной » $L_s = 4,5 \cdot 10^{-3}$ гн.

Таблица 10

Значение индуктивности 1 км контактного провода

При $\sigma < 5 \cdot 10^{-14}$ CGS		При $\sigma > 5 \cdot 10^{-14}$ CGS	
Однопутные ж. д.	Двухпутные ж. д.	Однопутные ж. д.	* Двухпутные ж. д.
$L = 1,5 \cdot 10^{-3}$	$L = 1,0 \cdot 10^{-3}$	$L = 1,3 \cdot 10^{-3}$	$L = 0,85 \cdot 10^{-3}$

l_k, l_{k_1}, l_{k_2} — длины участков контактной сети, питаемых с одной стороны, т. е. длины консольных участков, в км;

l_A, l_B — длины участков телефонной цепи от концов её до участка сближения с электрической железной дорогой в км;

β — затухание телефонной цепи при $f = 800$ гц в неп/км;

γ_T — постоянная распространения телефонной цепи при $f = 800$ гц;

r — коэффициент защитного действия оболочки кабеля с ленточной броней при $f = 800$ гц (см. фиг. 2).

r_p — радиус круга с площадью, равной площади поперечного сечения рельса, в м;

σ_p — удельная проводимость рельса, равная $6 \cdot 10^{-5}$ CGS μ ;

σ_3 — удельная проводимость земли при постоянном токе; с достаточной для практики точностью может быть определена из карты удельных проводимостей земли при $f = 50$ гц, приложенной к «Правилам ограждения сооружений связи от вредного действия установок сильного тока» издания 1943 г.

y_1 — расстояние между заземлением телеграфной станции, для которой определяется мешающий ток, и ближайшей тяговой подстанцией в м;

R_m — сопротивление телеграфной цепи (аппаратура, провод, заземление) при постоянном токе;

I — максимальный ток нагрузки тяговой подстанции ближайшей к заземлению телеграфной цепи, для которой определяется мешающий ток;

N — число косых участков сближения с эквивалентной параллельной шириной сближения.

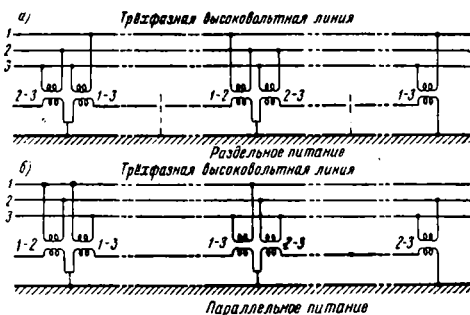
РАСЧЕТНЫЕ ФОРМУЛЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЛИЯНИЯ КОНТАКТНОЙ СЕТИ ОДНОФАЗНОГО ПЕРЕМЕННОГО ТОКА ЧАСТОТОЙ 50 гц

Общие положения

При электрификации железных дорог по системе однофазного переменного тока могут быть применены как раздельное (одностороннее, фиг. 10, а) питание контактной сети, так и параллельное (двустороннее, фиг. 10, б) питание.

При раздельном питании контактной сети на всей длине сближения будет иметь место некоторая компенсация влияющего тока вследствие сдвига по фазе токов, питающих отдельные плечи питания.

Если принять длину усилительного участка цепи связи равной в среднем 120 км (стальные и цветные цепи воздушных линий, пупинизированные кабельные цепи низкой и высокой частоты) и предположить, что все плечи питания (длиной в среднем по 30 км) нагружены равномерно, то можно будет считать, что влияющие токи, сдвинутые по от-



Фиг. 10. Схема питания контактной сети однофазного переменного тока

ношению друг к другу на 120° , взаимно компенсируются; величина результирующей продольной э. д. с. на цепи связи определится только влиянием четвертого плеча питания контактной сети.

Это положение приблизительно может быть принято для тока основной частоты (50 гц) и для токов гармоник с частотой, кратной трём. Третья и кратные трём гармоники будут в фазе во всех плечах питания по длине контактной сети и, следовательно, влияние этих составляющих будет не компенсироваться, а складываться на всей длине сближения.

Учитывая изложенное, расчёт мешающего влияния в пределах каждого усилительного участка длиной 120 км необходимо производить от одного плеча питания при влиянии всех гармоник и на всей длине сближения при влиянии гармоник токов с частотой, кратной трём.

При параллельном питании контактной сети необходимо считаться с наличием участков одностороннего питания, что позволяет применить тот же приём расчёта, что и при раздельном питании.

Расчёт влияния на однопроводные цепи связи

Опасное влияние. Опасное влияние определяют при частоте 50 гц и двух режимах работы контактной сети: нормальном режиме и режиме короткого замыкания. Расчётные формулы приведены в таблицах 11, 12, 13.

Расчёт влияния на двухпроводные телефонные цепи связи

Опасное влияние. Величина опасной продольной э. д. с., индуцируемой в каждом проводе двухпроводной цепи воздушной линии, вычисляется по формулам (21) и (22) (см. табл. 11).

Величина опасной продольной э. д. с., индуцируемой в каждой жиле двухпроводной цепи кабельной линии, определяется по формуле (23) (см. табл. 12).

Т а б л и ц а 11

Расчётные формулы для определения потенциала и продольной э. д. с. на проводах воздушной линии, подверженной влиянию контактной сети однофазного тока $f=50$ гц

№ формулы	Определяемая величина	Расчётная формула	Размерность
21	Величина потенциала на изолированном от земли проводе связи, обусловленная электрическим влиянием при нормальном режиме работы электротяги	$U_A = \frac{\omega U_1}{Y_A} \sum_1^N C(1-A)i$	в
22	Величина продольной э. д. с. на проводе связи, обусловленная магнитным влиянием электротяги: а) при нормальном режиме работы электротяги б) при коротком замыкании контактного провода	$E_A = \omega I_1 \sum_1^N M(1-A)i l_i \lambda_{150}$ $E_A = \omega I_{K3} \sum_1^N M(1-A)i l_i \lambda_{150}$	в в

Т а б л и ц а 12

Расчётные формулы для определения продольной э. д. с. на жилах кабельной линии связи, подверженной влиянию контактной сети однофазного переменного тока $f=50$ гц

№ формулы	Определяемая величина	Расчётная формула	Размерность
23	Величина продольной э. д. с. на кабельной жиле, обусловленная магнитным влиянием электротяги: а) при нормальном режиме работы электротяги б) при коротком замыкании контактного провода	$E_A = \omega I_1 r_{so} \sum_1^N M(1-A) l_i \lambda_{150}$ $E_A = \omega I_{K3} r_{so} \sum_1^N M(1-A) l_i \lambda_{150}$	в в

Т а б л и ц а 13

Расчётные формулы для определения мешающих токов в однопроводных телеграфных цепях, подверженных влиянию контактной сети однофазного переменного тока $f=50$ гц при нормальном режиме работы электротяги

№ формулы	Определяемая величина	Расчётная формула	Размерность
24	Величина мешающего тока, обусловленная электрическим влиянием	$I_{АНЭ} = \frac{\omega U_1}{2Y_A} \left(1 - e^{-Y_A l_{c6}} \right) \sum_1^N \frac{C(1-A)i l_i}{l_{c6}}$	а
25	Величина мешающего тока, обусловленная магнитным влиянием	$I_{АНМ} = \frac{\omega I_1 \lambda_{so}}{2(R_A + j\omega L_A)} \left(1 - e^{-Y_A l_{c6}} \right) \sum_1^N \frac{M(1-A)i l_i}{l_{c6}}$	а
26	Величина тока, обусловленная электрическим и магнитным влиянием ¹	$I_{АН} = \sqrt{I_{АНЭ}^2 + I_{АНМ}^2}$	а

¹ Если телеграфная цепь начинается на расстоянии x от начала сближения с электрифицированной железной дорогой, то ток, протекающий через телеграфный аппарат, включённый в начале цепи, определяется по формуле

$$I_A = I_{АН} e^{-Y_A x}.$$

Таблица 14

Расчётные формулы для определения напряжения шума в двухпроводной телефонной цепи воздушной линии

№ формулы	Определяемая величина	Расчётная формула	Размерность
27	Полное напряжение шума в двухпроводной телефонной цепи ¹	$U_{Tн} = \sqrt{U_{T1э}^2 + U_{T1м}^2 + U_{T2э}^2 + U_{T2м}^2}$	в
28	Напряжение шума в начале скрещённой цепи, обусловленное поперечной асимметрией при электрическом влиянии	$U_{T1э} = \frac{1}{4} \omega Z_{сТ} U_1 F_e l_s (1 - e^{-\gamma T l_{сб}}) \times$ $\times \sum_1^n \frac{C(1-A) i l_i}{l_s}$	в
29	То же в начале нескрещённой цепи при электрическом влиянии	$U_{T1э} = \frac{1}{2} \omega Z_{сТ} U_1 F_e \frac{1}{\gamma} (1 - e^{-\gamma T l_{сб}}) \times$ $\times \sum_1^N \frac{C(1-T) i l_i}{l_{сб}}$	в
30	То же в начале скрещённой цепи при магнитном влиянии	$U_{T1м} = \frac{1}{4} \omega I_1 F_i l_s (1 - e^{-\gamma T l_{сб}}) \times$ $\times \sum_1^n \frac{M(1-T) i l_i}{l_s} \lambda_{i800}$	в
31	То же в начале нескрещённой цепи при магнитном влиянии	$U_{T1м} = \frac{1}{2} \frac{\omega I_1 F_i l_i}{\gamma T} \times$ $\times (1 - e^{-\gamma T l_i}) \sum_1^N \frac{M(1-T) i l_i}{l_{сб}} \lambda_{i800}$	в
32	Напряжение шума в начале цепи, обусловленное продольной асимметрией при электрическом влиянии	$U_{T2э} = \frac{1}{2} \frac{\omega U_1 F_e Z_{сА}}{\gamma_A} \eta \times$ $\times (1 - e^{-\gamma_A l_{сб}}) \sum_1^N \frac{C(1-A) i l_i}{l_{сб}}$	в
33	То же при магнитном влиянии	$U_{T2м} = \frac{1}{2} \frac{\omega I_1 F_i}{\gamma_A} \eta (1 - e^{-\gamma_A l_{сб}}) \times$ $\times \sum_1^N \frac{M(1-A) i l_i}{l_{сб}} \lambda_{i800}$	в

¹ Если телефонная цепь начинается на расстоянии x от начала сближения с электрифицированной железной дорогой, то напряжение шума в начале цепи будет равно

$$U_T = U_{Tн} e^{-\gamma T x},$$

где x — длина цепи от места включения телефонного аппарата до начала сближения с электрифицированной железной дорогой в км.

Таблица 15

Расчётные формулы для определения напряжения шума в двухпроводной телефонной цепи кабельной линии

№ формулы	Определяемая величина	Расчётная формула	Размерность
34	Напряжение шума в начале телефонной цепи кабельной линии ¹	$U_{Tн} = \frac{\omega I_1 F_i r_{800}}{2 \gamma_{Ак}} \eta (1 - e^{-\gamma_{Ак} l_{сб}}) \times$ $\times \sum_1^N \frac{M(1-A) i l_i}{l_{сб}} \lambda_{i800}$	в

¹ Если кабельная телефонная линия начинается на расстоянии x от начала сближения, то напряжение шума в начале цепи равно

$$U_T = U_{Tн} e^{-\gamma T x},$$

где x — длина цепи от места включения телефонного аппарата до начала сближения с электрифицированной железной дорогой в км.

Мешающее влияние. В табл. 14 приведены расчётные формулы для определения напряжения шума в двухпроводной телефонной цепи воздушной линии.

В табл. 15 приведены расчётные формулы для определения напряжения шума в двухпроводной телефонной цепи кабельной линии.

Величины и коэффициенты, принятые в расчётных формулах (21)–(34), имеют следующие значения:

U_1 — рабочее напряжение в контактной сети;

ω — круговая частота влияющего тока;

l_i — длина i -го косоугольного участка сближения с эквивалентной параллельной шириной сближения;

$l_{сб} = \sum_{i=1}^N l_i$ — общая длина участка сближения;

l_1 — расчётная величина влияющего тока в контактной сети. При однопутной железной дороге за расчётную величину тока в контактной сети принимают ток, потребляемый двумя электровозами, с перегрузкой одного электровоза на 50%. При двухпутной дороге за расчётную величину влияющего тока принимают ток, потребляемый тремя электровозами, причём один из электровозов принимается с 50%-ной перегрузкой;

N — число косых участков сближения с эквивалентной параллельной шириной сближения (n — количество косых участков сближения на длине шага скрещивания — l_s);

$C_{(1-A)i}$ — коэффициент ёмкостной связи между контактным проводом и проводом связи на i -м участке косоугольного сближения, определяемый по формуле

$$C_{(1-A)i} = 278 \cdot 10^{-10} \frac{\ln \frac{a_2^2 + (b+h)^2}{a_3^2 + (b-h)^2}}{\ln \frac{4b}{d_3} \left[\ln \frac{4h}{d} + \ln \frac{2h}{a_{cp}} (n-1) \right]} \text{ фар/км,}$$

где a_3 — эквивалентная ширина сближения в м, определяемая по формуле

$$a_3 = \sqrt{a_1 a_2},$$

где a_1 и a_2 — расстояния между осью полотна железной дороги и осью линии связи в начале и конце участка косоугольного сближения;

b — высота подвеса контактного провода в м;

h — высота подвеса провода связи в м;

d_3 — эквивалентный диаметр контактного провода и троса в м, определяемый по формуле (2)

$$d_3 = \sqrt{V r_k r_{mp} a_{kmp}},$$

где r_k — радиус контактного провода в м;

r_{mp} — радиус троса в м;

a_{kmp} — среднее расстояние между контактным проводом и тросом в м;

d — диаметр провода связи в м;

a_{cp} — среднее расстояние между проводами связи в пучке (обычно принимаемое в расчётах равным 0,5 м);

n — число проводов в пучке (принимаемое в расчётах равным 24);

$M_{(1-A)i}$ — коэффициент взаимной индукции между контактным проводом и проводом связи на участке сближения, определяемый по номограмме (фиг. 11) при $f = 50$ гц;

λ_{i50} — коэффициент экранирования рельсов при $f = 50$ гц;

λ_{i800} — коэффициент экранирования рельсов при $f = 800$ гц;

γ_A — постоянная распространения провода связи, определяемая по формуле

$$\gamma_A = \sqrt{Z_A Y_A};$$

$$Z_A = R_A + j\omega L_A;$$

$$Y_A = G_A + j\omega C_A;$$

где Z_A — полное сопротивление провода связи;

Y_A — полная проводимость провода связи по отношению к земле;

R_A, L_A, G_A, C_A — километрические параметры провода связи;

F_e — формфактор кривой напряжения в контактной сети;

F_l — формфактор кривой тока в контактной сети;

$Z_{сТ}$ — волновое сопротивление двухпроводной телефонной цепи.

$$Z_{сТ} = \sqrt{\frac{Z_T}{Y_T}}; \quad Z_T = R_T + j\omega L_T;$$

$$Y_T = G_T + j\omega C_T;$$

где R_T, G_T — первичные параметры двухпроводной телефонной цепи в ом/км;

L_T, C_T — постоянная распространения двупроводной телефонной цепи.

$$\gamma_T = \sqrt{Z_T Y_T};$$

$C_{(1-T)i}$ — коэффициент ёмкостной связи между контактным проводом и двухпроводной телефонной цепью на i -м участке косоугольного сближения с данной эквивалентной шириной сближения a_3 .

В случае расположения телефонной цепи на траверсах

$$C_{(1-T)i} = \frac{111 \cdot 10^{-9} a_3 b h a}{\ln \frac{4b}{d_3} \left[\ln \frac{4h}{d} + \ln \frac{2h}{a_{cp}} (n-1) \right] [(a_3^2 + b^2)^2 + h^2 (2a_{cp}^2 - 2b^2 + h^2)]} \text{ фар/км,}$$

В случае расположения телефонной цепи на крюках

$$C_{(1-T)i} = \frac{139 \cdot 10^{-10}}{\ln \frac{4b}{a_3}} \left\{ \frac{4b(a_3^2 + b^2 - h^2) \left[\ln \frac{4h}{d} + \ln \frac{2h}{a_{cp}} (n-1) \right]}{(a^2 + b^2)^2 + h^2 (2a^2 - 2b^2 + h^2)} - \left[\ln \frac{a_3^2 + (b+h)^2}{a_3^2 + (b-h)^2} \right] \frac{2}{n} \right\} \text{ фар/км.}$$

где a — расстояние между проводами телефонной цепи в м. Остальные обозначения те же, что и в формуле для определения $C_{(1-A)i}$;

$M_{(1-T)i}$ — коэффициент взаимной индукции между контактным проводом и двухпроводной телефонной цепью на i -м участке косо го сближения, определяемый по формулам:

а) при малых расстояниях от контактного провода до телефонной цепи, когда

$$|K| \sqrt{a_3^2 + (b+h)^2} < 50,$$

где

$$|K| = \sqrt{4\pi\omega\sigma},$$

$$M_{(1-T)i} = \frac{2 \cdot 10^{-6} a}{a_3} \text{ гн/км};$$

б) при больших расстояниях от контактного провода до телефонной цепи, когда

$$|K| \sqrt{a_3^2 + (b+h)^2} > 350;$$

$$M_{(1-T)i} = \left[-\frac{4bh}{a_3^2} - a_1 + \right. \\ \left. + j(a_1 + a_2) \right] \frac{2a}{a_3} 10^{-4} \text{ гн/км}$$

для цепей, подвешенных на траверсах, и

$$M_{(1-T)i} = \left[4b + \frac{10^{-4}}{\sqrt{\sigma f}} - \right. \\ \left. - j \frac{10^{-4}}{\sqrt{\sigma f}} \right] \frac{\Delta h}{a} 10^{-4} \text{ гн/км};$$

для цепей, подвешенных на крюках,

где a_3, b, h — в м;

a — расстояние между проводами телефонной цепи в м,

$$a_1 = \frac{(b+h) 10^{-4}}{a_3^2 \sqrt{f}};$$

$$a_2 = \frac{10^{-8}}{1,96 a_3^2 \sigma f},$$

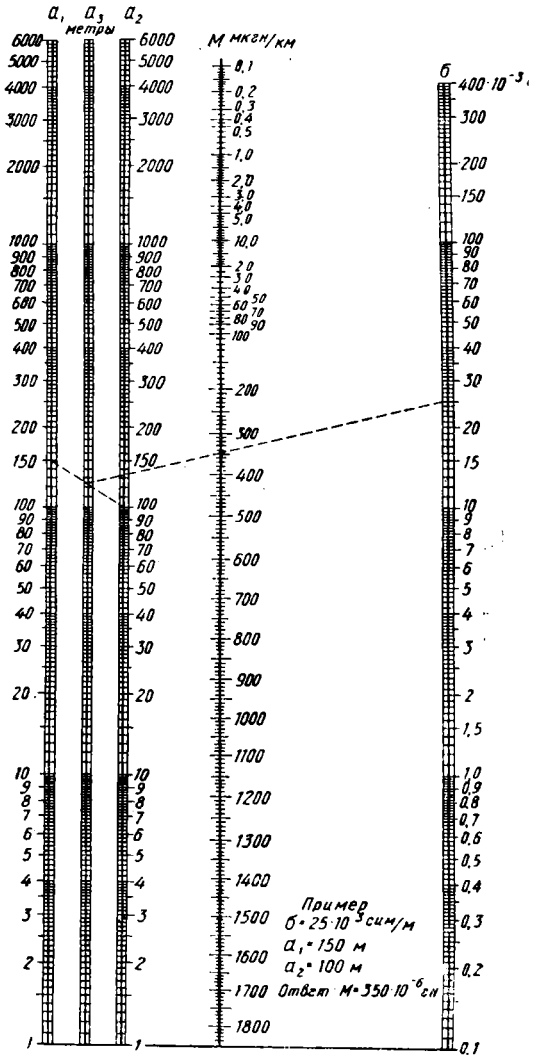
где f — частота влияющего тока в кГц;

σ — проводимость земли в CGS μ ;

η — коэффициент чувствительности телефонной цепи к помехам при 800 гц определяется по табл. 3;

γ_{Ak} — постоянная распространения однопроводной кабельной цепи при 800 гц.

$$\gamma_{Ak} = \sqrt{(R_{Ak} + j\omega L_{Ak})(j\omega C_{Ak})},$$



Фиг. 11. Номограмма для определения коэффициента взаимной индукции между однопроводными цепями при $f = 50$ гц.

где R_{Ak}, L_{Ak}, C_{Ak} — первичные параметры однопроводной цепи (кабельной линии);

γ_{Tk} — постоянная распространения кабельной двухпроводной телефонной цепи, определяемая по формуле

$$\gamma_{TK} = \sqrt{Z_{TK} Y_{TK}} = \\ = \sqrt{(R_{TK} + j\omega L_{TK})(G_{TK} + j\omega C_{TK})}.$$

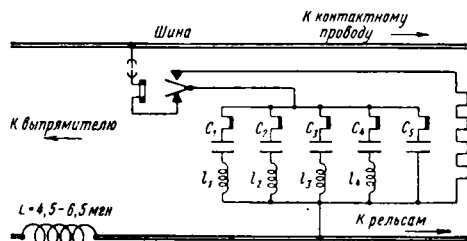
Формулы для определения R_{TK} , L_{TK} , G_{TK} , C_{TK} в зависимости от типа кабеля и цепи см. табл. 3. Значения ω , r_{50} , Y_A и $M(1-A)i$, входящие в формулы (21)—(23), следует определять при частоте $f=50$ гц. В формулах (24)—(34) эти и другие зависящие от частоты значения определяют при частоте $f=800$ гц.

МЕРОПРИЯТИЯ ПО УМЕНЬШЕНИЮ ОПАСНОГО И МЕШАЮЩЕГО ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ВЛИЯНИЯ КОНТАКТНОЙ СЕТИ НА ЦЕПИ СВЯЗИ ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Защитные меры при электрификации железных дорог постоянным током

При электрификации железных дорог по системе постоянного тока защита устройств связи, находящихся в зоне влияния этих дорог, в основном заключается в снижении мешающего влияния, создаваемого контактной сетью электротяги постоянного тока в телефонных и телеграфных цепях линий связи, до допускаемых нормами величин.

К защитным мероприятиям при влиянии электротяги постоянного тока в первую очередь относится установка сглаживающих устройств на тяговых подстанциях (фиг. 12),



Фиг. 12. Схема включения сглаживающего устройства на тяговой подстанции

а также перекладка проводов линии связи с крюков на траверсы, учашение скрещиваний телефонных цепей, отоска воздушной линии связи на 40—50 м от оси пути и частичное её каблирование.

Для защиты от мешающего гальванического влияния на телеграфные цепи приме-

няют включение этих цепей через трансформаторы, выноски заземления телеграфных станций и иногда переустройство однопроводных телеграфных цепей на двухпроводные цепи.

Сглаживающим устройством тяговой подстанции называется установка, состоящая из индуктивностей и ёмкостей, включённых определённым образом, и позволяющая снижать мешающее воздействие переменных составляющих выпрямленного напряжения на цепи связи.

Коэффициентом сглаживания сглаживающего устройства называется отношение эквивалентного мешающего напряжения до сглаживающего устройства к такому же напряжению после него.

В результате действия сглаживающего устройства эквивалентное мешающее напряжение на шинах тяговой подстанции за главным реактором должно быть не выше 0,15% от рабочего выпрямленного напряжения для всего диапазона нагрузок подстанций.

Защитные меры при электрификации железных дорог переменным однофазным током

При защите устройств связи, находящихся в зоне влияния электрифицированных железных дорог однофазного переменного тока, необходимо защищать эти устройства как от опасного влияния контактной сети, так и от её мешающего влияния.

К защитным мероприятиям по уменьшению опасного и мешающего электромагнитного влияния контактной сети электрифицированных железных дорог однофазного переменного тока на цепи связи воздушных и кабельных линий относятся:

- а) относ воздушных линий связи на соответствующее расстояние;
- б) каблирование линий связи с применением обычного кабеля;
- в) каблирование линий связи с применением кабеля, имеющего специальную защитную оболочку;
- г) установка отсасывающих трансформаторов с проводом обратного тока и без него;
- д) подвеска провода обратного напряжения;
- е) применение в телефонных цепях разделительных трансформаторов и дренажных катушек;
- ж) переустройство однопроводных телеграфных цепей на двухпроводные симметричные цепи.

ЛИТЕРАТУРА

1. Лорткипанидзе Б. Г. Сообщения Академии наук Грузинской ССР, т. IX, №4, 1948.
2. Электролиз и коррозия. Связьтехиздат, 1933.
3. Блуждающие токи электрических железных дорог. Труды Научно-исследовательского института электрификации железных дорог НКПС. Вып. VIII. Трансжелдориздат, 1934.
4. Ершов И. М. Защита подземных сооружений от коррозии, вызываемой блуждающими токами. Трансжелдориздат, 1948.
5. Михайлов М. И., Азбукин П. А. Воздушные и кабельные линии связи и их защита. Связьиздат, 1940.
6. Олендорф. Токи в земле 1932.
7. Gibrat. Обобщение методов вычисления утечки тока из канализации в землю. Доклад на всеобщем техническом съезде французского Союза железнодорожного и автомобильного транспорта. Страсбург, 1933.
8. Collet. Аналитическое исследование некоторых проблем блуждающих токов. Технический отчет французского исследовательского центра по дальней связи, 1945.
9. Правила защиты подземных металлических сооружений от коррозии блуждающими токами. Связьиздат, 1940; Энергониздат, 1945; Трансжелдориздат, 1948.

10. Азбукин П. А. Коррозия подземных кабелей и меры борьбы с ней. Гл. IV в учебнике М. И. Михайлов и П. А. Азбукин. «Воздушные и кабельные линии связи и их защита», часть III, Связьиздат, 1940.
11. Ершов И. М. Усиленный дренаж. В сборнике «Новинки по технике связи», Связьиздат, 1941.
12. Лорткипанидзе Б. Г. Распределение токов и потенциалов в рельсах электрических железных дорог постоянного тока при двух тяговых подстанциях и одной сосредоточенной нагрузке между ними. Сообщения АН Грузинской ССР, 1947, т. VIII, № 6.
13. Руководство по защите от электрокоррозии подземных городских телефонных кабелей. ЦНИИС и Телефонное управление Министерства связи, Связьиздат, 1947.
14. Лорткипанидзе Б. Г. Токораспределение в рельсах электрических железных дорог постоянного тока при четырёх тяговых подстанциях и произвольном числе нагрузок между ними. Сообщения АН Грузинской ССР, 1948, т. IX, № 4.
15. Марквард К. Г. Энергоснабжение электрифицированных железных дорог. Трансжелдориздат, 1948.
16. Каплянский А. Е., Полотовский Л. С. Стыковые соединения в рельсовой цепи электрических железных дорог. Труды ЛИИЖТ, вып. 138. Трансжелдориздат, 1948.
17. Азбукин П. А., Власов С. Н. Катодная защита кабелей связи с помощью магниевых электродов. «Вестник связи», 1949, № 1.
18. Кальман В. С. Катодная защита магистрального нефтепровода. «Нефтяное хозяйство», 1949, № 10.
19. Цекун Н. А. Методы определения коррозионного состояния трубопроводов. «Городское хозяйство Москвы», 1950, № 10.
20. Притула В. А. Катодная защита трубопроводов и резервуаров. Гостоптехиздат, 1950.
21. Цекун Н. А. Опыт электрической защиты слабо изолированных трубопроводов. «Нефтяное хозяйство», 1950, № 4.
22. Озерская М. Л. Исследование коррозии подземных металлических сооружений методами электроразведки. Гостоптехиздат, 1950.
23. Лорткипанидзе Б. Г. Метод расчёта электродренажной установки на подстанциях электротяги. Труды Института энергетики АН Грузинской ССР, 1951, т. VI.
24. Цикерман Л. Я. Борьба с коррозией подземных металлических трубопроводов. Гостройиздат, 1951.
25. Жеребин М. И. Содержание пути на участках автоблокировки и электрической тяги. Трансжелдориздат, 1951.
26. Ершов И. М. Промышленные образцы аппаратуры, применяемой при защите металлических сооружений от электрокоррозии. Труды ЦНИИ МПС, вып. 42. Трансжелдориздат, 1951.
27. Ершов И. М. Защита подземных кабелей от электрокоррозии. Трансжелдориздат, 1953.
28. Михайлов М. И., Акуленок В. Н., Марченко А. Ф. Защита междугородных кабелей связи от коррозии. Связьиздат, 1953.
29. Акульшин П. К., Кошечев И. А., Кульбацкий К. Е. Теория связи по проводам. Связьиздат, М., 1940.
30. Михайлов М. И., Азбукин П. А. Воздушные и кабельные линии связи и их защита. Ч. III. Связьиздат, М., 1940.
31. Кулешов В. Н. Теория кабелей связи. Связьиздат, М., 1950.
32. Правила защиты устройств проводной связи от мешающего действия контактной сети электрических железных дорог постоянного тока, Трансжелдориздат, 1948.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ И ЛИНИИ



ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ МЕСТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ МЕСТНЫХ СЕТЕЙ

Определение сечений проводов и кабелей

Сечения проводов и кабелей следует выбирать по экономической плотности тока (табл. 1).

Таблица 1

Экономическая плотность тока $j_э$ а/мм² для
воздушных и кабельных линий

Годовое число часов использования максимальной нагрузки T_{\max}	Воздушные линии		Кабели с медными жилами
	медные провода	алюминиевые провода	
Менее 1 000	2,5	1,5	Не нормируется
1 000—3 000	2,5	1,5	2,5
3 000—5 000	1,75	1,0	2,25
Более 5 000	1,25	0,75	2,0

Если линия имеет несколько нагрузок, приблизительно одинаковых, то при выборе сечения, постоянного по всей длине, экономическую плотность тока для головного участка надо увеличить:

При двух нагрузках на коэффициент увеличения	1,26
» трёх » » » »	1,40
» четырёх » » » »	1,46
» пяти » » » »	1,54
» равномерной нагрузке » »	1,73

Выбранные сечения следует проверить по допустимому току на нагревание.

Определение сопротивлений проводов и кабелей

Для воздушных линий активное сопротивление на 1 км:

$$r_0 = \frac{1\,000}{\gamma_S} \text{ OM/KM}, \quad (1)$$

где γ — удельная проводимость металла, равная для меди $\gamma = 53 \text{ м/ом} \cdot \text{мм}^2$ и для алюминия $\gamma = 32 \text{ м/ом} \cdot \text{мм}^2$.

Реактивное (индуктивное) сопротивление
на 1 км:

$$x_0 = 0,145 \lg \frac{2D_{cp}}{d} + 0,0157 \text{ см/км}, \quad (2)$$

где $D_{cp} = \sqrt[3]{D_{12} D_{23} D_{31}}$ — среднее геометрическое расстояние между осями проводов трёх фаз для любого расположения проводов; при расположении проводов в одной плоскости с расстоянием между ними D имеем $D_{cp} = 1,26 D$,

d — диаметр провода, берущийся из табл. 2—4.

Таблиця 2

Активные и индуктивные сопротивления воздушных линий с алюминиевыми проводами

Марка провода . . .	A-16	A-25	A-35	A-50	A-70	A-95	A-120	A-150	A-185
Активное сопротивление в <i>ом/км</i> . . .	1,96	1,27	0,91	0,63	0,45	0,33	0,27	0,21	0,17
Расчётный диаметр провода в <i>мм</i> . . .	5,1	6,3	7,5	9,0	10,6	12,4	14,0	15,8	17,4
Среднее расстояние между проводами в <i>мм</i>	Индуктивное сопротивление в <i>ом/км</i>								
600	0,358	0,345	0,336	0,325	0,315	0,303	0,297	0,288	0,279
800	0,377	0,363	0,352	0,341	0,331	0,319	0,313	0,305	0,298
1000	0,391	0,377	0,366	0,355	0,345	0,334	0,327	0,319	0,311
1250	0,405	0,390	0,380	0,369	0,359	0,347	0,341	0,333	0,328
1500	—	0,402	0,391	0,380	0,370	0,358	0,352	0,344	0,339
2000	—	0,421	0,410	0,398	0,388	0,377	0,371	0,363	0,355

[illegible]

Таблица 5

Активные и индуктивные сопротивления трёхжильных кабелей с медными секторными жилами

Номинальное сечение жил кабеля в мм ²	Активное сопротивление в ом/км	Номинальное напряжение кабеля в кв			
		6	10	20	35
		Индуктивное сопротивление в ом/км			
10	2,10	0,1000	0,1130	—	—
16	1,32	0,0942	0,1040	—	—
25	0,842	0,0848	0,0942	0,135	—
35	0,602	0,0785	0,0880	0,129	—
50	0,422	0,0755	0,0817	0,119	—
70	0,300	0,0723	0,0785	0,116	0,132
95	0,222	0,0692	0,0755	0,110	0,126
120	0,175	0,0692	0,0755	0,107	0,119
150	0,140	0,0660	0,0723	0,104	0,116
185	0,114	0,0660	0,0692	0,100	0,113
240	0,089	0,0628	0,0692	—	—
300	0,070	0,0628	0,0660	—	—

Таблица 6

Активные и внутренние индуктивные сопротивления стальных однопроволочных проводов в ом/км

Марка провода	Ж-3,5		Ж-4		Ж-5		Ж-6		
	Ток в а	r_0	x_0''	r_0	x_0''	r_0	x_0''	r_0	x_0''
0,5	14,9	1,04	11,5	0,69	—	—	—	—	—
1	15,2	2,27	11,8	1,54	—	—	—	—	—
1,5	15,7	4,24	12,3	2,82	7,9	2,13	—	—	—
2	16,1	6,45	12,5	4,38	8,3	3,58	7,2	3,95	—
3	17,4	9,06	13,4	7,9	9,5	6,45	7,7	5,53	—
4	18,5	11,9	14,3	9,7	10,8	8,1	8,85	7,2	—
5	20,1	14,1	15,5	11,5	12,3	9,7	10,1	8,4	—
6	21,4	16,3	16,5	12,5	13,8	11,2	10,7	9,15	—
7	21,5	16,5	17,3	13,2	15,0	12,3	11,1	9,55	—
8	21,7	16,7	18,0	14,2	15,4	13,3	11,3	9,85	—
9	21,8	16,9	18,1	14,3	15,2	13,1	11,4	9,9	—
10	21,9	17,1	18,1	14,3	14,6	12,4	11,5	10,3	—
15	20,2	18,3	17,3	13,3	13,6	11,4	11,3	10,0	—
20	—	—	—	—	12,7	10,5	11,0	9,7	—
25	—	—	—	—	—	—	10,7	9,2	—

Таблица 7

Активные сопротивления стальных многопроволочных проводов в ом/км

Ток в а	Марка провода					Ток в а	Марка провода				
	ПМС-25, ПС-25	ПМС-35, ПС-35	ПМС-50, ПС-50	ПМС-70, ПС-70	ПМС-95, ПС-95		ПМС-25, ПС-25	ПМС-35, ПС-35	ПМС-50, ПС-50	ПМС-70, ПС-70	ПМС-95, ПС-95
1	5,25	3,66	2,75	1,70	1,55	35	7,10	5,36	3,25	1,79	1,56
1,5	5,25	3,66	2,75	1,70	1,55	40	7,02	5,35	3,40	1,83	1,57
2	5,27	3,66	2,75	1,70	1,55	45	6,92	5,30	3,52	1,88	1,57
3	5,28	3,67	2,75	1,70	1,55	50	6,85	5,25	3,61	1,93	1,58
4	5,30	3,69	2,75	1,70	1,55	60	6,70	5,13	3,69	2,07	1,58
5	5,32	3,70	2,75	1,70	1,55	70	6,60	5,00	3,73	2,21	1,61
6	5,35	3,71	2,75	1,70	1,55	80	6,50	4,89	3,70	2,27	1,63
7	5,37	3,73	2,75	1,70	1,55	90	6,40	4,78	3,68	2,29	1,67
8	5,40	3,75	2,76	1,70	1,55	100	6,32	4,71	3,65	2,33	1,71
9	5,45	3,77	2,77	1,70	1,55	125	—	4,60	3,58	2,33	1,83
10	5,50	3,80	2,78	1,70	1,55	150	—	4,47	3,50	2,38	1,87
15	5,97	4,02	2,80	1,70	1,55	175	—	—	3,45	2,23	1,89
20	6,70	4,40	2,85	1,72	1,55	200	—	—	—	2,19	1,83
25	6,97	4,89	2,95	1,74	1,55						
30	7,10	5,21	3,10	1,77	1,56						

Таблица 8

Омические (для постоянного тока) и внешние индуктивные сопротивления воздушных линий со стальными проводами

Марка провода . . .	Ж-3,5	Ж-4	Ж-5	Ж-6	ПС-25, ПМС-25	ПС-35, ПМС-35	ПС-50, ПМС-50	ПС-70, ПМС-70	ПС-95, ПМС-95
Омическое сопротивление r_0 в ом/км .	14,30	10,95	7,04	4,88					
Расчётный диаметр провода d в мм . .	3,5	4	5	6	5,6	7,8	9,2	11,5	12,6
Среднее геометрическое расстояние между проводами D в мм	Внешнее индуктивное сопротивление x_0' в ом/км								
400	0,341	0,332	0,318	0,307	0,311	0,290	0,281	—	—
600	0,368	0,359	0,345	0,334	0,336	0,317	0,308	0,295	—
800	0,384	0,375	0,361	0,350	0,354	0,333	0,324	0,311	0,303
1 000	0,398	0,389	0,375	0,364	0,368	0,347	0,338	0,325	0,317
1 250	—	0,403	0,389	0,378	0,381	0,361	0,352	0,339	0,331
1 500	—	0,414	0,400	0,389	0,393	0,372	0,363	0,350	0,342
2 000	—	—	—	—	0,412	0,391	0,382	0,369	0,361
2 500	—	—	—	—	0,426	0,405	0,396	0,383	0,375
3 000	—	—	—	—	0,437	0,416	0,406	0,394	0,386

Для линий со стальными проводами. Потеря напряжения определяется по формуле

$$\Delta U = \sqrt{3} \left[\sum_1^n I_m \cos \varphi_m r_0 l_m + \sum_1^n I_m \sin \varphi_m (x'_0 + x''_0) l_m \right] = \frac{\sum_1^n P_m r_0 l_m + \sum_1^n Q_m (x'_0 + x''_0) l_m}{U_n [\kappa\theta]}, \quad (8)$$

где x'_0 — внешняя индуктивность стальных проводов (табл. 8);

x''_0 — внутренняя индуктивность стальных проводов (табл. 6 или 9).

Определение сечений проводов разомкнутых магистралей с несколькими нагрузками

Сечения проводов можно определять по допустимым потерям напряжения с последующей проверкой экономической плотности тока.

Определение сечения постоянного по всей длине магистрали

а) определяют

$$\Delta U_{\text{доп}} = \frac{\Delta U_{\text{доп}} \% U_n}{100};$$

б) задаются средним значением x_0 , например, для воздушных линий 0,35 ом/км, а для кабелей 0,07 ом/км;

в) подсчитывают реактивную часть потери напряжения

$$\Delta U_r = \sqrt{3} x_0 \sum_1^n I_m L_m = \frac{x_0 \sum_1^n Q_m L_m}{U_n [\kappa\theta]}; \quad (9)$$

г) находят допустимую величину потери напряжения в активных сопротивлениях

$$\Delta U_{a \text{ доп}} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_r;$$

д) определяют сечение провода по формуле

$$s = \frac{\sqrt{3}}{\gamma \Delta U_{a \text{ доп}}} \sum_1^n I_{am} l_m = \frac{\sum_1^n P_m l_m}{\gamma \Delta U_{a \text{ доп}} U_n [\kappa\theta]} \quad (10)$$

и округляют полученное сечение провода до стандартного.

Определение сечений проводов в разомкнутой линии с несколькими нагрузками по условию минимума затраты цветного металла

Пункты «а» — «в», как выше изложено; г) определяют при нагрузках, заданных токами

$$k_l = \frac{\sqrt{3} \sum_1^n \sqrt{I_{am} l_m}}{\gamma \Delta U_{a \text{ доп}}} \quad (11)$$

и при нагрузках, заданных мощностями

$$k_p = \frac{\sum_1^n \sqrt{P_m l_m}}{\gamma \Delta U_{a \text{ доп}} U_n}; \quad (12)$$

д) находят

$$s_1 = k_l \sqrt{I_{a1}} = k_p \sqrt{P_1};$$

$$s_2 = k_l \sqrt{I_{a2}} = k_p \sqrt{P_2}$$

и т. д. и округляют найденные сечения проводов до стандартных, причём на головных участках в большую сторону, а на конечных — в меньшую.

Определение сечений проводов в линиях с двусторонним питанием

Принимаем предварительное условие: равенство напряжений питательных пунктов и постоянство сечения по всей магистрали.

Определяем ток или мощность, вытекающую из одного какого-либо питательного пункта, например из А (фиг. 2):

$$\begin{aligned} \dot{I}_A &= \frac{\sum_{\kappa=1}^{\kappa=n} i_{\kappa} l_{\kappa B}}{l_{AB}} = \frac{\sum_{\kappa=1}^{\kappa=n} (i_a - j i_r) l_{\kappa B}}{l_{AB}} = \\ &= \frac{\sum_{\kappa=1}^{\kappa=n} i_a l_{\kappa B}}{l_{AB}} - j \frac{\sum_{\kappa=1}^{\kappa=n} i_r l_{\kappa B}}{l_{AB}}, \quad (13) \end{aligned}$$



Фиг. 2. Схема магистрали с двусторонним питанием

или

$$\begin{aligned} \dot{W}_A &= \frac{\sum_1^n \dot{w}_{\kappa} l_{\kappa B}}{l_{AB}} = \frac{\sum_1^n (p - j q) l_{\kappa B}}{l_{AB}} = \\ &= \frac{\sum p_{\kappa} l_{\kappa B}}{l_{AB}} - j \frac{\sum q_{\kappa} l_{\kappa B}}{l_{AB}} = P_A - j Q_A. \quad (14) \end{aligned}$$

Токи или мощности остальных участков определяем так

$$\dot{I}_{12} = (I_{aA} - i_{a1}) - j (I_{rA} - i_{r1}),$$

или

$$\dot{W}_{12} = (P_A - p_1) - j (Q_A - q_1).$$

На других участках аналогично.

Найдя точку токораздела (например точку 3), разрезаем мысленно магистраль в этой точке и определяем сечение по правилам расчёта магистрали с односторонним питанием по максимальной допустимой потере напряжения.

Если заданы различные напряжения пунктов A и B , то вычислим уравнильный ток

$$I_y = \frac{U_A - U_B}{\sqrt{3} Z_{AB}} = \frac{U_A - U_B}{\sqrt{3} (R_{AB} + jX_{AB})}, \quad (15)$$

или уравнильную мощность

$$\dot{W}_y = \frac{(U_A - U_B) U_{ном}}{(R_{AB} + jX_{AB})} \quad (16)$$

и накладываем их на ранее найденное распределение. Точка токораздела может переместиться, а падение напряжения увеличится. Чтобы остаться при прежнем падении напряжения, может потребоваться увеличение сечения.

Далее надо проверить магистраль на аварийный режим. Для этого надо отключить головной участок с наибольшей нагрузкой и определить потерю напряжения, как в магистрали с однородным сечением.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Общие указания

Линии электропередачи (согласно ГОСТ 721—41) могут иметь номинальное напряжение 110, 154, 220 и 400 кВ.

По своему назначению они разделяются на транзитные и магистральные (с несколькими нагрузками по длине).

Расчёт этих линий отличается следующими особенностями:

а) повысительные и понизительные трансформаторы рассматриваются как составные части электропередачи и входят в её расчёт;

б) выбор сечения проводов ограничивается тем минимальным значением, при котором не возникает утечки зарядов через воздух (явление короны);

в) при расчёте необходимо учитывать ёмкость проводов;

г) для поддержания допустимых колебаний напряжения приходится, как правило, применять особые мероприятия для регулирования напряжения;

д) кроме того, для линий, соединяющих между собой электрические станции, необходим расчёт электропередачи на устойчивость работы генераторов станций.

Определение постоянных трансформаторов

В расчётах электропередач трансформаторы заменяют эквивалентными Г-образными схемами (фиг. 3) и сопротивления, общие для обеих обмоток, вычисляют по следующим формулам.

Двухобмоточные трансформаторы

Активное сопротивление

$$R_m = \frac{\Delta P_m [\text{квт}] U_{\text{кв}}^2 10^3}{W_n^2 [\text{кВа}]} \text{ ом.} \quad (1)$$

Реактивное сопротивление

$$X_m = \frac{10 U_r \% U_{\text{кв}}^2}{W_n [\text{кВа}]} \text{ ом,} \quad (2)$$

где ΔP_m — потери в меди, приравненные ΔP_k вт;

Реактивное падение напряжения в трансформаторе в %

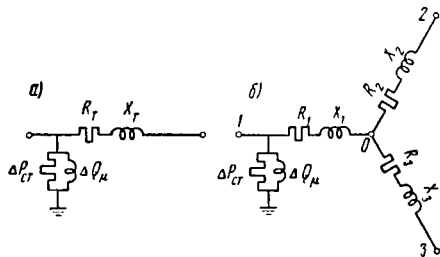
$$U_r \% = \sqrt{(U_k \%)^2 - (U_a \%)^2}; \quad (3)$$

$U_k \%$ — напряжение короткого замыкания трансформатора в %

$$U_k \% \approx \frac{\Delta P_k 100}{W_n}; \quad (4)$$

U — напряжение основного вывода трансформатора в кВ;

W_n — номинальная мощность трансформатора в кВа.



Фиг. 3. Схемы трансформаторов: а — двух-обмоточного, б — трёхобмоточного

Для крупных трансформаторов берут

$$U_r \% = U_k \%.$$

Реактивная мощность трансформатора для его намагничивания определяется по значению холостого тока, выраженного в процентах

$$Q_m = \frac{I_0 \%}{100} W_n. \quad (5)$$

Активные потери в стали трансформаторов, возникающие от гистерезиса и вихревых токов, определяются по мощности холостого хода трансформатора

$$P_{ст} = P_{xx}.$$

Трёхобмоточные трансформаторы

Активные сопротивления: 1) при соотношении мощностей обмоток высшего, среднего и низшего напряжений 100/100/100%

$$R_1 = R_2 = R_3 = 0,5R,$$

где

$$R = \frac{\Delta P_m U^2 10^3}{W_n^2} \text{ ом} \quad (6)$$

и ΔP_m — потери в меди (примерно равные максимальным потерям короткого замыкания) при номинальной нагрузке обмотки высшего напряжения;

2) при соотношении мощностей обмоток 100/100/66,7%

$$R_1 = R_2 = 0,5; \quad R_3 = 0,75R;$$

3) при соотношении мощностей обмоток 100/66,7/100%

$$R_1 = R_3 = 0,5R; \quad R_2 = 0,75R;$$

4) при соотношении мощностей обмоток 100/66,7/66,7%

$$R_1 = \frac{R}{1,83}; \quad R_2 = R_3 = 1,5R_1.$$

Таблица 10

Характеристики трёхфазных двухобмоточных трансформаторов (согласно ГОСТ 401—41)

Номинальная мощность кВа	Верхний предел номинального напряжения обмоток		Потери		Номинальная мощность кВа	Ток холостого хода в процентах от номинального тока		Изменения напряжения при номинальной нагрузке и $\cos \varphi = 1$		Напряжение короткого замыкания в процентах от номинального напряжения		Ток холостого хода в процентах от номинального тока
	Высшего напряжения кВ	Нижнего напряжения кВ	Холостого хода при номинальной нагрузке вт	Короткого замыкания при номинальной нагрузке вт		Высшего кВ	Нижнего кВ	%	%	н	н	
5	6,3	0,400	60	185	750	10	0,525	3,8	95,33	4 100	11 900	6
10	6,3	0,400	105	335	1 000	10	6,3	3,45	95,79	4 900	15 000	5,5
20	6,3	0,400	180	600	1 350	10	6,3	3,1	96,25	6 000	19 500	5,5
30	6,3	0,400	250	850	1 800	10	6,3	2,95	96,46	8 000	24 000	4,5
50	6,3	0,525	350	1 325	2 400	10	6,3	2,75	96,75	9 200	31 500	4,5
75	6,3	0,525	480	1 875	3 200	10	6,3	2,6	96,94	10 000	31 500	5
100	6,3	0,525	600	2 400	4 200	10	6,3	2,5	97,09	11 000	37 000	4
135	6,3	0,525	830	3 070	5 600	10	6,3	2,4	97,19	18 000	56 000	4,5
180	6,3	0,525	1 000	3 150	7 500	10	6,3	2,46	97,02	25 000	75 000	4,5
240	6,3	0,525	1 400	4 900	10 000	10	6,3	2,35	97,30	33 000	77 000	3,5
320	6,3	0,525	1 600	5 100	15 000	10	6,3	2,25	97,28	39 000	122 000	3,5
420	6,3	0,525	2 100	7 700	20 000	10	6,3	2,05	97,41	48 000	148 000	2,5
560	6,3	0,525	2 500	9 400	31 500	10	6,3	1,96	97,72	60 000	163 000	3
	10,5	0,525	3 350	9 400	31 500	10	6,3	1,8	97,77	73 000	180 000	2,2
	10,5	0,525	3 350	9 400	31 500	10	6,3	1,85	97,77	86 000	200 000	2,7

Таблица 11

Характеристики однофазных двухобмоточных трансформаторов
(по ГОСТ 401—41)

Номинальная мощность в <i>кВа</i>	Верхний предел номинальных напряжений обмоток в <i>кВ</i>		Потери в <i>кВт</i>		Номинальный к. п. д. в %	Изменение напряжения при номинальной нагрузке и $\cos\varphi_{\Sigma}=1$ в %	Напряжение короткого замыкания в процентах от номинального напряжения	Ток холостого хода в процентах от номинального тока	Номинальная мощность в <i>кВа</i>
	ВН	НН	холостого хода при номинальном напряжении	короткого замыкания при номинальном напряжении					
600	35	6,6	3,2	9,5	97,93	1,79	6,5	5,5	600
1 067	35	6,6	5	14,5	98,20	1,59	7	5	1 067
1 867	35	6,6	7,3	22	98,45	1,45	7,5	4,5	1 867
3 333	38,5	11	11	33	98,70	1,50	8	4,5	3 333
5 000	38,5	11	14	45	98,83	1,18	8	4	5 000
	110	11	18	47	98,62	1,49	10,5	4	
6 667	38,5	11	17	53,5	98,95	1,08	8	3,5	6 667
	121	11	24	56	98,81	1,39	10,5	3,5	
10 500	38,5	11	23,5	77	99,05	1,01	7,5	3,3	10 500
	121	38,5	29,5	81,5	98,96	1,33	10,5	3,3	
13 500	121	38,5	33,5	98,5	99,03	1,28	10,5	3,3	13 500
20 000	121	38,5	47	129	99,13	1,20	10,5	2,85	20 000
30 000	121	10,5	66	172	99,21	1,12	10,5	2,5	30 000
40 000	121	15,75	84	216	99,25	1,09	10,5	2,5	40 000

Примечание. Для определения потерь в трёхфазной группе указанные в таблице потери следует умножить на 3.

Таблица 12

Характеристика трёхфазных трёхобмоточных трансформаторов
(по ГОСТ 401—41)

Номинальная мощность в <i>кВа</i>	Условные обозначения	Верхний предел номинального напряжения обмоток в <i>кВ</i>			Потери в <i>кВт</i>		Коэффициент полезного действия, соответствующий максимальным потерям и $\cos\varphi_{\Sigma}=1$ в %	Ток холостого хода в процентах от номинального тока	Номинальная мощность в <i>кВа</i>
		ВН	СН	НН	холостого хода при номинальном напряжении	короткого замыкания максимальные при номинальной нагрузке обмотки ВН			
5 600	I	121	38,5	11	30	69,5	93,25	5	5 000
	II	121	38,5	11	29	69,5	98,25		
	III	121	38,5	11	29	61	98,4		
7 500	I	121	38,5	11	35	82	98,42	4,6	7 500
	II	121	38,5	11	35,5	81,5	98,42		
	III	121	38,5	11	35,5	71	98,6		
10 000	I	121	38,5	11	45	97	98,6	4,4	10 000
	II	121	38,5	11	43	97	98,6		
	III	121	38,5	11	43	89	98,7		
15 000	I	121	38,5	11	63	132	98,72	4	15 000
	II	121	11,0	10,5	63	132	98,72		
	III	121	6,6	6,3	63	132	98,72		
20 000	I	121	38,5	11	59	132	98,74	3,5	20 000
	II	121	38,5	11	59	120	98,82		
	III	121	38,5	11	76	163	98,85		
31 500	I	121	11,0	10,5	76	163	98,85	3	31 500
	II	121	6,6	6,3	76	163	98,85		
	III	121	38,5	11	75	163	98,85		
	I	121	38,5	11	110	233	98,94		
	II	121	38,5	11	105	233	98,94		
	III	121	38,5	11	105	203	99,03		
	I	110	11,0	6,6	110	233	98,94		

Реактивные сопротивления отдельных лучей схемы определяют по напряжениям короткого замыкания между обмотками, которые для трансформаторов 110/35/10 — 6 *кВ* могут быть в двух вариантах.

Вариант	ВН—СН $U_{\kappa 1}, \%$	ВН—НН $U_{\kappa 1}, \%$	СН—НН $U_{\kappa 1}, \%$
1	17	10,5	6
2	10,5	17	6

Напряжения короткого замыкания между обмотками указаны в %.

Таблица

Соотношение мощностей обмоток и напряжения короткого замыкания трёхобмоточных трансформаторов

Условные обозначения	Номинальная мощность обмоток в процентах от номинальной мощности трансформатора			Напряжение короткого замыкания в процентах между обмотками			Условные обозначения	Номинальная мощность обмоток в процентах от номинальной мощности трансформатора			Напряжение короткого замыкания в процентах между обмотками		
	обмотка ВН	обмотка СН	обмотка НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН		обмотка ВН	обмотка СН	обмотка НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
I	100	100	100	17	10,5	6	I	100	100	66,7	17	10,5	6
II	100	100	100	10,5	17	6	II	100	100	66,7	10,5	17	6
III	100	66,7	100	17	10,5	6	III	100	66,7	66,7	17	10,5	6
III	100	66,7	100	10,5	17	6	III	100	66,7	66,7	10,5	17	6

Таблица 14

Характеристики однофазных трёхобмоточных трансформаторов

Номинальная мощность в кВ	Условные обозначения табл. П-3	Верхний предел номинального напряжения обмоток в кВ			Потери в кет		Коэффициент полезного действия, соответствующий максимальным потерям и $\cos \varphi_2 = 1$ в %	Ток холостого хода в процентах от номинального тока	Номинальная мощность в кВ
		ВН	СН	НН	холостого хода при номинальном напряжении	короткого замыкания максимальные при номинальной нагрузке обмоток ВН			
5 000	I	121	38,5	11	20,5	54,5	98,52	4,2	5 000
	II	121	38,5	11	20,5	54,5	98,52		
	III	121	38,5	11	20,5	48,5	98,64		
	I	121	38,5	11	27	66	98,63		
6 667	I	121	11,0	10,5	27	66	98,63	4	6 667
	II	121	6,6	6,3	27	66	98,63		
	III	121	38,5	11	25	66	98,63		
	I	121	38,5	11	25	59	98,75		
10 500	I	121	3,5	11	35,5	96,5	98,76	36	10 500
	II	121	11,0	10,5	35,5	96,5	98,76		
	III	121	6,6	6,3	35,5	96,5	98,76		
	I	121	38,5	11	32,5	96,5	98,79		
13 500	I	121	38,5	11	32,5	87	98,88	3	13 500
	II	121	38,5	11	41	116	98,85		
	III	121	38,5	11	38,5	116	98,87		
	I	121	38,5	11	38,5	103,5	98,96		
20 000	I	100	11,0	6,6	41	116	98,85	3	20 000
	II	121	38,5	11	59	147	98,98		
	III	121	38,5	11	55	147	99,00		
	I	121	38,5	11	55	131	99,08		
40 000	I	121	38,5	15,75	100	248	99,14	2,6	40 000
	II	121	38,5	15,75	93	248	99,15		
	III	121	38,5	15,75	93	220	99,22		
	I	121	38,5	15,75	93	220	99,22		

Таблица 15

Ответвления понизительных и повысительных трансформаторов (согласно ГОСТ 401—41)

Ответвления обмоток	Обмотки ВН двухобмоточных и трёхобмоточных трансформаторов												Обмотки СН трёх- обмоточ- ных транс- формато- ров пони- зительных и повыси- тельных		
	принимающих энергию от генераторов или от сети											отдающих энергию в сеть			
+5%	0,4	0,525	2,2	3,15	6,3	6,6	10,5	11	33	36,75	115,5	40,4	127,05	36,2	40,4
+2,5%	—	—	—	—	—	—	—	10,75	—	35,87	112,75	39,46	124,02	35,36	39,46
Номинальное . . .	0,38	0,5	2,1	3	6,0	6,3	10	10,50	31,5	35	110	38,5	121	34,5	38,5
-2,5%	—	—	—	—	—	—	—	10,25	—	34,13	107,25	37,54	117,93	33,44	37,54
-5%	0,36	0,475	2,0	-2,85	5,7	6,0	9,5	10	30	33,25	104,5	36,6	114,95	32,78	36,6

Сначала вычисляют

$$U_{\kappa_1} \% = \frac{U_{\kappa_{11}} \% + U_{\kappa_{12}} \% - U_{\kappa_{22}} \%}{2}$$

и затем находят

$$U_{\kappa_2} \% = U_{\kappa_{11}} \% - U_{\kappa_1} \%;$$

$$U_{\kappa_1} \% = U_{\kappa_{12}} \% - U_{\kappa_1} \%,$$

после чего определяют

$$\left. \begin{aligned} X_1 &= \frac{10U_{\kappa_1 \%} U^2}{W_H} \text{ ом}; \\ X_2 &= \frac{10U_{\kappa_2 \%} U^2}{W_H} \text{ ом}; \\ X_3 &= \frac{10U_{\kappa_3 \%} U^2}{W_H} \text{ ом}. \end{aligned} \right\} \quad (7)$$

В табл. 10—15 приведены выдержки из ГОСТ 401—41 на трансформаторы, необходимые для расчётов сетей с трансформаторами.

Наименьшие сечения проводов при отсутствии активной проводимости

При напряжении, называемом критическим, возникает утечка зарядов с проводов электропередачи вследствие проводимости воздуха (явление короны). Чтобы критическое напряжение было выше рабочего, провода должны иметь диаметр не меньше определённой величины, выбираемый по табл. 16 в зависимости от рабочего напряжения.

При плохой погоде (дождь, туман, снегопад) при указанных сечениях может возникнуть явление короны, что можно считать допустимым, если число дней в году с такой погодой невелико.

Определение реактивной (ёмкостной) проводимости линии

Реактивную (ёмкостную) проводимость провода сечением *s* мм² подсчитывают по формулам

Таблица 16
Наименьшее сечение проводов, при которых не возникает явления короны при хорошей погоде

Рабочее напряжение в кВ	Расстояние между проводами <i>D</i> в см	Расчётный диаметр провода <i>d</i> в см	Марка провода
110	400	1,06	М-70
110	400	1,16	А-С70
154	550	1,52	АС-120
220	700	2,52	АСУ-300

для 1 км

$$b_0 = \frac{7,58}{2D_{cp}} 10^{-6} (\text{ом/км})^{-1}$$
$$\lg \frac{1}{d}$$

и для *l* км

$$B = b_0 l [\text{ом}]^{-1}.$$

(8)

Реактивную ёмкостную мощность линии определяют по формуле

$$Q_{\theta_0} = U_{\kappa}^2 b_0 l 10^{-3} \text{ квар.}$$

(9)

В табл. 17—18 даны реактивные ёмкостные проводимости воздушных линий с медными и стале-алюминиевыми проводами, а в табл. 19—трёхфазных кабелей с медными секторными жилами.

Таблица 17
Реактивная ёмкостная проводимость воздушных линий с медными проводами

Марка провода	М-70	М-95	М-120	М-150	М-185	М-240	М-300
Среднее геометрическое расстояние между проводами в мм	Ёмкостная проводимость в сим/км						
3 000	2,76·10 ⁻⁶	2,83·10 ⁻⁶	2,89·10 ⁻⁶	2,95·10 ⁻⁶	3,00·10 ⁻⁶	3,06·10 ⁻⁶	3,12·10 ⁻⁶
3 500	2,69·10 ⁻⁶	2,76·10 ⁻⁶	2,82·10 ⁻⁶	2,88·10 ⁻⁶	2,92·10 ⁻⁶	2,98·10 ⁻⁶	3,04·10 ⁻⁶
4 000	2,64·10 ⁻⁶	2,71·10 ⁻⁶	2,76·10 ⁻⁶	2,80·10 ⁻⁶	2,86·10 ⁻⁶	2,92·10 ⁻⁶	2,97·10 ⁻⁶
4 500	2,59·10 ⁻⁶	2,65·10 ⁻⁶	2,69·10 ⁻⁶	2,76·10 ⁻⁶	2,80·10 ⁻⁶	2,86·10 ⁻⁶	2,92·10 ⁻⁶
5 000	2,55·10 ⁻⁶	2,61·10 ⁻⁶	2,65·10 ⁻⁶	2,71·10 ⁻⁶	2,76·10 ⁻⁶	2,81·10 ⁻⁶	2,86·10 ⁻⁶
5 500	2,51·10 ⁻⁶	2,57·10 ⁻⁶	2,62·10 ⁻⁶	2,68·10 ⁻⁶	2,71·10 ⁻⁶	2,77·10 ⁻⁶	2,82·10 ⁻⁶
6 000	2,48·10 ⁻⁶	2,53·10 ⁻⁶	2,58·10 ⁻⁶	2,64·10 ⁻⁶	2,68·10 ⁻⁶	2,73·10 ⁻⁶	2,78·10 ⁻⁶

Таблица 18

Реактивная ёмкостная проводимость воздушных линий со стале-алюминиевыми проводами

Марка провода	АС-70	АС-95	АС-120	АС-150	АС-185	АС-240	АСУ-300	АСУ-400
Среднее геометрическое расстояние между проводами в мм	Ёмкостная проводимость в сим/км							
3 000	2,79·10 ⁻⁶	2,87·10 ⁻⁶	2,92·10 ⁻⁶	2,97·10 ⁻⁶	3,03·10 ⁻⁶	3,10·10 ⁻⁶	—	—
3 500	2,73·10 ⁻⁶	2,81·10 ⁻⁶	2,85·10 ⁻⁶	2,90·10 ⁻⁶	2,96·10 ⁻⁶	3,02·10 ⁻⁶	—	—
4 000	2,63·10 ⁻⁶	2,75·10 ⁻⁶	2,79·10 ⁻⁶	2,85·10 ⁻⁶	2,90·10 ⁻⁶	2,96·10 ⁻⁶	—	—
4 500	2,62·10 ⁻⁶	2,69·10 ⁻⁶	2,74·10 ⁻⁶	2,79·10 ⁻⁶	2,84·10 ⁻⁶	2,89·10 ⁻⁶	—	—
5 000	2,58·10 ⁻⁶	2,65·10 ⁻⁶	2,69·10 ⁻⁶	2,74·10 ⁻⁶	2,82·10 ⁻⁶	2,85·10 ⁻⁶	—	—
5 500	2,54·10 ⁻⁶	2,61·10 ⁻⁶	2,67·10 ⁻⁶	2,70·10 ⁻⁶	2,74·10 ⁻⁶	2,80·10 ⁻⁶	2,88·10 ⁻⁶	2,95·10 ⁻⁶
6 000	—	—	—	—	—	2,76·10 ⁻⁶	2,84·10 ⁻⁶	2,91·10 ⁻⁶
6 500	—	—	—	—	—	—	2,80·10 ⁻⁶	2,87·10 ⁻⁶
7 000	—	—	—	—	—	—	2,77·10 ⁻⁶	2,83·10 ⁻⁶
7 500	—	—	—	—	—	—	2,73·10 ⁻⁶	2,80·10 ⁻⁶
8 000	—	—	—	—	—	—	2,70·10 ⁻⁶	2,77·10 ⁻⁶
8 500	—	—	—	—	—	—	2,68·10 ⁻⁶	2,75·10 ⁻⁶
9 000	—	—	—	—	—	—	2,65·10 ⁻⁶	2,72·10 ⁻⁶

Таблица 19

Реактивные ёмкостные проводимости трёхжильных кабелей с медными секторными жилами

Номинальное сечение жил кабеля в мм ²	Номинальное напряжение кабеля			
	6 кВ	10 кВ	20 кВ	35 кВ
	Ёмкостная проводимость в см/км			
10	60·10 ⁻⁶	50·10 ⁻⁶	—	—
16	69·10 ⁻⁶	57·10 ⁻⁶	—	—
25	91·10 ⁻⁶	72·10 ⁻⁶	57·10 ⁻⁶	—
35	104·10 ⁻⁶	82·10 ⁻⁶	63·10 ⁻⁶	—
50	119·10 ⁻⁶	94·10 ⁻⁶	72·10 ⁻⁶	—
70	141·10 ⁻⁶	100·10 ⁻⁶	82·10 ⁻⁶	63·10 ⁻⁶
95	163·10 ⁻⁶	119·10 ⁻⁶	91·10 ⁻⁶	68·10 ⁻⁶
120	179·10 ⁻⁶	132·10 ⁻⁶	97·10 ⁻⁶	72·10 ⁻⁶
150	202·10 ⁻⁶	144·10 ⁻⁶	107·10 ⁻⁶	79·10 ⁻⁶
185	229·10 ⁻⁶	163·10 ⁻⁶	116·10 ⁻⁶	85·10 ⁻⁶
240	257·10 ⁻⁶	182·10 ⁻⁶	—	—
300	—	—	—	—

Расчёт транзитных электропередач

Расчёт транзитных ЭП напряжением 110, 154, 220 кВ можно производить с достаточной для практики точностью методом определения мощностей по звеньям схемы замещения и подсчётом потерь мощности напряжения и в этих звеньях.

Расчёт производится последовательно с конца ЭП или с начала в зависимости от заданных исходных величин.

Предварительно составляется схема замещения ЭП и определяются все её параметры.

Формулы, применяемые при расчёте звена электропередачи (фиг. 4).

При расчёте — от начала линии к приёмному концу. Мощность, протекающая в начале звена,

$$\dot{W}_n = P_n - jQ_n \text{ кВА.}$$

Напряжение в начале звена U_1 кВ.

R и X — активное и реактивное сопротивление звена.

Продольное падение напряжения в звене

$$\Delta U = \frac{(P_n R + Q_n X)}{U_n} \text{ в.} \quad (10)$$

Поперечное падение напряжения в звене

$$\delta U = \frac{(P_n X - Q_n R)}{U_n} \text{ в.} \quad (11)$$

Напряжение в конце звена

$$U_k = (U_n - \Delta U) + \frac{1}{2} \frac{\delta U^2}{U_n - \Delta U}. \quad (12)$$

Активные и реактивные потери мощности в звене

$$\Delta P = \frac{(P_n^2 + Q_n^2) R 10^{-3}}{U_n^2} \text{ кВт;} \quad (13)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_n^2 + Q_n^2) X 10^{-3}}{U_n^2} \text{ квар.} \quad (14)$$

Мощность в конце звена

$$W_k = (P_n - \Delta P) - j(Q_n - \Delta Q). \quad (15)$$

При расчёте от конца линии к началу, в сторону источника питания. Заданными являются мощность в конце звена $W_k = P_k - jQ_k$ и напряжение U_k .

Определяют продольное падение напряжения

$$\Delta U = \frac{(P_k R + Q_k X)}{U_k} \text{ в} \quad (16)$$

и поперечное падение напряжения

$$\delta U = \frac{(P_k X - Q_k R)}{U_k} \text{ в.} \quad (17)$$

Напряжение в начале звена

$$U_n = (U_k + \Delta U) + \frac{1}{2} \frac{\delta U^2}{U_k + \Delta U}. \quad (18)$$

Потери мощности в звене

$$\Delta P = \frac{(P_k^2 + Q_k^2) R 10^{-3}}{U_k^2} \text{ кВт;} \quad (19)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_k^2 + Q_k^2) X 10^{-3}}{U_k^2} \text{ квар.} \quad (20)$$

Мощность в начале звена

$$\dot{W}_n = (P_k + \Delta P) - j(Q_k + \Delta Q). \quad (21)$$

При переходе от одного звена к другому последующему, надо алгебраически вычитать, мощности параллельных цепей, а при переходе к предыдущему звену прикладывать эти мощности.

При расчёте ЭП надо определить режим работы генератора.

Для полного использования оборудования электростанции генераторы должны работать при их номинальных коэффициентах мощности.

Если генераторы работают с коэффициентом мощности, отличающимся от номинального, то их кажущаяся мощность в кВА снижается согласно данным табл. 20.

Соответствующую активную мощность генераторов определяют умножением величины номинальной кажущейся мощности в кВА на соответствующие коэффициенты мощности и на коэффициенты, приведённые в табл. 20.

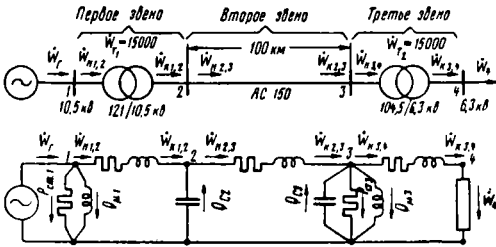
Например, при $\cos \varphi = 0,7$ генератор мощностью в 25 тыс. кВт даст активную мощность

$$P = 31,25 \cdot 0,7 \cdot 0,92 = 20\,100 \text{ кВт.}$$

Пример. Рассчитать электропередачу номинального напряжения 110 кВ с нагрузкой на конце 15 000 кВА при $\cos \varphi = 0,85$ длиной 100 км. Трансформаторы и принятое напряжение на зажимах указаны на чертеже (фиг. 5). Часы использования максимальной нагрузки $T = 5\,000$ час. Провода марки АС. Определение постоянных трансформаторов по табл. 10 и формулам (1) и (2):

$$R_{m1} = \frac{133 \cdot 121^2 \cdot 10^3}{15\,000^2} = 8,7 \text{ Ом;}$$

$$X_{m_1} = \frac{10 \cdot 10,5 \cdot 121^2}{15\,000} = 103 \text{ ом};$$
$$R_{m_1} = \frac{133 \cdot 105^2 \cdot 10^3}{15\,000} = 6,5 \text{ ом};$$
$$X_{m_2} = \frac{10 \cdot 10,5 \cdot 105^2}{15\,000} = 77,5 \text{ ом};$$
$$P_{см} = 50 \text{ кВт};$$
$$Q_{\mu} = \frac{3,5}{100} \cdot 15\,000 = 525 \text{ кват.}$$



Фиг. 5. Пример электропередачи и её схемы замещения

Определение сечения проводов. Нагрузка провода по номинальному напряжению

$$I = \frac{15\,000}{\sqrt{3} \cdot 100} = 79 \text{ а.}$$

Экономическое сечение провода

$$S = \frac{I}{i_s} = \frac{79}{0,75} = 105 \sim \text{АС-120 мм}^2.$$

По табл. 13 $r_0 = 0,27 \text{ ом/км}$ и $x_0 = 0,41 \text{ ом/км}$ при $D = 4\,000 \text{ мм}$. Сопротивление всей линии $R_{II} = 27 \text{ ом}$, $X_{II} = 41 \text{ ом}$. Ёмкостная проводимость линии согласно табл. 8:

$$B = 2,79 \cdot 10^{-6} \cdot 100 = 279 \cdot 10^{-6} \text{ ом}^{-1}.$$

Расчёт ведём по звеньям, начиная с конца:

$$W_4 = 15\,000 \cdot 0,85 - j\,15\,000 \cdot 0,53 = 12\,700 - j\,7\,900 \text{ ква.}$$

Падения напряжения по формулам (16) и (17):

$$\Delta U_{3,4} = \frac{12\,700 \cdot 6,5 + 7\,900 \cdot 77,5}{104,5} = 6\,600 \text{ в};$$

$$\delta U_{3,4} = \frac{12\,700 \cdot 77,5 - 7\,900 \cdot 6,5}{104,5} = 8\,900 \text{ в.}$$

Напряжение:

$$U_4 = (104,5 + 6,6) + \frac{1}{2} \cdot \frac{8,9^2}{104,5 + 6,6} = 112,0 \text{ кв.}$$

Потери мощности по формулам (19) и (20):

$$\Delta P_{3,4} = \frac{12\,700^2 + 7\,900^2}{104,5} \cdot 6,5 \cdot 10^{-3} = 130 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{3,4} = \frac{12\,700 + 7\,900^2}{104,5} \cdot 77,5 \cdot 10^{-3} = 1\,600 \text{ квар.}$$

Расчёт второго звена. Нагрузки на конце звена (точка 3):

$$P_{см\,3} = 50 \text{ кВт}; \quad Q_{\mu\,3} = 525 \text{ кват};$$

$$Q_{C\,3} = \frac{1}{2} U_3^2 \cdot B_{10^2} = \frac{1}{2} 112^2 \cdot 279 \cdot 10^{-3} = 1\,750 \text{ квар.}$$

Мощность в конце звена

$$W_{к\,2,3} = (12\,700 + 130 + 50) - j(7\,900 + 1\,600 + 525 - 1\,750) = 12\,880 - j\,8\,275 \text{ ква.}$$

Потери во втором звене подсчитываем аналогично с третьим звеном:

$$\Delta U_{2,3} = 6\,100 \text{ в}; \quad \delta U_{2,3} = 2\,800 \text{ в}; \quad U_3 = 118,4 \text{ кв};$$

$$\Delta P_{2,3} = 370 \text{ кВт}; \quad \Delta Q_{2,3} = 555 \text{ квар.}$$

То же производим для первого звена:

$$Q_{C\,1} = 118,4^2 \cdot 279 \cdot 10^{-3} = 1\,960 \text{ квар};$$

$$W_{к\,1,2} = (12\,880 + 370) - j(7\,900 + 555 - 1\,960) \sim 13\,250 - j\,1\,960 \text{ ква};$$

$$\Delta U_{1,2} = 6\,700 \text{ в}; \quad \delta U_{1,2} = 11\,000 \text{ в}; \quad U_1 = 125,6 \text{ кв};$$

$$\Delta P_{1,2} = 140 \text{ кВт}; \quad \Delta Q_{1,2} = 1\,600 \text{ квар.}$$

Режим генератора. Мощность генератора:

$$W_2 = (13\,250 + 140 + 50) - j(6\,870 + 1\,600 + 525) = 13\,440 - j\,9\,000 \text{ ква.}$$

Напряжение генератора:

$$U_2 = 125,6 \cdot \frac{10,3}{121} = 10,9 \text{ кв.}$$

К. п. д. ЭП:

$$\eta = \frac{12\,700}{13\,440} = 0,95;$$

$$\text{tg } \varphi_2 = \frac{9\,000}{13\,440} = 0,67 \text{ и } \cos \varphi_2 = 0,83.$$

Потеря напряжения ЭП:

$$\Delta U_{ЭП} = \frac{(125,6 - 104,5) 100}{110} = 19,2\%.$$

Эту потерю можно уменьшить, применяя один из способов регулирования напряжения.

Расчёт электропередачи продольного электроснабжения железных дорог

Для питания подстанций, расположенных вдоль трассы железнодорожных линий с комплексными нагрузками тяги и прилегающих районов, может оказаться целесообразным питание подстанций от электропередачи 110, 154 и даже 220 кв (фиг. 6).

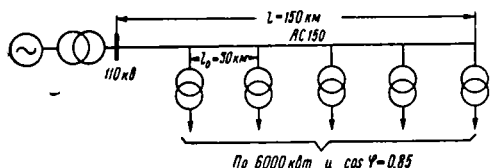
Схему электропередачи можно рассчитывать вышеизложенным методом по отдельным звеньям. Однако такой подсчёт окажется

Таблица 20

Изменение кажущейся мощности турбогенераторов в процентах от номинальной мощности при различных коэффициентах мощности при изменении напряжения от 95 до 105% от номинального

Кажущаяся мощность в тыс. квд	Коэффициенты мощности											
	1,0	0,9	0,85	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0
31, 25 и ниже . .	80	89	94	100	92	86	83	82	81	80	80	80
58, 82	85	95	100	96	88	84	81	78	76	55	75	75
55, 56	90	100	95	90	85	81	77	74	72	71	71	70

трудоемким, поскольку число звеньев может быть велико, порядка 8—10. Если мощности подстанций мало отличаются друг от друга, а также расстояние между ними почти одинаковое, что обуславливается требованиями контактной сети, то расчёт электропередачи может быть облегчён, если принять нагрузки подстанции наряду с ёмкостью линий равномерно распределённой по всей длине линии.



Фиг. 6. Пример электропередачи продольного электроснабжения

Тогда расчёт производят в такой последовательности.

Определяют активную проводимость нагрузки на 1 км

$$g_n = \frac{P_{nc} \cdot 10^{-3}}{U^2 l_0} \text{ ом}^{-1} \text{ км}^{-1} \quad (22)$$

и реактивную проводимость нагрузки на 1 км

$$b_n = \frac{Q_{nc} \cdot 10^{-3}}{U^2 l_0} \text{ ом}^{-1} \text{ км}^{-1}, \quad (23)$$

где P_{nc} и Q_{nc} — активная и реактивная мощности подстанций;

l_0 — расстояние между подстанциями в км.

Далее в зависимости от выбранного сечения проводов и расстояния между ними определяем на 1 км сопротивление проводов

$$\dot{z}_0 = r_0 + jx_0 \text{ ом/км} \quad (24)$$

и поперечную проводимость от ёмкости проводов $\dot{y}_0 = jb_{c_0}$. Активную проводимость через корону и изоляцию линии не учитываем как весьма малую величину. Тогда имеем формулы, связывающие начало и конец линии ЭП:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 \left(1 + \frac{\dot{z}_0 \dot{y}_0}{2} l^2 \right); \quad (25)$$

$$\sqrt{3} \dot{I}_1 = \dot{U}_2 \dot{y}_0 l \left(1 + \frac{\dot{z}_0 \dot{y}_0}{6} l^2 \right) \quad (26)$$

и мощность в начале линии

$$\dot{W}_1 = \sqrt{3} \dot{I}_1 \dot{U}_1, \quad (27)$$

где \dot{U}_1 и \dot{U}_2 — линейные напряжения начала и конца линии; l — общая длина линии; \dot{W}_1 — мощность в начале линии электропередачи. По комплексным выражениям легко получить и абсолютные значения (модули), а также к. п. д. линии $\cos \varphi$ в начале линии. По тем же формулам можно вести расчёт от зонных величин начала линии к определению величин конца линии.

Пример. Линия электропередачи длиной 150 км питает железнодорожные подстанции комплексной мощностью $P_{nc} = 6000 \text{ кВт}$ при $\cos \varphi = 0,85$, равномерно расположенные на расстоянии 30 км. Номинальное напряжение линии 110 кВ. Сечение проводов выбрано 3 · Ас-150 мм². Определить мощность и на-

пряжение в начале линии, потерю напряжения, к. п. д. и $\cos \varphi$ в начале линии (фиг. 6).

Решение. Постоянные линии $z_0 = 0,21 + j0,42 \text{ ом/км}$, $b_{c_0} = 2,7 \cdot 10^{-6} \text{ ом/км}^{-1}$. Напряжение на конце линии 105 кВ.

Реактивная нагрузка подстанции

$$Q_{nc} = P_{nc} \tan \varphi = 6000 \cdot 0,62 = 3710 \text{ квар.}$$

Проводимость нагрузки при условии равномерного распределения её [формула (22) и (23)]:

$$g_n = \frac{6000 \cdot 10^{-3}}{105^2 \cdot 30} = 18,2 \cdot 10^{-6} \text{ ом/км}^{-1};$$

$$b_n = \frac{3710 \cdot 10^{-3}}{105^2 \cdot 30} = 11,2 \cdot 10^{-6} \text{ ом/км}^{-1}.$$

Сопротивление 1 км линии

$$\dot{z}_0 = 0,21 + j0,42 \text{ ом/км.}$$

Полная проводимость 1 км линии

$$\begin{aligned} \dot{y}_0 &= (18,2 - j11,2 + j2,7) 10^{-6} = \\ &= (18,2 - j8,5) 10^{-6} \text{ ом/км}^{-1}. \end{aligned}$$

Подставляя все эти величины в формулы (25), (26) и (27), получим

$$\dot{U}_1 = 113,7 + j6,9; \quad \sqrt{3} \dot{I}_1 = 297 - j131$$

и

$$\dot{W}_1 = 32900 - j16960.$$

Следовательно, абсолютные значения (модули)

$$U_1 = 113,9 \text{ кВ}; \quad I_1 = \frac{325}{\sqrt{3}} = 188 \text{ а};$$

$$W_1 = 37000 \text{ ква}$$

и показатели в начале линии

$$\eta = \frac{5 \cdot 6000}{32900} = 0,91;$$

$$\Delta U_{\text{ЭП}} = \frac{(113,9 - 105) 100}{110} = 8,1\%$$

и

$$\cos \varphi = \frac{32900}{37000} = 0,89.$$

Регулирование напряжения электропередачи

Допускаемые отклонения напряжения. Допускаемые отклонения напряжения принимают:

а) В районных сетях на шинах вторичного напряжения 3—10 кВ подстанций с первичным напряжением 35, 110 кВ и выше в процентах по отношению номинального напряжения сети согласно табл. 21.

Таблица 21

Допускаемые отклонения напряжения

Режимы	При наличии устройств для регулирования напряжения в пределах одной подстанции в %	При отключении устройств для регулирования напряжения в пределах одной подстанции в %
При наибольших нагрузках	+5	+2,5
При наименьших нагрузках	0	+7,5
При авариях	0	—2,5

Например, для подстанции со вторичным напряжением 6 кВ соответствующие напряжения при наличии регулирующих устройств должны быть 6,3; 6,0 и 6,0 кВ и при отсут-

ствии регулирующих устройств — 6,15; 6,45 и 5,85 кв.

б) В сетях промышленных предприятий. На шинах 3—10 кв узловых понижающих подстанций электрических систем, от которых осуществляется электропитание предприятий как для районных сетей.

На зажимах электродвигателей при нормальной работе $\pm 5\%$.

У наиболее удалённых ламп — 2,5%.

В отдельных исключительных случаях допускается снижать напряжение у наиболее удалённых ламп до -6% ; у ближайших ламп $+3\%$; для люминесцентных ламп $\pm 6-7\%$.

в) В сельскохозяйственных сетях. На зажимах токоприёмников $+7,5$ и -10% (в исключительных случаях $12,5\%$).

г) В коммунальных сетях низкого напряжения. В случае плавных длительных отклонений $\pm 6\%$.

В случае резких кратковременных отклонений 2—10%.

Регулирование напряжения изменением возбуждения генераторов. Современные генераторы позволяют регулировать напряжение в пределах $\pm 5\%$ от номинального при сохранении номинальной мощности и номинального коэффициента мощности.

Регулирование напряжения генераторами даёт надлежащий эффект только в сетях простейших конфигураций с однородными потребителями. В более сложных сетях и с разнородными потребителями регулирование напряжения генераторами является лишь вспомогательным средством.

Регулирование напряжения при помощи трансформаторов, регулируемых под нагрузкой. Такие трансформаторы изготавливают как трансформаторы со встроенной регулировкой и как добавочные регулировочные трансформаторы со следующими ориентировочными данными (табл. 22):

Таблица 22

Пределы регулирования напряжения трансформаторов с регулировкой под нагрузкой

Номинальное высшее напряжение трансформаторов в кв	Мощность трансформаторов в кв	Пределы регулирования напряжения в %
6—10	100—320	± 5
6 10	750—1 000	$\pm 2 \times 2,5$
35	1 000—15 000	$\pm 4 \times 2,5$
110	7 500 и выше	$\pm 4 \times 2,0$
154	20 000 и выше	$\pm 4 \times 2,0$
110—154	31 500 и выше	$\pm 8 \times 1,5$
Добавочные регулировочные трансформаторы	Проходная мощность	
35	20 000—40 000	$\pm 4 \times 2,5$
110 и 154	60 000—120 000	$\pm 8 \times 1,5$

Регулирование напряжения при помощи синхронных компенсаторов и статических конденсаторов. Определение мощности синхронных компенсаторов. Мощность синхронных компенсаторов в конце расчётной схемы находят, зная напряжения конца схемы при максимальной и минимальной нагрузках $U_{2\max}$ и $U_{2\min}$ и суммарное индуктивное сопротивление расчётной схемы ΣX .

Тогда, задаваясь желаемым напряжением в конце схемы $U_{2\text{жел}}$, мощность синхронных компенсаторов при перевозбуждении и недозовозбуждении для режимов максимальной и минимальной нагрузок находят соответственно по формулам

$$Q_{\text{ск}}^{\text{пер}} = \frac{(U_{2\text{жел}} - U_{2\max}) U_{2\text{жел}}}{\Sigma X}$$

и

$$Q_{\text{ск}}^{\text{нед}} = \frac{(U_{2\text{жел}} - U_{2\min}) U_{2\text{жел}}}{\Sigma X},$$

где $Q_{\text{ск}}^{\text{пер}}$ и $Q_{\text{ск}}^{\text{нед}}$ — мощности синхронного компенсатора при перевозбуждении и недозовозбуждении.

Наименьшая мощность синхронного компенсатора получается при условии

$$\frac{Q_{\text{ск}}^{\text{нед}}}{Q_{\text{ск}}^{\text{пер}}} = \frac{0,6}{1}.$$

Далее по величине $Q_{\text{ск}}^{\text{пер}}$ подбираем стандартную мощность синхронного компенсатора из табл. 23

Таблица 23

Основные технические данные синхронных компенсаторов ГОСТ 609—41

Номинальная мощность при опережающем токе в кв	Номинальное напряжение в в	Потери при номинальном режиме в кет	Ток сети при автотрансформаторном пуске от 25% номинального напряжения в процентах от номинального тока
1 000	400, 525, 3 150, 6 300	55	50
2 000	3 150; 6 300	85	50
3 500	3 150; 6 300	125	50
5 000	3 150; 6 300	160	40
7 500	6 600	200	40
6 500	11 000	195	45
10 000	6 000	235	40
9 000	11 600	230	45
15 000	6 000	340	40
13 500	11 000	325	40
20 000	11 000	440	40
30 000	11 000	600	40
50 000	11 000	900	35

Кроме того, допускается изготовление синхронных компенсаторов мощностью 4 250 кв

на номинальное напряжение 10 500 в. Приведённый расчёт относится к случаю постоянного напряжения $U_{2\text{жел}}$ в конце схемы. При допущении отклонения напряжения у потребителя мощность синхронного компенсатора становится меньше.

Определение мощности статических конденсаторов производят по формуле

$$Q_{\text{стк}} = \frac{(U_{2\text{жел}} - U_{2\max}) U_{2\text{жел}}}{\Sigma X}$$

с последующим подбором величины конденсаторов, изготавливаемых заводами. В настоящее время наиболее целесообразным во многих случаях оказывается регулирование напряжения при помощи регулируемых под нагрузкой трансформаторов.

ПРОВОДА, КАБЕЛИ И ИХ ПРОКЛАДКА

ОСНОВНЫЕ КОНСТРУКТИВНЫЕ ДАННЫЕ
ГОЛЫХ ПРОВОДОВ

Для сооружения воздушных линий применяются провода из меди, алюминия, стали (табл. 1) и биметалла — сталеалюминиевые (табл. 2). По конструкции они разделяются на однопроволочные и многопроволочные, причём провода с повышенным числом проволок образуют гибкие провода.

Таблица 1

Основные данные конструкции проводов

Номинальное сечение в мм ²	Число и диаметр проволок в мм	Диаметр провода в мм	Вес провода в кг/км
<i>Медные голые провода (марки М) ГОСТ 839—41</i>			
4	1×2,24	2,24	35
6	1×2,73	2,73	52
10	1×3,53	3,53	87
16	7×1,68	5,0	143
25	7×2,11	6,3	220
35	7×2,49	7,5	310
50	7×2,97	8,9	440
60	12×2,50	10,4	530
70	19×2,14	10,6	613
95	19×2,49	12,4	838
120	19×2,80	14,0	1 060
150	19×3,15	15,8	1 324
185	37×2,49	17,5	1 630
240	37×2,84	20,0	2 105
300	37×3,15	22,1	2 642
400	37×3,66	25,6	3 522
<i>Медные голые гибкие провода (марки МГГ) ГОСТ 5991—51</i>			
16	7×7×0,64	5,8	145
25	14×7×0,58	7,7	238
35	19×7×0,58	8,7	323
50	19×7×0,68	10,2	444
70	27×7×0,68	12,6	631
95	37×7×0,63	14,3	864
120	37×7×0,76	16,0	1 080
150	48×7×0,74	18,1	1 328

Продолжение

Номинальное сечение в мм ²	Число и диаметр проволок в мм	Диаметр провода в мм	Вес провода в кг/км
185	61×7×0,74	20,0	1 638
240	61×7×0,85	23,0	2 227
300	27×19×0,85	26,1	2 675
400	37×19×0,85	29,8	3 666
500	37×19×0,95	33,3	4 530

Алюминиевые провода (марки А) ГОСТ 839—41

16	7×1,70	5,1	43,7
25	7×2,12	6,4	68
35	7×2,50	7,5	94,6
50	7×3,00	9,0	136
70	7×3,55	10,7	191
95	7×4,12	12,4	257
120	19×2,78	13,9	317
150	19×3,15	15,8	408
185	19×3,50	17,5	503

Сталемедные провода (марки ТСМ), изготавливаемые по ЧМТУ 5107—55

22	19×1,2	6	170
22	7×2	6	170
35	19×1,5	7,5	300
70	19×2,2	11	635
90	7×4	12	710
95	19×2,5	12,5	760
115	37×2	14	950
135	19×3	15	1 140

Стальные провода марки Ж (однопроволочные)

9,62	1×3,5	3,5	75,5
12,57	1×4,0	4,0	100
19,64	1×5,0	5,0	154
28,27	1×6,0	6,0	222

Стальные и стальные медистые многожильные провода (марок ПС и ПМС) ГОСТ 5800—51

25	5×2,5	5,6	194,3
35	7×2,6	7,8	295,7
50	12×2,3	9,2	396,0
70	19×2,3	11,5	631,6
95	37×1,8	12,6	754,8

Таблица 2

Основные данные конструкции сталеалюминиевых проводов ГОСТ 839—41

Номинальное сечение в мм ²	Число и диаметр стальной проволоки в мм	Число и диаметр алюминиевой проволоки в мм	Наружный диаметр провода в мм	Вес провода в кг/км
<i>Провода нормальной прочности (марки АС)</i>				
35	3×1,3	6×2,70	8,2	126
50	7×1,1	6×3,25	9,8	190
70	7×1,3	6×3,83	11,6	264
95	7×1,8	28×2,08	13,7	403
120	7×2,0	28×2,29	15,2	491
150	7×2,2	28×2,59	17,0	617
185	7×2,5	28×2,87	19,0	771
240	7×2,8	28×3,29	21,6	936
300	7×3,2	28×3,66	24,2	1 256
400	19×2,2	28×4,24	28,0	1 660
<i>Провода усиленной прочности (марки АСУ)</i>				
120	7×2,2	30×2,22	15,5	531
150	7×2,5	30×2,50	17,5	677
185	7×2,8	30×2,78	19,5	842
240	7×3,2	30×3,17	22,3	1 097
300	19×2,2	30×3,55	25,2	1 393
400	19×2,5	30×4,12	29,0	1 839
<i>Провод сталеалюминиевый облегченный (марки АСО)</i>				
430	19×2	54×3,37	30,2	1 815

Для механического расчёта воздушных линий необходимо пользоваться табл. 3.

Физико-технические свойства проводов

Таблица 3

Свойства проводов	М а т е р и а л п р о в о д о в						
	Медные		Алюми- ниевые	С т а л ь н ы е (железные)			Стальные
	твёрдо- тянутые	мягкие		однопро- волочные	многопроволочные при диаметре		
			> 2 мм		≤ 2 мм		
Временное* сопротивление в кг/мм²	39	21	16	37	60	70	120
Предел текучести в кг/мм²	28	12	11	20	40	50	85
Модуль упругости в кг/мм²	13 000	10 000	6 300	20 000	20 000	20 000	20 000
Коэффициент линейного температурного расширения	17·10 ⁻⁶	17·10 ⁻⁶	23·10 ⁻⁶	12·10 ⁻⁶	12·10 ⁻⁶	12·10 ⁻⁶	12·10 ⁻⁶
Удельный вес	8,9	8,9	2,7	7,85	7,85	7,85	7,85

Примечания. 1. Временное сопротивление на разрыв скрученного провода должно равняться 90% суммы временных сопротивлений отдельных проволок, из которых скручен провод. Временное сопротивление сталеалюминиевых проводов определяется по формуле

$$\sigma = 0,9 (16 \cdot S_a + 120 S_c) \text{ кг,}$$

где S_a — площадь сечения алюминиевой части провода в мм²;
 S_c — площадь сечения стальной части провода в мм².

2. Временное сопротивление на разрыв для алюминиевой твёрдотянутой проволоки принимается 16 кг/мм² только для алюминиевых проводов А-16, А-25 и А-35 и 15 кг/мм² — для алюминиевых проводов всех сечений более 35 мм².

Таблица 4

Продолжение

Марки проводов и шнуров			Марка провода	Краткая характеристика провода	Номиналь- ное напря- жение
ПР ПРГ ПС ПВ ПГВ ПРЛ ПРГЛ ПРТО ПРП ПРШП ТПРФ ПРГД	Провода с медными жилами		ПРД	Провод с резиновой изоляцией в оплётке из хлопчатобумажной пряжи, двухжильный	500 в
	Провод с резиновой изоляцией одножильный, в оплётке из хлопчатобумажной пряжи, пропитанной противогнилостным составом		ДПРГ	Провод с резиновой изоляцией, двухжильный, в общей оплётке из хлопчатобумажной пряжи, пропитанной противогнилостным составом	380 »
	То же, но гибкий				
	Провод с резиновой изоляцией одножильный в оплётке из хлопчатобумажной пряжи, пропитанной противогнилостным составом		АПР	Провода с алюминиевыми жилами Провод с резиновой изоляцией, одножильный, в оплётке из хлопчатобумажной пряжи, пропитанной противогнилостным составом	500 в
	Провод одножильный с полихлорвиниловой изоляцией		АПВ	Провод одножильный с полихлорвиниловой изоляцией	500 »
	То же, но гибкий		АПРТО	Провод с резиновой изоляцией в оплётке из хлопчатобумажной пряжи, пропитанной противогнилостным составом для прокладки в трубах	500 »
	Провод с резиновой изоляцией в оплётке из хлопчатобумажной пряжи, лакированный				
	То же, но гибкий				
	Провод с резиновой изоляцией в оплётке из хлопчатобумажной пряжи, пропитанной противогнилостным составом для прокладки в трубах		ШР	Шнуры с медными жилами Шнур с резиновой изоляцией в оплётке из хлопчатобумажной пряжи, двухжильный	220 и 500 »
	Провод с резиновой изоляцией в оплётке из стальной проволоки		ШРП	То же, но подвесной	220 »
	Провод с резиновой изоляцией в резиново-шланге, в оплётке из стальной проволоки		ШРПЛ	Шнур с резиновой изоляцией, переносный, лёгкий	220 »
			ШРПС	То же, средний	220 »
			КРПТ	Кабель с резиновой изоляцией, переносный, тяжёлый	500 »
				Арматурные провода	
			АР	Провод с медными жилами, с резиновой изоляцией из хлопчатобумажной пряжи, одножильный, для арматуры	220 »
			АРД	То же, но двухжильный	220 »

Таблица 5

Марки силовых и контрольных кабелей

Марка кабеля	Краткая характеристика кабеля
I. КАБЕЛИ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ ПРОПИТАННОЙ БУМАГИ	
а) Силовые, с медными жилами в свинцовой оболочке	
СГ	В свинцовой оболочке, голый
СГТ	В усиленной свинцовой оболочке, голый
СА	В свинцовой оболочке, асфальтированный
СВ	В свинцовой оболочке, бронированный двумя стальными лентами, с наружным покровом из кабельной пряжи
СВГ	То же, что и кабель СВ, но без наружного покрова
СП	В свинцовой оболочке, бронированный плоскими стальными оцинкованными проволоками, с наружным покровом из кабельной пряжи
СПГ	То же, что и марки СП, но без наружного покрова
СК	В свинцовой оболочке, бронированный круглыми стальными оцинкованными проволоками, с наружным покровом из кабельной пряжи
ОСВ	Скрученный из трёх отдельно изолированных и оцинкованных жил, с общей броней из двух стальных лент, с наружным покровом из кабельной пряжи
ОСВГ	То же, что и кабель ОСВ, но без наружного покрова
ОСК	То же, что и кабель ОСВ, но бронированный круглыми стальными оцинкованными проволоками, с наружным покровом из кабельной пряжи
СВВ, СВГВ, СПВ, СПГВ, СКВ, ОСВВ, ОСВГВ, ОСПВ, ОСПГВ, ОСКВ	То же, что и кабели СВ, СВГ, СП, СПГ, СК, ОСВ, ОСВГ, ОСП, ОСПГ, ОСК, но с обеднённо-пропитанной изоляцией
б) Силовые, с алюминиевыми жилами в свинцовой оболочке	
АСГ, АСГТ, АСА, АСВ, АСВГ, АСП, АСПГ	То же, что и кабели СГ, СГТ, СА, СВ, СВГ, СП, СПГ, но с алюминиевыми жилами
АОСВ, АОСВГ, АОСВВ, АОСВГВ, АОСПВ, АОСПГВ	То же, что и кабели ОСВ, ОСВГ, ОСПВ, ОСПГВ, но с алюминиевыми жилами
в) Силовые в алюминиевой оболочке	
АГ	С медными жилами в алюминиевой оболочке, голый
АВ	С медными жилами, в алюминиевой оболочке, бронированный двумя стальными лентами, с наружным покровом из кабельной пряжи
АВГ	То же, что и кабель АВ, но без наружного покрова
АП	С медными жилами в алюминиевой оболочке, бронированный плоскими стальными оцинкованными проволоками
АПГ	То же, что и кабель АП, но без наружного покрова
ААГ, ААВ, ААВГ, ААП, ААПГ	То же, что и кабели АГ, АВ, АВГ, АП и АПГ, но с алюминиевыми жилами, с наружным покровом из кабельной пряжи
г) Контрольные, с изоляцией из пропитанной бумаги	
КСГ, КСА, КСВ, КСВГ, КСП, КСПГ, КСК, КАГ, КАВ, КАВГ	Контрольные кабели, отличающиеся начальной буквой К, имеют ту же конструкцию, как и силовые, с маркой после буквы К

Продолжение

Марка кабеля	Краткая характеристика кабеля
II. КАБЕЛИ С МЕДНЫМИ ЖИЛАМИ С РЕЗИНОВОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ	
а) Силовые	
СРГ	В свинцовой оболочке, голый
СРА	В свинцовой оболочке, асфальтированный
СРБ	В свинцовой оболочке, бронированный двумя стальными лентами с наружным покровом из кабельной пряжи
СРБГ	То же, что и марки СРБ, но без наружного покрова
СРП	В свинцовой оболочке, бронированный плоскими стальными оцинкованными проволоками, с наружным покровом из кабельной пряжи
СРПГ	То же, что и марки СРП, но без наружного покрова
ВРГ	В полихлорвиниловой оболочке, голый
ВРБ	В полихлорвиниловой оболочке, бронированный двумя стальными лентами с наружным покровом из кабельной пряжи
ВРБГ	То же, что и марки ВРБ, но без наружного покрова
НРГ	В резиновой негорючей оболочке, голый
КСРГ, КСРА, КСРБ, КСРБГ, КСРП, КСРПГ, КВРГ, КВРБ, КВРБГ, КНРГ, КВРПГ, КСРК	Конструкция контрольных кабелей одинакова с силовыми, марки которых отличаются буквами после первой буквы К
КРО	В оплётке, пропитанной противогнилостным составом
КРШ	С резиновой изоляцией, в резиновой шланговой оболочке

Таблица 6

Сортамент контрольных кабелей по маркам, сечениям и числу жил

Номинальное сечение жил в мм ²	Число жил в кабеле	Номинальное напряжение
Кабели с изоляцией из пропитанной бумаги		
1, 1,5 и 2,5	4, 5, 6, 7, 8, 10, 12, 14, 16, 19, 24, 30, 37	500 в переменного тока или 1 000 в постоянного тока
4,6 и 10	4, 6, 7, 8 и 10	То же
Кабели с резиновой изоляцией		
0,75, 1, 1,5 и 2,5	4, 5, 6, 7, 8, 10, 12, 14, 16, 19, 24, 30 и 37	То же
4, 6 и 10	4, 6, 7, 8 и 10	»

Марки изолированных проводов и кабелей

Применяемые на практике изолированные провода и кабели различной конструкции отличаются марками, выраженными буквами, указывающими на характерные признаки их конструкции (табл. 4 и 5). Сортамент контрольных кабелей по маркам, сечениям и числу жил приведён в табл. 6.

Таблица 7

Область применения и способы прокладки изолированных проводов и шнуров с резиновой и полихлорвиниловой изоляцией

Марка провода	Способ прокладки	Область применения
ПРД	По роликам	Осветительные сети в сухих и отапливаемых помещениях при напряжении до 220 в между жилами
ПВ	В трубах, на роликах, изоляторах и клицах по металлическим и бетонным поверхностям с прокладкой под проводами изолирующих материалов	Осветительные и силовые сети внутри помещений (сухих, сырых, особо сырых, с парами минеральных кислот и щелочей) при температуре окружающей среды не выше +40°, на осветительных щитах, пусковых ящиках, в закрытых шкафах, при напряжении до 500 в переменного и 1 000 в постоянного тока, во взрывоопасных помещениях категории В-Ia и В-IIa, в стальных трубах в соответствии с действующими ПУЭУ
АПВ	То же	Провода с алюминиевыми жилами сечением 2,5 мм ² и выше должны применяться наравне с проводами с медными жилами на электростанциях, подстанциях, промышленных предприятиях всех отраслей промышленности, в гражданских и учебных заведениях, а также на временных установках
ПГВ	В трубах и металлических рукавах	Для вторичных цепей; в операционных и хирургических помещениях больниц; в яслях, детских садах, зрелищных и аналогичных предприятиях, со значительным скоплением людей; во взрывоопасных помещениях категорий В-I и В-Ia; в угольных шахтах и брикетно-обогажительных фабриках; на движущихся установках и механизмах, подверженных постоянным сотрясениям и вибрации (вагоны, краны и т. п.), должны применяться провода с медными жилами
ПР-500	В изоляционных трубах, на роликах, изоляторах и клицах, по металлическим и бетонным поверхностям с прокладкой под проводами изолирующих материалов	Во всех электроустановках на поверхности угольных шахт, в местах, не опасных по взрыву, должны прокладываться провода с алюминиевыми жилами
АПР-500	В изоляционных трубах, на роликах, изоляторах и клицах	Осветительные и силовые сети, во вторичных цепях, по станкам и механизмам при наличии масел и эмульсий, при напряжении до 500 в переменного тока и 1 000 в постоянного тока
ПР-3000	В стальных трубах, в металлических рукавах и на изоляторах	Осветительные и силовые сети внутри помещений и вне зданий при напряжении до 500 в переменного тока и 1 000 в постоянного тока с теми же ограничениями, что и для провода АПВ
ПРЛ	Открыто по панелям и скрыто в коробах	Осветительные и силовые сети внутри помещений и вне зданий при напряжении до 3 000 в переменного тока
ПРГ-500	В металлических рукавах	Во вторичных цепях, на релейных щитах и пультах, распределительных щитах и в шкафах при напряжении до 500 в переменного тока и 1 000 в постоянного тока
ПРГ-3000	В стальных трубах и металлических рукавах	Для соединения подвижных частей электрических машин, аппаратов и приборов внутри и вне зданий, по станкам при напряжении до 500 в переменного тока и 1 000 в постоянного тока
ПРГЛ	Открыто по панелям и скрыто в коробах	То же, но до 3 000 в переменного тока
ПРТО-500 (одножильный и многожильный)	В стальных трубах и металлических рукавах	Во вторичных цепях, на релейных щитах и пультах, распределительных щитах и в шкафах, в случаях когда требуется гибкость провода в условиях эксплуатации, при напряжении до 500 в переменного тока и 1 000 в постоянного тока
АПРТО-500	То же	Осветительные и силовые сети во взрывоопасных помещениях, по вибрирующим поверхностям машин, агрегатов и кранов и в случаях, когда вскрытие трубопроводов представляет большие трудности (например прокладка труб под художественной облицовкой), а также во вторичных цепях при напряжении до 500 в переменного тока и 1 000 в постоянного тока
		Осветительные и силовые сети в сухих, сырых и особо сырых помещениях и наружных установках.

Прокладка изолированных проводов

Выбор способа прокладки проводов внутри помещений зависит от среды, температуры, влажности, присутствия пыли и пр. Поэтому для помещений устанавливается определённая классификация.

В л а ж н ы е—помещения с относительной влажностью, не превышающей длительно 75%.

С ы р ы е—помещения с относительной влажностью, длительно превышающей 75%.

О с о б о с ы р ы е—помещения с относительной влажностью, близкой к 100%.

Ж а р к и е—помещения с температурой выше +30°.

П ы л ь н ы е—помещения, в которых по условиям производства выделяется технологи-

ческая пыль в таком количестве, что она может осесть на провода, проникать в кожу оборудования и т. д. В зависимости от того, является ли вещество пыли проводящим или непроводящим, пыльные помещения подразделяются на «помещения с проводящей пылью» и на «помещения с непроводящей пылью».

Помещения с химически активной средой — помещения, в которых по условиям производства содержатся (постоянно или длительно) пары или отложения, могущие влиять разрушительно на электрические устройства.

Пожароопасные — помещения, в которых изготавливаются, перерабатываются или хранятся горючие вещества.

Взрывоопасные — помещения, в которых по условиям технологического процесса выделяются горючие газы или пары, а также горючие волокна или пыль, переходящие во взвешенное состояние и образующие с воздухом взрывоопасные смеси.

Взрывоопасные помещения, с точки зрения требований, предъявляемых к электрооборудованию, делятся на следующие категории:

а) Категория В-I — помещения, в которых выделяются горючие газы или пары в таком количестве, что они могут образовать с воздухом взрывоопасные смеси. При этом взрывоопасные концентрации могут возникнуть не только при аварийных, но и при нормальных, хотя бы и недлительных, режимах. К этой же категории относятся помещения, в которых хотя опасные состояния при нормальной эксплуатации отсутствуют, но обнаружение этих состояний при аварийных режимах настолько затруднено или опасные концентрации после прекращения действия защитных устройств (вентиляция и т. д.) возникают настолько быстро, что заблаговременное предотвращение опасности невозможно.

б) Категория В-Ia — помещения, в которых опасные состояния вызываются теми же причинами, что и в помещениях категории В-I, но при нормальной эксплуатации они отсутствуют и могут возникнуть лишь при неисправностях и притом постепенно, причём они могут быть обнаружены заблаговременно, в связи с появлением резкого запаха или других резко различных признаков.

в) Категория В-II — помещения, в которых выделяются переходящие во взвешенное состояние горючие волокна или пыль в таком количестве, что они могут образовать с воздухом взрывоопасные смеси. Характеристики помещений категории В-II с точки зрения условий образования опасных концентраций, взрывоопасных концентраций и опасных состояний те же, что и помещений категории В-I.

г) Категория В-IIa — помещения, в которых опасные состояния вызываются теми же причинами, что и в помещениях категории В-II, но при нормальной эксплуатации они отсутствуют и могут возникнуть лишь при неисправностях и притом постепенно, причём в соответствии с условиями эксплуатации они могут быть быстро устранены.

Область применения и способы прокладки изолированных проводов и шнуров с резиновой

Таблица 8

Наименьшее сечение проводов, шнуров и кабелей, допустимое по условиям механической прочности

Назначение проводов	Наименьшее сечение проводов в мм ²		
	медных	алюминиевых	стальных
Провода внутри и снаружи осветительных арматур: внутри зданий	0,5	—	—
вне зданий	1,0	—	—
Двухжильные шнуры и провода для подвесных и настольных ламп, а также для присоединения подвижных осветительных арматур и переносных бытовых приёмников	0,75	—	—
Многожильные шнуры, провода и кабели для присоединения в промышленных установках подвижных, переносных токоприёмников в лёгком и среднем защитном резиновом, полихлорвиниловом и тому подобном шланге	1,0 2,5	—	—
То же в тяжёлом	1,0 2,5	—	—
Изолированные провода и шнуры для неподвижной прокладки на изолирующих опорах, расположенных друг от друга на расстоянии не более 1 м: при роликах и кликах	1,0	6	—
» изоляторах	1,5	6	—
Изолированные провода для неподвижной прокладки внутри зданий на изолирующих опорах, расположенных друг от друга на расстоянии	1,5	6	—
от 1 до 2 м	2,5	6	—
» 6 »	4,0	10	—
» 12 »	6,0	16	—
свыше 12 »	2,5	6	10
Голые провода в зданиях	1,5	6	—
Голые защищённые провода в зданиях	1,5	6	—
Изолированные и защищённые голые провода в наружных проводках: по стенам	2,5	6	—
во всех других случаях	4,0	10	—
Голые провода в наружных проводках во всех случаях	4,0	16	10
Провода для прокладки в трубах	1,5	6	—

и полихлорвиниловой изоляцией приведены в табл. 7.

Сечения токопроводящих жил проводов, шнуров и кабелей, неиспользуемых в качестве нулевых, зануляющих и заземляющих, должны быть не менее приведённых в табл. 8.

Допустимые расстояния между элементами проводок, выполненных изолированными и голыми проводами внутри помещений и проложенных на тросах, приведены в табл. 9, 10 и 11.

Для проводов с алюминиевыми жилами расстояния между изолирующими опорами, указанные в табл. 9, подлежат уменьшению на 20%.

Прокладка кабелей

Область применения силовых и контрольных кабелей приведена в табл. 12

При прокладке кабелей необходимо соблюдать наименьшие расстояния между ними

Таблица 9

Допустимые расстояния между элементами проводов, выполненных изолированными проводами внутри помещений

Допустимые расстояния	Расстояние в мм при						
	сечении проводов в мм²					сечении шнуров в мм²	
	1—2,5	4—10	16—25	35—70	95—120	1—2,5	4—6
Наименьшие допустимые расстояния между проводами одной и той же цепи при прокладке:							
на роликах	35	50	50	70	100	35	50
на изоляторах	70	70	100	150	150	—	—
Наибольшие допустимые расстояния между изолирующими опорами при прокладке проводов или шнуров:							
на роликах	800	1 000	1 200	1 200	1 200	800	1 000
на изоляторах	2 000	2 500	3 000	6 000	6 000	—	—

Таблица 10

Допустимые расстояния между элементами проводов, выполненных изолированными проводами, проложенными на тросах

Нормируемые размеры	Допустимые расстояния в м
Наименьшие расстояния между незащищенными изолированными проводами	0,035
Наибольшие расстояния между точками крепления проводов:	
при сечении 1 мм²	1,0
при сечении 1,5—6 мм²	1,5
Наибольшие расстояния между точками крепления троса к фермам, перекрытиям и т. п.	12

Таблица 11

Допустимые расстояния для проводов голыми и голыми защищенными проводами внутри зданий

Нормируемые размеры	Допустимые расстояния в м
Наибольшее расстояние от проводов:	
до пола	3 500
до настила крана	2 500
до опорных конструкций	50
до трубопроводов, не требующих регулярного обслуживания	300
до технологического оборудования, не требующего регулярного обслуживания	1 000
до трубопроводов, требующих регулярного обслуживания	1 000
до технологического оборудования, требующего регулярного обслуживания	1 500
Наименьшие расстояния между проводами, а также от проводов до частей зданий при расстоянии между точками крепления:	
до 2 м	50
от 2 до 4 м	100
от 4 до 6 м	150
от 6 м и более	200

Область применения силовых и контрольных кабелей

Таблица 12

Вид прокладки	Характер окружающей среды и условия прокладки кабелей	Рекомендуемые кабели	
		силовые	контрольные
1. В земле, в траншее	а) Кабель не подвергается значительным растягивающим усилиям б) Кабель может подвергаться значительным растягивающим усилиям	СБ, СБВ, ОСБ, ОСБВ, АБ, ААБ, АСБ, АОСБ, АОСБВ, ВРБ, СРБ, СП, СПВ, ОСПВ, АСП, АОСПВ	КСБ, КАБ, КВРБ, КСРБ, КСП
2. Под водой	а) При пересечении несудоходных рек, каналов и озёр б) При пересечении судоходных рек, каналов и озёр	АБ, ААБ, АОСБ	КАБ
3. В каналах, тоннелях, по стенам и потолкам, по станкам и механизмам	а) В помещениях с нормальной средой	и силовые и контрольные кабели с бумажной пропитанной и резиновой изоляцией в свинцовой оболочке в подводном исполнении, бронированные стальными лентами или плоскими стальными проволоками по согласованным техническим условиям СК, СКВ, ОСК, ОСКВ, АОСК, СГ, СБГ, СБГВ, СПГ, СПГВ, ОСБГ, ОСБГВ, ОСПГВ, АСГ, АГ, АСБГ, АГВ, ААГ, ААГВ, АБГ, АБГВ, ААБГ, ААБГВ, АСПГ, АПГ, АПГВ, ААПГ, ААПГВ, АОСБГ, АОСБГВ, АОСПГВ, СРГ, СРБГ, СРПГ, ВГР, ВРБГ, НРГ	КСГ, КСБГ, КСПГ, КАБ, КАБГ, КСРГ, КСРБГ, КСРПГ, КВРГ, КВРБГ, КВРПГ, КНРГ, КРО, КРШ

Продолжение

Вид прокладки	Характер окружающей среды и условия прокладки кабелей	Рекомендуемые кабели	
		силовые	контрольные
		<p>Небронированные кабели допускаются для прокладки в электропомещениях (распределительные устройства, щитовые помещения, электромашинные залы и т. п.), а в других помещениях — на недоступной высоте (не менее 2 м) или при условии защиты их от механических повреждений (стальными трубами или шлангами, угловой сталью и т. п.)</p> <p>Кабели всех марок, указанных в п. а, за исключением марок АГ, АГВ, ААГ, ААГВ, КАГ</p> <p>Кабели всех марок, указанных в п. а</p>	
	б) В сырых и особо сырых помещениях в) В пожароопасных помещениях г) Во взрывоопасных помещениях (во взрывоопасных помещениях категории В-1 и В-1а, в угольных шахтах и брикетнообогатительных фабриках должны применяться кабели с медными жилами; в электроустановках на поверхности угольных шахт, в местах неопасных по взрыву должны прокладываться кабели с алюминиевыми жилами)	<p>СВГ, СВГВ, СПГ, СПГВ, ОСВГ, ОСВГВ, ОСПГВ, АСВГ, АВГ, АВГВ, ААВГ, ААВГВ, АСПГ, АПГ, АПГВ, ААПГ, ААПГВ, АОСВГ, АОСПГВ, СРВГ, СРПГ, ВРВГ, ВРПГ</p> <p>КСВГ, КСПГ, КАВГ, КСРВГ, КСРПГ, КВРВГ, КВРПГ</p>	
4. В каналах вне помещений		СВГ, СВГВ, СПГ, СПГВ, ОСВГ, ОСВГВ, ОСПГВ, АВГ, АВГВ, ААВГ, ААВГВ, АСПГ, АПГ, АПГВ, ААПГ, ААПГВ, АОСВГ, СРВГ, СРПГ, ВРВГ, СГТ	КСВГ, КСПГ, КАВГ, АСВГ, КСРВГ, КВРВГ, КВРПГ, АОСВГВ, АОСПГВ
5. В блоках		<p>Кабели с бумажной и резиновой изоляцией, бронированные без наружного покрова, из кабельной пряжи допускаются для прокладки на участках блоков длиной до 50 м</p>	

Т а б л и ц а 13

Допустимые расстояния между кабелями и до окружающих сооружений

Наименование размера	Наименьший допустимый размер
<p>Расстояние в свету при совместной прокладке открыто по стенам или конструкциям</p> <p>Расстояние между точками крепления при прокладке на конструкциях</p> <p>Высота защитного устройства проложенного по стене кабеля</p>	<p>а) Между силовыми кабелями не менее 35 мм</p> <p>б) Между силовым кабелем выше 1 000 в и силовым кабелем ниже 1 000 в или контрольным кабелем не менее 250 мм; в противном случае кабель ВН отделяется дугостойкой перегородкой высотой 75 мм</p> <p>При прокладке кабелей по стенам и конструкциям расстояние между поддерживающими скобами, полками и другими опорными точками не должно превышать при горизонтальной прокладке: 1 000 мм для силовых и 800 мм для контрольных кабелей; при вертикальной прокладке: 2 000 мм для силовых и 1 000 мм — для контрольных кабелей</p> <p>Все кабели, открыто проложенные в местах, доступных для посторонних лиц, на высоте до 2 м от уровня пола или земли (внутри или вне помещений) защищаются от механических повреждений коробами из листовой стали толщиной не менее 1 мм или на указанной высоте кабели прокладываются в стальных трубах. Защита кабелей предусматривается также на всех других участках, где имеется опасность механического воздействия на кабель при перемещении оборудования, грузов и т. п. В электромашинных помещениях указанная защита обязательна для небронированных кабелей, а для бронированных кабелей только там, где по условиям эксплуатации имеется вероятность повреждения</p> <p>а) С теплопроводами не менее 1 000 мм</p> <p>б) С водоводами и нефтепроводами не менее 500 мм</p> <p>в) С заземляющей проводкой 25—50 мм</p> <p>г) С осветительными проводами не менее 100 мм</p>
<p>Расстояние в свету при пересечениях силового кабеля</p> <p>Расстояние в свету при прокладке параллельно трубопроводам</p>	<p>а) Расстояние между кабелями и теплопроводами не менее 1 000 мм; при меньшем расстоянии по всей длине сближения на теплопровод должна быть наложена теплоизоляция или установлен защитный экран</p> <p>б) Расстояние между кабелями и всякого рода иными трубопроводами — не менее 500 мм; при меньших расстояниях кабели должны быть защищены от механических повреждений (металлическими трубами, кожухами и т. п.) на всем участке сближения плюс 500 мм с каждой его стороны</p>

Таблица 14

Наименьший допустимый радиус изгиба кабелей и жил

Типы кабелей	Кратность радиуса внутренней кривой изгиба	
	кабеля по отношению к его наружному диаметру	жилы по отношению к её наружному диаметру
Силовые и контрольные кабели с бумажной изоляцией, одножильные, свинцованные, бронированные и небронированные	25	10
То же, но многожильные	15	10
То же в алюминиевой оболочке	20	10
То же, но в винилитовой оболочке, бронированные, многожильные	15	10
Силовые кабели с резиновой изоляцией, бронированные и небронированные, многожильные и одножильные	10	3
Контрольные кабели с бумажной изоляцией, свинцованные, бронированные и небронированные	10	10
То же в алюминиевой оболочке	25	10
Контрольные кабели с резиновой изоляцией, бронированные	10	3
То же, но небронированные	6	3

и до окружающих сооружений согласно табл. 13 и не допускать изгибов кабелей радиусом меньше указанного в табл. 14, а также не превышать разности высот между концевыми муфтами согласно табл. 15.

Трасса считается круто наклонной, если угол наклона превышает 45°.

Кабели силовые и кабели контрольные для прокладки на вертикальных и наклонных трассах с разностью уровней, более приведённой в табл. 15, изготавливаются по специальным техническим условиям.

Разности высот установки муфт приведены для участков трасс, не превышающих строительной длины кабеля.

При вертикальной прокладке кабелей СГ, СБ и СБГ с разностью уровней мест установки концевых муфт более приведённых в табл. 15 следует устанавливать на расстоянии 3—5 м от места подъёма кабеля стопорные муфты через каждые 15—25 м вертикального участка.

На концах кабеля рекомендуется выполнять герметические разделки.

Крепление кабелей на вертикальных участках трассы должно быть выполнено с таким расчётом, чтобы была предотвращена деформация свинцовых оболочек и не нарушались соединения жил в муфтах под действием собственного веса кабелей.

Прокладка однофазных кабелей. В случае применения для линий трёхфазного тока однофазных кабелей должны быть выполнены следующие условия:

Таблица 15

Допустимые разности уровней установки концевых муфт (разделок) при прокладке кабелей по вертикальным и наклонным трассам

Наименование кабеля	Разности уровней в м
Кабели в свинцовой оболочке	
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией, небронированные, на напряжение 1 и 3 кв	20
То же бронированные, на напряжение 1 и 3 кв	25
То же на напряжение 6 и 10 кв	15
То же на напряжение 20 и 35 кв	5
Кабели с бумажной обеднённо-пропитанной изоляцией, бронированные стальной лентой, на напряжение 1 и 3 кв и с отдельно свинцованными жилами, на напряжение 6 и 10 кв	50
Кабели с бумажной обеднённо-пропитанной изоляцией в общей свинцовой оболочке, на напряжение 6 кв:	
бронированные стальной лентой	40
бронированные стальной проволокой	70
Кабели с бумажной обеднённо-пропитанной изоляцией, бронированные стальной проволокой, на напряжение 1 и 3 кв с отдельно свинцованными жилами, на напряжение 6 и 10 кв	00
Кабели с резиновой изоляцией, бронированные и небронированные, на напряжение до 6 кв при условии промежуточных креплений	Не ограничивается
Кабели в полихлорвиниловой оболочке	
Кабели с резиновой изоляцией, бронированные и небронированные при условии промежуточных креплений	Не ограничивается
Кабели в алюминиевой оболочке	
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией, бронированные и небронированные, на напряжение 1 и 3 кв	25
То же на 6 кв	20
Кабели с бумажной обеднённо-пропитанной изоляцией:	
бронированные стальными лентами при условии промежуточных креплений	75
бронированные стальными проволоками	100
бронированные стальными проволоками с промежуточными креплениями по согласованию с заводом-изготовителем	Более 100

а) Свинцовые оболочки каждой фазы заземляются на одном конце трассы путём напайки свинцовых хомутов с медными проводниками и присоединения к общей сети заземления. Если на другом конце кабеля наведённое напряжение более 65 в, то заземляются оба конца кабелей.

б) При расположении на металлических конструкциях свинцовая оболочка кабелей должна быть изолирована от металлических конструкций путём подкладывания картона, фибры и т. п.

в) Однофазные кабели не должны прокладываться параллельно стальным трубам, железобетонным конструкциям и т. п. или параллельно другим кабелям на расстоянии меньшем 1 м.

г) При токе в жиле свыше 50 а производят крепление кабелей хомутами из немагнитного материала.

д) При токе в жиле свыше 50 а стальные оболочки должны быть сняты с однофазных кабелей.

Прокладка кабелей в каналах и тоннелях. При прокладке кабелей в каналах и тоннелях должны выполняться следующие правила:

1. На одной полке или опорной конструкции не рекомендуется прокладывать рядом более 6—8 силовых кабелей.

2. При двустороннем расположении опорных конструкций контрольные или контрольные и силовые кабели до 1 000 в следует размещать по возможности на той стороне, где нет силовых кабелей выше 1 000 в.

3. Во всех случаях контрольные кабели должны прокладываться под силовыми кабелями и отделяться от них сплошными огнестойкими перегородками.

4. Полки с силовыми кабелями должны отделяться друг от друга асбоцементными, гипсолитовыми, цементными и тому подобными огнестойкими плитами.

Для промышленных предприятий указанное требование является необязательным.

5. Рабочие и резервные кабели, а также группы кабелей напряжением выше 1 000 в ответственных потребителей, генераторов, трансформаторов и т. п. должны прокладываться на разных полках; при прокладке таких кабелей на одной полке между ними должны быть установлены сплошные огнестойкие перегородки.

6. При совместной прокладке на дне канала нескольких кабелей расстояния в свету принимаются между силовыми кабелями одного напряжения не менее 50 мм; между силовыми кабелями выше 1 000 в и кабелями до 1 000 в и контрольными не менее 250 мм. При несоблюдении приведённых расстояний кабель ВН отделяется дугостойкой перегородкой высотой не менее 75 мм.

7. В случаях, когда возможно попадание в каналы грунтовых, ливневых или технологических вод, прокладка кабелей должна выполняться по конструкциям, а в остальных случаях может производиться также и по дну канала.

8. Для предотвращения коррозии защитных оболочек не допускается прокладка кабелей:

а) открыто в каналах зольных помещений и химических цехах (необходима прокладка в блоках или в закрытых тоннелях);

б) кабелей марок СГ в деревянных желобах или цементных трубах, пропитанных креозотом, газовой смолой и другими веществами, корродирующими свинец.

Прокладка кабелей непосредственно в земле. Марки кабелей, допустимые к прокладке в траншеях в земле приведены в табл. 12. При прокладке кабелей в земле следует руководствоваться правилами, приведёнными в табл. 16.

Для предотвращения коррозии защитных оболочек не допускается прокладка кабеля непосредственно на почве, содержащей гниющие органические вещества, шлак, известь и т. п.

Прокладка кабелей в производственных помещениях. Все кабели, расположенные в местах, доступных для посторонних лиц, должны быть защищены от механических повреждений по высоте на 2 м от уровня пола или земли. Защита кабелей должна также предусматриваться в местах, где имеется опасность механических воздействий на кабели при перемещении оборудования, грузов и т. п. В электромашинных помещениях защита от механических повреждений обязательна для небронированных кабелей, а для бронированных только там, где имеется вероятность повреждений.

Прокладка кабелей в полу и междуэтажных перекрытиях должна производиться в механически прочных трубах.

Расстояние в свету между силовыми кабелями, как правило, должно быть не менее 35 мм. При совместной прокладке кабелей напряжением до 1 000 в, в том числе и контрольных, с кабелями напряжением выше 1 000 в расстояние между ними должно быть не менее 250 мм.

Расстояние между кабелем и теплопроводами, паропроводами, трубопроводами горячих жидкостей должно быть не менее 1 м; при меньшем расстоянии по всей длине сближения на теплопровод должна быть наложена теплоизоляция или между теплопроводом и кабелем должен быть установлен защитный экран. Расстояние между кабелями и всякого рода трубопроводами, за исключением указанных выше, должно быть не менее 0,5 м. При меньших расстояниях кабели должны быть защищены от механических повреждений на всём участке сближения плюс по 0,5 м с каждой его стороны.

Не допускается прокладка голого оцинкованного кабеля по стенам, окрашенным известковым раствором, в сырых помещениях и снаружи по бетонным и оштукатуренным цементным раствором стенам.

Не допускается также прокладка силовых и контрольных кабелей параллельно шинной канализации с большими токовыми нагрузками на расстоянии ближе 1 м.

В случае прокладки кабеля на участке, подверженном постоянной вибрации (тракт топливоподачи, каркасы агрегатов и др.), предусматривается достаточная слабина, а крепление кабеля производится с применением эластичных подкладок.

Кабели, прокладываемые в производственных помещениях, не должны иметь внешних защитных покровов из горючих волокнистых веществ. При наличии среды, разрушительно действующей на металлические оболочки и конструкции, они должны быть защищены (слоем битумного состава, краски и т. п.).

Прокладка кабелей при низкой температуре. Прокладка кабелей должна производиться с предварительным подогревом их во всех случаях, когда во время прокладки температура окружающей среды меньше следующих величин: 0° — при кабелях с бумажной изоляцией напряжением до 10 кВ, плюс 5° — при кабелях напряжением 20—35 кВ; минус 20° — при кабелях с резиновой изоляцией и голой свинцовой оболочкой; минус 7° — при кабелях асфальтированных, с резиновой изоляцией.

Т а б л и ц а 16

Необходимые наименьшие размеры, соблюдаемые при прокладках кабелей

Наименование размера	Наименьшие допустимые размеры и способ выполнения
Глубина траншей	От проектной планировочной отметки земли до дна траншеи 700 мм. Прокладка на меньшей глубине допускается лишь на участках длиной до 5 м при вводе кабелей в здания, а также в местах пересечений с подземными сооружениями и при обходе их. Однако на этих участках кабели должны иметь защиту от механических повреждений. Не менее 600 мм
Расстояние в свету между фундаментами зданий и кабелями	а) Между контрольными кабелями 50 мм б) Между силовыми кабелями напряжением до 10 кв включительно, а также между силовыми до 1 000 в и контрольными 100 мм в) Между кабелями, эксплуатируемыми различными организациями, а также между силовыми кабелями и кабелями связи 500 мм г) Между кабелями напряжением выше 10 кв, а также между ними и другими кабелями, независимо от их напряжения 250 мм
Расстояние в свету между фундаментами зданий и кабелями	Если указанные в пп. в и г расстояния не могут быть выдержаны, то параллельно прокладываемые кабели должны быть надёжно защищены от повреждений, могущих возникнуть при коротком замыкании в одном из кабелей (прокладка в трубах, устройство перегородок и т. п.); при этом расстояние между кабелями во всяком случае должно быть не менее 100 мм
Расстояние в свету при прокладке:	
а) Параллельно теплопроводу	а) При незащищённом — не менее 2 000 мм. Меньшее расстояние допускается при условии, если по всей длине теплопровода проложена изоляция с таким расчётом, чтобы температура почвы в месте прокладки кабеля (при отключённых кабелях) превышала температуру почвы в местах, удалённых от кабеля, не более чем на 5° б) Не допускается (за исключением пересечений) в) При незащищённом кабеле — не менее 2 000 мм; допускается уменьшение расстояния при условии прокладки кабеля в трубах или блоках г) Не менее 500 мм, допускается уменьшение расстояния при условии прокладки кабеля в трубах или блоках
б) Над или под теплопроводом	
в) Параллельно нефтепроводу, железнодорожному пути	
г) Параллельно другим видам трубопроводов	
Расстояние в свету при пересечении силового кабеля:	
а) С железнодорожными путями и авто-гужевыми дорогами	а) На участке пересечений с железной дорогой плюс 1 000 мм по каждую сторону от кромок водоотводных канав кабели прокладываются в трубах, блоках или тоннелях на глубине не менее 1 000 мм от подошвы рельса и не менее 500 мм от дна водоотводных канав. При отсутствии водоотводных канав защита должна быть выполнена на участке пересечения плюс по 2 000 мм по обе стороны от полотна железной дороги. При пересечениях с авто-гужевыми дорогами указанная защита требуется на участке пересечения плюс по 2 000 мм от кромок дороги, причём кабели должны быть проложены на глубине не менее 1 000 мм от полотна дороги. В случае перехода кабельной линии в воздушную кабели могут выходить на поверхность не ближе 3 500 мм от подошвы насыпи железной дороги или от кромок авто-гужевой и тому подобной дороги. При пересечении кабелей с электрифицированными железными дорогами постоянного тока должны быть приняты меры против электролитических воздействий блуждающих токов на кабели в соответствии с «Правилами защиты подземных металлических сооружений от коррозии блуждающими токами» б) Кабели должны быть разделены слоем земли толщиной 500 мм. Это расстояние может быть уменьшено до 250 мм, если кабели на всём участке пересечения плюс по 1 000 мм с каждой стороны от него либо заключены в трубы из огнестойкого материала либо разделены огнестойкими плитами. Указанное требование относится также к кабелям связи, причём последние должны быть во всех случаях расположены выше силовых кабелей в) Расстояние в свету не менее 100 мм г) Расстояние в свету не менее 500 мм; при пересечении с теплопроводами должны быть соблюдены условия, приведённые выше; прокладка кабелей под трубопроводами не допускается
б) С силовыми или контрольными кабелями	
в) С заземляющей проводкой	
г) С теплопроводами, нефтепроводами, водоводами и другими трубопроводами	

При естественном подогреве в тёплом помещении требуется 1—3 суток; подогрев воздушной в тепляке требует 18—24 часа. Наилучший подогрев достигается при нагревании током в тепляке.

Величина тока и время для подогрева приведены в табл. 17.

Подогретый кабель должен быть уложен в течение 40—45 мин.

Температура нагрева наружной брони не должна превышать:

25° для кабелей	20—35 кв
35° » »	6—10 »
40° » »	до 3 »

Напряжение питания подводится к двум жилам, третья же жила поочерёдно подключается параллельно к одной из работающих.

Т а б л и ц а 17

Величина тока и время, необходимые для подогрева на барабане трехфазных кабелей напряжением до 10 кв, длиной 300 м

Сечения жил в мм ²	Допустимый ток в а	Необходимое напряжение в в	Время в мин. для подогрева при температуре	
			0°	—5°
3 × 10	76	69	50	75
3 × 16	102	58	60	75
3 × 25	130	48	70	90
3 × 35	160	42	75	95
3 × 50	190	34	90	110
3 × 70	230	30	100	120
3 × 95	285	27	100	125
3 × 120	330	25	110	140
3 × 150	375	23	125	150
3 × 185	425	17	135	165
3 × 240	490	16	150	190

Таблица 18
Длительно допустимые нагрузки на голые провода

Номинальное сечение в мм ²	Допустимая длительная нагрузка в а	Номинальное сечение в мм ²	Допустимая длительная нагрузка в а
<i>Марка М</i>			
4	50	60	315
6	70	70	340
10	95	95	415
16	130	120	485
25	180	150	570
35	220	185	645
50	270	240	770
<i>Марка А</i>			
16	105	95	325
25	135	120	375
35	170	150	440
50	215	185	500
70	265		
<i>Марки АС и АСУ</i>			
35	170	150	445
50	220	185	515
70	275	240	610
95	335	300	710
120	380	400	865
<i>Марки Ж и ПС</i>			
Ж-3,5	30	ПС-35	80
Ж-4	35	ПС-50	90
Ж-5	40	ПС-70	125
Ж-6	60	ПС-95	140
ПС-25	70	Ж-120	175

При длине кабеля, отличной от 300 м, подвешиваемое напряжение изменяется пропорционально длине кабеля.

Допустимые нагрузки на голые провода и шины

Длительно допустимые нагрузки на голые провода при предельной температуре нагрева их +70° при монтаже их на открытом воздухе с наибольшей температурой +25° приведены в табл. 18.

Для определения токовых нагрузок при иных температурах окружающего воздуха необходимо применять поправочные коэффициенты, приведённые в табл. 19.

Таблица 19
Поправочные коэффициенты для определения нагрузки голых проводов при различных температурах окружающего воздуха

Марки проводов	Температура окружающего воздуха в °С							
	10	15	20	25	30	35	40	
М, А, АС, АСУ . . .	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	
Ж, ПС, ПМС	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	

Длительно допускаемые расчётные нагрузки для шин приведены в табл. 20 и 21.

Таблица 20
Длительно допускаемые расчётные нагрузки для медных, стальных и алюминиевых шин прямоугольного сечения

Размер в мм	Медные				Алюминиевые				Вес 1 м однополос- ной шины в кг		Стальные			
	Нагрузка в а										Нагрузка в а		Вес 1 м шины в кг	
	Число полос на полюс или фазу													
	1		2		1		2		Размер в мм	Переменный	Постоянный			
	Род тока													
	Пере- менный	Посто- янный	Пере- менный	Посто- янный	Пере- менный	Посто- янный	Пере- менный	Посто- янный	медной	алюми- невой				
15×3	210	210	—	—	165	165	—	—	0,400	0,122	20×3	65	100	0,47
20×3	275	275	—	—	215	215	—	—	0,534	0,163	25×3	80	120	0,59
25×3	340	340	—	—	265	265	—	—	0,668	0,203	30×3	95	140	0,71
30×4	475	475	—	—	365	370	—	—	1,066	0,324	40×3	125	190	0,94
40×4	625	625	—	1 090	480	480	—	855	1,424	0,432	50×3	155	230	1,17
40×5	700	705	—	1 250	540	545	—	965	1,780	0,540	60×3	185	280	1,40
50×5	860	870	—	1 525	665	670	—	1 180	2,225	0,675	70×3	215	320	1,64
50×6	955	960	—	1 700	740	745	—	1 135	2,670	0,810	80×3	240	365	1,88
60×6	1 125	1 145	1 740	1 990	870	880	1 350	1 555	3,204	0,972	90×3	275	410	2,11
80×6	1 480	1 510	2 110	2 630	1 150	1 170	1 630	2 055	4,272	1,295	100×3	305	460	2,35
100×6	1 810	1 875	2 470	3 245	1 425	1 455	1 935	2 515	5,340	1,620	20×4	70	115	0,63
60×8	1 320	1 345	2 160	2 485	1 025	1 040	1 680	1 840	4,272	1,296	25×4	85	140	0,78
80×8	1 690	1 755	2 620	3 095	1 320	1 355	2 040	2 400	5,698	1,798	30×4	100	165	0,94
100×8	2 080	2 180	3 060	3 810	1 625	1 690	2 390	2 945	7,120	2,160	40×4	130	220	1,25
120×8	2 400	2 600	3 400	4 400	1 900	2 040	2 650	3 350	8,460	2,600	50×4	165	270	1,56
60×10	1 475	1 525	2 560	2 725	1 155	1 180	2 010	2 110	5,340	1,620	60×4	195	325	1,88
80×10	1 900	1 990	3 100	3 510	1 480	1 540	2 410	2 735	7,120	2,160	70×4	225	375	2,20
100×10	2 310	2 470	3 610	4 325	1 825	1 910	2 860	3 350	8,900	2,700	80×4	260	425	2,50
120×10	2 650	2 950	4 100	5 000	2 070	2 300	3 200	3 900	10,650	3,245	90×4	290	480	2,82
											100×4	320	530	3,14

Примечание. Длительно допустимые расчётные нагрузки даны для температуры окружающего воздуха 25° и предельной температуры шин 70° при расположении шин на ребро. При расположении шин плашмя нагрузки, приведённые в табл. 20, следует уменьшить на 5% для шин с шириной полос до 60 мм и на 8% — для шин с шириной полос более 60 мм.

Таблица 21

Длительно допускаемые расчётные нагрузки для шин круглого и трубчатого сечения

Диаметр в мм	Круглое сечение						Трубчатое сечение								
	Медные и алюминиевые						Стальные								
	Нагрузка в а				Вес 1 м шины в кг	Диаметр в мм		Нагрузка при переменном и постоянном токе в а		Диаметр труб в мм		Нагрузка при перемен- ном токе в а			
	Медные		Алюминиевые												
	Род тока														
	Перемен- ный	Постоян- ный	Перемен- ный	Постоян- ный	Медные	Алюми- ниевые	внутрен- ный	наруж- ный	Медные	Алюми- ниевые	внутрен- ный в дюймах	наруж- ный в мм	Без раз- реза	С продоль- ным раз- резом	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
6	155	155	120	120	0,252	0,08	8	10	190	145	¼	13,5	75	—	
7	195	195	150	150	0,342	0,10	10	13	295	225	⅜	17,0	90	—	
8	235	235	180	180	0,456	0,14	12	15	340	280	½	21,35	118	—	
10	320	320	245	245	0,708	0,21	14	18	460	340	¾	26,75	145	—	
12	415	415	320	320	1,01	0,31	16	20	505	390	1	33,50	180	—	
14	505	505	390	390	1,38	0,42	18	22	555	425	1¼	42,25	220	—	
15	565	565	435	435	1,58	0,48	20	24	600	465	1½	48,0	255	—	
16	610	615	475	475	1,80	0,54	25	26	650	505	2	60,0	320	—	
18	720	725	560	560	2,28	0,69	25	30	830	640	2½	75,50	390	—	
19	780	785	605	610	2,54	0,77	29	34	925	725	3	88,50	455	—	
20	835	840	650	655	2,81	0,85	35	40	1 100	850	4	114	670	770	
21	900	905	695	700	3,10	0,94	40	45	1 200	935	5	137	800	890	
22	955	965	740	745	3,40	1,03	45	50	1 330	1 040	6	164	900	100	
24	1 140	1 165	885	900	4,39	1,33	45	51	1 510	1 170	—	—	—	—	
27	1 270	1 290	980	1 000	5,12	1,55	50	55	1 380	1 140	—	—	—	—	
28	1 325	1 360	1 025	1 050	5,51	1,66	55	60	1 585	1 240	—	—	—	—	
30	1 450	1 490	1 120	1 155	6,33	1,91	53	60	1 865	1 450	—	—	—	—	
35	1 770	1 865	1 370	1 450	8,61	2,60	60	65	1 685	1 315	—	—	—	—	
38	1 960	2 100	1 510	1 620	10,15	3,06	65	70	1 875	1 450	—	—	—	—	
40	2 080	2 260	1 610	1 750	11,25	3,40	62	70	2 295	1 790	—	—	—	—	
42	2 200	2 430	1 700	1 870	12,40	3,74	67	75	2 460	1 920	—	—	—	—	
45	2 380	2 670	1 850	2 060	14,23	4,29	70	75	2 000	1 550	—	—	—	—	
—	—	—	—	—	—	—	72	80	2 610	2 035	—	—	—	—	
—	—	—	—	—	—	—	75	80	2 120	1 640	—	—	—	—	
—	—	—	—	—	—	—	75	85	3 070	2 400	—	—	—	—	
—	—	—	—	—	—	—	80	85	2 205	1 720	—	—	—	—	
—	—	—	—	—	—	—	90	95	2 460	1 925	—	—	—	—	
—	—	—	—	—	—	—	90	100	3680	2 840	—	—	—	—	

При расчётной температуре воздуха, отличной от 25°, допустимые расчётные нагрузки на медные, алюминиевые и стальные шины принимаются с поправочными коэффициентами, приведёнными в табл. 22.

Таблица 22

Поправочные коэффициенты для нагрузок шин при различных температурах окружающего воздуха

Температура воздуха в °C	Кoeffи-циент	Температура воздуха в °C	Кoeffи-циент
10	1,15	35	0,88
15	1,11	40	0,81
20	1,05	45	0,74
30	0,94	50	0,67

Допустимые нагрузки на изолированные провода и кабели с резиновой изоляцией и выбор предохранителей для них

Наибольшие длительно допустимые по условиям нагрева током нагрузки (пропускная способность) для проложенных внутри зданий: проводов с резиновой или полихлорвиниловой изоляцией; кабелей в свинцовой, алюминиевой или полихлорвиниловой оболочке с резиновой изоляцией; кабелей с бумажной изоляцией, а также голых проводов, приведены в табл. 23.

Нагрузки на провода и кабели определены исходя из температуры в помещении 25°. Предельно допустимые температуры для проводников приняты равными: для проводов и кабелей с резиновой и полихлорвиниловой изоляцией 55°, для голых проводов 70°, а для кабелей с бумажной изоляцией до 1 000 в 80°.

Если температура среды в месте прокладки превышает 25°, нагрузки должны быть снижены в соответствии с указаниями, приведёнными в табл. 24.

В табл. 23, 25 и 26, где приведены две величины допустимых нагрузок, в скобках даны нагрузки, допустимые для сетей с числом часов использования максимума менее 3 000.

Наибольшие допустимые по условиям нагрева током нагрузки для проводов и кабелей с алюминиевыми жилами следует принимать равными 77% от нагрузки для соответствующих медных проводов.

Для алюминиевых проводов допустимы такие же предельные величины номинальных токов плавких вставок и уставок автоматических выключателей, как для медных проводников одинаковой с ними пропускной способности.

Выбор вставок предохранителей или уставок автоматов. Выбор вставок предохранителей и уставок автоматов выполняется по следующим правилам:

Таблица 23

Наибольшие длительно допустимые нагрузки (а) для проводов и кабелей с медными жилами, проложенных внутри зданий при температуре окружающей среды 25°

Сечение проводящей жилы в мм²	Провода с резиновой или полихлорвиниловой изоляцией (ПР, ПРГ, ПВ и др.) и шнуры с резиновой изоляцией (ПРД, ШР и др.), проложенные открыто	Провода с резиновой или полихлорвиниловой изоляцией (ПР, ПРГ, ТПРФ и др.), проложенные в одной трубе					Трубчатые провода и кабели с резиновой изоляцией в свинцовой или полихлорвиниловой оболочке (ТПРФ, СРГ, СРА, СРБ, ВРГ, ВРБ и др.), проложенные открыто			Кабели с бумажной изоляцией до 1 000 в (СБГ, СПГ, АБГ, АПГ), проложенные открыто				Голая проволока									
		Число проводов в трубе					одножильные	двух-жильные	трёх-жильные	одножильные	двух-жильные	трёх-жильные	четырёх-жильные										
		одножильных			один двух-жильный	один трёх-жильный																	
		2	3	4																			
0,5	6(10)	Допускается только для зарядки светильников					Допускается только для зарядки светильников																
0,75	6(13)																						
1	6(15)	6(14)	6(13)	6(12)	6(13)	6(12)	10(20)	10(17)	10(15)	15(30)	15(25)	15(18)	—	—									
1,5	10(20)	10(17)	10(15)	10(14)	10(16)	10(13)	15(27)	15(24)	15(22)	25(40)	25(30)	25(28)	—	—									
2,5	15(27)	15(24)	15(22)	15(22)	15(22)	15(19)	25(36)	25(34)	25(31)	40(55)	40	37	25	25(45)									
4	25(36)	25(34)	25(31)	25(27)	25(28)	25(24)	35(46)	35(41)	35(37)	60(75)	55	45	45	35(60)									
6	35(46)	35(41)	35(37)	35	35	30	60(68)	60	55	100	75	60	60	60(85)									
10	60(68)	60	55	45	50	45	90	75	70	120	100	80	80	100(110)									
16	90	75	70	65	70	60	125	100	90	160	130	105	100	140									
25	125	100	90	80	90	75	150	120	110	200	150	125	120	175									
35	150	120	110	100	110	90	180	165	150	245	185	155	150	220									
50	190	165	150	135	140	120	240	200	185	305	225	200	185	280									
70	240	200	185	165	175	155	290	230	195	360	275	245	215	340									
95	290	245	225	200	215	190	340	265	230	415	320	285	260	405									
120	340	280	255	230	260	220	390	310	270	470	375	330	300	480									
150	390	320	290	—	—	—	450	360	310	525	—	375	340	550									
185	450	—	—	—	—	—	535	—	—	610	—	430	—	650									
240	535	—	—	—	—	—	—	—	—	720	—	—	—	—									
300	615	—	—	—	—	—	—	—	—	880	—	—	—	—									
400	735	—	—	—	—	—	—	—	—	1 020	—	—	—	—									
500	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1 180	—	—	—	—									
625	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1 400	—	—	—	—									
800	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—									

Таблица 24

Поправочные коэффициенты к таблицам длительно допустимых нагрузок

Характеристика проводов	Значения поправочного коэффициента при температуре воздуха в °С					
	25	30	35	40	45	50
Провода и кабели с резиновой и полихлорвиниловой изоляцией, допускающей предельную температуру длительного нагрева 55°	1	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
Кабели с бумажной изоляцией, допускающей предельную температуру длительного нагрева 80°	1	0,95	0,90	0,85	0,80	0,736
Голая проволока и шины, для которых длительно допустимые нагрузки исчислены с учётом предельно допустимого длительного нагрева 70°	1	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67

Примечание. На эти коэффициенты следует умножать величины длительно допустимых нагрузок, указанные в табл. 23, если расчётная температура воздуха в помещении превышает 25°.

1. Для ответвлений к приёмникам без кратковременных толчков тока или для двигателей, имеющих пусковые реостаты

$$I_{ac} \geq I_{pab}$$

Для асинхронных двигателей

$$I_{pab} = k_c \frac{P_n 1000}{\sqrt{3} U_n \cos \varphi} a,$$

где P_n и U_n — номинальные мощность в *квт* и напряжение в *в*;

$\cos \varphi$ — коэффициент мощности при максимальной нагрузке;

k_c — коэффициент спроса.

2. Для ответвлений к короткозамкнутым асинхронным двигателям

$$I_{ac} \geq \frac{I_{nyc}}{2,5},$$

I_{nyc} — пусковой ток, берётся по каталожным данным.

Вообще $I_{nyc} = (4,5 \div 6,5) I_n$.

3. Для магистралей с несколькими приёмниками и в том числе короткозамкнутыми двигателями.

Плавкая вставка выбирается по наибольшему току, определяемому по двум формулам:

$$I_{ac} = \sum_1^n I_{pao}$$

и

$$I_{ac} = \frac{\sum_1^{n-1} I_{pab} + I_{nyc}}{2,5},$$

причём I_{nyc} берётся для двигателя, имеющего наибольшую величину пускового тока.

После выбора I_{ac} по табл. 25 и 26 определяют сечение в соответствии с характером

Таблица 25
Наименьшие допустимые сечения медных проводов и кабелей в зависимости от тока плавкой вставки или установки автомата для силовых сетей производственных помещений и жилых домов

Ток плавкой вставки		Ток вставки автомата		Ответвления и магистрали		Ответвления						Магистрали				
Таблица	Ток вставки автомата	Ток плавкой вставки	Ток вставки автомата	3	4	5	Кабели с бумажной изоляцией			Провода с резиновой и полихлорвиниловой изоляцией, проложенные в трубе, двух- и трёхжильные кабели с резиновой и полихлорвиниловой изоляцией и провода ТПРФ	10	11	Кабели с бумажной изоляцией			Толщина провода
							Одножильные	Двухжильные	трёхжильные (числитель) и четырёхжильные (знаменатель)				Одножильные	Двухжильные	трёхжильные (числитель) и четырёхжильные (знаменатель)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
6	9	1	1	1	1,5	1,5	1,5	4	—	—	—	—	—	4		
10	15	1	1	1	1,5	1,5	1,5	4	1	—	—	—	—	4		
15	22	1,5(1)	1	1	1,5	1,5	1,5	4	1,5(1)	1,5	—	—	—	4		
20	30	2,5(1)	1	1	1,5	1,5	1,5	4	2,5(1)	2,5(1,5)	—	—	—	4		
25	38	4(1,5)	1,5(1)	1,5(1)	1,5	1,5	1,5	4	2,5(1,5)	4(1,5)	1,5	1,5	1,5	4		
35	53	4(2,5)	2,5(1)	2,5(1)	1,5	1,5	1,5	4	4(2,5)	4(1,5)	2,5(1,5)	2,5(1,5)	2,5	4		
60	90	6(4)	4(1,5)	4(1,5)	1,5	1,5	1,5	4	6(4)	6(4)	4(2,5)	4	4	6(4)		
80	120	10	4(2,5)	4(2,5)	2,5(1,5)	2,5(1,5)	2,5	4	10	10(6)	6(4)	6	10	10(6)		
100	150	16	6(4)	6(4)	4(1,5)	4(2,5)	4	6(4)	16	16(10)	10(6)	10	16	16(10)		
125	187	16	10(6)	10(6)	4(2,5)	6(4)	6	6(4)	16	16	10	16	16	16(11)		
160	240	25	10	10	6	10	10	10(6)	25	25	10	16	25	16		
200	300	35	16	16(10)	6	10	16	16(10)	35	35	16	25	35	25		
225	328	50	16	16	10(6)	10	16	16(10)	50	35	25	35	50	35		
260	390	70	25	16	10	16	25	16(10)	70	50	25	50	70	35		
300	450	70	25	25	10	16	25	16	70	50	35	70	70	50		
350	525	95	35	25	16	25	35	25(16)	95	70	50	70	95	70		
430	645	120	50	35	25	25	50	25	120	95	70	55	120/120	70		
500	750	150	70	50	35	50	70	35	150	120	95	120	150/185	95		
600	900	185	70	50	35	50	70	50	—	150	120	150	185	120		
700	1 050	240	95	70	50	70	95/120	70	—	185	150	—	240	150		
850	1 275	—	120	70	70	95	120/150	70	—	240	185	—	—	185		

Т а б л и ц а 26

Наименьшие допустимые сечения медных проводов и кабелей в зависимости от тока плавкой вставки или уставки автомата для осветительных сетей

Ток плавкой вставки в а	Ток уставки автомата в а	Производственные помещения					
		Ответвления и магистрали					
		Провода с резиновой или полихлорвиниловой изоляцией, проложенные открыто	Провода с резиновой или полихлорвиниловой изоляцией, проложенные в трубе, двух- или трёхжильные кабели с резиновой или полихлорвиниловой изоляцией и провода ТПРФ	Одножильные кабели с резиновой или полихлорвиниловой изоляцией и одножильные провода ТПРФ	Кабели с бумажной изоляцией		
					одножильные	двухжильные	трёх- и четырёхжильные
6	9	1	1	—	—	—	1,5
10	15	1,5(1)	1,5(1)	1,5	—	—	1,5
15	22	2,5(1)	2,5(1,5)	2,5(1,5)	0,5	1,5	1,5
20	30	4(1,5)	4(1,5)	4(2,5)	2,5(1,5)	2,5(1,5)	3,5
25	38	4(2,5)	4(2,5)	4(2,5)	2,5(1,5)	2,5(1,5)	2,5
35	53	6(4)	6(4)	6(4)	4(2,5)	4(2,5)	4
60	90	10	10	10	6(4)	6	10
80	120	16	16	16	10(6)	10	16
100	150	16	15	16	10	16	25
125	187	25	35	25	16	25	35
160	240	35	50	35	25	35	50
200	300	50	70	50	35	50	70
225	328	70	95	70	50	70	95
260	390	95	120	95	50	95	120
300	450	95	150	95	70	120	150
350	525	120	—	120	95	150	185
430	645	185	—	185	120	—	240
500	750	240	—	240	150	—	—
600	900	—	—	—	240	—	—
700	1 050	—	—	—	300	—	—
850	1 275	—	—	—	400	—	—

Продолжение

Ток плавкой вставки в а	Ток уставки автомата в а	Жилые дома, бытовые и общественные помещения, служебно-бытовые и складские помещения промышленных предприятий					
		Ответвления и магистрали					
		Провода с резиновой или полихлорвиниловой изоляцией, проложенные открыто	Провода с резиновой или полихлорвиниловой изоляцией, проложенные в трубе, двух- и трёхжильные кабели с резиновой или полихлорвиниловой изоляцией и провода ТПРФ	Одножильные кабели с резиновой или полихлорвиниловой изоляцией и провода ТПРФ	Кабели с бумажной изоляцией		
					одножильные	двухжильные	трёх- и четырёхжильные
6	9	1	1	—	—	—	1,5
10	15	1,5(1)	1,5(1)	1,5	—	—	1,5
15	22	2,5(1,5)	2,5(1,5)	2,5(1,5)	1,5	1,5	1,5
20	30	4(2,5)	4(2,5)	4(2,5)	2,5(1,5)	2,5(1,5)	2,5
25	38	4	6(4)	4	2,5(1,5)	2,5	4
35	53	6	10	6	4(2,5)	4	10
60	90	10	16	10	6(4)	10	16
80	120	16	25	16	10	16	25
100	150	25	35	25	16	25	35
125	187	50	50	35	25	35	50
160	240	50	70	50	35	50	70
200	300	70	95	70	50	70	95
225	328	95	150	95	70	95	150
260	390	120	—	120	70	120	185
300	450	150	—	150	95	150	185
350	525	185	—	185	120	—	240
430	645	240	—	240	185	—	—
500	750	—	—	—	240	—	—
600	900	—	—	—	300	—	—
700	1 050	—	—	—	400	—	—
850	1 275	—	—	—	500	—	—

помещения и способом прокладки проводов или кабелей.

4. Для выбора уставки автомата по рабочему току ответвления к приёмнику или по току магистрали по табл. 23 определяют минимальное сечение, провода или кабеля, а затем по табл. 25 и 26 находят ток уставки автомата. Уставка должна быть проверена по пусковому току двигателей.

Допустимые нагрузки на кабели с бумажной изоляцией

Нагрузки кабелей зависят от способа их прокладки и температуры окружающей среды (табл. 27, 29, 30, 31 и 32).

Таблица 27

Длительно допустимые расчётные нагрузки для кабелей с медной жилой и бумажной изоляцией, прокладываемых непосредственно в земле при температуре почвы +15°

Сечение жилы в мм²	Одножильные кабели 1 кв	Двухжильные кабели 1 кв	Трёхжильные кабели с поясной изоляцией для напряжений до			Четырёхжильные кабели 1 кв
			3 кв	6 кв	10 кв	
			Максимально допустимая температура жилы кабеля в °C			
	80	80	80	65	60	80
1,5	15(45)	15(35)	15(30)	—	—	—
2,5	25(60)	25(45)	25(40)	—	—	25(35)
4	40(80)	40(60)	40(55)	—	—	40(50)
6	60(105)	60(80)	60(70)	—	—	60
10	100(140)	100(105)	95	80	70	85
16	160(175)	140	120	105	95	115
25	235	185	160	135	120	150
35	285	225	190	160	150	175
50	360	270	235	200	180	215
70	440	325	285	245	215	265
95	520	380	340	295	265	310
120	595	435	390	340	310	350
150	675	500	435	390	355	395
185	755	—	490	440	400	450
240	830	—	570	510	460	—
300	1 000	—	—	—	—	—
400	1 220	—	—	—	—	—
500	1 400	—	—	—	—	—
625	1 520	—	—	—	—	—
800	1 700	—	—	—	—	—

Примечания. 1. Для кабелей, проложенных в земле, расчётные нагрузки приняты из условий прокладки в нормальных почвах (с расчётным удельным сопротивлением почвы 120 тепловых ом), в траншее на глубине 0,7—1 м не более одного кабеля. При прокладке нескольких кабелей длительно допустимые расчётные нагрузки для них должны быть снижены путём введения коэффициентов, приведённых в табл. 28; в числе рядом лежащих кабелей не учитываются резервные.

2. В скобках даны нагрузки, допустимые по условиям нагрева током, но не рекомендуемые к широкому пользованию для избежания чрезмерных потерь энергии в длительно загруженных сетях (с числом часов использования максимума не менее 3 000).

3. Для силовых кабелей с алюминиевыми жилами длительно допустимые нагрузки определяются путём умножения приведённых нагрузок на коэффициент 0,8.

4. Нагрузки кабелей с алюминиевыми оболочками принимаются такие же, как и для кабелей со свинцовыми оболочками.

5. Допустимые нагрузки для одножильных кабелей даны для работы при постоянном токе.

Нормы нагрузок даются при определённой температуре среды и отклонение от этой температуры учитывается поправочными коэффициентами (табл. 34 и 35).

Длительно допустимые расчётные нагрузки для кабелей, проложенных в трубах без искусственной вентиляции, должны приниматься по данным, приведённым в таблицах для случая прокладки кабелей соответствующих сечений в воздухе.

При прокладке в земле нескольких кабелей длительно допустимые расчётные нагрузки для них должны быть снижены путём введения коэффициентов, приведённых в табл. 28.

Таблица 28

Поправочные коэффициенты на число работающих кабелей, лежащих рядом в земле

Число кабелей	При расстоянии в свету мм		
	100	200	300
1	1,00	1,00	1,00
2	0,90	0,92	0,93
3	0,85	0,87	0,90
4	0,80	0,84	0,87
5	0,78	0,82	0,86
6	0,75	0,81	0,85

Таблица 29

Длительно допустимые нагрузки для кабелей с медной жилой и бумажной изоляцией, прокладываемых в воде при температуре воды +15°

Сечение жилы в мм²	Одножильные кабели 1 кв	Трёхжильные кабели с поясной изоляцией для напряжений кв		
		3	6	10
		Максимально допустимая температура жилы кабеля в °C		
	80	80	65	60
10	—	100(120)	—	—
16	—	155	135	120
25	—	210	170	150
35	350(370)	250	205	180
50	460	305	255	220
70	570	375	310	275
95	675	440	375	340
120	775	505	430	395
150	880	565	500	450
185	990	615	545	510
240	1 140	715	625	585
300	1 300	—	—	—
400	1 580	—	—	—
500	1 820	—	—	—
625	1 970	—	—	—

При прокладке кабелей в воде или в воздухе условия их охлаждения другие, чем в земле, и поэтому допустимые нагрузки надо брать по табл. 29 и 30.

Одножильные кабели при работе на переменном токе не должны иметь броню во избежание нагрева вихревыми токами и поэтому их нагрузка определяется особыми нормами, указанными в табл. 31.

Таблица 30

Длительно допустимые нагрузки для кабелей с медной жилой и с бумажной изоляцией, прокладываемых на открытом воздухе при температуре воздуха +25°

Сечение жилы в мм²	Одно- жильные кабели 1 кв	Двух- жильные кабели 1 кв	Трёхжильные кабели с поясной изоляцией для напряжений кв			Четырёх- жильные кабели 1 кв
			3	6	10	
			Максимально допустимая температура жилы кабеля в °С			
80	80	80	65	60	80	
1,5	15(30)	15(25)	15(20)	—	—	—
2,5	25(40)	25(30)	25	—	—	25
4	40(55)	40	35	—	—	35
6	60(75)	55	45	—	—	45
10	95	75	60	55	50	60
16	120	95	80	65	65	80
25	160	130	105	90	90	100
35	200	150	125	110	105	120
50	245	185	155	145	135	145
70	305	225	200	175	165	185
95	360	275	245	215	200	215
120	415	320	285	250	240	260
150	470	375	330	290	270	300
185	525	—	375	325	305	340
240	610	—	430	375	350	—
300	720	—	—	—	—	—
400	880	—	—	—	—	—
500	1 020	—	—	—	—	—
625	1 180	—	—	—	—	—
800	1 400	—	—	—	—	—

Примечания. 1. Допустимые нагрузки в скобках даны для сечений с числом использования часов максимума менее 3000.

2. Расчётные нагрузки приняты для расстояний в свету между кабелями при прокладке их внутри и вне зданий и в тоннелях не менее 35 мм, а в каналах не менее 50 мм при любом числе проложенных кабелей.

3. При иных температурах окружающего воздуха вводятся поправочные коэффициенты.

4. Допустимые нагрузки для одножильных кабелей даны для работы при постоянном токе.

Таблица 31

Длительно допустимые расчётные нагрузки для одножильных небронированных кабелей, прокладываемых на открытом воздухе при работе на переменном токе при незаземлённой нейтрали

Номинальное сечение жилы в мм ²	Длительно допустимые нагрузки в а				
	3 кв	6 кв	10 кв	20 кв	35 кв
	Максимально допустимая температура жилы кабеля				
	80°	65°	60°	50°	50°
10	85	75	—	—	—
16	120	110	—	—	—
25	145	135	125	105	—
35	170	155	145	125	—
50	215	200	190	155	—
70	260	240	225	185	180
95	305	280	265	220	215
120	330	300	285	245	240
150	360	325	310	270	265
185	385	350	335	290	285
240	435	395	380	320	315
300	460	420	405	350	340

Примечание. Указанные нагрузки относятся к следующим условиям: свинцовые оболочки соединены между собой и заземлены на обоих концах, число рядом лежащих кабелей — 3, расстояние между кабелями в свету не более 125 мм и не менее 35 мм.

Таблица 32

Длительно допустимые нагрузки в амперах для трёхжильных кабелей с отдельно освинцованными жилами, прокладываемых в земле и воде при температуре +15° и на открытом воздухе при температуре 25°

Сечение жилы в мм ²	Напряжение 20 кВ			Напряжение 35 кВ		
	Максимально допустимая температура +50° при прокладке					
	в земле	в воде	на воз- духе	в земле	в воде	на воз- духе
25	110	125/120	85	—	—	—
35	135	150/145	100	—	—	—
50	165	180/180	120	—	—	—
70	205/200	240/225	150	200/195	225/210	145
95	245/240	290/275	180	240/234	275/255	180
120	285/275	340/315	205	280/270	325	205
150	320/315	375/350	230	315/310	380	230
185	370/355	430/390	265	365	—	265

Примечание. В числителе приведены нагрузки для заземлённой нейтрали, а в знаменателе — для незаземлённой. В тех случаях, когда температура почвы, воды и воздуха отличается от принятой по нормам для длительных нагрузок, надо умножать эти нагрузки на коэффициенты, приведённые в табл. 34 и 35.

Примечание. В числителе приведены нагрузки для заземлённой нейтрали, а в знаменателе — для незаземлённой. В тех случаях, когда температура почвы, воды и воздуха отличается от принятой по нормам для длительных нагрузок, надо умножать эти нагрузки на коэффициенты, приведённые в табл. 34 и 35.

Таблица 33

Фигуры заполнения блоков кабелями

Иллюстрация	Конфигурация блоков	Число кабелей	Габариты
I		2	191
II		3	173
III		4	167
IV		2	154
V		3	147
VI		4	138
VII		2	143
VIII		3	135
IX		4	131
X		2	140
XI		3	132
XII		4	118
XIII		2	136
XIV		3	132
XV		4	119
XVI		2	135
XVII		3	124
XVIII		4	104
XIX		2	135
XX		3	118
XXI		4	100
XXII		2	133
XXIII		3	116
XXIV		4	81
XXV		2	129
XXVI		3	114
XXVII		4	84
XXVIII		5	79

l — наименьшее расстояние между каналами блока

Таблица 34

Поправочные коэффициенты на температуру почвы и воды

Для кабелей, работающих при максимальной температуре жил в °С	Температура почвы и воды в месте укладки кабеля в °С									
	—5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40
80	1,14	1,11	1,08	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
65	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71
60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67
50	1,25	1,25	1,14	1,07	1,00	0,93	0,84	0,76	0,66	0,54

Таблица 35

Поправочные коэффициенты на температуру воздуха

Для кабелей, работающих при максимальной температуре жилы в °С	Температура воздуха в месте прокладки кабеля в °С									
	—5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40
80	1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04	1,0	0,95	0,90	0,85
65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,0	0,94	0,87	0,79
60	1,36	1,31	1,25	1,20	1,13	1,07	1,0	0,93	0,85	0,76
50	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,0	0,89	0,78	0,63

Таблица 36

Поправочные коэффициенты *a* в зависимости от сечения кабеля и месторасположения его в блоке

Сечение кабелей в мм²	Номер отверстия в блоке				
	1	2	3	4	5
3×25	0,44	0,46	0,47	0,51	0,54
3×35	0,51	0,57	0,57	0,60	0,62
3×50	0,67	0,69	0,69	0,71	0,73
3×70	0,81	0,84	0,84	0,85	0,86
3×95	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
3×120	1,14	1,13	1,13	1,12	1,11
3×150	1,33	1,30	1,29	1,26	1,22
3×185	1,50	1,46	1,45	1,38	1,32
3×240	1,78	1,70	1,68	1,55	1,46

Таблица 37

Поправочные коэффициенты *b* на напряжение кабеля

Номинальные напряжения кабелей в кВ	10	6	до 3
Значения коэффициента	1	1,05	1,09

Таблица 38

Поправочные коэффициенты *c* на среднесуточную загрузку блока, определяемые в зависимости от отношения среднесуточной передаваемой мощности к номинальной

$\frac{кваср}{кваном}$	1,0	0,85	0,7
<i>c</i>	1,0	1,07	1,16

Кабели, имеющие отдельные свинцованные оболочки для каждой жилы, находятся в лучших условиях по охлаждению по сравнению с кабелями, имеющими общую оболочку, и их нагрузки определяются по табл. 32

Длительно допустимые расчётные нагрузки для кабелей, проложенных в блоках (табл. 33), приняты исходя из допустимой нагрузки для трёхжильного кабеля напряжением 10 кВ, сечением 3 × 95 мм² при 100%-ной нагрузке кабелей и заполнением блока кабелями, согласно фигурам, приведённым в табл. 33.

Для кабелей других сечений и напряжений длительно допустимые расчётные нагрузки определяются по эмпирической формуле

$I = abcl_0,$

- где *I*₀ — ток, определённый по табл. 32;
a — коэффициент, выбираемый по табл. 36 в зависимости от сечения и расположения кабелей в блоке;
b — коэффициент, выбираемый по табл. 37 в зависимости от номинального напряжения кабеля;
c — коэффициент, выбираемый по табл. 38 в зависимости от среднесуточной загрузки всего блока.

При смешанной прокладке кабелей длительно допустимые расчётные нагрузки принимаются для участка трассы с наихудшими тепловыми условиями, если длина его составляет не менее 10 м.

ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ УЗЛОВ

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Потребителями электроэнергии железно-
дорожных узлов являются:

- локомотивные депо с экипировочными уст-
ройствами;
- насосные станции водоснабжения;
- вагонные депо и вагоноремонтные пункты;
- мастерские различных служб;
- устройства связи, централизации, автобло-
кировки, электрифицированные сигналы;
- сортировочные горки;
- пассажирские здания и устройства наруж-
ного освещения территорий станций и приёмо-
отправочных путей;
- культурно-бытовые учреждения (больницы,
школы, клубы, магазины);
- жилые посёлки.

Примерное соотношение установленной
мощности токоприёмников и потребляемой
электроэнергии различными группами потре-
бителей указано в табл. 1.

Таблица 1

Примерное соотношение установленной мощности
токоприёмников и потребляемой электроэнергии

Наименование служб	Установ- ленная мощность в %	Потребле- ние электро- энергии в %
Локомотивная служба . . .	33	30
в том числе:		
основные депо	21,0	16,0
водоснабжение	8,0	10,0
экипировка	3,0	2,5
Вагонная служба	18,0	14,0
Служба движения	5,0	10,0
Пассажирская служба	1,5	3,0
Коммерческая служба	1,0	1,0
Грузовая служба	1,0	0,5
Служба пути	5,0	5,0
Служба связи	2,0	3,0

В соответствии с Правилами устройства
электротехнических установок по характеру
требуемых в отношении бесперебойности элек-
троснабжения нагрузки разделяются на сле-
дующие категории:

1-я категория — ответственные нагрузки,
перерыв в электроснабжении которых может
повлечь за собой опасность для людей, брак
продукции, повреждение оборудования или
длительное расстройство сложного технологи-
ческого процесса;

2-я категория — нагрузки, перерыв в элек-
троснабжении которых связан с существенным
снижением производства продукции, простоем
людей и механизмов;

3-я категория — все нагрузки, не подхо-
дящие под определения 1-й и 2-й категорий.

Нагрузки экипировочных устройств (локо-
мотивных депо), насосных станций водоснаб-
жения, сортировочных горок, устройств сиг-
нализации, централизации и блокировки,
а также внутреннее и наружное освещение
служебных помещений и территорий станций
следует относить к нагрузкам 1-й категории.

Нарушение нормального электроснабжения
этой группы потребителей приводит к значи-
тельным затруднениям в работе узла и всех
прилегающих к нему участков железных
дорог. Поэтому система электроснабжения на
железнодорожном транспорте должна быть
осуществлена таким образом, чтобы при ава-
рии на электростанции, подстанции и линии
электропередачи питание электроэнергией то-
коприёмников не прерывалось или восста-
навливалось немедленно. Бесперебойность
электроснабжения обеспечивается за счёт ре-
зервирования питания путём присоединения
токоприёмников к различным независимым
источникам питания.

В соответствии с Правилами устройства
электротехнических установок источники пи-
тания называются независимыми, если нару-
шение режима или повреждение одного из
них не влечёт за собой выхода из работы
другого. Две секции сборных шин электро-
станции, а также линии, питающиеся от раз-
ных секций сборных шин электростанции
или подстанции, могут рассматриваться как
независимые источники питания при соблюде-
нии следующих условий:

а) каждая из вышеуказанных секций имеет
питание от разных генераторов электростан-
ции;

б) секции не связаны между собой или
имеют связь, автоматически отключаемую при
нарушении нормальной работы одной из
секций.

В некоторых случаях в качестве резерв-
ного источника питания применяют аккумуля-
торные батареи или передвижные электро-
станции.

К нагрузкам 2-й категории относят на-
грузки локомотивных и вагонных депо, вагоно-
ремонтных пунктов и мастерских различных
служб.

Выбор степени обеспечения бесперебойно-
сти электроснабжения нагрузок этой группы
потребителей производится с учётом местных
условий и значимости предприятий для дан-
ного железнодорожного узла и дороги в целом.

ГРАФИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ

Графики нагрузки представляют собой
кривые, показывающие изменение нагрузки
одного или группы токоприёмников по вре-
мени.

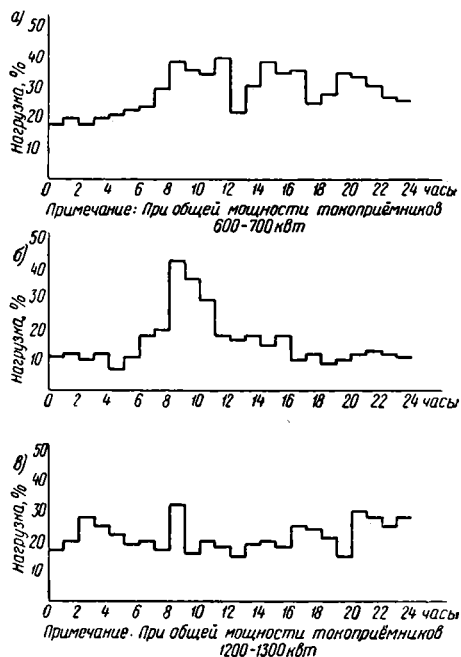
Графики нагрузки токоприёмников желе-
знодорожного узла или станции определяют
режим работы электростанции или трансфор-
маторной подстанции в течение суток или бо-
лее длительного времени.

Наиболее характерными графиками суточ-
ной нагрузки на железнодорожных узлах и
станциях являются графики за один из дней
декабря (с наименьшей продолжительностью
дня) и июня (с наибольшей продолжитель-
ностью дня). Обычно на железнодорожных
электростанциях и подстанциях строят гра-
фики по часовым нагрузкам, которые дают
возможность с достаточной степенью точности
характеризовать нагрузки группы потреби-
телей электроэнергии мощностью 500 *квт* и

выше, а также нагрузки осветительных токоприёмников.

Для выявления величин пиковых нагрузок при меньшей мощности потребителей электроэнергии графики нагрузки строят по данным 15- и 30-минутных показаний приборов. Это даёт возможность наиболее полно учесть изменение нагрузки в связи с включением короткозамкнутых электродвигателей, а также работу электротехнических установок с кратковременным режимом.

Типичные графики нагрузок основных предприятий железнодорожных узлов и станций даны на фиг. 1.



Фиг. 1. Графики нагрузок: а — вагонного депо; б — оборотного локомотивного депо; в — основного локомотивного депо

ВЫБОР НАПЯЖЕНИЯ И РОДА ТОКА

Напряжения для электроустановок переменного тока промышленных предприятий по ГОСТ 724—41 установлены 10 000, 6 000, 3 000, 500, 380, 220, 127, 36 и 12 в.

Электродвигатели, работающие на напряжение 10 000, 6 000 и 3 000 в, на железнодорожных узлах применяют только для привода насосов большой производительности, расположенных на большом расстоянии от основных источников электроснабжения.

Для использования напряжения в 500 в необходимо иметь раздельное питание силовых и осветительных токоприёмников, что ведёт к излишним потерям и не даёт преимуществ перед системой 380/220 в.

На железнодорожных узлах преимущественно применяют напряжение 380/220 в. Напряжение 220/127 в применяется сравнительно редко и постепенно замещается напряжением 380/220 в.

В отдельных случаях оказывается целесообразным в осветительных установках питаю-

щую сеть иметь на напряжение 380/220 в, с понижением его до 127 в непосредственно у группы токоприёмников для использования светотехнических преимуществ источников света на этом напряжении.

Питание светильников общего освещения производится при напряжении не выше 250 в по отношению к земле. В помещениях с повышенной опасностью и особо опасных при высоте установки светильников над полом менее 2,5 м применяют светильники специальной конструкции или светильники с лампами напряжением 36 в. Для питания светильников местного освещения и переносных светильников в помещениях с повышенной опасностью и в особо опасных местах применяют напряжение не выше 36 в.

При наличии особо неблагоприятных условий (теснота, неудобное положение работающих, соприкосновение их с большими металлическими, хорошо заземлёнными поверхностями) для питания ручных светильников следует применять напряжение не выше 12 в.

Питание светильников напряжением до 36 в включительно производится от трансформаторов с раздельными обмотками первичного и вторичного напряжений, причём один из выводов обмотки низшего напряжения или её нейтраль заземляются. Применение автотрансформаторов не допускается.

На железнодорожных узлах, как правило, все токоприёмники (за исключением специальных) питаются переменным током. Постоянный ток применяют на очень небольшом числе промежуточных станций.

Следует ожидать, что в ближайшее время все электроустановки, за исключением специальных, будут работать на переменном токе.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ УЗЛОВ

Электроснабжение предприятий железнодорожных узлов осуществляется от узловых железнодорожных электростанций на генераторном напряжении или на напряжении 6—10 кВ через повысительные подстанции при этих электростанциях, а также по высоковольтным и низковольтным сетям от электростанций общего пользования.

Электрические сети производственных помещений должны быть надёжно защищены от коротких замыканий и от сверхтоков такой величины и продолжительности, при которых возникает опасность воспламенения изоляции или её повреждения.

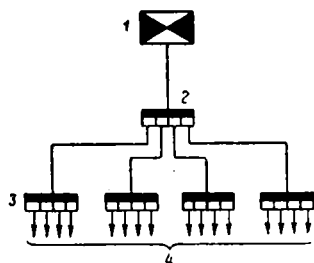
Сети оборудуют аппаратурой, обеспечивающей нормальную эксплуатацию и отключение отдельных участков сетей для безопасного осмотра, испытаний и ремонта.

Схемы цеховых сетей

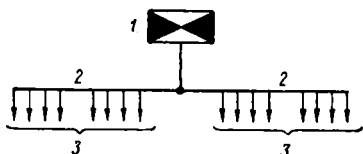
Цеховые сети трёхфазного тока выполняют по схемам: радиальной (фиг. 2), магистральной (фиг. 3) и смешанной (фиг. 4).

При схеме блок — трансформатор — магистраль (БТМ) распределительный щит на подстанции не ставится; токоприёмники цеха питаются от магистральной линии, подключаемой к щиту через разьединитель или автомат. Схемы БТМ применимы в том случае,

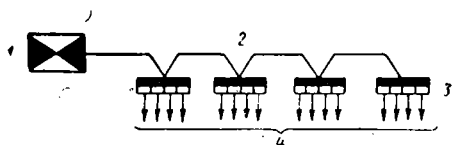
когда подстанция предназначена только для одного какого-либо предприятия железнодорожного узла.



Фиг. 2. Радиальная схема цеховой электрической сети: 1 — подстанция; 2 — главный силовой шкаф; 3 — распределительный силовой шкаф; 4 — токоприёмники



Фиг. 3. Магистральная схема цеховых электросетей: 1 — подстанция; 2 — магистраль; 3 — токоприёмники



Фиг. 4. Смешанная схема цеховых электросетей: 1 — подстанция; 2 — магистраль; 3 — распределительный шкаф; 4 — токоприёмники

В качестве проводников применяют изолированные и голые провода и кабели различных типов; шинпровод на железнодорожном транспорте применяют редко.

Внутрицеховые подстанции

Для электроснабжения предприятий железнодорожных узлов обычно применяют отдельно стоящие трансформаторные подстанции.

Сооружение трансформаторных подстанций, совмещённых с производственными зданиями предприятий, даёт возможность получить экономно цветных металлов и электроэнергии.

Совмещённые подстанции рационально строить только для питания крупных потребителей электроэнергии: локомотивных и вагонных депо, мастерских.

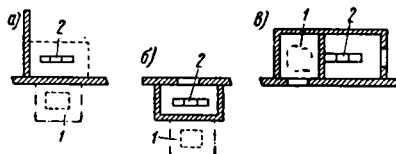
Наиболее рационально сооружать цеховые подстанции как встроенные или пристроенные. В помещениях с большой задымленностью, наличием влажности и пыли устройство открытых подстанций не рекомендуется.

Примерные компоновки цеховых подстанций даны на фиг. 5.

Цеховые подстанции предприятий с нагрузками только 1-й категории должны иметь два трансформатора равной мощности, из которых один резервный. Если нагрузка 1-й ка-

тегории составляет не более 50% общей нагрузки, следует выбирать два трансформатора суммарной мощности, равной полной нагрузке.

Внутрицеховые подстанции можно размещать в основных и вспомогательных помещениях, которые отнесены к категориям Г и Д согласно Противопожарным нормам строительного проектирования промышленных предприятий и населённых мест (НСП 102—54). В деревянных зданиях подстанции размещать не допускается.



Фиг. 5. Примерные компоновки цеховых подстанций: а — открытая установка трансформатора у стены цеха с расположением щита в цехе; б — то же, но щит расположен в пристройке к цеху; в — встроенная подстанция с трансформатором и щитом; 1 — помещение трансформатора; 2 — щит низкого напряжения

Трансформаторные подстанции мощностью до 180 ква разрешается пристраивать к деревянным зданиям.

Расчёт электрических нагрузок отдельных цехов и предприятий

При отсутствии данных проектных организаций расчёт электрических нагрузок отдельных цехов и предприятий ведётся по установленной мощности токоприёмников и коэффициенту спроса.

Потребная расчётная мощность:

$$P_p = P_y K_c,$$

где P_y — активная номинальная мощность токоприёмников;

K_c — коэффициент спроса (табл. 2).

Таблица 2

Коэффициенты спроса по мощности различных групп токоприёмников

Наименование группы токоприёмников	K_c
Станки металлообрабатывающие с индивидуальным приводом в мелкосерийном и индивидуальном производстве	0,18
Вентиляторы производственные	0,7
Вентиляторы санитарно-гигиенические	0,65
Насосы	0,7
Электродвигатели с повторно-кратковременным режимом	0,2—0,4
Краны цеховые	0,15—0,2
Электрические печи, сушильные шкафы, нагревательные приборы	0,8
Сварочные трансформаторы	0,35

Для локомотивных и вагонных депо величину K_c можно определять по кривым фиг. 6, построенным на основании данных по ряду депо.

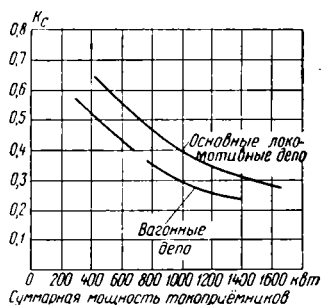
Расчётным путём величина K_c может быть подсчитана по формуле

$$K_c = B + \frac{CX}{n_p},$$

где B, C — расчётные коэффициенты, постоянные для каждой группы потребителей (табл. 3);

X — число (критическое) наибольших токоприёмников данной характерной группы (табл. 3);

n_g — условное число потребителей одинаковой мощности, равной средней мощности в критической группе, при котором расчётная нагрузка P_p и коэффициент спроса K_c будут теми же, что при n реальных потребителях различной мощности.



Фиг. 6. Кривые значения коэффициентов спроса

Число n_g определяется соотношением:

$$n_g = \frac{XP_n}{P_x},$$

где P_n — суммарная мощность всех станков данного цеха или группы станков, для которой ведётся расчёт;

P_x — суммарная мощность наибольших двигателей данной характерной группы станков (мощность критической группы).

Таблица 3

Значение величин X, B, C (по данным Главэлектромонтажа)

Группа потребителей	X	B	C
Станки цехов холодной обработки металлов в мелкосерийном и индивидуальном производстве	5	0,14	0,4
Вентиляторы производственные и сантехнические, насосы	5	0,65	0,25
Механизмы непрерывного транспорта	5	0,4	0,4
Краны ремонтных, сборочных и механических цехов	3	0,06	0,2
Электропечи периодического действия с неавтоматической подачей изделий . .	1	0,5	0,5

Величину K_c для осветительных токоприёмников принимают равной 0,80—1,0.

Расчёт цеховых сетей

Расчёт проводов ведётся по допустимому нагреву, потере напряжения и экономической

плотности тока, исходя из необходимости выполнения следующих условий.

1. Сечение провода должно обеспечить допустимый нагрев при расчётном токе.

Расчётный ток в трёхфазной сети определяется по формуле

$$I_p = K_c \frac{P_n \cdot 1000}{\sqrt{3} U_n \cos \varphi},$$

где P_n — номинальная мощность токоприёмников в kвт ;

U_n — номинальное напряжение токоприёмников в в ;

K_c — коэффициент спроса.

Длительно допустимые нагрузки I_d на провода и кабели указаны в табл. 4 и 5.

Сечение провода выбирается так, чтобы для помещений не взрывоопасных было соблюдено соотношение $I_p \leq I_d$, а для взрывоопасных помещений: $1,25 I_p \leq I_d$.

Для проводов и кабелей при сечении до 6 мм^2 включительно, применяемых для ответвлений к токоприёмникам, с режимом повторно-кратковременной работы (ПКР), с продолжительностью цикла до 10 мин. и рабочего периода до 4 мин. наибольшие допустимые нагрузки определяют, как для установок длительного режима работы, по данным табл. 4.

При сечениях провода 10 мм^2 и выше допустимая нагрузка

$$I_{пкр} \leq I_d \sqrt{\frac{0,875}{PB}},$$

где PB — продолжительность включения в долях единицы.

При кратковременном режиме работы токоприёмников с длительностью включения не более 4 мин. и перерывами между включениями, достаточными для охлаждения проводников до температуры окружающей среды, наибольшие допустимые нагрузки проводов определяют по нормам повторно-кратковременного режима работы.

При длительности включения более 4 мин., а также при перерывах, недостаточных для охлаждения проводников, наибольшие допустимые нагрузки определяют по нормам длительного режима.

Наибольшие допустимые нагрузки для проводов и кабелей с алюминиевыми жилами следует принимать равными 77% от нагрузок, соответствующих по сечению медным проводам.

2. Сечение проводника должно обеспечить допустимую потерю напряжения при пиковом токе $I_{пик}$.

Потеря напряжения в %

$$\Delta U = \frac{I_{пик} l \sqrt{3} (R \cos \varphi + x \sin \varphi)}{v} 100,$$

где $I_{пик}$ — пиковый ток в а ;

v — напряжение сети в в ;

l — длина линии в км ;

R — активное сопротивление переменному току в ом/км ;

x — реактивное сопротивление переменному току в ом/км ;

$\cos \varphi$ — коэффициент мощности при пиковом токе.

Таблица 4
Наибольшие длительно допустимые нагрузки для проводов и кабелей с медными жилами, проложенными внутри зданий (при температуре окружающей среды 25°), в а

Сечение провода	Проложенные открыто										Проложенные в одной трубе						Голые провода	
	Провода с резино- вой или винилито- вой изоля- цией (ПР, ПРГ, ВРГ, и др.) и шнуры с резиновой изоляцией (ПРД, ШР и др.)	Трубчатые провода и кабели с резиновой изоляцией в свинцовой или винилитовой оболочке (ПРФ, СРГ, СРА, СРБ, ВРГ, ВРБ и др.)					Кабели с бумажной изоляцией до 1 кв (СБГ, СПГ)					Провода с резиновой или винилитовой изоляцией (ПР, ПРГ, ППРФ и др.)						
		одножиль- ные		двухжиль- ные		трёхжиль- ные	четырёх- жильные	одножиль- ные	двухжиль- ные	трёхжиль- ные	четырёх- жильные	Число проводов в трубе			один двухжиль- ный	один трёхжиль- ный		
		Одножильных																
		2	3	4														
1	6(15)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	6(14)	6(13)	6(12)	6(13)	6(12)	—		
1,5	10(20)	10(20)	10(17)	10(15)	15(30)	15(25)	15(18)	—	—	—	10(17)	10(15)	10(14)	10(16)	10(13)	—		
2,5	15(27)	15(27)	15(24)	15(22)	25(40)	25(30)	25(28)	25	25	25	15(24)	15(22)	15(22)	15(22)	15(19)	—		
4	25(36)	25(36)	25(34)	25(31)	40(55)	40	37	35	35	35	25(34)	25(31)	25(27)	25(28)	25(27)	25(15)		
6	35(46)	35(46)	35(41)	35(37)	60(75)	55	45	45	45	45	35(41)	35(37)	35	35	30	35(60)		
10	60(68)	60(68)	60	55	100	75	60	60	60	60	60	55	45	50	45	60(85)		
16	90	90	75	70	120	100	80	80	80	80	75	70	65	70	60	100(110)		
25	125	125	100	90	160	130	105	105	105	105	100	90	80	90	75	140		
35	150	150	120	110	200	150	125	120	120	120	120	110	100	110	90	175		
50	190	190	165	150	245	185	155	150	150	150	165	150	135	140	120	220		
70	240	240	200	185	305	225	200	185	185	185	200	185	165	175	155	280		
95	290	290	—	—	360	275	245	215	215	215	245	225	200	215	190	340		
120	340	340	—	—	415	320	285	260	260	260	240	255	240	260	220	405		
150	390	390	—	—	470	375	330	300	300	300	320	290	—	—	—	480		
185	450	450	—	—	525	—	375	340	340	340	—	—	—	—	—	550		
240	535	535	—	—	610	—	430	—	—	—	—	—	—	—	—	650		

Примечания. 1. В скобках указаны не рекомендуемые, но допустимые нагрузки для сетей при числе часов использования максимума 3 000 и выше.
2. При температуре окружающей среды, отличной от 25°, значения нагрузок умножаются на соответствующие коэффициенты, приведенные в табл. 5.

Таблица 6

Наименьшие допустимые сечения в мм² медных, голых и изолированных проводов и кабелей при данной уставке автомата I_d и плавкой вставки $I_{ес}$

Ток		Силовые провода в производственных неавароопасных помещениях						Ответвления и магистраль осветительных проводов						В жилых, бытовых, складских и общественных помещениях		
уставки автомата I_a в а	плавкой вставки I_{ac} в а	Ответвления				Магистраль		В производственных неавароопасных помещениях				ПР, ПРД (ФР)	СВГ (СК)	СРГ, СРБГ, ВРГ, ВРБГ, ПРП, ТПРФ, (СК); ПР, ПРТО (ТС)		
		СВГ (СК)	СРГ, СРБГ, ВРГ, ВРБГ, ПРП, ТПРФ, (СК); ПР, ПРТО (ТС)	ПР, ПРД (ФР); ПВМ (ФИ)	М(ФИ)	СВГ (СК)	СРГ, СРБГ, ВРГ, ВРБГ, ПРП, ТПРФ, (СК); ПР, ПРТО (ТС)	ПР, ПРД (ФР); ПВМ (ФИ)	М(ФИ)	СВГ (СК)	СРГ, СРБГ, ВРГ, ВРБГ, ПРП, ТПРФ, (СК); ПР, ПРТО (ТС)					
9	6	4	1,5	1	1	4	1,5	1	4	1	4	1,5	1	1	1,5	1
15	10	4	1,5	1	1	4	1,5	1	4	1	4	1,5	1	1	1,5	1
22	15	4	1,5	1	1	4	1,5	1	4	1	4	1,5	1	1,5	1,5	1,5
30	20	4	1,5	1	1	4	1,5	1	4	1,5	4	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5
33	25	4	1,5	1	1,5	4	1,5	1,5	4	1,5	4	2,5	2,5	4	4	4,0
53	35	4	1,5	1	2,5	4	2,5	2,5	4	2,5	4	4	4	6	10	10
90	60	4	1,5	1,5	4	4	4	4	4	10	4	10	10	10	16	16
120	80	4	2,5	2,5	10	6	10	10	10	16	10	16	16	16	25	25
150	100	4	4	4	16	10	16	16	16	16	16	25	25	25	25	35
187	125	4	6	6	16	10	16	16	16	16	16	35	35	50	50	50
240	160	6	10	10	25	16	25	25	25	25	25	50	50	50	70	70
300	200	10	16	16	35	25	35	35	35	35	35	70	70	70	95	95

Примечания. 1. Температура окружающей среды принята +25°.

2. Для взрывобезопасных помещений ток уставки автомата I_d не должен превышать: для проводников с резиновой изоляцией 100% тока допустимой нагрузки и для проводников с бумажной изоляцией 125% от тока допустимой нагрузки.

3. Для алюминиевых проводников, имеющих одинаковую с медными пропускную способность, допустимы те же предельные величины номинальных токов плавких вставок и автоматов.

4. В скобках указаны способы прокладки; ФИ — на фарфоровых изоляторах и кликах; ФР — на фарфоровых роликах; СК — прокладка на скобах; ТС — в трубах стальных.

Таблица 5

Поправочные коэффициенты на отклонение температуры от номинальной

Проводники	Изоляция	Предельная допустимая температура для длительного нагрева в °C	Температура воздуха в °C					
			25	30	35	40	45	50
Провода и кабели	Резиновая или виниловая	55	1,0	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
Кабели Провода голые и шины	Бумажная —	80 70	1,0 0,94	0,95 0,88	0,90 0,81	0,85 0,74	0,80 0,74	0,74 0,67

Величину x можно принимать для проводов, уложенных в трубах, и кабелей 0,07 ом/км и для голых проводов — 0,25 ом/км.

В соответствии с Правилами устройства электротехнических установок потеря напряжения в сетях, имеющих силовое электрооборудование, не должно превышать 5% и в сетях, питающих осветительные токоприёмники, — 2,5%.

Во время пуска наиболее мощного короткозамкнутого электродвигателя потеря напряжения допускается: при пусках частых — 10% и редких — 15%.

Потеря напряжения в сетях, питающих смешанные токоприёмники (силовые и осветительные), допускается при трансформаторе до 320 кВА — 3%, при трансформаторе большей мощности — 3,5%.

3. Сечение проводника должно соответствовать току плавкой вставки предохранителя или уставки автомата, защищающих данный участок сети, по условиям нагрева током перегрузки и током короткого замыкания.

При выборе величин тока плавких вставок I_{sc} следует руководствоваться следующими соотношениями.

Нормальные условия пуска короткозамкнутых двигателей — редкие пуски и быстрое развёртывание

$$I_{sc} \geq \frac{I_{пик}}{2,5}$$

Тяжёлые условия пуска двигателей с короткозамкнутым ротором (частые пуски при длительном развёртывании) и для двигателей с режимом повторно-кратковременной работы

$$I_{sc} \geq \frac{I_{пик}}{1,6 \div 2}$$

Величину уставки тока автомата I_a выбирают исходя из соотношения

$$I_a = 1,2 I_{пик}$$

Подбор номинальных токов плавких вставок предохранителей и токов уставки автоматов производят с расчётом, чтобы электро-

установки не отключались не только при нормальных режимах нагрузки, но и при кратковременных перегрузках от пусковых токов, пиков технологических нагрузок и т. д.

По току плавкой вставки и автомата находят наименьшее допускаемое по условиям защиты плавкой вставкой и автоматом сечение проводника (табл. 6).

Проводки

Проводку внутри зданий, как правило, следует выполнять изолированным проводом или кабелем.

Проводка шнуром допускается только в сухих и отапливаемых помещениях при напряжении до 250 в по отношению к земле.

Прокладка проводов и кабелей в кабельных каналах и трубах, проложенных в полу производственных помещений, не рекомендуется: в кабельных каналах собирается грязь, вода, эмульсия, разрушающе действующие на изоляцию кабеля; проводники, уложенные в трубах, часто повреждаются попадающей в трубы влагой.

Сечение токопроводящих жил, проводов, шнуров и кабелей, не используемых в качестве нулевых, зануляющих и заземляющих, должно быть не менее приведённых в табл. 7.

Таблица 7

Наименьшие допустимые сечения проводов в мм

Назначение проводов	Провода	
	медные	алюминиевые
Провод внутри и снаружи осветительных арматур:		
внутри зданий	0,5	—
вне зданий	1,0	—
Шнуры двухжильные и провода для подвесных и настольных ламп, а также для присоединения подвижных осветительных арматур и переносных бытовых токоприёмников	0,75	—
Шнуры многожильные, провода и кабели для присоединения в промышленных установках подвижных переносных токоприёмников в лёгком и среднем защитном, резиновом, хлорвиниловом и тому подобном шланге	1,0	—
То же в тяжёлом	2,5	—
Провода изолированные и шнуры для неподвижной прокладки на изолирующих опорах, расположенных друг от друга на расстоянии не более чем 1 м:		
при роликах и кликах	1,0	4,0
при изоляторах	1,5	4,0
Провода изолированные для неподвижной прокладки внутри зданий на изолирующих опорах, расположенных друг от друга на расстоянии:		
от 1 до 2 м	1,5	4
до 6 м	2,5	4
до 12 м	4	10
свыше 12 м	6	16
Провода голые в зданиях	2,5	4
Провода голые, защищённые в зданиях	1,5	4
Провода изолированные в наружных проводках:		
по стенам	2,5	4
во всех других случаях	4	10
Провода голые в наружных проводках во всех случаях	4	10
Провода для прокладки в трубах	1,0	2,5

Соединение медных жил, проводов и кабелей может быть осуществлено сваркой, пайкой, а также при помощи зажимов. Алюминиевые провода можно соединять только при помощи пайки или сварки.

В производственных помещениях все незащищенные изолированные провода, находящиеся под напряжением по отношению к земле и расположенные на высоте ниже 2,0 м от пола, должны быть защищены от механических повреждений.

Сопротивление изоляции вновь смонтированных или прошедших капитальный ремонт электрических сетей в нормальных помещениях должно быть не менее 1 000 ом на каждый вольт рабочего напряжения сети.

Изоляция проводов, прокладываемых в трубах, должна быть рассчитана на напряжение не менее 500 в.

Совместная прокладка в общей трубе проводов цепей напряжением до 65 в с проводами цепей более 65 в не допускается.

Внутренний диаметр трубы для прокладки нескольких проводов должен быть не менее 11 мм.

Угол изгиба трубы должен быть не менее 90°, а радиус изгиба не менее 6-кратного её диаметра.

В вертикально проложенных трубах провода должны быть закреплены при сечениях проводов до 50 мм² включительно на расстояниях не более 30 м, а при сечениях 70 и 95 мм² — не более 20 м.

При выполнении наружной проводки с пролётом до 6 м расстояние между голыми проводами как по горизонтали, так и по вер-

тикали должно быть не менее 150 мм, а между изолированными — не менее 100 мм.

Расстояние между точками крепления проводов при наружной проводке по стенам не должно превышать 2 м.

Наружные проводки по стенам, выходящим на улицу, не рекомендуются, а по крышам не допускаются.

Предельно допустимые расстояния для элементов проводов, выполненных изолированными проводами по стенам и потолкам, указаны в табл. 8.

Наименьшие расстояния между голыми и голыми защищенными проводами и элементами зданий указаны в табл. 9.

Таблица 9

Наименьшие расстояния между голыми и голыми защищенными проводами и элементами зданий

Нормируемые размеры	Наименьшие расстояния в мм
До опорных конструкций проводов	50
До не требующих регулярного обслуживания:	
трубопроводов	300
технологического оборудования	1 000
До требующих регулярного обслуживания:	
трубопроводов	1 000
технологического оборудования	1 500
Между проводами и между проводами и частями здания при расстоянии между точками крепления:	
до 2 м	50
» 2—4 м	100
» 4—6 м	150
6 м и более	200

Таблица 8

Предельно допустимые расстояния для элементов проводов, выполненных изолированными проводами по стенам и потолкам

Элементы проводки	Допустимые расстояния в мм			
	наименьшие между проводами одной и той же или различных цепей при прокладке		наибольшее между изолирующими опорами при прокладке проводов или шнуров	
	на роликах	на изоляторах	на роликах	на изоляторах
Провода сечением:				
1—2,5 мм²	35	70	800	2 000
4—10 »	50	70	1 000	2 500
16—25 »	50	100	1 200	3 000
35—70 »	70	150	1 200	6 000
95—120 »	100	150	1 200	6 000
Шнур сечением:				
1—2,5 мм²	35	—	800	—
4—6 »	50	—	1 000	—

Примечание. Для проводов с алюминиевыми жилами наибольшие расстояния должны быть уменьшены на 20%.
Расстояние изолированных проводов и шнуров до стен, потолков и других предметов, не изолированных от земли, должно быть не менее 10 мм.

Расход материалов на проводки указан в табл. 10 — 13.

Характеристика наиболее часто применяемых проводов дана в табл. 14.

Таблица 10

Расход материалов на 160 пог. м однопроводной линии проводки изолированным проводом на изоляторах

Наименование материалов	Единица измерения	Сечение проводов в мм²				
		2,5	10	35	95	150
Провод	м	105	105	105	105	105
Изоляторы	шт.	150	150	150	150	150
Крюки	шт.	140	140	140	140	140
Лента изоляционная	кг	0,35	0,25	0,50	1,00	1,40
Проволока стальная оцинкованная	»	0,50	0,80	1,50	5,00	5,50
Трубки резиновые полутвердые	»	0,05	0,15	—	—	—
Воронки фарфоровые	шт.	20¹	10	—	—	—
Припой¹	кг	0,03	0,06	—	—	—
Памя	»	0,40	0,70	2,30	2,60	3,00
Сурик с олифой	»	0,40	0,55	0,75	0,85	1,00
Алебастр	»	15	17	22	26	28

¹ При отсутствии аппаратов для сварки и соединителей с механическим зажимом.

Т а б л и ц а 11

Расход материалов на 100 пог. м
шнуровой проводки

Наименование материалов	Единица измерения	Прокладка	
		по камню	по дереву
Шнур (провод марки ПРД)	м	105*	105*
Ролики	шт.	160	160
Лента изоляционная	кг	0,10	0,10
Трубки изоляционные про- резиненные	»	2,0	1,5
Воронки фарфоровые	шт.	30	10
Втулки фарфоровые	»	40	40
Тиноль	кг	0,10	0,10
Вязка бумажная	»	0,25	0,25
Закладные закрепы с вин- тами или шурупами	шт.	160	—
Шурупы с полукруглой го- ловкой ¹	кг	1,5	1,5
Проволока оцинкованная ¹	»	0,5	—

* Без учёта ответвлений.

¹ При отсутствии закладных закрепов с винтами или шурупами.

Т а б л и ц а 12

Расход материалов на 100 пог. м проводки
изолированным проводом на закрепах

Наименование материалов	Единица измерения	Сечение проводов в мм ² при линии					
		двухпро- водной			трёхпро- водной		
		2,5	6,0	16,0	2,5	6,0	16,0
Провод	м	210	210	210	315	315	315
Закрепы с роликами	шт.	160	160	160	160	160	160
Лента изоляционная	кг	0,40	0,50	0,60	0,60	0,70	0,90
Проволока стальная оцинкованная	»	0,6	1,2	1,6	0,9	1,8	2,4
Трубки резиновые пол- утвёрдые	»	0,30	0,25	0,30	0,50	0,40	0,50
Воронки фарфоровые	шт.	60	20	20	90	30	30
Втулки фарфоровые	»	40	40	40	60	60	60
Припой ¹	кг	0,08	0,05	—	0,10	0,07	—
Алебастр	»	25	30	35	25	30	40

¹ При отсутствии аппарата для сварки и соединителей с механическим зажимом.

Т а б л и ц а 13

Расход материалов на 100 пог. м однопроводной линии проводов проводами марок ТПРФ, ПРП,
ПРШП и кабелями СРГ и ВРГ сечениями до 3×6 мм² включительно

Наименование материалов	Единица измерения	Прокладка		Наименование материалов	Единица измерения	Прокладка	
		по камню	по дереву			по камню	по дереву
Провод или кабель	м	105	105	Проволока оцинкованная	кг	0,5	0,5
Коробки ответвительные	шт.	12	12	Лента изоляционная	»	0,45	0,45
Трубки резиновые полутвёр- дые	кг	2,5	1,5	Электрокартон	м ²	0,25	0,25
Втулки фарфоровые	шт.	20	20	Нитки суровые	кг	0,05	0,05
Воронки фарфоровые	»	10	10	Оконцеватели пластмассо- вые или муфты с втул- ками	шт.	12	12
Скобки	»	250	250	Изолирующая масса	кг	0,5	0,5
Закладные закрепы с вин- тами	»	250	—	Краска	»	0,60	0,60
Шурупы с полукруглой го- ловкой	кг	0,05	0,40	Олифа	»	0,60	0,60
				Алебастр	»	20	10

П р и м е ч а н и я. 1. Для кабелей коробки должны применяться с кольцевыми вкладышами или соответствующим количеством соединителей винтовых или конусных в пластмассовой оболочке.

2. При отсутствии кабелей расход изолирующей массы 0,2 кг.

3. При закреплении скобок на проволочных спиралях расход оцинкованной проволоки 4,5 кг.

Т а б л и ц а 14

Характеристика проводов

Марка провода	Наименование провода	Способ прокладки	Область применения
ПРД	Провод с резиновой изоляцией в оплётке из хлопчатобумажной пряжи, двухжильный	По роликам	Осветительные сети в сухих и отопительных помещениях при напряжении до 220 в между жилами
ПВ	Провод с медными жилами с полихлорвиниловой изоляцией	В трубах, на роликах, изоляторах и кликах, по металлическим и бетонным поверхностям с прокладкой под проводами изоляционных материалов	Осветительные и силовые сети внутри помещений при температуре окружающей среды не выше +40° на осветительных щитках, пусковых ящиках, в закрытых шкафах, при напряжении до 500 в
АПВ	Провод с алюминиевыми жилами с полихлорвиниловой изоляцией	То же	То же, что и провод ПВ с ограничениями, указанными в Руководящих указаниях по выбору и применению кабелей и изолированных проводов с алюминиевыми и медными жилами
ПГВ	Провод гибкий с медными жилами с полихлорвиниловой изоляцией	В трубах и металлических рукавах	Осветительные и силовые сети, во вторичных цепях по станкам и механизмам при наличии масел и эмульсии при напряжении до 500 в
ПР-500	Провод с медными жилами с резиновой изоляцией в оплётке из хлопчатобумажной пряжи, пропитанной противогнилостным составом	В изоляционных трубах, на роликах, изоляторах и кликах по металлическим и бетонным поверхностям с прокладкой под проводами изоляционных материалов	Осветительные и силовые сети внутри помещений и вне зданий, в пожароопасных помещениях, во вторичных цепях, при напряжении до 500 в

Продолжение

Марка провода	Наименование провода	Способ прокладки	Область применения
АПР	Провод с алюминиевыми жилами с резиновой изоляцией в оплётке из хлопчатобумажной пряжи, пропитанной противогнилостным составом	В изоляционных трубах, на роликах, изоляторах и клицах	Осветительные и силовые сети внутри помещений и вне зданий при напряжении до 500 в с ограничениями, указанными в Руководящих указаниях по выбору и применению кабелей и изолированных проводов с алюминиевыми и медными жилами
ПРЛ	Провод с медными жилами с резиновой изоляцией в оплётке из хлопчатобумажной пряжи, лакированный	Открыто по панелям и скрыто в коробах	Проводки во вторичных цепях на релейных щитах и пультах, распределительных щитах и в шкафах при напряжении до 500 в
ПРГ-500	Провод гибкий с медными жилами с резиновой изоляцией в оплётке из хлопчатобумажной пряжи, пропитанной противогнилостным составом	В металлических рукавах	Для соединения подвижных частей электрических машин, аппаратов и приборов внутри и вне зданий, по станкам при напряжении до 500 в
ПРГЛ	Провод гибкий с медными жилами с резиновой изоляцией в оплётке из хлопчатобумажной пряжи, лакированный	Открыто по панелям и скрыто в коробах	Проводки во вторичных цепях, на релейных щитах и пультах, распределительных щитах и в шкафах в случаях, когда требуется гибкость провода в условиях эксплуатации при напряжении до 500 в
ПРТО-500 (одно-жильный и двух-жильный)	Провод с медными жилами с резиновой изоляцией в оплётке из хлопчатобумажной пряжи, пропитанной противогнилостным составом	В стальных трубах и металлических рукавах	Осветительные и силовые сети во взрывоопасных помещениях, по вибрирующим поверхностям машин, агрегатов и кранов, во вторичных цепях при напряжении до 500 в
ПРП	Провод с медными жилами с резиновой изоляцией в оплётке из стальной проволоки	Открыто с закреплёнными скобами	Осветительные и силовые сети, во вторичных цепях, по станкам и механизмам при наличии лёгких механических воздействий на провод и отсутствии воздействия на провод масел и эмульсии при напряжении до 500 в
ПРШП	Провод с медными жилами с резиновой изоляцией в резиновом шланге в оплётке из стальной проволоки	То же	Осветительные и силовые сети, во вторичных цепях, по мостовым кранам, экскаваторам, по машинам и механизмам при наличии средних механических воздействий на провод и при отсутствии воздействия на провод масел, эмульсии и т. п. при напряжении до 500 в
ТПРФ	Провод с медными жилами с резиновой изоляцией в трубчатой металлической фальцованной оболочке	То же	Осветительные и силовые сети в сухих помещениях при наличии лёгких механических воздействий на провод при напряжении до 500 в
ПРГД	Провод с медными жилами с резиновой изоляцией для дуговой сварки	—	Для присоединения электродержателя к трансформатору сварочного аппарата при напряжении до 120 в между жилами
АР	Провод с медными жилами с резиновой изоляцией в оплётке из хлопчатобумажной пряжи, одножильный	Внутри и поверх осветительных арматур	Зарядка осветительных арматур в сухих помещениях в том случае, если провода не должны обладать гибкостью при напряжении до 220 в между жилами
АРД	То же, двухжильный	То же	То же
ДПРГ	Провод с медными жилами с резиновой изоляцией, двухжильный в общей оплётке из хлопчатобумажной пряжи, пропитанной противогнилостным составом	Внутри осветительных арматур	Зарядка осветительных арматур, вне зданий и в сырых помещениях в том случае, если провода должны обладать гибкостью при напряжении до 220 в
ШР	Шнур с медными жилами с резиновой изоляцией в оплётке, из хлопчатобумажной пряжи двухжильный	Открыто	Присоединение лёгких осветительных подвесов к сети осветительной проводки в сухих помещениях при напряжении до 220 в между жилами
ШРП	Шнур с медными жилами с резиновой изоляцией двухжильный в общей оплётке из хлопчатобумажной пряжи, подвесной		Зарядка блочных подвесов в осветительных сетях в сухих помещениях при напряжении до 220 в между жилами
ШРПЛ	Шнур с резиновой изоляцией, переносный лёгкий		Для присоединения подвижных токоприёмников при наличии возможности незначительных механических воздействий, при напряжении до 220 в между жилами
ШРПС	То же		Для присоединения подвижных токоприёмников при наличии возможности умеренных механических воздействий при напряжении до 500 в
КРПТ	Кабель с резиновой изоляцией, переносный тяжёлый		То же, но при наличии возможностей и значительных механических воздействий

Эксплуатация электропроводок

Сроки осмотра проводок приведены в табл. 15.

Таблица 15

Сроки осмотра проводок

Виды проводок	Цехи		
	с нормальной средой	сырые	пожароопасные
Открытая прокладка изолированных проводов на роликах или изоляторах	Один раз в 3 месяца	Один раз в месяца	
Открытая прокладка голых проводов на роликах или изоляторах	Один раз в 6 месяцев	Один раз в 3 месяца	--
Скрытая прокладка (осмотр ответвительных и соединительных коробок)	То же	—	Один раз в 3 месяца
Открытая прокладка проводов в изоляционных трубках	»	—	То же
Открытая прокладка освинцованных проводов	»	Один раз в 3 месяца	
Прокладка проводов в стальных газовых трубах	»	То же	

Помимо осмотров производят:

- 1) измерения сопротивления изоляции сети в нормальных помещениях — один раз в год, в сырых помещениях — не реже двух раз в год;
- 2) измерения нагрузок и напряжений в различных точках — два-три раза в год;
- 3) контроль температуры проводов, расположенных вблизи горячих поверхностей оборудования.

ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛИ

Выбор конструкции двигателя

Все электродвигатели по способу защиты от окружающей среды классифицируются следующим образом.

1. **Открытые** — машины, не имеющие защитных приспособлений.

2. **Защищенные** — машины, у которых обмотки и другие части, находящиеся под напряжением, защищены от случайного прикосновения, от падения капель сверху, от дождя и брызг, но не защищены от пыли, влажности и газов, находящихся в воздухе.

3. **Каплезашащенные** — машины, внутрь которых не могут проникнуть водяные капли, падающие вертикально, а брызгозащитные — внутрь которых не могут проникнуть брызги, падающие под углом к вертикали до 45°.

4. **Закрытые** — машины, которые закрыты со всех сторон, хотя и допускают проникание наружного воздуха. Машинами продуваемыми и называются такие закрытые машины, которые охлаждаются воздухом, поступающим внутрь машины извне. Машинами обдуваемыми называются такие закрытые машины, у которых охлаждающий воздух не попадает внутрь машины.

5. **Пыленепроницаемые** — машины, которые имеют закрытый корпус, конструкция которого не допускает проникания пыли.

6. **Герметически закрытые** — машины с плотно закрытым корпусом, не допускающие проникания влаги внутрь машины, при полном погружении в воду.

7. **Взрывозащищенные** — машины с защитой против взрыва газов, снабженные специальным кожухом, который может противостоять без повреждения взрывам газа внутри машины и не передает пламени воспламеняющемуся газу и наоборот.

В табл. 16 приведены указания о выборе типа двигателей для различных помещений и окружающей среды.

Таблица 16

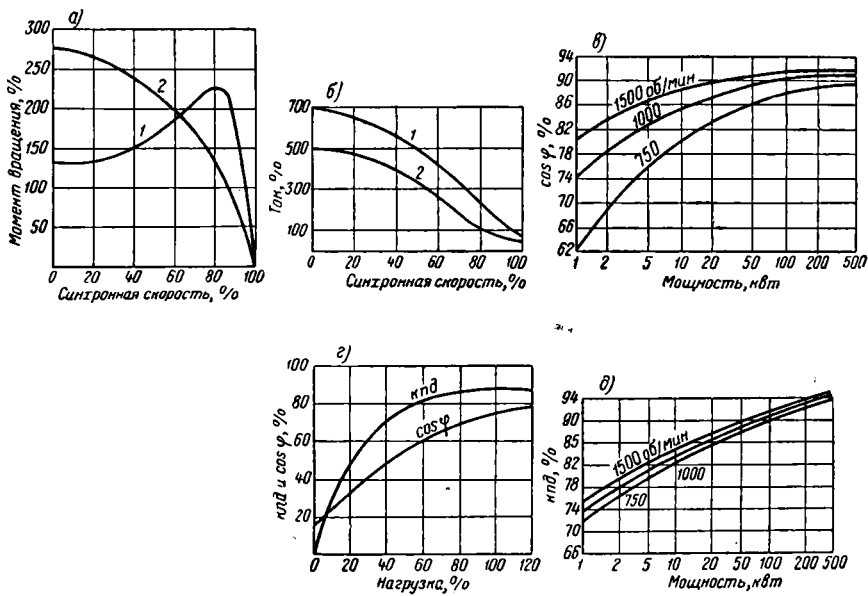
Выбор типа электродвигателя в зависимости от рода помещения и окружающей среды

Род помещения или окружающей среды	Тип электродвигателя по способу защиты
Сырое помещение	С влагостойкой изоляцией и с защитой от капежа
Пыльное помещение при непроводящей негорючей пыли, легко удаляемой продувкой и не оказывающей разрушительного влияния на изоляцию	Допускается открытый
Сырое и пыльное помещение, помещение с проводящей или горючей пылью	Закрытый
Пожароопасное помещение	Электродвигатель выбирается в соответствии с разделом «Правил устройства электротехнических установок» — Электрооборудование пожароопасных помещений
Пыльное помещение, когда пыль или волокна, оседающие на обмотках электродвигателя, нарушают нормальное охлаждение или вредно действуют на изоляцию	Закрытый или продуваемый чистым воздухом
Помещение с едкими парами или газами	Закрытый в герметическом исполнении, закрытый продуваемый с кислотостойкой изоляцией

Электрические характеристики электродвигателей переменного тока даны на фиг. 7.

Влияние отклонений напряжений и частоты на характеристики асинхронного двигателя указано в табл. 17.

Основные технические данные электродвигателей приведены в табл. 18.



Фиг. 7. Электрические характеристики электродвигателей переменного тока:
а—типичные кривые момента вращения в зависимости от скорости вращения для короткозамкнутых электродвигателей трёхфазного тока: 1 — для нормальных двигателей; 2 — для двигателей с повышенным скольжением
б—типичные кривые тока в зависимости от скорости вращения для короткозамкнутых электродвигателей трёхфазного тока: 1 — для нормальных двигателей; 2 — для двигателей с повышенным скольжением
в—типичные кривые cos φ электродвигателей трёхфазного тока при полной нагрузке для синхронных оборотов 1 500, 1 000 и 750 в мин.
г—типичные кривые к. п. д. и cos φ в зависимости от нагрузки электродвигателя трёхфазного тока
д—типичные кривые к. п. д. электродвигателей трёхфазного тока защищённого исполнения при полной нагрузке для синхронных оборотов 1 500, 1 000 и 750 в мин.

Таблица 17
Влияние отклонений напряжения и частоты на характеристики асинхронного двигателя

Элементы характеристики	Отклонения в % к номинальным значениям			
	напряжение		частота	
	110 номинального	90 номи- нального	1 05 номинальной	95 номинальной
Пусковой и максимальный момент (пропорционален U^2 и $\frac{1}{f^2}$)	+21	—19	—10	+11
Синхронное число оборотов (пропорционально f)	Без изменения		+5	—5
Скольжение в % (пропорционально $\frac{1}{U_s}$)	—17	+23	Практически без изменения	
Число оборотов при полной нагрузке	+1	—1,5	+5	—5
К. п. д. при полной нагрузке	+ (0,5÷1)	—2	Незначительное увеличение	Незначительное уменьшение
cos φ при полной нагрузке	—0,03	+0,01	Незначительное увеличение	Незначительное уменьшение
Ток при полной нагрузке	—7 %	+11 %	Незначительное уменьшение	Незначительное увеличение
Пусковой ток (пропорционален U и $\frac{1}{f}$)	+ (10÷12)	— (10÷12)	— (5÷6)	+ (5÷6)
Превышение температуры при полной нагрузке	— (3÷4)	+ (6÷7)	Незначительное уменьшение	Незначительное увеличение
Максимальная перегрузочная способность (пропорциональна U^2)	+21	—19	Незначительное уменьшение	Незначительное увеличение

Таблица 18

Технические данные электродвигателей

Серия	Номинальное напряжение	Вид электродвигателя	Форма исполнения	Тип и габариты двигателя	Мощность в кВт	Синхронная скорость в об/мин.
ТН	127/220; 220/380	1. Защищённый 2. То же	1. Горизонтальное на лапах 2. Горизонтальное с фланцевым щитом	ТН-41; 42; 51; 52; 61; 62	0,6—2,3 0,4—3,0	3 000 1 500
АД	127/220; 220/380; 500	Защищённый Защищённый с обмазкой	1. Горизонтальное на лапах (АД) 2. Горизонтальное с фланцевым щитом (АДФ) 3. Горизонтальное с фланцевым щитом на лапах (АДФЛ)	АД, АДФ, АДФЛ, АДО, АДОФ, АДОФЛ (габариты: 21, 22, 31, 32, 41, 42, 51, 52)	1,6—12 1—10 0,55—6 2,8—3,5	3 000 1 500 1 000 750
				То же	0,7—7,8 0,5—2,6 1,5—8,3	3 000/1 500 1 500/750 3 000
				АДС, АДСФ АДСФЛ (габариты те же)	0,85—7,2 0,5—4,4 2,1—2,6	1 500 1 000 750
	127/220;220/380; 500	Защищённый	Горизонтальное на лапах	АД-61; 62; 71; 72; 81; 82; 91; 92	16—96	3 000
А	127/220;220/380; 500	То же	1. Горизонтальное со станиной на лапах 2. Горизонтальное со станиной на лапах и фланцем на щите 3. Горизонтальное со станиной без лап и с фланцем на щите 4. Вертикальное со станиной без лап и с фланцем на щите	А-31; 32; 41; 42; 51; 52; 61; 62; 71; 72; 81; 82; 91; 92	1,0—125 0,6—100 1,0—75 4,5—55	3 000 1 500 1 000 750
АЛ	127/220;220/380; 500	—	Горизонтальное со станиной на лапах	АЛ-31; 32; 41; 42; 51; 52	1,0—10 0,6—7,0 1,0—4,5	3 000 1 500 1 000
АО	127/220;220/380; 500	Закрытый обдуваемый	1. Горизонтальное со станиной на лапах 2. Горизонтальное со станиной на лапах и фланцем на щите 3. Горизонтальное со станиной без лап и с фланцем на щите 4. Вертикальное со станиной без лап и с фланцем на щите	АО-31; 32; 41; 42; 51; 52; 62; 63; 72; 73; 82; 83; 93; 94	0,6—100 0,6—10 1,0—75 4,5—55	3 000 1 500 1 000 750
АОЛ	127/220;220/380; 500	Закрытый обдуваемый	Горизонтальное со станиной на лапах	АОЛ-31; 32; 41; 42; 51; 52	0,6—7 0,6—7 1,0—4,5	3 000 1 500 1 000
Урал	127/220;220/380; 500	Защищённый	Горизонтальное на лапах	Р-41; 42; 51; 52; 53	4,5—12,0 2,7—8,0 4,0—5,2	1 500 1 000 750
МКМБ	127/220;220/380; 500	То же	То же	МКМБ-15; 17; 18	13—23 8,7—11,5 6,5—8,9	1 500 1 000 750
МКМА	127/220;220/380; 500	»	Горизонтальное на лапах	МКМА-19; 20; 21; 22	29,0—36,0 21,0—44,0 15,0—33,0	1 500 1 000 750
МА-200	220/380; 500	»	1. Горизонтальное на лапах 2. Горизонтальное и вертикальное с фланцевым щитом	МА-202-1; 202-2; 203-1; 203-2; 204-1; 204-2; 205-1; 205-2; 206-1; 206-2	13,0—105,0 9,1—72,0 6,0—53,0	1 500 1 000 750
МА-8 и МА-9	220/380; 500		Горизонтальное на лапах	МА-81, 82; 91; 92	32,0—70,0 21,0—45,0 15—35	1 500 1 000 750
МАК	220/380; 500	»	То же	МАК-92	70,0 45,0 35,0	1 500 1 000 750

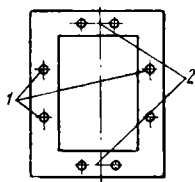
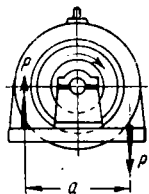
Продолжение

Серия	Номинальное напряжение	Вид электро-двигателя	Форма исполнения	Тип и габари-ты двигателей	Мощность в кВт	Синхрон-ная скорость в об/мин
МА-200 (многокоро-стные)	220/380; 500	Защищённый	Горизонтальное на лапах	МА-202-1; 202-2; 203-1; 203-2; 204-1; 204-2	1,4—14,5 1,5—5,5	Двухско-ростные 1500/750 Четырёх-скорост-ные 1500/1000 750/500 3 000
ДТ МА-140	127/220, 220/380, 500 127/220 (до 15 кВт), 220/380; 500	Закрытый обдуваемый Закрытый обдуваемый взрывобез-опасный	Горизонтальное со щитом, на лапах Горизонтальное на лапах	ДТ-22; 23 МА-142-1; 142-2; 143-1; 143-2; 144-1; 144-2; 145-1; 145-2; 146-1; 146-2	2,2—3,2 5,5—85 3,8—61 2,7—46	1 500 1 000 750

Примечание. Электродвигатели серий МКМА и МАК с фазным ротором; электродвигатели всех остальных серий с короткозамкнутым ротором.

Монтаж электродвигателей

Размеры фундамента определяют в зависимости от габаритов электродвигателя, статической нагрузки (вес электродвигателя и фундамента), динамической нагрузки и допускаемого давления на грунт.



Фиг. 8. Нагрузка на фундамент электродвигателя:
1 — точки приложения статической нагрузки (вес плиты и статора) и динамической нагрузки; 2 — точки приложения статической нагрузки (вес плиты, подшипников, вращающихся частей)

Расчётные динамические нагрузки на фундамент определяют по следующим формулам:

для асинхронных электродвигателей

$$P = 5 \frac{M}{a};$$

для синхронных электродвигателей

$$P = 8 \frac{M}{a};$$

для электродвигателей постоянного тока

$$P = 10 \frac{M}{a}.$$

В этих формулах:

P — величина динамической нагрузки в кг;

M — номинальный момент вращения в кгм;

a — расстояние между фундаментными болтами, расположенными по обе стороны продольной оси машины (фиг. 8), в м.

В качестве материала для фундамента могут служить:

- 1) кирпичная кладка с применением кирпича марки не ниже 75 (для фундаментов, находящихся выше уровня грунтовых вод);
- 2) бутовая кладка из постелистого камня марки не ниже 150;
- 3) бутобетон с размером бута не более 10—12 см.

Электродвигатели при установке на салазках выверяют при помощи двух уровней.

После окончания монтажа электродвигатели должны быть подвергнуты сушке, если сопротивление их изоляции не удовлетворяет нормам.

Методы сушки асинхронных электродвигателей

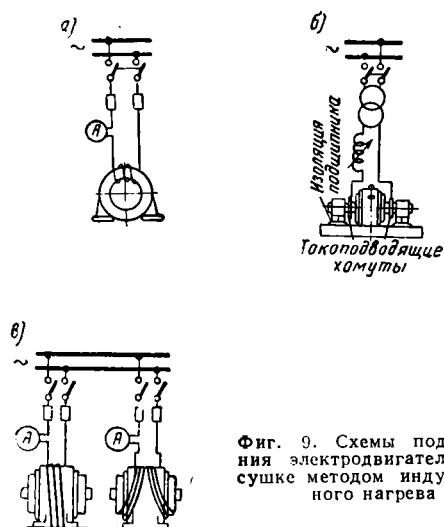
Метод индукционного нагрева. Существует три способа сушки:

- 1) намагничивающая обмотка из изолированного провода создаёт в активной стали статора поток, который нагревает сталь. Ротор вынимается для возможности намотки на статор намагничивающих витков (фиг. 9, а);
- 2) через вал пропускается ток от сварочного трансформатора. Необходимые параметры трансформаторов: $U = 15 \div 50$ в; I до 1 000 а.

Под один из подшипников (либо между шейкой вала и вкладышем) прокладывается изоляционная прокладка. Токопроводящие хомуты на валу и присоединение проводов должны выполняться тщательно. Замер сопротивления изоляции статора может производиться без снятия напряжения с вала машины (фиг. 9, б);

3) намагничивающая обмотка из изолированных проводов наматывается по наружной поверхности станины машины. Если обмотку невозможно пропустить по всей наруж-

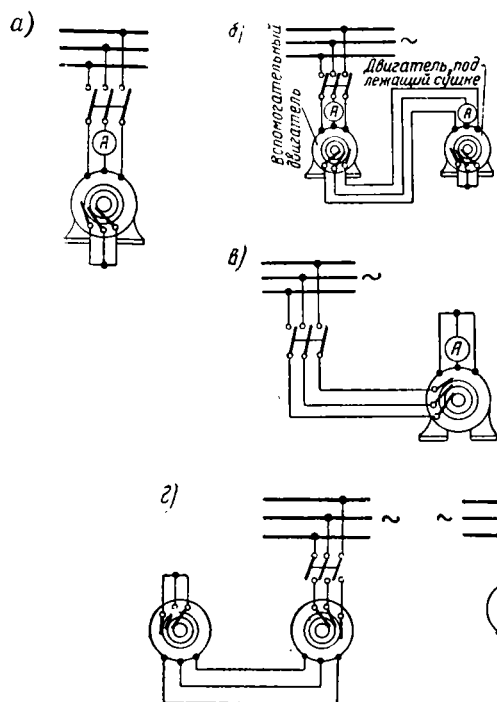
ной поверхности станины, то следует либо приподнять машину над плитой, либо сместить обмотку на подшипниковые щиты (фиг. 9, в).



Фиг. 9. Схемы подключения электродвигателя при сушке методом индукционного нагрева

При сушке по вышеуказанным способам температура стали машины должна быть не выше 90° .

Метод нагрева током. Сушка посторонним источником трёхфазного тока в режиме короткого замыкания:



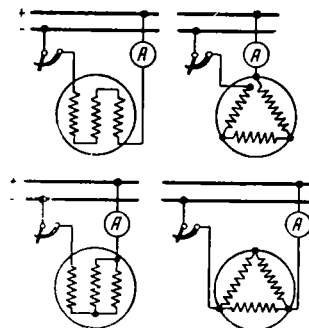
Фиг. 10. Схемы сушки асинхронного двигателя при постороннем источнике трёхфазного тока в режиме короткого замыкания

а) статор включается в сеть пониженного напряжения; ротор затормаживается и закорачивается специальной перемычкой (фиг. 10, а);

б) в качестве источника тока используется второй заторможенный асинхронный двигатель большей или равной мощности (фиг. 10, б).

в) статор закорочен через амперметр; ток пониженного напряжения подводится к ротору (фиг. 10, в);

г) при наличии двух одинаковых машин, подлежащих одновременной сушке, может применяться одна из схем (фиг. 10, г).



Фиг. 11. Схемы сушки электродвигателя при постороннем источнике постоянного или однофазного тока

При сушке по вышеуказанным схемам напряжение, подводимое к статору, должно быть равным 0,10—0,15 номинального напряжения; ток статора — 0,5—0,7 номинального тока статора, температура обмоток по термометру не должна превышать 70° и температура бандажей ротора не должна быть более 100° .

Сушка посторонним источником постоянного тока или однофазного переменного тока: ток пропускается последовательно через обмотки всех фаз либо с переключением фаз через каждый час.

Включение и отключение постоянного тока производится через реостат. Напряжение, подводимое к статору, должно составлять 0,2—0,3 номинального и ток статора 0,5—0,7 номинального (фиг. 11).

Метод внешнего нагрева. Нагрев производится при помощи ламп накаливания, нагревательных сопротивлений, батарей парового отопления и сушильных шкафов; температура ближайших к источнику тепла частей электродвигателя не должна быть более 90° .

Температура горячего воздуха 90° .

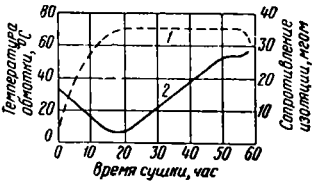
Продолжительность сушки электродвигателей приведена в табл. 19.

Таблица 19

Продолжительность сушки электродвигателя

Наименование машин	Минимальное время в час. для достижения температуры		Продолжительность сушки в час.	
	50°	70°	минимальная после достижения установленного сопротивления изоляции	общая
Малые и средние . .	2—3	6—7	3—5	15—20
Большие открытого типа	10—15	15—25	5—10	40—60
Большие закрытого типа	20—30	30—50	10—15	70—100

В процессе сушки электродвигателя величина сопротивления изоляции изменяется;



Фиг. 12. График изменения температуры обмотки и сопротивления изоляции обмоток во время сушки: 1 — температура обмотки, 2 — сопротивление изоляции обмотки

сначала она уменьшается, затем увеличивается и устанавливается на некоторой постоянной величине (фиг. 12).

Приёмо-сдаточные испытания

Приёмо-сдаточные испытания (табл. 20) проводятся при приёмке электродвигателей переменного тока после монтажа как новых, так и бывших ранее в эксплуатации.

Наименьшие допустимые величины сопротивления изоляции обмоток машин при температуре близкой к рабочей даны в табл. 21.

Таблица 21
Наименьшие величины сопротивления изоляции обмоток электродвигателей

Электродвигатели и их части	Наименьшая допустимая величина сопротивления изоляции	Примечание
Статоры машин переменного тока высокого напряжения .	1 мгом/кв	По Правилам технической эксплуатации электроустановок промышленных предприятий
Статоры машин переменного тока низкого напряжения .	0,5 мгом	
Якоря машин постоянного тока напряжения до 750 в включительно . . .	1 мгом/кв	

Для всех машин по ГОСТ 183—41

$$R_{из} = \frac{U}{1\,000 + 0,01P},$$

где $R_{из}$ — сопротивление изоляции, мгом;
 U — номинальное напряжение обмотки, в;
 P — мощность машины, кв

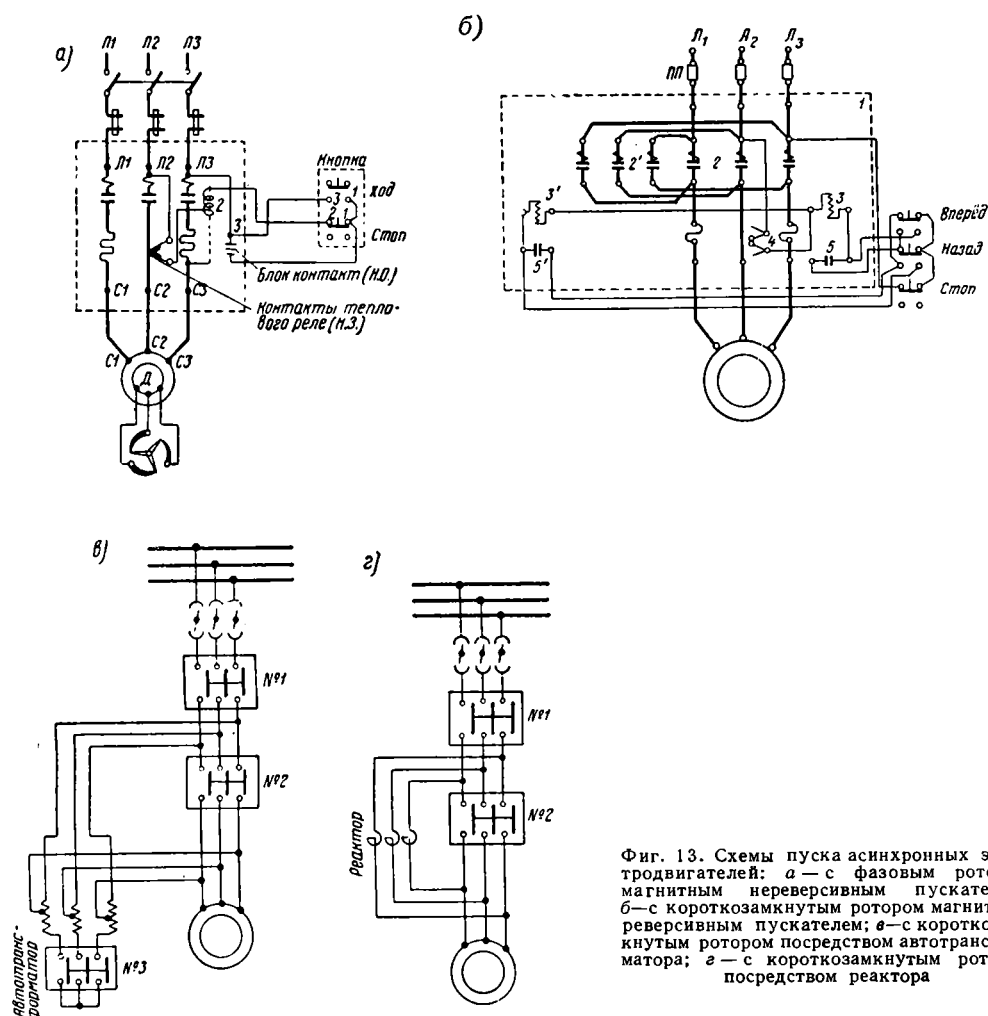
Пуск электродвигателей

Схемы пуска асинхронных двигателей даны на фиг. 13, а, б, в, г.

Объём и нормы испытаний электродвигателей

Таблица 20

Объём испытаний	Нормы испытаний		
Измерение сопротивления обмоток постоянному току в холодном состоянии Измерение сопротивления изоляции обмоток Испытание повышенным напряжением изоляции обмотки каждой фазы статора относительно заземлённого корпуса и двух других заземлённых фаз	Измеренные величины сопротивления различных фаз не должны отличаться друг от друга более чем на 2% Величина сопротивления изоляции не нормируется		
	Номинальное напряжение в кВ	Испытательное напряжение тока в кВ	
		переменного	выпрямленного
	0,4	1	2
	0,5	1,5	3
2	4	8	
3	5	10	
6	10	18	
Испытание повышенным напряжением изоляции обмотки ротора относительно корпуса и бандажей для двигателей с фазным ротором	Продолжительность приложения испытательного напряжения 1 мин. Величина испытательного напряжения переменного тока 1,5 номинального напряжения ротора, но не ниже 1 000 в. Продолжительность приложения испытательного напряжения 1 мин.		
Испытание повышенным напряжением изоляции бандажей ротора относительно корпуса	Величина испытательного напряжения переменного тока 1 000 в Продолжительность приложения напряжения 1 мин.		
Измерение воздушных зазоров между ротором и статором	Величины зазоров не должны отличаться друг от друга более чем на 10%		



Фиг. 13. Схемы пуска асинхронных электродвигателей: а — с фазовым ротором магнитным неререверсивным пускателем; б — с короткозамкнутым ротором магнитным реверсивным пускателем; в — с короткозамкнутым ротором посредством автотрансформатора; г — с короткозамкнутым ротором посредством реактора

Средние отношения токов и моментов при пуске открытых электродвигателей с короткозамкнутым ротором с различными пускателями приведены в табл. 22.

Таблица 22

Средние отношения пусковых токов и моментов для открытых электродвигателей с короткозамкнутым ротором при пуске их различными пускателями

Тип пускателя	$\frac{M_{пуск}}{M_{ном}}$	$\frac{I_{пуск}}{I_{ном}}$
Включающие электродвигатель на полное напряжение (магнитные рубильники, барабанные и пр.) . .	1,5	5,7
Барабанный с переключением обмотки двигателя со звезды на треугольник	0,6	2,35
Автотрансформаторный при отключениях:		
80%	0,96	4,5
65%	0,63	3,0
50%	0,37	1,75

Максимальную мощность электродвигателей напряжением 380 в с короткозамкнутым

ротором, включаемых на полное напряжение сети, в зависимости от мощности питающего трансформатора и допустимого падения напряжения в сети можно принимать по табл. 23.

Таблица 23

Максимальная мощность электродвигателя в квт

Падение напряжения в %	Мощность трансформатора в квт					
	100	135	180	240	320	560
2	4,2	5	7,5	10	13,3	23
4	8,4	11	15	20	27	47
10	21	28	37	50	56	116

Эксплуатация электродвигателей

За работой электродвигателей необходимо установить систематическое наблюдение и периодически контролировать их нагрузку и температуру нагрева обмоток и подшипников. Примерная периодичность осмотров приведена в табл. 24.

Таблица 24

Периодичность осмотров электродвигателей

Наименование цеха	Периодичность осмотров	Примечание
Механический	6 раз в год	Для закрытых электродвигателей 6 раз в год То же
Кузнечный	6 » » »	
Литейный	12 » » »	
Столярный	24 раза в год	»
Цех с содержанием большого количества влаги	50—60 раз в год	

Пределы допускаемых превышений температур частей электродвигателей при предельно допустимой температуре охлаждающего воздуха +35° по ГОСТ 183—41 определяют по табл. 25.

Таблица 25

Пределы допускаемых превышений температур частей электродвигателей

Части машин	Изолирующие материалы класса		Методы измерения температур
	A	B	
Обмотки асинхронных электродвигателей	60° 65°	75° 85°	Термометром Методом сопротивления
Обмотки непрерывно замкнутые на себя, изолированные . . .	65°	85°	Термометром
Обмотки непрерывно замкнутые на себя, неизолированные	Превышение температуры этих частей не должно достигать величины, которая создавала бы возможность повреждения изолирующих или других смежных материалов		»
Сердечники стальные и другие части, не соприкасающиеся с обмотками			
Сердечники стальные и другие части, соприкасающиеся с обмотками	65°	85°	»
Кольца контактные . . .	70°	90°	»
Подшипники скольжения	45°	45°	»
Подшипники качения	60°	60°	»

В том случае, если температура окружающей среды больше или меньше +35°, максимальная допустимая нагрузка электродвигателя может быть определена по табл. 26.

Таблица 26

Максимально допустимая нагрузка электродвигателя в зависимости от температуры окружающей среды

Максимально допустимая нагрузка в % от номинальной	Температура окружающей среды в °С	Максимально допустимая нагрузка в % от номинальной	Температура окружающей среды в °С
110	25	93	37
108	27	96	39
106	29	94	41
104	31	92	43
102	33	90	45
100	35		

Длительный нагрузочный ток по сравнению с номинальным может быть увеличен не более чем на 10%.

Смазка подшипников электродвигателей

Для кольцевой смазки электродвигателей мощностью до 100 *квт* применяют масло веретённое 3 с вязкостью 2,8—3,2, а мощностью выше 100 *квт* — сорта масел, указанные в табл. 27.

Таблица 27

Выбор кольцевой смазки для электродвигателей мощностью 100—1 000 *квт*

Наименование электродвигателей	Число об/мин	Вязкость	Сорт
Быстроходные неререверсивные и с редкими запусками . .	1 000 и выше	2,8—3,2	Веретённое 3 Машинное Л
Ререверсивные и с частыми запусками . .	1 000 и выше	4,0—4,5	Машинное Л
Со средними скоростями неререверсивные и с редкими запусками	250—1 000	4,0—4,5	Машинное Л
Ререверсивные и с частыми запусками . .	250—1 000	4,0—4,5	Машинное Л
Тихоходные неререверсивные и ререверсивные	До 250	5,5—7,0	Машинное С Моторное М

Заменители смазочных масел указаны в табл. 28.

Таблица 28

Заменители смазочных масел

Вязкость смеси масел	Смешивание масла	Пропорция смеси	
		в частях	в %
3°Э.	1. Веретённое 2	1	35
	Машинное Л	2	65
	2. Веретённое 2	11	55
4°Э.	Машинное С	9	45
	1. Веретённое 2	3	30
	Машинное С	7	70
6°Э.	2. Веретённое 3	1	50
	Машинное С	1	50
	3. Веретённое 3	2	65
	Автол 10	1	35
6°Э.	1. Веретённое 2	1	15
	Автол 10	6	85
	2. Машинное Л	2	40
	Автол 10	3	60

Масло в подшипниках электродвигателей полностью сменяют через 2 000 час. его работы. При работе электродвигателей в пыльной среде и помещениях с высокой температурой смазку должны сменять чаще.

Таблица 29

Потребное количество смазки для электродвигателей на два подшипника в г

Габарит электродвигателя	Число оборотов электродвигателя	
	3 000	1 500, 1 000, 700
3	30	30
4	40	40
5	70	70
6	70	70
7	115	290
8	290	400
9	400	650

Новую смазку в электродвигателях единой серии мощностью от 0,6 до 100 кВт закладывают в количествах, указанных в табл. 29.

Для подшипников качения применяются сорта масел, указанные в табл. 30.

Таблица 30

Сорта смазок для электродвигателей с подшипниками качения

Марки смазки	Температура каплепадения	ГОСТ
Солидол Т	90	1033—41
Осоголин I	91—110	—
Смазка I—13	130	1631—42
Осоголин II	111—125	—
Консталин М	130	1957—43
Осоголин III	125—175	—

Щётки. В табл. 31 приведены применяемые сорта для электрических машин.

Таблица 31

Сорта щёток для электродвигателей и сварочных машин

Наименование машин	Марка щётки	Номинальная плотность тока в а/см ²	Максимальная окружная скорость в м/сек	Удельное нажатие в г/см ²	Удельное электрическое сопротивление в ом/мм ² /м
Асинхронные двигатели с подъёмом щёток	МГС	20	15	180—230	0,05—0,15
	МГ	20	20	180—230	0,05—0,15
	БГ	20	20	170—220	0,5—0,9
	МГ4	15	20	200—250	0,3—1,3
Асинхронные двигатели с постоянно налегающими щётками	МГС	20	15	180—230	0,05—0,25
	МГ4	15	20	200—250	0,3—1,3
	ЭГ4	12	40	150—200	10—16
	М1	15	25	150—200	2—6
	М6	15	25	150—200	2—6
	Г3	10—11	25	200—250	10—20
Крановые двигатели постоянного тока небольшой мощности	Г1	7	12	200—250	30—46
	Г2	8	15	200—250	25—37
	Г2	6	10	200—250	40—60
	ЭГ2	10	25	200—250	20—30
Крановые двигатели средней мощности и тяговые двигатели постоянного тока	ЭГ14	10—11	40	200—400	26—38
	ЭГ8	10	40	200—400	40—50
	Г3	10—11	25	200—250	10—20
Сварочные генераторы	ЭГ4	12	40	130—200	10—16

Планово-предупредительный ремонт

При планово-предупредительном ремонте электродвигатель подвергается разборке; все части его очищают от пыли и грязи, прове-

Таблица 32

Периодичность планово-предупредительного ремонта электродвигателей

Наименование цеха	Периодичность ремонта для электродвигателей	
	открытых	закрытых
Механический	1 раз в год	—
Кузнечный	1 » » »	—
Литейный	2 раза » »	1 раз в год
Столярный	4 » » »	1 » » »
Цех с содержанием большого количества влаги	4 » » »	2 раза » »
Круги, эстакады	4—5 раз в год	2 » » »

Примечание. Планово-предупредительный ремонт защищённых электродвигателей производится 2 раза в год.

ряют сопротивление изоляции обмоток, сушат и покрывают лаком, перезаливают и заменяют изношенные подшипники, проверяют и заменяют изношенные части.

Примерная периодичность планово-предупредительного ремонта указана в табл. 32.

После капитального ремонта электродвигателя и ремонта его обмоток производят:

1. Измерение сопротивления изоляции обмоток.

2. Испытание электрической прочности изоляции обмоток.

3. Опыт холостого хода.

4. Проверку двигателей на нагрев.

Если ремонт обмоток не производят, то измеряют сопротивление изоляции обмоток и производят опыт холостого хода.

Испытание электрической прочности изоляции обмоток статора относительно корпуса

и двух других фаз производят повышенным напряжением переменного тока (табл. 33).

Для двигателей напряжением до 380 в допускается испытание изоляции мегомметром напряжением 1 000 в.

Изоляция обмотки ротора и реостатов испытывается напряжением переменного тока, равным 1,5-кратному номинальному напряжению на кольцах, но не ниже 1 000 в.

Полное испытательное напряжение подерживается в течение 1 мин., затем оно снижается до значения не более одной трети испытательного и отключается.

Таблица 33

Повышение испытательного напряжения

Испытательное напряжение переменного тока в в	Номинальное напряжение обмотки двигателя в в
1 000	До 380
1 500	500
4 000	2 000
5 000	3 000
9 000	6 000

Таблица 34
Технические данные рубильников

Тип рубильников	Номинальный ток в а	Число полюсов	Вес в кг	Примечание
РО-3	100	1	0,5	Без разрывных контактов с задним присоединением
		2	0,9	
		3	1,3	
	200	1	0,6	
		2	1,0	
		3	1,6	
РО-5	400	1	1,2	То же
		2	2,2	
		3	3,2	
	600	1	0,3	
		2	4,1	
		3	6,1	
РО-3	1000	1	3,9	Без разрывных контактов с задним присоединением
		2	8,1	
		3	12,0	
	100	1	0,4	
		2	0,7	
		3	1,0	
РО-5	100	1	0,5	Без разрывных контактов с задним присоединением
		2	0,8	
		3	1,2	
	400	1	1,0	
		2	1,9	
		3	2,9	
Р-3	100	2	1,0	Без разрывных контактов с задним присоединением
		3	1,5	
		2	1,1	
	200	1	1,8	
		2	2,5	
		3	3,8	
Р-5	600	2	4,3	Без разрывных контактов с задним присоединением
		3	6,5	
	1000	2	8,5	
		3	12,5	
РП-3	200	2	5,4	Без разрывных контактов
		3	7,1	
		2	7,1	
	400	3	9,6	
		2	11,2	
		3	14,2	
РП-5	600	2	18,3	То же
		3	23,3	
	1000	2	5,4	
		3	7,1	
РП-3	200	2	5,4	С разрывными контактами
		3	7,1	
		2	7,2	
	400	3	9,8	
		2	11,5	
		3	14,7	
РП-5	600	2	18,6	То же
		3	23,8	
	1000	2	18,6	
		3	23,8	
		2	18,6	
		3	23,8	

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ АППАРАТУРА

Аппаратура ручного управления

Аппаратура ручного управления — приборы, служащие для непосредственного отключения или включения токоприёмников небольшой мощности, приводимые в действие вручную: рубильники, барабанные переключатели, контроллеры, пакетные выключатели и переключатели.

Технические данные рубильников приведены в табл. 34.

Примечания. 1. Рубильники РП-3 и РП-5 с рычажным приводом.

2. Рубильники РП-3 и РП-5 без разрывных контактов используются только как разъединители при постоянном токе и отключают номинальный ток при напряжении 220 в переменного тока. Рубильники РП-3 и РП-5 с разрывными контактами отключают номинальный ток при напряжении 220 в постоянного тока и 380 в переменного тока.

Контроллеры

Схема контроллерного управления двухскоростного двигателя приведена на фиг. 14. Технические данные контроллеров приведены в табл. 35.

Таблица 35

Технические данные контроллеров переменного тока

Типы контроллеров		Допустимый ток ротора в а	Мощность электродвигателя в кат при напряжении			Вес в кг
нормальные	универсальные		220 в	380 в	500 в	
Барабанные						
КТ-2000 КТ-2005		60	12	15	15	40
КТ-3000 КТ-3005		130	35	44	44	90
Кулачковые						
ТК-5000 ТК-5005		80	25	40	40	70
ТК-6000 ТК-6005		130	40	70	70	125
ТК-7000 ТК-7005		200	65	110	110	135

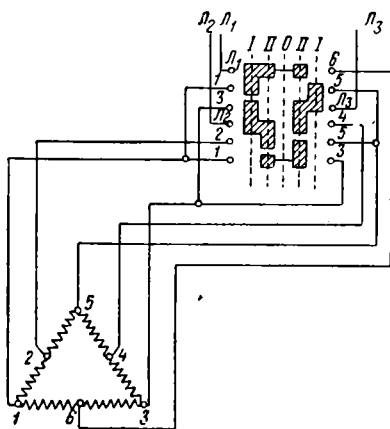
Таблица 36

Технические данные трёхполюсных выключателей переменного тока

Наименование выключателя	Тип выключателя	Номинальное напряжение в в	Номинальный ток в а	Род защиты	Область применения	Примечание
Пускатель масляный контроллерного типа	ККС25	500	25	Встроенные предохранители Н25, Е27	Все помещения, кроме взрывоопасных для двигателей с короткозамкнутыми роторами	На время пуска предохранители перемыкаются. Выключатель может быть использован для реверсивных электродвигателей с короткозамкнутыми роторами
То же, но с незначительным изменением габарита	ПШП25	500	25	То же	То же	То же
Выключатель пакетный	ВП10 ВП25 ВП60 ПР2312	380 380 380 380	10 25 60 —	Нет » » »	Сухие непыльные помещения	Без кожуха
Переключатель реверсивный контакторной системы барабанного типа					Все помещения, кроме сырых и взрывоопасных для двигателей с короткозамкнутым ротором мощностью не более 3 кат	Металлический кожух

Примечание. Указанные в таблице для барабанных контроллеров мощности электродвигателей приведены при частоте включения не выше 120 в час. При частоте включений от 120 до 240 в час допустимая нагрузка равна 80% номинальной мощности контроллера. При большей частоте включений барабанные контроллеры не применяются.

Для кулачковых контроллеров мощности электродвигателей приведены при 600 включениях в час.



Фиг. 14. Схема контроллерного управления двухскоростным электродвигателем

Трёхполюсные выключатели

Технические данные трёхполюсных выключателей переменного тока даны в табл. 36.

Пакетные выключатели применяют:

- а) для отключения электроустановок при отсутствии в них тока;
- б) для прямого включения в сеть короткозамкнутых двигателей мощностью до 4 кВт с числом включений до 15—20 в час;
- в) при реостатном пуске двигателей как отделивающие рубильники;
- г) для отключения понижительных трансформаторов местного освещения станков;
- д) для выключения цепей управления.

Технические данные пакетных выключателей приведены в табл. 37.

Таблица 37

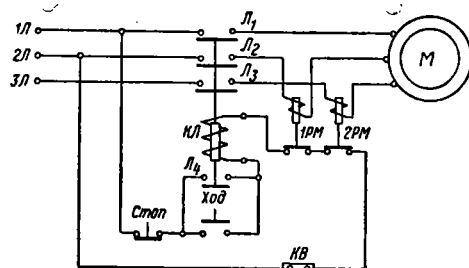
Технические данные пакетных выключателей

Тип выключателя и номинальный ток	Допустимый ток в а		Допустимая мощность короткозамкнутых двигателей в кВт
	при 250 в переменного и постоянного тока	при 380 в переменного тока	
ПК-10	10	6	1
ПК-25	25	15	3
ПК-60	60	35	5

Аппаратура контакторного управления

Применение контакторов в качестве включающих и выключающих аппаратов даёт возможность при большой частоте включений и отключений быстро, просто, легко и удобно производить эти операции.

Принципиальная схема контакторного управления приведена на фиг. 15. При нажатии кнопки *Ход* возбуждается катушка



Фиг. 15. Принципиальная схема контакторного управления

контактора *КЛ*, вследствие чего втягивается сердечник, замыкаются главные контакты *L₁*, *L₂* и *L₃*; одновременно замыкается вспомогательный контакт *L₄*, шунтирующий кнопку *Ход*.

Электромотор можно остановить также посредством выключателя.

Контакторы переменного тока выполняются с числом полюсов от одного до пяти; но наиболее часто применяют трёхполюсные контакторы.

Таблица 38

Технические данные контакторов переменного тока типа КТ с нормально открытыми главными контактами и с деионным гашением

Тип контактора			Допустимая нагрузка в а			Номинальное напряжение в в	Кратность допустимого тока отключения	Число включений в час	Напряжение втягивающих катушек тока в а	
Величина	Двухполюсный	Трёхполюсный	Продолжительная	Прерывисто-продолжительная (номинальная)	Крановая или металлургическая				постоянного	переменного
II	КТ-22 Е	КТ-32 Е	55	75	90	500	7	120	48, 110, 220	127, 220, 380, 500
III	КТ-23 А	КТ-33 А	115	150	175	500	7	120	48, 110, 220	127, 220, 380, 500
IV	КТ-24 А	КТ-34 А	225	300	350	500	7	120	48, 110, 220	127, 220, 380, 500
V	КТ-25 А	КТ-35 А	450	600	700	500	7	120	48, 110, 220	127, 220, 380, 500

Технические данные контакторов переменного тока приведены в табл. 38.

Командоконтроллеры применяют для коммутации в цепях управления, а также для непосредственного включения электродвигателей небольшой мощности. Они подразделяются на барабанные и кулачковые контроллеры.

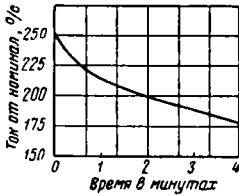
Более надёжными в работе являются кулачковые контроллеры.

Для управления станками часто применяют многоконтактные кулачковые командоаппараты — универсальные переключатели.

Аппаратура защиты

Электроустановки должны быть защищены от токов короткого замыкания и от опасных перегрузок при помощи плавких вставок или реле — электромагнитных и тепловых.

Плавкие предохранители применяют для защиты от токов короткого замыкания. Характеристика плавких предохранителей показана на фиг. 16.



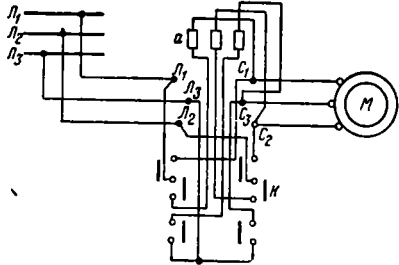
Фиг. 16. Характеристика плавких предохранителей

Плавкая вставка мгновенно перегорает, когда ток достигает 250% номинальной величины, и выдерживает неопределённо долгое время перегрузку в 25%.

При использовании в качестве защиты от перегрузок плавких предохранителей короткозамкнутые электродвигатели включаются по схеме (фиг. 17). В этом случае на время пуска электродвигателя плавкие вставки шунтируются и двигатель подключается к сети непосредственно.

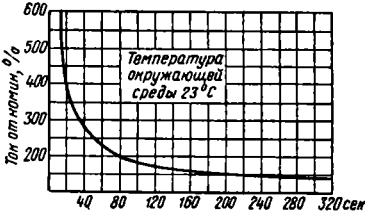
Технические данные предохранителей и плавких вставок из медной лужёной проволоки приведены в табл. 39, 40, 41.

Тепловые защитные реле применяют для защиты двигателей от перегрузки в схемах контакторного управления.



Фиг. 17. Схема шунтирования короткозамкнутого электродвигателя

На фиг. 18 показана тепловая характеристика теплового реле типа ТТ-10, позволяющая определить время, протекающее с момента установления перегрузки до размыкания контактов в реле, в зависимости от перегрузки.



Фиг. 18. Характеристика теплового реле ТТ-10

Ввиду того что токи короткого замыкания, превосходящие номинальные токи в 10—20 раз, тепловыми реле отключаются недостаточно быстро, в схемах защиты двигателей тепловыми реле предусматривается установка максимальных автоматов или плавких предохранителей.

Таблица 39

Технические данные установочных предохранителей с резьбой

Основание	Резьба	Номинальные			Наибольшие размеры в мм			Диаметр контактного винта в мм
		напряжение в в	ток предохранителя в а	ток вставки в а	длина	ширина	высота	
Прямоугольное . . .	Е 14	250	10	4,6,10	70	40	40	4
	Е 27	500	20	4,6,10,15,20	90	50	55	5
	Е 33	500	60	10,15,20,25,35,60	110	60	60	6
Квадратное	Е 27	500	20	4,6,10,15,20	55	55	50	5
	Е 33	500	60	10,15,20,25,35,60	65	65	60	6

Таблица 40

Технические данные низковольтных предохранителей

Патрон	Тип	Номинальные			Разрывная способность в а	Материал		Взаимозаменяемость
		напряжение	ток предохранителя в а	ток вставки в а		трубки	вставки	
Закрытый разборный без наполнителя	ПР-1	250 и 500 в переменного и постоянного тока	15	6,10,15	1 200	Фибра	Цинк	Предохранители по ГОСТ 3041—45
			60	15, 20, 25, 35, 60	3 500			
			100	60, 80, 100	10 000			
			200	100, 125, 160, 200	10 000			
			350	200, 225, 260, 300, 350	12 000			
			600	350, 430, 500, 600	12 000			
1 000	600, 700, 850, 1000	12 000						
Закрытый разборный с наполнителем	НПН-60	500 в переменного тока	60	15, 20, 25, 35, 45, 60	5 000	Стекло	Медная проволока с растворителем (оловянным шариком)	СПР-1, 60 а, 250 в
	НПР-100	500 в переменного тока	100	60, 80, 100	11 000	Стекло или фарфор	То же	СПР-1, 100 а, 250 в
	НПР-200	500 в переменного тока	200	100, 125, 160, 200	11 000	Стекло или фарфор	То же	СПР-1, 200 а, 250 в
	НП-5	380 в переменного тока	350	200, 225, 260, 300, 350	10 000	Керамика	Цинк	СПР-1, 350 а, 500 в
Полузакрытый	СПО	500 в переменного и постоянного тока	80	10, 15, 20, 25, 35, 60, 80	2 000	Фарфор	Медная проволока	—
			160	60, 100, 125, 160	3 000			
			260	160, 200, 225, 260				
Примечания. 1. Предохранители ПР-1 250 в до 200 а включительно можно устанавливать в сетях переменного тока до 380 в, имеющих небольшие токи короткого замыкания:								
$I_{ном}$	$I_{откл}$	$I_{ном}$	$I_{откл}$	$I_{ном}$	$I_{откл}$	$I_{ном}$	$I_{откл}$	
15	600	60	3 000	100	6 000	200	6 000	
2. Наполнителем предохранителей НП-5 служит крупнозернистый чистый сухой песок с размерами зёрен 1,5—5 мм.								
Наполнителем предохранителей НПН и НПР-100 и 200 а служит мелкозернистый (величины зёрен 0,2—0,3 мм), чистый сухой (влажность не выше 0,05 %) кварцевый песок, содержание кварца 96—99 %.								
3. Переагрузка вставок предохранителей всех типов возможна.								

Таблица 41

Технические данные плавких вставок для предохранителей с кварцевым наполнителем

Тип предохранителя	Ток плавкой вставки в а	Диаметр проволоки в мм	Число параллельно включённых проволочек
НПН-60	15	0,30	2
	20	0,30	3
	25	0,30	4
	35	0,55	2
	45	0,55	3
НПР-100	60	0,55	4
	80	0,57	6
	100	0,60	6
	125	0,60	8
НПР-200	160	0,60	10
	200	0,60	12

Примечания. 1. В качестве плавких вставок применяют медную проволоку марки М-1.

2. Диаметр напаянного оловянного шарика 1,5—2 мм.

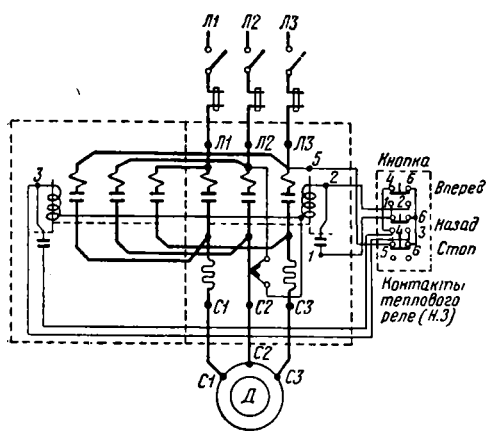
Магнитные пускатели

Магнитный пускатель представляет собой железный ящик, в котором смонтирован контактор, реле перегрузки и кнопки перегрузки.

Пускатели выпускаются как неререверсивные, так и реверсивные (табл. 42 и 43).

На фиг. 19 показана схема включения реверсивного пускателя.

Магнитные пускатели предназначены для пуска электродвигателей с нагрузкой или без неё.



Фиг. 19. Схема включения реверсивного пускателя

Ручные масляные пускатели предназначены для пуска электродвигателей без нагрузки или с нагрузкой. В последнем случае выключатели имеют приспособления для шунтирования во время пуска предохранителей.

Пусковые и пускорегулировочные реостаты

Реостат выбирают исходя из мощности электродвигателя, величины нагрузки при пуске и числа пусков подряд.

Реостаты рассчитаны на 2—3 пуска подряд, производимые с паузами не меньше двойной продолжительности одного пуска.

Время пуска

$$t = 4 + 2 \sqrt{P_2} \text{ сек.},$$

где P_2 — номинальная мощность электродвигателя в *квт*.

Встраиваемое в реостат пусковое сопротивление выбирается в зависимости от величины $\frac{U_K}{I}$,

где U_K — напряжение между кольцами при неподвижном роторе и номинальном напряжении на зажимах статора в *в*;
 I — номинальный ток в каждом контактном кольце при номинальной мощности двигателя в *а*.

При отсутствии данных на шитке ток ротора электродвигателя определяется по формуле

$$I = \frac{606 P_2}{U_K}.$$

Технические данные пусковых реостатов типа РМ и ПР приведены в табл. 44 и 45.

Таблица 42

Технические данные магнитных пускателей (неревверсивных)

Тип пускателя	Величина	Исполнение	Тепловое реле	Предельная мощность короткозамкнутых двигателей в квт		Номинальный ток пускателя в а		Вес в кг
				при напряжении в в				
				220	380	220	380	
П-221	0	В кожухе	нет	4	5	20	16	4,0
П-222	0	»	есть	4	5	20	16	4,0
П-322	1	»	»	11	15	40	35	—
ПМ-7112-УК2	0	Без кожуха	нет	4	5	20	16	2,2
ПМ-7112-УК2	0	В кожухе	»	4	5	20	16	5,9
ПМ-7113-УК2	1	Без кожуха	»	11	15	40	35	4,3
ПМ-7113-УК2	1	В кожухе	»	11	15	40	35	7,3
ПМ-7114-УК2	2	Без кожуха	»	20	29	70	60	4,8
ПМ-7114-УК2	2	В кожухе	»	20	29	70	60	7,8

Таблица 43

Технические данные ручных масляных закрытых пускателей для трёхфазных асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором

Наименование	Тип	Номинальный ток в а	Максимальная мощность двигателя в кат при напряжении в в			Предохранители встроенные	Вес в кг	
			220	380	500		пускателя без масла	масла
Пускатель с шунтированием предохранителей при пуске	ККС-25	25	6	11	15	Е 27	8,8	1,35
То же	ПШП-25	25	6	11	15	Е 27	8,8	1,35
»	ПШП-60	45	12	22	30	Е 33	8,8	1,35
Пускатель с переключением обмотки двигателя со звезды на треугольник	ПЗТ-25	25	6	11	15	Е 27	8,8	1,35
То же	ПЗТ-60	45	12	22	30	Е 33	8,8	1,35

Таблица 44

Технические данные масляных пусковых реостатов типа РМ к асинхронным электродвигателям

Наименование реостата	Максимально допустимые		Мощность двигателей в кВт		$\frac{U_k}{I}$		Число ступеней	Вес в кг	
	роторное напряже- ние (ли- нейное) в в	ток рео- стата в а	пуск с полной нагрузкой	пуск с по- ловинной нагрузкой	пуск с полной нагрузкой	пуск с по- ловинной нагрузкой		реостата без масла	масла
РМ-1530	400	250	50	50—100	0,6—3,3	0,4—1,6	8	23	15
РМ-16540	600	400	75—100	130—200	0,4—4,7	0,4—2,4	9	70	80
РМ-16640	600	400	100	200	4,7—6,6	2,4—3,3	9	80	90
РМ-1650	600	500	150—175	200—350	0,4—2,4	0,4—1,2	9	70	80
РМ-16650	600	500	175	330	2,4—3,3	1,2—1,6	9	80	90

Примечания. 1. Встраиваемое в реостат пусковое сопротивление выбирается в зависимости от $\frac{U_k}{I}$ двигателя (U_k — напряжение между кольцами ротора I — номинальный ток в фазе ротора).

2. Реостаты рассчитаны на 2—3 пуска подряд (с холодного состояния), производимые с паузами не меньше двойной продолжительности одного пуска.

3. Перегрев масла, измеренный на поверхности, не должен быть более 80°, а нагрев не выше 115°; При этом температура контактов реостата на 15—20° выше температуры масла.

Таблица 45

Технические данные масляных пусковых реостатов типа ПР к асинхронным электродвигателям

Наименование	Мощность электро- двигателя в кВт		Допустимый длител- ный ток посл- еднего контакта в а	Число ступеней	Число пус- ков подряд	Длитель- ность одного пуска в сек.	Вес в кг	
	пуск с полной нагрузкой	пуск с половин- ной на- грузкой					реостата без масла	масла
ПР17,5	17,5	35	75	5	8—3	10—14	9	4
ПР29,5	29,5	59	110	7	5—3	16—18	18	8,5
ПР55	55	100	110	7	5—3	20—22	25	16
ПР90	90	180	230	8	5—3	22—26	65	33
ПР170	95—170	330	350	7	3	30—34	170	145
ПР330	170—330	515	350	7	2	36—44	210	175

ЭЛЕКТРИФИЦИРОВАННЫЙ ИНСТРУМЕНТ

Применение электрифицированного ручного инструмента значительно выгоднее, чем пневматического.

К. п. д. пневматического инструмента составляет 0,07 — 0,11; электрического — 0,40—0,60.

Типы двигателей и величины напряжений

Для электрифицированного ручного инструмента применяют электродвигатели следующих типов.

1. Универсальные коллекторные двигатели постоянного тока с последовательной обмоткой возбуждения могут работать на однофазном переменном токе. Двигатели этого типа нашли широкое применение для привода ручного инструмента.

2. Трёхфазные асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором с частотой 50 пер/сек, а также высокочастотные на 150—200 пер/сек.

В особо сырых местах и условиях, опасных в отношении поражения людей электрическим током, применяют электроинструмент на напряжение 36 в.

Для питания высокочастотного инструмента выпускаются асинхронные преобразователи

частоты — агрегаты из сдвоенных асинхронных машин с общим валом и корпусом.

Технические данные основного электроинструмента, трансформаторов и преобразователей частоты приведены в табл. 46 и 47.

Таблица 46

Трансформаторы и преобразователи частоты для питания электроинструмента

Т и п	Наименование	Напряжение в в		Номинальная мощность в кВа
		пер- вичное	вторичное	
И-80	Трансформатор силовой трёхфазный	380/220	36	0,5
И-100	То же	380/220	36	1,0
И-81	»	380/220	36	1,5
И-75А	Преобразователь частоты трёхфазный на 200 пер/сек	380/220	36	4,5
И-88	То же	380/220	36	1,5

Определение потребной мощности для привода электроинструмента

Мощность электродрели

$$P = \frac{Mn}{975 \eta} \text{ вт,}$$

Технические данные электрифицированного инструмента

Тип инструмента		Типовой размер	Тип электро-двигателя	Номинальная мощность в <i>вт</i>		Напряжение сети в <i>в</i>	Номинальный ток в <i>а</i> при 220 <i>в</i>	Скорость движения рабочего инструмента
Новое обозначение	Старое обозначение			полезная	потребляемая			
Электродрели								
И-74	—	5	ВЧ	110	200	36; 220	0,65	2 200 об/мин.
И-53	—	8	ВЧ	110	200	36; 220	0,65	1 300 »
И-90	—	8	УК	100	200	220	1,0	680 »
И-58	—	12	ВЧ	250	400	36; 220	1,3	750 »
И-38А	ФД-100	15	УК	165	275	120; 220	1,4	600 »
И-59	—	26	ВЧ	630	800	36; 220	3,3	350 »
И-28	ФД-130	20	УК	230	375	120; 220	2,1	310 »
И-29А	ДТ-23У	23	КЗ	600	880	220; 127	3,0	285 »
И-89	—	25	В4	630	800	36; 220	3,0	280 »
Электроножницы								
И-30	ФД-101	1,5	УК	165	275	120; 220	1,4	900 ход/мин.
И-64	—	1,5	ВЧ	110	200	36; 220	0,65	2 000 »
И-31	ФД-131	2,7	УК	230	375	120; 220	2,1	1 100 »
И-65	—	2,7	В4	630	800	36; 220	3,0	1 500 »
Точильный прибор универсальный								
И-26	ТПУ	100	КЗ	200	310	220/127	1,0	2 800 об/мин.
Электрозащитные машины								
И-82	—	50	В4	110	200	36; 220	0,7	10 500 об/мин.
И-66	—	175	В4	630	800	36; 220	3,0	3 200 »
Электросверлилки по дереву								
И-27	ЭСД-26у	26	КЗ	430	600	220/127	2,0	500 об/мин.
Электрорубанки								
И-25	РСШ-60	60	КЗ	150	450	220/127	1,7	19,5 м/сек.
И-24	РСШ-100	100	КЗ	380	600	220/127	2,0	20,5 »
Электроключи-отвёртки								
И-60	—	6	ВЧ	110	200	36; 220	0,65	850 об/мин.
И-62	—	6	ВЧ	110	200	36; 220	0,65	650 »
И-61	—	12	ВЧ	630	800	36; 220	3,0	620 [»]
И-32	ФД-102	12	УК	165	275	120; 220	1,4	600 »
И-91	—	18	В4	630	800	36; 220	3,0	620 »
И-92	—	25	В4	800	1 200	36; 220	3,8	325 »
Электролопаты								
И-33	ФД-151	0,22	УК	200	360	220	1,7	2 400 уд/мин.
И-67	—	0,3	ВЧ	630	800	36; 220	3,0	5 000 »
—	КНШ-3	1,0	КЗ	250	370	220/127	1,7	935 »
ЭМК-1	—	4,5	КЗ	1 100	—	220/127	—	1 100 »
Электрошпалоподбойки }								
ЭШП-1	—	—	КЗ	—	250	220/127	1,1	2 850 ударов в мин.
ЭШП-3	—	—	КЗ	—	250	220	0,88	2 800 » » »
Цепная электропила для дерева]								
ЭП-1	—	480	КЗ	1 500	2 200	220	—	1 200 об/мин.
Дисковые электропилы								
—	ТК-3	45	УК	400	600	120; 220	—	3 500 об/мин.
И-20	6ПА	60	КЗ	80	1 200	220/127	3,3	2 200 »
И-78	—	60	КЗ	600	900	220/127	—	2 700 »

Примечания. 1. УК — универсальный коллекторный двигатель; КЗ — асинхронный трёхфазный двигатель нормальной частоты; ВЧ — асинхронный трёхфазный двигатель высокочастотный — 200 пер/сек.

2. И-62 — электрошуроповёрт.

3. Типовой размер: для электродрелей и электросверлилок — наибольший диаметр сверла в мм; для электроножниц — наибольшая толщина разрезаемой стали в мм; для точильного прибора — наибольший диаметр круга в мм; для электрорубанков — наибольшая ширина строжки за один проход в мм; для электроключей-отвёрток — наибольший диаметр резьбы в мм; для дисковых электропил — наибольшая глубина пропила в мм; для цепных электропил — максимальный диаметр реза в мм.

где M — крутящий момент;

n — число оборотов сверла в мин.;

η — к. п. д. передачи от вала двигателя к шпинделю дрели.

Крутящий момент

$$M = C_m D^{x_m} S^{y_m} \text{ кгсм},$$

где C_m — коэффициент, зависящий от рода обрабатываемого материала, геометрии заточки сверла и других факторов;

D — диаметр сверла в мм;

S — подача сверла в мм/об;

x_m, y_m — показатели степени, зависящие от рода обрабатываемого материала.

Для углеродистой стали с временным сопротивлением 45 кг/мм^2 принимают $C_m = 24$; $x_m = 2,0$; $y_m = 0,8$.

Подачу S при сверлении отверстий диаметром $10—60 \text{ мм}$ определяют по формуле

$$S = \left(\frac{P_o}{57 \cdot D} \right)^{1,43},$$

где P_o — осевое давление при работе дрелью, определяется по табл. 48.

Таблица 48

Осевое давление P_o

Диаметр сверла в мм	P_o в кг	Диаметр сверла в мм	P_o в кг
6	50	23	300
10	75	32	500
15	150	50	750

Число оборотов электродрели

$$n = \frac{1000}{\pi D} v \text{ об/мин},$$

где v — скорость резания (табл. 49).

Таблица 49

Скорости резания

Обрабатываемый материал	Свёрла из стали	
	углеродистой	быстрорежущей
Сталь $\sigma_{вр} = 45—50 \text{ кг/мм}^2$	12—18	15—25
Латунь	20—35	35—60
Алюминий	25—35	до 100

При использовании электродрели в качестве развёртки крутящий момент

$$M = 88 D^{1,15} S^{0,85} t^{0,64} \text{ кгсм},$$

где t — глубина резания, равная $\frac{D - D_0}{2} = 0,05—0,25 \text{ мм}$;

S — величина подачи, принимаемая равной $0,8—2 \text{ мм/об}$.

Мощность электрошлифовалки

$$P = \frac{F \frac{d}{2} n}{975 \eta} \text{ вт},$$

где F — тангенциальная сила на окружности круга при шлифовании в кг;

n — число оборотов круга в мин.;

d — диаметр круга в мм;

η — к. п. д. передачи.

Величину F принимают равной κP ,

где κ — коэффициент, зависящий от марки круга, скорости резания и силы надавливания, равный $0,4—0,7$;

P — сила надавливания, равная $1—10 \text{ кг}$.

Рекомендуются следующие значения F :

d мм	F кг
100	1
125	2
150	3
200	4

Мощность электропилы (для пиления дерева)

$$P = \frac{\kappa_n b H u}{60 \cdot 102 \eta} 10^3 \text{ вт},$$

где κ_n — удельное сопротивление резания при пиления в кг/мм^2 ;

b — ширина пропила в мм;

H — высота пропила в мм;

u — скорость подачи в м/мин;

η — к. п. д. передачи.

Для пил общего назначения κ_n принимают равным 20 кг/мм^2 .

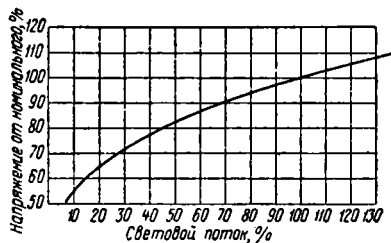
Скорость u подачи для мягких пород дерева $1,2—1,8$, для средней твёрдости $1,0—1,2$ и для твёрдых $0,7—0,9 \text{ м/мин}$.

ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ОСВЕЩЕНИЕ

Осветительные приборы

В качестве основного источника электрического света на железнодорожном транспорте применяют лампы накаливания. В настоящее время всё более внедряются люминесцентные лампы.

Нормальный срок службы электрических ламп установлен в 1000 час. К концу срока службы предельное уменьшение светового потока не допускается более 20%.



Фиг. 20. Кривые зависимости светового потока электрических ламп от напряжения

На характеристике ламп резко сказывается изменение напряжения на зажимах лампы. Эта зависимость показана на фиг. 20.

За последние годы отечественной промышленностью освоен новый тип электрической

лампы с зеркальной колбой. Верхняя часть колбы этих ламп покрывается зеркальным слоем. Нижняя часть колбы слегка матирована.

Лампы с зеркальной колбой дают возможность установки их без отражателей.

Данные о светораспределении таких ламп приведены в табл. 50.

Таблица 50
Светораспределение зеркальных ламп

α	Мощность ламп в вт			
	500	300	200	100
	Сила света в свечах			
0	9 400	5 700	670	260
10	8 200	4 300	720	260
20	5 400	2 500	830	260
30	3 200	1 400	930	280
40	1 300	860	900	300
50	1 400	630	670	240
60	660	390	420	190
70	320	120	220	110

Основные данные осветительных приборов ближнего действия, применяемых на железнодорожных узлах, приведены в табл. 51.

Характеристика ламп специального назначения приведена в табл. 52.

Энергетически наивыгоднейшее отношение расстояния L между светильниками и расчётной высотой h подвеса светильника, а также наибольшую ширину полосы, при котором рационально однорядное расположение светильников, можно определить по табл. 53.

Расчёт искусственного освещения

Различаются две системы освещения:

1. Общее — предназначенное для создания необходимой освещённости не только на основных рабочих местах — станках, верстаках и т. п., но и на вспомогательных площадях помещений — проходах, проездах и т. п.

2. Местное — предназначенное для создания необходимой освещённости только на рабочих местах.

Осветительные приборы ближнего действия

Наименование	Мощность ламп в вт	Область применения	Рекомендуемая высота подвеса светильника над полом в м
Альфа	До 75	Местное освещение лампами	Не нормируется
Плафоны	60—300	То же	2—3,5
Люцетта	До 500	Освещение общественных, конторских, бытовых и подобных им сухих помещений	3—7
Шар	60—300	То же	3—7
Универсаль с полуматовым затенителем	До 500	Общее освещение различных помещений предприятий при отсутствии пыли, паров и т. д.	2,5—5
Универсаль без затенителя	» 500	То же	3—6
Глубокоизлучатель эмалированный	» 1 000	Освещение помещений и наружной территории предприятий, улиц и т. д.	4—10
Глубокоизлучатель зеркальный	500	Освещение очень высоких производственных помещений лампами	8—12
Кососвет	200	Освещение вертикальных и горизонтальных поверхностей, расположенных по одну сторону от точки подвеса светильник	Не нормируется
Фарфоровый полугерметический подвесной	До 60	Освещение влажных и пыльных помещений	2—5
То же для навинчивания на штангу	» 60	Освещение влажных и пыльных помещений	Не нормируется
Водоупленепроницаемый	» 200	Общее освещение помещений сырых, наполненных парами воды или газами	5
Наружного типа	» 1 000	Освещение открытых пространств при малых освещёностях (0,1—0,5 лк)	Не менее 5—6

Лампы специального назначения

Наименование	Характеристика	Назначение
Софитные	Мощность 15—40 вт, напряжение 110—220 в	Местное освещение
Автотракторные	Сила света от 1 до 50 свечей, напряжение 6—8 и 12—16 в	» » с малым светильником
Трамвайные	Напряжение 120 в для последовательного включения в сеть 600 в	Пригодны для применения в стационарных условиях при наличии сети 24 в
Железнодорожные	Напряжение 24 и 50 в	
Самолётные	» 12 и 24 в	

Таблица 52

Таблица 53

Выбор наимыгоднейшего расстояния между светильниками

Тип светильника	Отношение $L : h$				Наибольшая ширина полосы, рационально освещаемой одним рядом светильников
	многорядном		однорядном		
	Наивыгоднейшее	Наибольшее допустимое	Наивыгоднейшее	Наибольшее допустимое	
Наружного типа: шар, плафоны, фарфоровый и водопыленепроницаемый	2,3	3,2	1,9	2,5	1,3 h
Универсаль	1,8	2,5	1,8	2	1,2 h
Люцетты обоих типов, глубоководноизлучатель эмалированный, Альфа	1,6	1,6	1,5	1,8	1,0 h
Глубоководноизлучатель зеркальный	1,2	1,4	1,2	1,4	0,75 h

Принципы расчёта электрического освещения даны в ТСЖ, том 2, раздел «Электрическое освещение».

Таблица 54

Значения наимыгоднейших углов наклона

$E_n \kappa H^2$	ПЗО-45		ПЗ-35	
n	110 в	220 в	110 в	220 в
10	8	9	10	11
20	9	10	11	12
40	9	10	12	12
60	10	11	12	13
100	10	11	13	14
150	11	12	14	15
250	12	13	15	17
400	13	14	17	19
600	14	15	18	21
800	15	16	20	22
1 000	16	17	21	24
1 500	18	19	24	26
2 000	20	21	26	—
2 500	21	22	—	—
3 000	22	24	—	—
4 000	24	25	—	—

Прожекторное освещение

Для освещения территории железнодорожных узлов применяют прожекторы заливающего света типа ПЗО-45 и ПЗ-35.

Прожекторы наиболее целесообразно применять для освещения станций, имеющих свыше 15 путей, территорий депо, привокзальных площадей.

Прожекторы устанавливают на специальных прожекторных мачтах. Возможна установка прожекторов на вышках зданий или столбах.

При определении места установки прожекторных мачт необходимо учитывать следующие основные положения.

1. Мачты не должны ухудшать видимости сигналов.

2. Для снижения до минимума слепящего действия направление светового потока прожекторов должно по возможности совпадать с направлением осей зрения работающих.

3. При расстановке мачт должен соблюдаться габарит приближения строений.

4. Расстояние между мачтами не должно превышать 15-кратной высоты мачты и быть не меньше 5—6-кратной высоты.

Выбор угла наклона прожектора. Наимыгоднейшим углом наклона оптической оси прожектора заливающего света является, угол, при котором площадь светового пятна, соответствующего заданной освещённости, оказывается наибольшей.

Этот угол для разных прожекторов принимают по табл. 54 в зависимости от отношения

$$\frac{E_n \kappa H^2}{n},$$

где E_n — нормируемая горизонтальная освещённость;

n — количество прожекторов;

H — высота установки прожектора;

κ — коэффициент запаса.

При групповой системе размещения прожекторов световые пятна отдельных прожекторов перекрывают друг друга. При этом

можно считать, что освещённости создаются, как правило, лучами двух прожекторов.

В этом случае n следует принимать равным 2 и κ равным 1,4.

При распределённой системе величину n следует принимать равной 1.

Определение высоты прожекторной мачты. Определение минимально допустимой по условиям слепимости высоты прожекторной мачты при напряжении сети 220 в производится по данным табл. 55. Таблица составлена для горизонтального направления линии зрения и наиболее неблагоприятных условий слепимости.

Учитывая, что практически линия зрения чаще всего направлена вниз, наименьшая высота мачты определяется с введением в таблицу поправочных коэффициентов c и δ , зависящих от расстояния рассматриваемой точки до глаза наблюдателя L и угла θ центрального луча прожектора.

$$\text{Величина } \delta = \frac{1}{c}.$$

Коэффициенты c и δ определяют по табл. 56 и 57.

При определении фактической высоты мачты следует учитывать, что $H_{\text{ф}} = H_2 + 1,5 \text{ м}$.

Расчёт освещения с помощью изолюксов. Этот метод расчёта более прост, нежели аналитический; его применяют

Таблица 55

Наименьшая гигиеническая высота *H*, установки прожектора над уровнем глаза в м

Напряжение у прожекторов в в	Тип прожектора	Коэффициент отражения освещаемой поверхности	Освещённость поверхности в лк						
			0,1	0,3	0,5	1,0	2,0	5,0	10,0
220	ПЗ-35	0,02	14,2	13,6	13,5	13,4	13,2	12,7	11,8
		0,06	14,1	13,4	13,3	13	12,5	11,3	9,8
		0,03	14,1	13,3	13,2	12,8	12,2	10,7	9,2
		0,10	14	13,3	12,9	12,7	12	10,8	8,5
		0,30	14	12,8	12,2	11,3	9,8	7,6	5,8
	ПЗО-45	0,02	24,7	24,4	24,2	23,9	23,7	23	21,5
		0,06	24,6	24,2	24	23,6	23,4	20,4	17,7
		0,08	24,5	24	23,8	23,2	22,9	19,3	16,4
		0,10	24,4	24	23,2	23	21,6	18,5	15,4
		0,30	24	23,1	22,1	20,3	17,7	13,5	10,3

в тех случаях, когда для прожекторного освещения устраивают типовые прожекторные мачты.

Таблица 56

Значения коэффициента *c* при различных углах и расстояниях

<i>L</i>	θ°					
	6	10	15	18	25	30
Коэффициент <i>c</i>						
10	5,8	3,5	2,6	2,1	1,8	1,7
15	3,8	2,5	1,8	1,6	1,5	1,4
25	2,5	1,7	1,6	1,5	1,3	1,2
30	2,2	1,6	1,5	1,4	1,2	1,2
40	1,8	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1

Таблица 57

Значения поправочных коэффициентов

Коэффициент <i>c</i>	Поправочный коэффициент δ	Коэффициент <i>c</i>	Поправочный коэффициент δ
1,1	0,95	2,1	0,69
1,2	0,91	2,2	0,67
1,3	0,88	2,3	0,66
1,4	0,84	2,5	0,63
1,5	0,82	2,6	0,62
1,6	0,79	3,0	0,58
1,7	0,77	3,5	0,54
1,8	0,75	3,8	0,52
		5,8	0,42

Расчёт ведут с использованием сборника изолюсков, составленного на основе методологии Сапожникова — Кнорринга.

Предварительно выбирают тип прожектора, экономически выгодный угол наклона прожектора и высоту прожекторной мачты. Затем на план территории, подлежащей освещению, накладывается чертёж изолюкса, соответствующий выбранным условиям с таким расчётом, чтобы расположение прожекторных мачт обеспечивало по возможности равномерную величину освещённости в пределах установленных норм освещённости.

Для расчёта используется набор изолюсков, имеющийся в указаниях по проектированию прожекторного освещения.

Исходя из заданной величины освещённости и размеров территории выбирают чертёж изолюкса; учитывая возможные точки установки мачт, накладывают его на план территории, подлежащей освещению, с таким расчётом, чтобы наименьшая освещённость была равна нормированной.

Масштаб плана освещаемой территории должен соответствовать масштабу изолюсков.

Если масштабы разные, а высота мачт отличная от той, для которой построен изолюкс, необходимо изменить масштаб изолюкса или масштаб территории в отношении высот и пересчитать освещённость изолюсков обратно пропорционально квадратам высот.

Пример. Дано $H_{из} = 18$ м; масштаб изолюсков 1 : 500; высота мачты $H = 28$ м, масштаб плана территории 1 : 1 000. Тогда масштаб изолюсков будет:

$$\frac{1}{500} \cdot \frac{18}{28} = \frac{1}{778}.$$

Все значения изолюсков уменьшаются в $\left(\frac{28}{18}\right)^2$, т. е. в 2,4 раза.

Полученные масштабы изолюсков необходимо привести в соответствие с масштабом плана освещаемой территории.

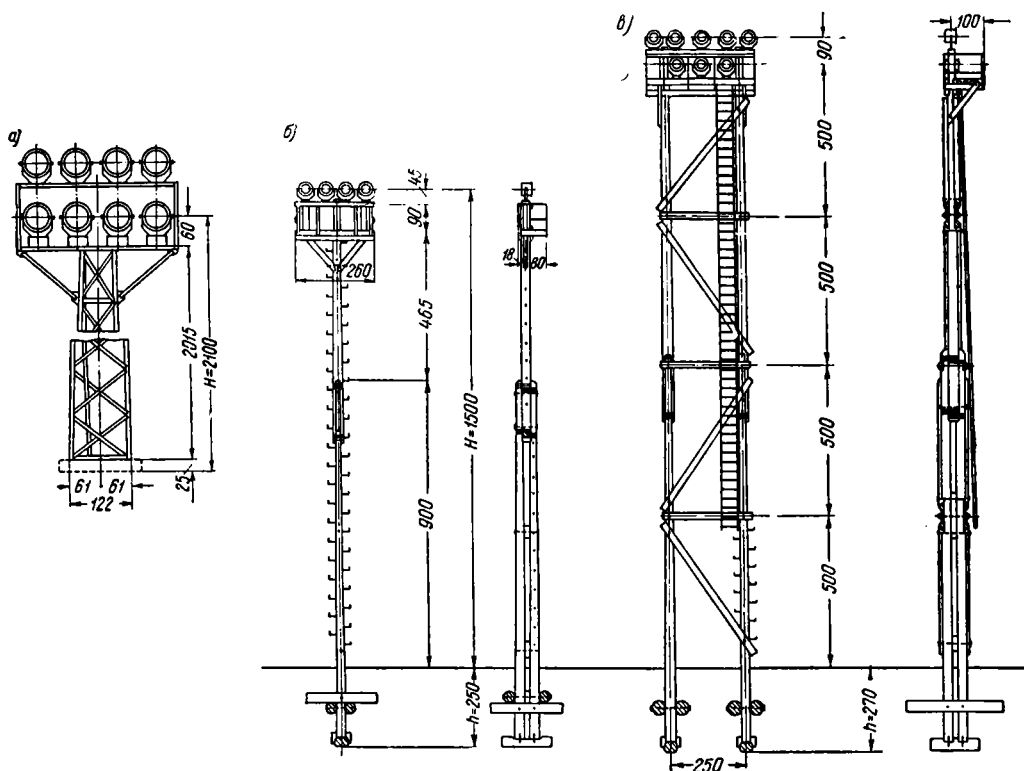
На железнодорожном транспорте приняты для прожекторного освещения типовые металлические мачты высотой 21 и 28 м и как рекомендуемые на второстепенных объектах деревянные мачты высотой 15 и 20 м.

Типовая металлическая мачта высотой 21 м и рекомендуемые деревянные мачты высотой 15 и 20 м приведены на фиг. 21.

Люминесцентные лампы

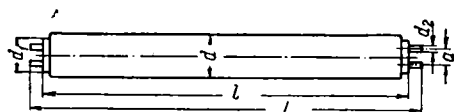
Люминесцентные лампы в настоящее время изготовляют в виде цилиндрических стеклянных трубок, основные размеры которых приведены в табл. 58 и на фиг. 22.

Трубки заполняются аргоном при давлении в несколько миллиметров ртутного столба; в них вводится также несколько миллиграммов ртути.



Фиг. 21. Типовые и рекомендуемые прожекторные мачты: а—металлическая мачта высотой 21 м на 16 прожекторов; б — деревянная мачта высотой 15 м на 2—4 прожектора; в —деревянная мачта высотой 20 м на 8 прожекторов

К концам трубки прикрепляют вольфрамовые электроды, концы которых выведены через цоколь к контактным штифтам.



Фиг. 22. Размеры люминесцентных ламп

Внутренняя поверхность трубки покрывается люминесцирующим составом — люминофором.

При включении лампы под напряжение происходит ионизация аргона. При после-

дующем за этим нагреве лампы ртуть превращается в парообразное состояние. Излучение разряда в парах ртути даёт небольшой видимый световой поток зелёного цвета и значительный поток ультрафиолетовых лучей, воздействующих на люминофор, возбуждающий поток различного цвета, зависящего от состава люминофора.

Светотехнические данные люминесцентных ламп (табл. 59) свидетельствуют о преимуществах люминесцентного освещения.

За номинальный световой поток люминесцентной лампы принимают поток после 100 час. её работы, так как за первые 100 час. горения световой поток уменьшается на 10%.

Срок службы люминесцентных ламп — 2 500 час.

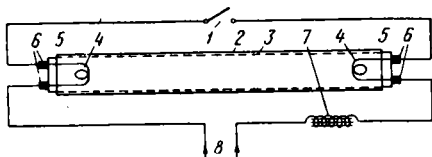
Таблица 58

Основные размеры люминесцентных ламп

Мощность в <i>вт</i>	Номинальное напряжение в <i>в</i>	Диаметр			Д л и н а		Расстояние между штирьками <i>a</i>
		внешний <i>d</i>	цоколя <i>d</i> ₁	штирьков <i>d</i> ₂	полная <i>L</i>	лампы без штирьков <i>l</i>	
		в <i>мм</i>					
15	127	25±1,0	24	2,4±0,1—0,05	451—3,5	436—3	13—0,3
20	127	38±1,5	35	2,4±0,1—0,05	604—3,5	589—3	13—0,3
30	220	25±1,0	24	2,4±0,1—0,05	909—3,5	894—3	13—0,3
40	220	38±1,5	35	2,4±0,1—0,05	1 213—3,5	1 198—3	13—0,3

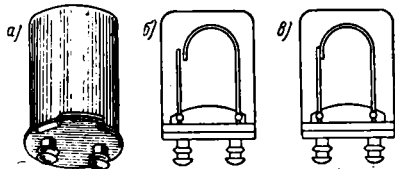
Люминесцентные лампы могут работать на переменном и постоянном токе. В силу ряда недостатков применение постоянного тока не рекомендуется. Люминесцентные лампы включают в сеть переменного тока последовательно с индуктивным сопротивлением — дросселем или катушкой, регулирующей ток в цепи лампы.

Принципиальная схема включения люминесцентной лампы показана на фиг. 23.



Фиг. 23. Принципиальная схема включения люминесцентной лампы: 1 — пусковой термический включатель — стартер; 2 — стеклянная трубка; 3 — слой люминофора на внутренней поверхности трубки; 4 — электроды лампы; 5 — цоколь лампы; 6 — штыри цоколя; 7 — дроссель; 8 — линия переменного тока напряжением 127—220 в

Зажигание лампы производится при помощи стартера (фиг. 24), представляющего собой реле тлеющего разряда.

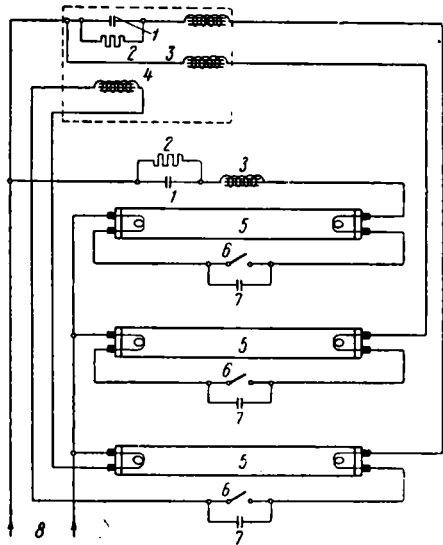


Фиг. 24. Стартер: а — общий вид; б — цепь разомкнута; в — цепь замкнута

При включении лампы создается тлеющий разряд между биметаллической пластиной и другим электродом, нагревающим пластину. После замыкания разогретой пластиной цепи стартера разряд в нём прекращается, пластина охлаждается. При последующем за этим размыкании контактов стартера магнитная энергия дросселя создаёт импульс напряжения, достаточный для создания дуги и зажигания лампы.

Процесс зажигания лампы длится до 15 сек.

Схема в лючения лампы по фиг. 23 имеет ряд с шественных недостатков, главными из которых являются низкий коэффициент мощности (0,55—0,6) и большой стробоскопический эффект.



Фиг. 25. Схема включения трёх люминесцентных ламп: 1 — конденсатор; 2 — сопротивление утечки; 3 — дроссель; 4 — компенсатор пуска; 5 — лампа; 6 — стартер; 7 — конденсатор для предотвращения радиопомех; 8 — линия переменного тока

На фиг. 25 показана схема включения трёх люминесцентных ламп, у которых эти недостатки значительно уменьшены.

Влияние изменения напряжения и температуры окружающего воздуха на характеристики люминесцентных ламп приведено на фиг. 26 и 27.

В настоящее время изготавливают лампы трёх типов: дневного света, белого света и тепlobелого света.

Для освещения производственных помещений рекомендуются лампы белого света.

Лампы тепlobелого света предназначены для освещения помещений общественного назначения. Наименьшая допустимая высота подвеса светильников с люминесцентными лампами приведена в табл. 60.

Таблица 59

Световые потоки и световые отдачи люминесцентных ламп и ламп накаливания

Мощность ламп в вт	Люминесцентные лампы света						Лампы накаливания 220 в	
	белого		дневного		тепlobелого		Световой поток в лм	Световая отдача в лм/вт
	Световой поток в лм	Световая отдача в лм/вт	Световой поток в лм	Световая отдача в лм/вт	Световой поток в лм	Световая отдача в лм/вт		
15	615	41,0	495	33,0	435	29,0	95	6,3
20	900	45,0	730	3,5	640	32,0	—	—
25	—	—	—	—	—	—	191	7,6
30	1 450	48,5	1 200	40,0	1 100	36,6	—	—
40	2 100	52,5	1 700	42,5	1 500	37,5	336	8,4

Таблица 60

Наименьшая допустимая высота подвеса светильников с люминесцентными лампами в м

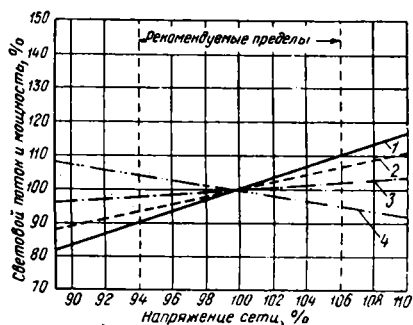
Тип светильника	Защитный угол светильника	Длина помещения превышает высоту подвеса		
		до 2 раз	от 2 до 5 раз	более 5 раз
Светильники с отражателями	Не менее 30° 15 до 30° 10 до 15°	2 2,5	Не ограничивается 3 3,5	3 4
Лампы без отражателей и рассеивателей, а также светильники с отражателями без рассеивателей	Менее 10°	2,5	4	Не допускается
Светильники, в которых лампа заслонена светорассеивающей оболочкой в пределах углов от 90° до 45° с вертикалью	Не ограничивается			3

Основные данные по люминесцентным лампам, дросселям и светильникам приведены в табл. 61—64.

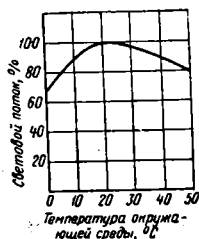
Таблица 61

Люминесцентные светильники для служебных и общественных помещений

Тип светильника	Число ламп	Размеры светильника в мм			Мощность ламп в вт
		Длина	Ширина	Высота	
ЛС-2 . . .	2	1 000	326	95	30
ЛС-4 . . .	4	960	324	228	30
ЛС-5 . . .	5	960	324	228	30



Фиг. 26. Влияние изменения напряжения на характеристики люминесцентных ламп: 1 — мощность; 2 — световой поток; 3 — ток; 4 — световая отдача



Фиг. 27. Влияние изменения температуры окружающей среды на световой поток люминесцентной лампы

ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ НА ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

Классификация помещений по степени опасности

1. Помещения без повышенной опасности — сухие отапливаемые помещения; без токопроводящей пыли; с токопроводящими полами; не имеющие металлических конструкций, расположенных вблизи электрических установок.

2. Помещения с повышенной опасностью — помещения сырые; сухие, но не отапливаемые; с токопроводящей пылью; жаркие; с токопроводящими полами; имеющие металлические конструкции, расположенные вблизи электрических установок.

Таблица 62

Характеристика люминесцентных ламп

Мощность лампы без учета потерь в приборе включения в вт	Лампы белого света БС				Лампы дневного света ДС				Лампы теплого света ТБ			
	Световой поток в лм		Световая отдача в лм/вт		Световой поток в лм		Световая отдача в лм/вт		Световой поток в лм		Световая отдача в лм/вт	
	номинальный	минимальный	номинальный	минимальный	номинальный	минимальный	номинальный	минимальный	номинальный	минимальный	номинальный	минимальный
	номинальный	минимальный	номинальный	минимальный	номинальный	минимальный	номинальный	минимальный	номинальный	минимальный	номинальный	минимальный
15	615	500	41	33,4	495	400	33	26,7	435	360	29	24
20	900	740	45	37	730	600	36,5	30	640	540	32	27
30	1 450	1 190	48,5	39,7	1 200	990	40,0	33	1 100	900	36,6	30
40	2 100	1 720	52,5	43	1 700	1 400	42,5	35	1 500	1 230	37,5	30,8

Примечания. 1. В таблице приведены световой поток и световая отдача ламп после 100-часового горения.

2. Световая отдача ламп указана без учета потерь в приборах включения.

3. Средняя продолжительность горения ламп не менее 2 500 час., а падение светового потока после горения в течение 2 500 час. не более 20% от значений, указанных в таблице.

Таблица 63

Вольтамперные характеристики дросселей

Номинальная мощность ламп без учёта потерь в приборах включения в <i>вт</i>	Напряжения на лампе в <i>в</i>			Ток лампы в <i>а</i>				
				рабочий			пусковой	
	номиналь-ное	наимень-шее	наиболь-шее	номиналь-ный	наимень-ший	наиболь-ший	номиналь-ный	наиболь-ший
15	57	55	62	0,30	0,28	0,31	0,43	0,49
20	63	59	68	0,32	0,30	0,34	0,44	0,50
30	110	105	120	0,35	0,32	0,37	0,54	0,60
40	115	110	125	0,41	0,39	0,44	0,57	0,65

Таблица 64

Люминесцентные светильники для производственных помещений

Тип светильника	Число ламп	Характеристика светильников						Система освещения и назначение
		Длина в <i>мм</i>	Ширина в <i>мм</i>	Высота в <i>мм</i>	К. п. д.	Мощность ламп в <i>вт</i>	Защитный угол в град.	
ОД-1	1	946	146	66	0,69	30	21	Общее освещение производственных помещений с нормальными условиями работы
ОД-2-3 открытый	3	952	280	135	0,7	30	13	То же
ОД-2-3 закрытый	3	934	254	137	0,48	30	15	Общее освещение производственных помещений с повышенным выделением пыли
ЛД-2	2	960	216	165	0,55	30	26	Локализованное освещение производственных помещений с нормальными условиями работы
ЛЗ-1	1	960	214	155	0,82	30	26	Общее и локализованное освещение производственных помещений с нормальными условиями работы
ЛЗ-2	2	954	420	138	0,79	30	18	То же

3. Помещения особо опасные — помещения с едкими парами, газами, имеющие несколько признаков опасности (сырые и с токопроводящими полами и др.).

Сухими называются помещения с относительной влажностью не выше 75% и температурой не ниже +5°, сырыми — с относительной влажностью свыше 75%, особо сырыми, в которых воздух насыщен водяными парами с относительной влажностью близкой к 100%.

При эксплуатации производственных предприятий железнодорожных узлов руководствуются Правилами техники безопасности при эксплуатации электротехнических установок промышленных предприятий, утверждённых Министерством электростанций и обязательных для промышленных предприятий всех министерств и ведомств.

Заземление и зануление

Напряжением относительно земли называется напряжение между частью электрической установки и точками почвы, находящимися вне зоны растекания токов в земле на расстоянии большем 20 м.

Сопротивление заземления (заземлителя и заземляющих проводов) определяется, как отношение напряжения заземления относи-

тельно земли к току, протекающему через заземлитель в землю.

Напряжением прикосновения называется напряжение, возникающее в цепи тока замыкания на землю между двумя её точками, которых одновременно может коснуться человек.

Шаговым напряжением называется обусловленное током замыкания на землю напряжение между точками почвы, отстоящими друг от друга на расстоянии шага, равном 0,8 м для человека и 1 м для животных.

Рабочим заземлением называется металлическое соединение какой-либо точки электрической сети, обычно нейтрали с заземлителями, для обеспечения надлежащей работы установки в нормальных или аварийных условиях.

Защитным заземлением называется соединение с заземлителем металлических частей установки, изолированных от частей, находящихся под напряжением, выполняемое для защиты от опасных напряжений, прикосновения и шагового напряжения.

Занулением называется соединение частей установки, нормально изолированных от частей, находящихся под напряжением, с нулевым заземлённым нейтральным проводом.

Заземление или зануление обязательно

для всех установок при напряжении свыше 150 в по отношению к земле.

При напряжении 65—150 в заземление производится в помещениях особо опасных, пожаро-взрывоопасных и наружных установках.

В производственных помещениях при таких напряжениях также заземляются металлические части, которые обхватываются рукой (маховички, рукоятки), а также корпуса электродвигателей, металлически соединённых со станками, к которым в процессе работы постоянно прикасается обслуживающий персонал.

Для устройства заземления установок переменного тока в первую очередь применяют естественные заземлители: проложенные в земле водопроводные трубы и различные трубопроводы (за исключением трубопроводов для горючих жидкостей или взрывчатых газов), металлические конструкции зданий, металлические оболочки кабелей, проложенных в земле, при числе их не менее двух.

В качестве искусственных заземлителей применяют вертикально забитые стальные

трубы диаметром не менее 35 мм, уголковую сталь, стальные ленты толщиной не менее 4 мм и сечением не менее 48 мм², проволоку диаметром не менее 6 мм.

Сечение зануляющих проводов должно обеспечить прохождение тока короткого замыкания не менее 2,5-кратного значения номинального тока ближайшей плавкой вставки и превышать не менее чем в 1,2 раза ток уставки соответствующего автомата.


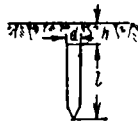
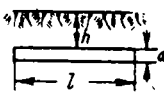
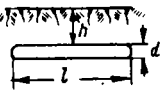
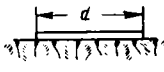
В цепи зануляющих проводов не должно быть выключателей и предохранителей.

Сечение заземляющих, зануляющих и нулевых проводов должно быть не менее: для стальных открыто проложенных проводов 12 мм², стальных проводов, проложенных в земле, 48 мм² (полосы толщиной не меньше 4 мм) и 28 мм² (провод диаметром 6 мм).

Заземляющие провода в помещениях должны быть доступны для осмотра. Соединение их должно выполняться в виде сварки, свинчивания или склёпки; соединения проводов, прокладываемых в земле, а также соединения их с заземлителями выполняются только сварными.

Таблица 65

Формулы для определения величины сопротивления заземлителей

Тип заземлителя	Формула	Примечание
 <p>Труба, стержень у поверхности земли</p>	$R = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{4l}{d}$	$l > d$ l —длина; d —диаметр
 <p>Труба, стержень на глубине h</p>	$R = \frac{\rho}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4h+l}{4h-l} \right)$	$l > d$; $\frac{4h}{l} > 2$
 <p>Протяжённый заземлитель (полоса, труба) на глубине h</p>	$R = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{2l^2}{bh}$	$l > \frac{b}{2}$; $\frac{l}{2h} > 2,5$ b — ширина заземлителя
 <p>Кольцевой заземлитель (полоса, труба) на глубине h</p>	$R = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{2,6l^2}{bh}$	$\frac{l}{\pi} > \frac{b}{\pi}$; $h < \frac{l}{2\pi}$
 <p>Круглая пластина на поверхности земли</p>	$R = \frac{\rho}{2\pi d}$	

Голые заземляющие провода окрашиваются в чёрный цвет, нулевые — в фиолетовый с чёрными полосками.

Заземление и зануление переносных приёмников осуществляется посредством специальной жилы переносного провода. Штепсельная розетка снабжается специальным контактом.

Измерение сопротивления заземлений и проверки состояния наружной части заземляющей и зануляющей проводки должны производиться не реже одного раза в год: один год — летом, при наибольшем просыхании почвы, и

для полосы и проволоки

$$R = 2,1 \frac{\rho}{l};$$

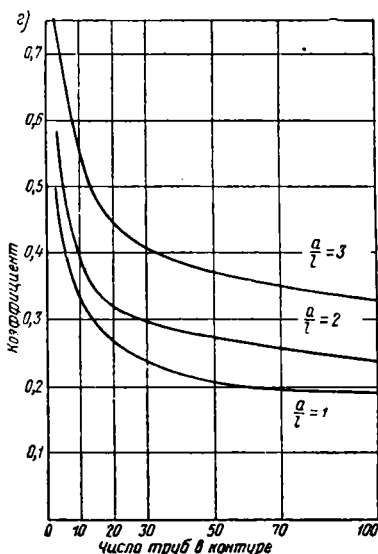
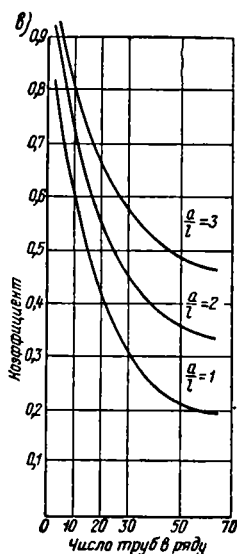
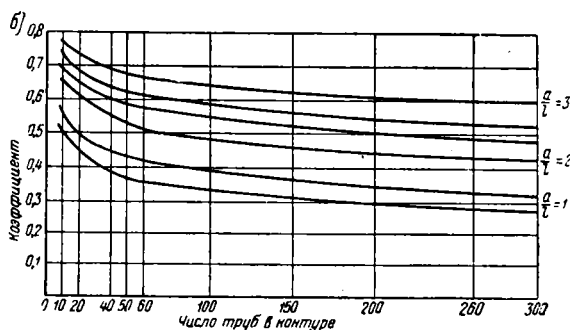
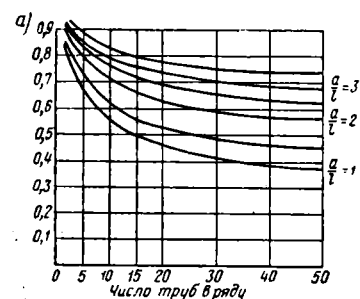
для круглой пластины на поверхности

$$R = 0,5 \frac{\rho}{l}.$$

В этих формулах:

ρ — удельное сопротивление почвы в $\text{ом}/\text{м}$ (табл. 66);

l — длина электродов в м .



Фиг. 28. Коэффициенты экранирования: а — коэффициент использования трубчатых заземлителей, размещённых в ряд, без учёта влияния полосы связи; б — коэффициент использования трубчатых заземлителей, размещённых по контуру, без учёта влияния полосы связи; в — коэффициент использования полосы связи ряда трубчатых заземлителей; г — коэффициент использования полосы связи контура трубчатых заземлителей.

другой год — зимой, при наибольшем промерзании почвы.

Величины сопротивлений заземлителей растеканию тока определяют по формулам, приведённым в табл. 65.

Для определения величины сопротивления заземлителя, кроме того, можно пользоваться упрощёнными формулами:

для трубы

$$R = 0,9 \frac{\rho}{l};$$

Сопротивление заземляющего устройства

$$R_s = \frac{1}{\frac{\eta_{эп}}{R_n} + \frac{n \eta_{эт}}{R_m}},$$

где $\eta_{эп}$ — коэффициент, учитывающий взаимное экранирование полосы и труб;

$\eta_{эт}$ — коэффициент экранирования труб;

R_n — сопротивление соединительной полосы в ом ;

R_m — сопротивление растеканию трубы в ом ;

n — число заземлителей, равное

$$n = \frac{R_3 \eta_c}{R_3 \eta_3},$$

где R_3 — сопротивление заземлителей в ом ;

η_c — коэффициент сезонности, определяемый по табл. 67;

R_3 — сопротивление осуществляемого заземления в ом ;

η_3 — коэффициент экранирования.

На фиг. 28 приведены коэффициенты, учитывающие экранирующее влияние труб и полос электродов, расположенных в ряд, и электродов, замкнутых по контуру.

Сопротивление растеканию тока водопровода

$$R_0 = \frac{0,89}{D_n \sqrt{Z_0 Z_{mp}}} \left(2 - 0,082 \ln \frac{4h}{D_n} \right) \times \left(1 + e^{-0,82 \frac{L}{D_n} \sqrt{\frac{Z_0}{Z_{mp}}}} \right),$$

где D_n — наружный диаметр трубы в см ;

Z_0 — удельная проводимость почвы;

Z_{mp} — проводимость трубы на 1 см длины;

h — глубина заложения труб в см ;

L — длина водопровода в см .

Таблица 66

Удельное сопротивление почвы

Род почвы	Удельное сопротивление в $\text{ом}/\text{см}$	
	при влажности 10—20% к весу почвы	предел колебаний величины
Песок	$7 \cdot 10^4$	$4 \cdot 10^4 - 10 \cdot 10^4$
Супесок	$3 \cdot 10^4$	$1,5 \cdot 10^4 - 4 \cdot 10^4$
Суглинок	$1 \cdot 10^4$	$0,4 \cdot 10^4 - 1,5 \cdot 10^4$
Глина	$0,4 \cdot 10^4$	$0,08 \cdot 10^4 - 0,7 \cdot 10^4$
Чернозём	$2 \cdot 10^4$	$0,096 \cdot 10^4 - 5,3 \cdot 10^4$
Речная вода	—	$10 \cdot 10^4$
Морская вода	—	$0,01 \cdot 10^4 - 0,02 \cdot 10^4$

Таблица 67

Коэффициент сезонности при расчёте заземления

Месяцы	Глубина заложения заземлителей	
	менее 0,8 м (полосы)	0,8—3,5 м (трубы, водопровод)
Январь	1,05	1,20
Февраль	1,05	1,10
Март	1,00	1,00
Апрель	1,6	1,2
Май	1,95	1,3
Июнь	2,0	1,55
Июль	2,2	1,75
Август	1,55	1,55
Сентябрь	1,6	1,7
Октябрь	1,55	1,5
Ноябрь	—	1,35
Декабрь	1,65	1,35

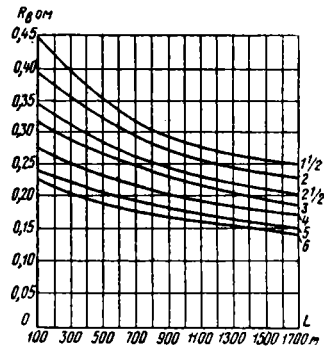
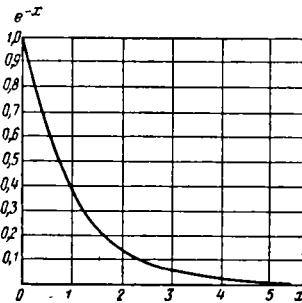
Величина Z_{mp} подсчитывается по формуле:

$$Z_{mp} = Z_m \left(1 - \frac{D_{вн}^2}{D_n^2} \right),$$

где Z_m — проводимость стали;

$D_{вн}$ — внутренний диаметр трубы в см .

Сопротивление растеканию водопровода при сопротивлении грунта $\rho = 1 \cdot 10^4 \text{ ом}/\text{см}$, заложенного на глубину 200 см , дано на фиг. 29, а значение e^{-x} на фиг. 30.

Фиг. 29. Сопротивление растеканию стальных труб водопровода R_0 в зависимости от длины L подземного участка труб и их диаметраФиг. 30. Значение величины e^{-x} в функции от x

При других значениях ρ сопротивление растеканию определяется с помощью поправочного коэффициента α по табл. 68.

Таблица 68

Значение поправочного коэффициента α

ρ	α	ρ	α
$0,3 \cdot 10^4$	0,54	$2 \cdot 10^4$	1,47
$0,5 \cdot 10^4$	0,70	$2,5 \cdot 10^4$	1,65
$0,8 \cdot 10^4$	0,89	$3,0 \cdot 10^4$	1,80
$1,0 \cdot 10^4$	1,00	$4,0 \cdot 10^4$	2,10
$1,2 \cdot 10^4$	1,12	$5,0 \cdot 10^4$	2,35
$1,5 \cdot 10^4$	1,25		

ЛИТЕРАТУРА

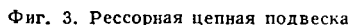
1. А. А. Глазунов. Электрические сети и системы. ГЭИ, 1954.
2. А. Я. Рябков. Электрический расчёт электрических сетей. ГЭИ, 1950.
3. А. М. Залесский. Передача электрической энергии. ГЭИ, 1948.
4. А. И. Зайцев, И. Д. Кутявин. Расчёт линий высокого напряжения с равномерно распределённой нагрузкой. «Электричество» 1949, № 9, 51 стр.
5. П. Н. Горшков. Основы техники кабелей сильного тока. Энергоиздат, 1947.
6. М. В. Константинов. Технология производства кабельных изделий с резиновой изоляцией. Госэнергоиздат, 1951.
7. В. Н. Красоткин. Технология производства силовых кабелей с бумажной изоляцией и голых проводов. Госэнергоиздат, 1948.
8. Электрические провода и кабели. Сборник общесоюзных стандартов. Госэнергоиздат, 1950.
9. Каталог МЭП. СССР, т. 8.
10. Справочник по электрической изоляции под редакцией Ю. В. Корицкого и Б. М. Тареева. Госэнергоиздат, 1948.
11. Правила устройства электротехнических установок. Вып. 2. Госэнергоиздат, 1953.
12. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. МЭС, ГЭС, 1953.
13. Руководство по выбору и применению кабелей и изолированных проводов с алюминиевыми и медными жилами. ГЭИ, 1954.
14. Правила устройства электротехнических установок. ГЭИ, 1950, издание второе.
15. Правила технической эксплуатации электроустановок промышленных предприятий. ГЭИ, 1953.
16. Ю. Л. Мукосеев. Вопросы электроснабжения промышленных предприятий. ГЭИ, 1951.
17. Г. М. Кнорринг. Справочник для проектирования электрического освещения. ГЭИ, 1952.
18. Д. И. Судакович. Электрифицированный ручной инструмент. Машгиз, 1950.
19. С. Н. Оранский. Люминесцентное освещение производственных помещений. Гос. изд. техн. литературы Украины, 1951.
20. П. Ф. Соловьёв. Проводки и осветительные электроустановки. ГЭИ, 1950.
21. К. Д. Кофман. Монтаж силового электрооборудования. ГЭИ, 1953.
22. Справочник электрика промышленных предприятий под редакцией А. А. Фёдорова и П. В. Кузнецова. ГЭИ, 1954.
23. Противопожарные нормы строительного проектирования промышленных предприятий и населённых мест. Государственное издательство литературы по строительству и архитектуре, 1954.
24. Н. Д. Киселёв. Электробезопасность на машиностроительном заводе. Машгиз, 1955.
25. Г. М. Девьякович, Д. И. Улюев. Механизация работ по текущему содержанию пути. Трансжелдориздат, 1949.

4



положительных и отрицательных стрел провеса контактных проводов.

В зависимости от способа натяжения проводов цепные подвески могут быть: некомпен-

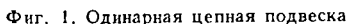


Применение цепных подвесок улучшает работу контактной сети, позволяет увеличить расстояния между опорами (пролёты) контактной подвески и обеспечивает более равномерную её эластичность.

сированные, полукомпенсированные и компенсированные (цепные подвески, имеющие в контактных проводах приспособления для сезонного регулирования натяжения, являются разновидностью некомпенсированных подвесок).

В зависимости от расположения троса по отношению к контактным проводам цепные подвески могут быть вертикальные и косые.

К косым относятся подвески, в которые вследствие значительного наклона струн возникает необходимость специального крепления их к контактным проводам.



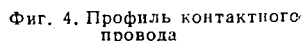
ПРОВОДА, ТРОСЫ И ИЗОЛЯТОРЫ КОНТАКТНОЙ СЕТИ



Фиг. 2. Двойная цепная подвеска

Материалом контактных проводов служит твёрдотянутая электролитическая медь. Фасонные контактные провода (марки ТФ, ГОСТ 2584—51) имеют основные размеры, показанные на фиг. 4 и в табл. 1.

На электрифицированных железных дорогах применяются контактные провода сечением 100 и 85 мм², причём последнее сечение применяется преимущественно на станционных путях.



Основные характеристики и размеры сечений контактных проводов

Таблица 1

Марка про- вода и номи- нальное сече- ние в мм²	Размеры в мм				Допускаемые отклонения по сечению провода в %	Вес 1 км про- вода в кг	Допускаемый износ в мм¹	Номинальные натяжения для неизно- шенных ком- пенсирован- ных проводов в кг
	A	B	a	R				
ТФ-65	10,19±0,20	9,30±0,18	0,5	5,3	—4	580	—	650
ТФ-85	11,76±0,23	10,80±0,22	1,3	6,0	—4	760	25	850
ТФ-100	12,81±0,26	11,80±0,24	1,8	6,5	—4	890	30	1 000

Несущие тросы

Таблица 3

В качестве несущих тросов цепных под-
весок применяются медные, бронзовые, би-
металлические и стальные многопроволочные
провода, выпускаемые по сортаментам, приве-
денным в табл. 2, 3 и 4.

Сортамент и основные характеристики
биметаллических (стале-медных) тросов
(По Техническим условиям ЧМТУ 5107—55)

Обозначение троса	Номинальное сечение тро- са в мм²	Диаметр троса в мм	Количество проволок	Диаметр проволоки в мм	Допускаемые отклонения по диаметру проволоки в мм
ТСМ- 22-1,2	22	6,0	19	1,2	—0,06
ТСМ- 22-2	22	6,0	7	2,0	—0,06
ТСМ- 35-1,5	35	7,5	19	1,5	—0,06
ТСМ- 50-3,2	50	9,0	7	3,0	—0,06
ТСМ- 70-2,2	70	11,0	19	2,2	—0,06
ТСМ- 90-4	90	12,0	7	4,0	—0,08
ТСМ- 95-2,5	95	12,5	19	2,5	—0,06
ТСМ-115-2	115	14,0	37	2,0	—0,06
ТСМ-135-3	135	15,0	19	3,0	—0,06

Таблица 2

Сортамент и основные характеристики медных
многопроволочных проводов

Марка провода и номиналь- ное сече- ние в мм²	Число и диаметр проволок в мм	Расчётный диаметр провода в мм	Приблизительный вес 1 км провода в кг	Нормальная строительная длина в м
М- 50	7×2,97	8,9	440	2 000
М- 60	12×2,50	10,4	530	1 500
М- 70	19×2,14	10,6	613	1 500
М- 95	19×2,49	12,4	838	1 200
М-120	19×2,80	14,0	1 060	1 000
М-150	19×3,15	15,8	1 324	800
М-185	37×2,49	17,5	1 630	800

Наибольшее применение в качестве усили-
вающих и питающих проводов имеют алюми-
ниевые провода А-150 и А-185 и медные
М-95 и М-120.

Прочие провода, применяемые
в устройствах контактной сети

Усиливающие и питающие провода
Материалом усиливающих и питающих про-
водов служит медь или алюминий.
Сортамент медных проводов приведён
в табл. 2 и алюминиевых в табл. 5.

Для соединения между собой отдельных
проводов контактной подвески и для присое-
динения к контактной сети секционных разъ-
единителей применяют гибкий медный про-
вод марки МГГ.

Основные конструктивные данные стальных канатов, применяемых в устройствах контактной сети
(ГОСТ 3062—55 и 3063—55)

Таблица 4

Диа- метр		Количество проволок в канате	Площадь сечения всех проволок	Вес 1 пог. м каната	Расчётный предел прочности проволоки при растяжении в кг/мм²									
					120	130	140	150	160	Разрывное усилие				
каната	проволок				суммарное всех прово- лок в канате	каната в целом	суммарное всех прово- лок в канате	каната в целом	суммарное всех прово- лок в канате	каната в целом	суммарное всех прово- лок в канате	каната в целом	суммарное всех прово- лок в канате	каната в целом
мм	мм	шт	мм²	кг	кг не менее									
9	3,0	7	49,5	0,42	5 930	5 450	6 430	5 910	6 920	6 360	7 420	6 820	7 910	7 270
9	1,8	19	48,3	0,41	5 790	5 210	6 270	5 640	6 750	6 070	7 230	6 500	7 720	6 940
10	2,0	19	59,7	0,51	7 150	6 430	7 750	6 970	8 350	7 510	8 940	8 040	9 540	8 580
11	2,2	19	72,2	0,62	8 660	7 790	9 380	8 440	10 100	9 090	10 800	9 720	11 550	10 350
12	2,4	19	85,9	0,73	10 300	9 270	11 150	10 000	12 000	10 800	12 850	11 550	13 700	12 300
13	2,6	19	100,9	0,86	12 100	10 850	13 100	11 750	14 100	12 650	15 100	13 550	16 100	14 450

Таблица 5

Сортамент и основные характеристики
алюминиевых многопроволочных проводов

Марка провода и номинальное сече- ние в мм ²	Число и диа- метр проволок в мм	Расчётный диаметр провода в мм	Приблизительный вес 1 км провода в кг	Нормальная строи- тельная длина в м
A-70	7×3,55	10,7	191	2 500
A-95	7×4,12	12,4	257	2 000
A-120	19×2,78	13,9	317	1 500
A-150	19×3,15	15,8	408	1 250
A-185	19×3,60	17,5	503	1 000

Гибкий медный провод сечением 10 мм² марки ПАМГ-10 применяется для изготовления струн цепной подвески.

Сортамент гибких медных проводов при-
ведён в табл. 6.

Таблица 6

Сортамент медных гибких проводов марки
ПАМГ и МГГ (ГОСТ 5990—51 и 5991—51)

Марка прово- да и сечение в мм ²	Число проволок	Расчётный диаметр про- вода в мм	Расчётный вес 1 км провода в кг
ПАМГ-10	49	4,7	98
МГГ-16	49	5,8	145
МГГ-25	98	7,7	238
МГГ-35	133	8,7	323
МГГ-50	133	10,2	444
МГГ-70	189	12,6	631
МГГ-95	259	14,3	864

Биметаллическая проволока марки БМС, применяемая в качестве материала для струн и фиксирующих оттяжек, изготавливается по сортаменту, приведённому в табл. 7.

Основные физико-механические свойства проволоки и контактных проводов приведены в табл. 8.

Таблица 7

Сортамент и основные характеристики
биметаллической (стале-медной) проволоки
(по Техническим условиям ЧМТУ—5107—55)

Диаметр проволоки в мм	Наименьший предел прочности в кг/мм ²	Наименьшее относи- тельное удлинение при расчётной длине образца 200 мм в %	Число выдерживае- мых перегибов на 180° не менее	Число скручиваний на 360° без излома и расслоения не менее	Наименьшая толщи- на медного слоя в мм	Электрическое соп- отвление постоян- ному току при +20°C в ом.мм ² /м
1,2	68	1,5	16	7	0,03	0,075
1,5	65		12		0,03	
2,0	65		12		0,04	
2,2	65		10		0,04	
2,5	65		8		0,04	
3,0	65		8		0,05	
4,0	65		7		0,10	

Запасы прочности проводов и тросов .

При механических расчётах проводов кон-
тактной сети номинальные значения коэф-
фициентов запаса прочности принимаются:

а) для медных, бронзовых, биметалличе-
ских (стале-медных) и алюминиевых много-
проволочных проводов 2;

б) для контактных проводов 2,5;

в) для стальных тросов 3.

П р и м е ч а н и е. Под номинальным коэф-
фициентом запаса прочности многопроволочных
проводов и стальных тросов понимается отноше-
ние предела прочности провода или стального
троса к значению допускаемого напряжения, при-
нимаемого при расчёте многопроволочного про-
вода или стального троса.

При расчётах поперечных несущих тросов
гибких поперечин значения номинального
коэффициента запаса прочности принимаются:

а) для бронзовых и биметаллических (стале-
медных) проводов 3;

б) для стальных тросов 4.

В целях облегчения опорных устройств
расчёт медных и алюминиевых проводов пита-
ющих и отсасывающих линий может произво-
диться при номинальном коэффициенте запаса
прочности, равном 3.

Физико-механические свойства проволоки и контактных проводов

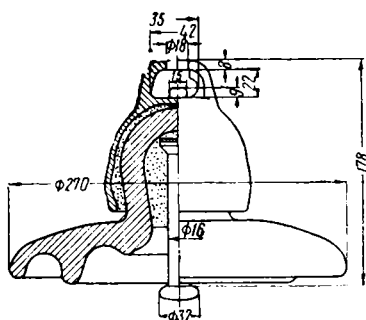
Таблица 8

Физико-механические свойства	Проволока			Контактные провода
	Медная твёрдотяннутая	Алюминиевая твёрдотяннутая	Стальная	
Удельный вес в г/см ³	8,9	2,7	7,85	8,9
Коэффициент температурного линейного расши- рения 1/°C	17·10 ⁻⁶	23·10 ⁻⁶	12·10 ⁻⁶	17·10 ⁻⁶
Модуль упругости в кг/мм ²	13 000	6 300	20 000	13 000
Предел прочности в кг/мм ²	39	15	120	35 (для ТФ-100) 36 (для ТФ-85)
Предел текучести в кг/мм ²	28	11	85	—
Электрическое сопротивление при t = +20°C				
в ом·мм ²	0,0180	0,0295	—	0,0179
Температурный коэффициент изменения сопротив- ления провода	0,0010	0,0042	—	0,0040

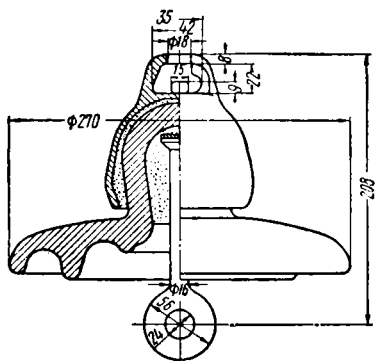
П р и м е ч а н и я. 1. Предел прочности и предел текучести многопроволочных проводов принимаются равными 90% соответствующих значений предела прочности или предела текучести проволок, из которых изготовлены эти провода.
2. Модуль упругости многопроволочных проводов принимается равным 85% значения мо-
дуля упругости проволок из соответствующего материала.

Изоляторы

Изоляторы контактной сети постоянного тока напряжением 1,65—3,3 кВ должны иметь сухоразрядное напряжение не менее 75 кВ_{макс}.



Фиг. 5. Изолятор типа П-4,5 с пестиком



Фиг. 6. Изолятор типа П-4,5 с серьгой

Наибольшее действующее на изолятор усилие не должно превышать половины установленной испытательной комбинированной электромеханической нагрузки. При этом

Таблица 9

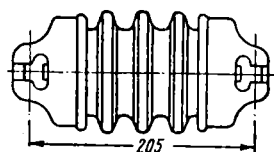
Основные характеристики изоляторов, применяемых в устройствах контактной сети

Тип изолятора	Электрические характеристики			Механические характеристики	
	Сухоразрядное напряжение в кВ	Мокроразрядное напряжение в кВ	Пробивное напряжение в кВ	Испытательная нагрузка в кГ	Разрушающая нагрузка в кГ
П-4,5	75	40	110	4 500	6 000
РСА-6	91*	—	—	—	1 500
Палочный	56	20	—	—	4 500
Фиксаторный для дорог переменного тока	130	70	—	—	3 000
Секционный для дорог переменного тока	150	80	—	—	6 000

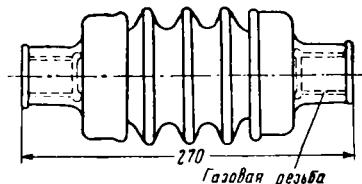
* Для гирлянды из двух последовательно соединенных изоляторов при незагрязненной поверхности.

изолятор должен выдерживать резкие колебания температуры и сохранять свою прочность при наиболее низких её значениях.

а)



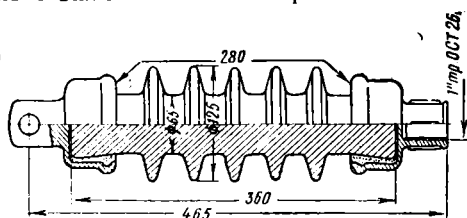
б)



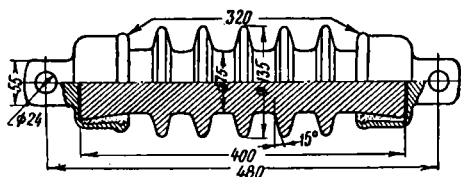
Фиг. 7. Палочные изоляторы: а — подвесной; б — фиксаторный

В случае применения для подвески и анкерки проводов одностипных изоляторов анкерка производится на двойных последовательно включенных изоляторах.

а)



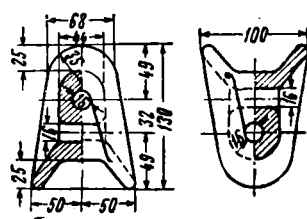
б)



Фиг. 8. Палочные изоляторы для дорог переменного тока: а — фиксаторный; б — секционный

В устройствах контактной сети применяются изоляторы:

а) типа П-4,5 с пестиком или серьгой (фиг. 5 и 6);



Фиг. 9. Седлообразный изолятор типа РСА-6

б) палочные (фиг. 7, а и 7, б);

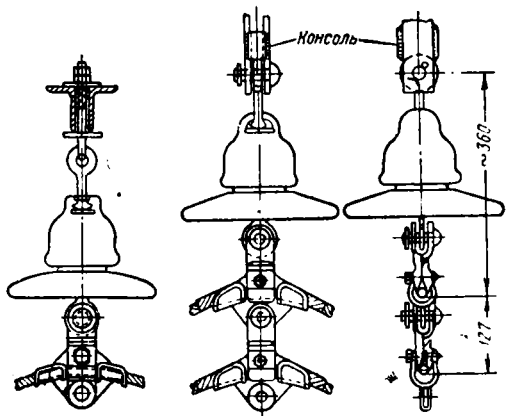
в) фиксаторные (фиг. 8, а) и секционные (фиг. 8, б) для дорог переменного тока; напряжением 20—25 кВ;

г) седлообразные типа РСА-6 (фиг. 9).

ОСНОВНЫЕ УЗЛЫ И ДЕТАЛИ КОНТАКТНЫХ ПОДВЕСОК

Сёдла

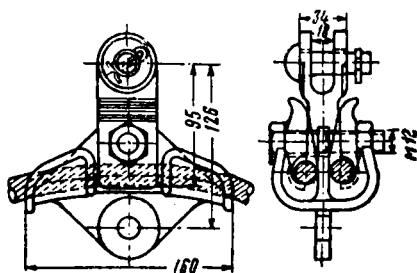
Крепление несущих тросов, усиливающих и питающих проводов к поддерживающим устройствам производится посредством одинарных сёдел (фиг. 10).



Фиг. 10. Подвеска несущего троса на консоли

Фиг. 11. Подвеска двух усиливающих проводов на одном изоляторе

Усиливающие провода могут подвешиваться в двух-трёх сёздах, закреплённых последовательно на одном изоляторе (фиг. 11).



Фиг. 12. Двойное сёдло

На переходных опорах, где к одному изолятору подвешиваются два несущих троса, применяются двойные сёдла (фиг. 12).

Струны. Струны цепной подвески служат для крепления нижерасположенных проводов (контактного и вспомогательного) к верхним (несущему тросу или вспомогательному проводу).

Струны должны обеспечивать надёжное эластичное крепление контактных проводов и возможность свободных продольных перемещений их при изменениях температуры. Струны выполняются из нескольких шарнирно связанных между собой звеньев медной или биметаллической проволоки и крепятся к струновым зажимам, закрепляемым на проводах посредством болтов (фиг. 13).

Применяются также струны, выполненные из гибкого медного провода сечением 10 мм².

На воздушных стрелках и простых сопряжениях анкерных участков на анкерочных ветвях в местах приёма их пантографом устанавливаются две струны.

При одном контактном проводе струны располагаются в пролёте на расстоянии 10—12 м одна от другой.

При двойном контактном проводе струны могут крепиться к проводам поочередно (в шахматном порядке) или оба контактных провода могут подвешиваться на общих струнах, имеющих 2 отдельных нижних звена для каждого из контактных проводов.

При шахматном расположении струн расстояние между ними не должно превышать 6 м.

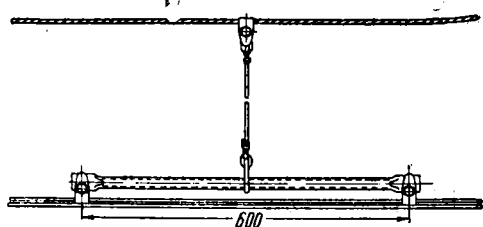
При двойной цепной подвеске вспомогательный провод подвешивается к несущему тросу на струнах такой же конструкции, какая применяется в одинарной цепной подвеске. Контактные провода подвешиваются к вспомогательному проводу на петлевых струнах, закреплённых на контактном проводе и свободно обхватывающих вспомогательный провод, или на двухзвенных струнах.

Расстояние между вспомогательным и контактными проводами в двойной цепной подвеске составляет 150—200 мм.

Струны полукompенсированной цепной подвески располагаются с наклоном вдоль пути, который соответствует по величине и направлению продольным перемещениям контактного провода вследствие изменений температуры.

Угол наклона струн в плоскости цепной подвески при крайних значениях температуры не должен превышать 30° к вертикали.

В тех случаях, когда это условие не выдерживается, применяются скользящие струны (фиг. 14).

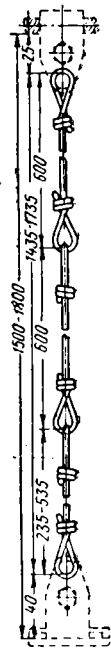


Фиг. 14. Скользящая струна

В середине анкерных участков контактные провода крепятся к несущему тросу посредством средней анкеровки (фиг. 15).

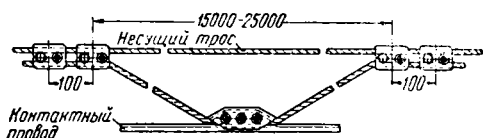
В двойной цепной подвеске трос средней анкеровки крепится к вспомогательному проводу и к несущему тросу.

Износ струн не должен превышать 30% полного сечения струнового провода.



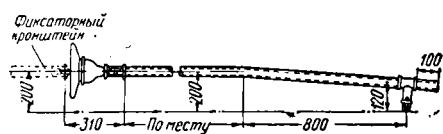
Фиг. 13. Звеньевая струна

Для предохранения струн от подгорания в местах сочленений между звеньями или между струнами и струновыми зажимами могут устанавливаться изолирующие коуши.



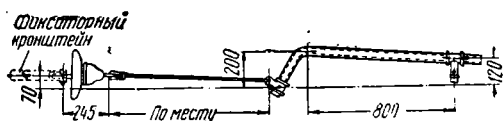
Фиг. 15. Средняя анкеровка контактного провода

Фиксаторы выполняются из стальных труб (табл. 10) и по видам подразделяются на: а) нормальные (фиг. 16);



Фиг. 16. Нормальный фиксатор

- б) гибкие (фиг. 17);
в) обратные (фиг. 18);
г) двойные (фиг. 19).



Фиг. 17. Гибкий фиксатор

Гибкие фиксаторы возможно применять только при достаточной величине постоянного усилия от изменения направления проводов, т. е. в случаях расположения опор с внешней стороны кривых, радиусы которых не превышают указанных в табл. 11.

Обратные фиксаторы устанавливают при расположении консольных опор с внутренней стороны кривой.

Двойные фиксаторы применяют на переходных опорах простых сопряжений анкерных участков и на воздушных стрелках.

Таблица 10

Сортамент стальных водо-газопроводных труб (ГОСТ 3262—46), применяемых для изготовления фиксаторов

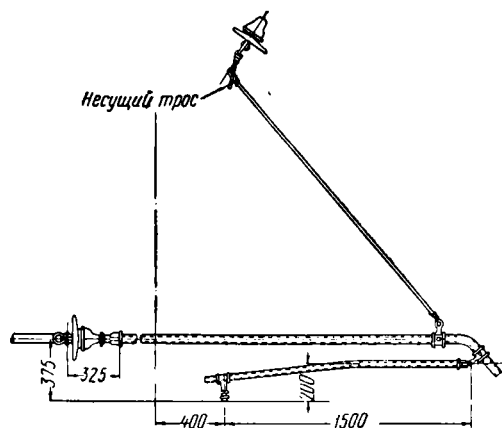
Обозначение (дюймы)	Диаметр условного прохода в мм	Наружный диаметр в мм	Обыкновенные		Усиленные		Резьба	
			Толщина стенки в мм	Теоретический вес 1 м в кг	Толщина стенки в мм	Теоретический вес 1 м в кг	Наружный диаметр резьбы в мм	Число ниток на дюйм
1/4	20	26,75	2,75	1,63	3,50	2,01	26,442	14
1/2	25	33,50	3,25	2,42	4,00	2,91	33,250	11
3/4	40	48,00	3,50	3,84	4,25	4,58	47,805	11

Таблица 11

Наибольшие радиусы кривых, при которых допускается установка гибких фиксаторов

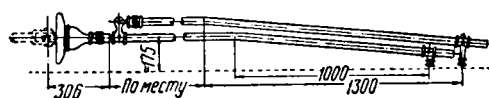
Расчётная скорость ветра в м/сек	Наибольшие радиусы кривых		
	на участках с одинарным контактным проводом	на участках с двойным контактным проводом	на участках с двойным контактным проводом на насыпях с высотой более 5 м
20	1 300	2 000	—
25	1 000	1 500	—
30	700	1 100	—
33	600	900	800
40	400	650	550

Трубы двойного фиксатора должны располагаться таким образом, чтобы верхняя труба свободно проходила над нижней трубой фиксаторов, не задевая за неё.



Фиг. 18. Обратный фиксатор

В цепных подвесках с двойным контактным проводом применяются двойные фиксаторы или одинарные фиксаторы с короткой дополнительной трубой, крепящейся ко второму контактному проводу.



Фиг. 19. Двойной фиксатор

В двойной цепной подвеске основная труба фиксатора крепится к вспомогательному проводу, контактные же провода фиксируются лёгкими дополнительными трубками.

Наименьшая допустимая длина фиксатора, считая от контактного провода до точки шарнирного крепления фиксатора у опоры, — 1 200 мм.

Форма фиксатора должна обеспечивать надёжный проход пантографа при отжатии им контактного провода у опор на 300 мм, а для фиксаторов, расположенных в средних частях пролётов, на 600 мм от нормального

их положения при наименьшей расчётной температуре. При этом должна учитываться также возможность поперечных отклонений пантографа на 250 мм в каждую сторону.

Наибольшие смещения вдоль пути контактного провода в месте крепления к нему фиксатора при крайних значениях температур не должны превышать $\frac{1}{8}$ длины фиксатора.

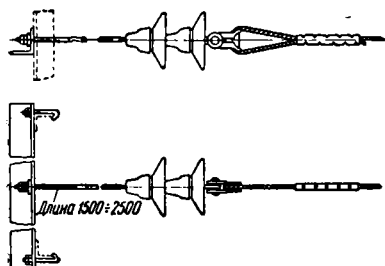
Анкеровки проводов контактной подвески

Для возможности включения в контактные провода компенсаторов контактная подвеска подразделяется на анкерные участки.

Несущие тросы и усиливающие провода контактных подвесок так же, как и провода питающих и отсасывающих линий могут не иметь промежуточных анкеровок между пунктами секционирования.

При этом в пролётах сопряжения анкерных участков контактного провода должны быть подвешены дополнительные ветви несущего троса, предназначенные для поддержания анкеровочных ветвей контактного провода и для ограничения зоны повреждения подвески при обрывах несущего троса.

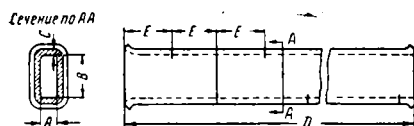
Анкеровка медных и алюминиевых проводов (фиг. 20) выполняется посредством вилочного коуша и трубчатого соединителя.



Фиг. 20. Анкеровка медного несущего троса

Размеры трубчатых соединителей (фиг. 21) приведены в табл. 12.

Концевая заделка стального троса и контактного провода при их анкерровке производится при помощи клинового зажима (фиг. 22) из ковкого чугуна.



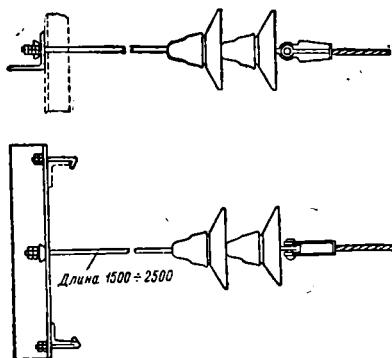
Фиг. 21. Трубчатый соединитель

Контактные провода анкеруются на компенсаторы (фиг. 23), обеспечивающие сохранение в проводе натяжения, независимо от изменений температуры.

При двойном контактном проводе оба провода анкеруются через коромысло на один общий компенсатор.

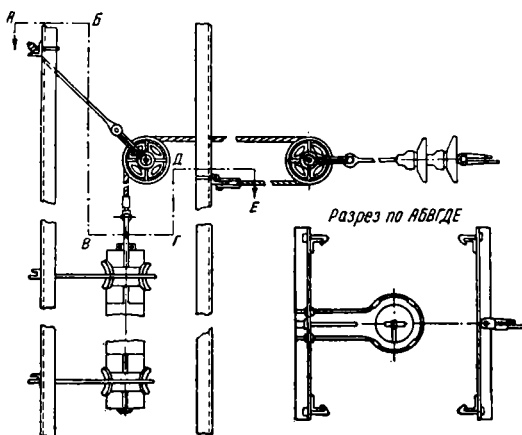
Для уменьшения веса грузов в таких случаях применяются компенсаторы с тремя блоками (фиг. 24) с коэффициентом передачи 1:4.

Для возможности осмотра под напряжением блоков компенсатора между изолятором и подвижным блоком включается штанга длиной не менее 1 м.



Фиг. 22. Анкеровка стального троса

В последних конструкциях между анкерными изоляторами в узлах анкерки проводов контактной сети включают тросовую



Фиг. 23. Грузовой компенсатор

вставку, благодаря чему оказывается возможным при соблюдении определённых мер предосторожности проведение ревизии изоляторов под напряжением.

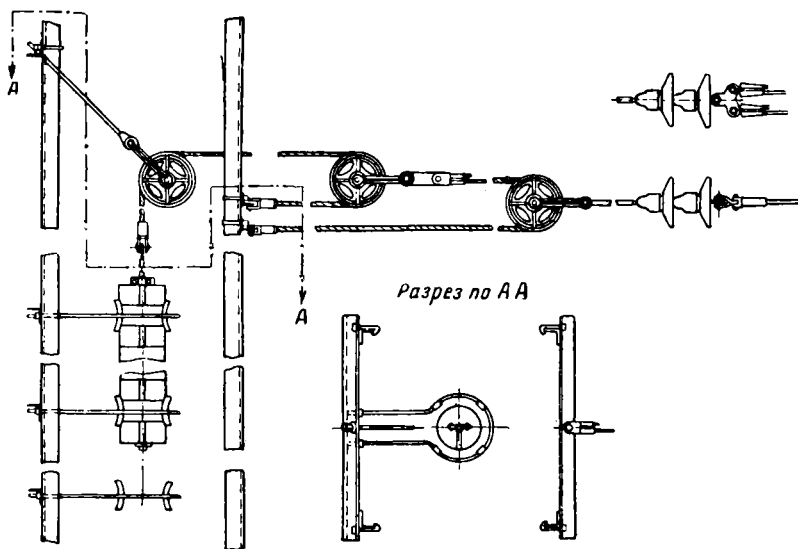
Таблица 12
Размеры трубчатых соединителей (фиг. 21)

Тип	Марка провода	Размеры в мм				Число обжатий	Расстояние E между обжатиями в мм	Высота соединителя в месте обжатия в мм
		A	B	C	D			
СОМ-120	М-120	15,0	30,0	2,0	286	2×5	26	26
СОМ-95	М-95	13,4	26,8	1,7	264	2×5	24	24
СОМ-70	М-70	11,6	23,2	1,7	198	2×4	22	19
СОМ-50	М-50	10,0	20,0	1,7	180	2×4	20	16,5
СОМ-35	М-35	8,5	17,0	1,7	126	2×3	18	13
СОМ-25	М-25	7,2	14,4	1,7	112	2×3	16	11,5
—	М-10	5,0	10,0	0,8	20	2×1	5	9,5
СОА-185	А-185	19,0	38,0	2,5	330	2×5	30	35
СОА-150	А-150	17,0	34,0	2,0	308	2×5	28	30
СОА-120	А-120	15,0	30,0	2,0	286	2×5	26	26

Сопряжения анкерных участков в местах, где нет секционирования контактной подвески, могут быть эластичные (фиг. 25) и простые (фиг. 26).

ти, применяются изолирующие сопряжения с нейтральной вставкой (фиг. 29).

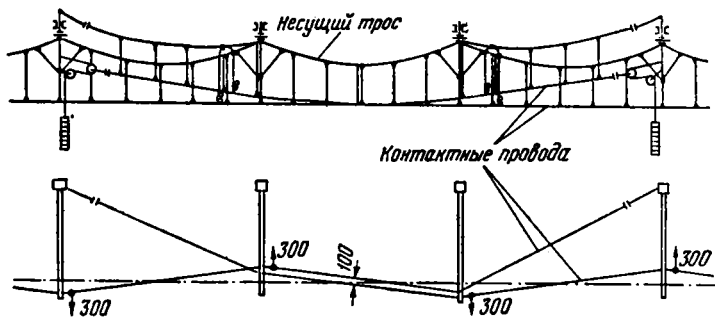
Воздушные стрелки образуются двумя сходящимися у стрелки цепными подвесками.



Фиг. 24. Грузовой компенсатор с тремя блоками

Эластичные сопряжения обеспечивают более плавный переход пантографов с одной ветви контактного провода на другую.

Контактные провода, образующие стрелку, должны быть связаны между собой так, чтобы подъем одного из проводов без одновременного поднятия другого провода был невозможен.



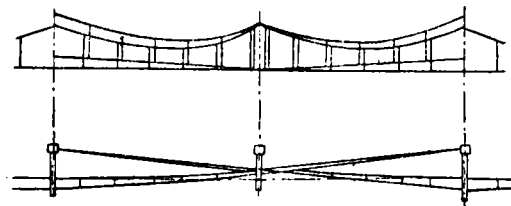
Фиг. 25. Эластичное сопряжение анкерных участков

Точка пересечения контактных проводов воздушной стрелки должна находиться на возможно меньшем расстоянии от точек, где происходит подхват пантографом провода при следовании его по стрелке с прямого и отклоненного пути.

Воздушная стрелка (фиг. 30) может быть: фиксированной, когда вблизи неё находится фиксатор, удерживающий контактные провода в требуемом положении, и нефиксированной, когда она расположена в средней части пролёта на значительном расстоянии от промежуточных и фиксирующих опор.

В местах секционирования контактной подвески применяются изолирующие сопряжения анкерных участков, которые могут быть выполнены по трёхпролётной схеме (фиг. 27) с одним переходным пролётом или по четырёхпролётной схеме (фиг. 28) с двумя переходными пролётами. В переходных пролётах контактные подвески располагаются в параллельных вертикальных плоскостях, находящихся на расстоянии 400 мм одна от другой, причём контактные провода в этих пролётах регулируются по высоте с постепенным повышением в сторону к анкеровке.

В местах раздела участков с различным напряжением в контактной сети или питаемых от различных фаз на дорогах переменного тока, а также в других случаях, когда недопустимо или нежелательно замыкание пантографом смежных секций контактной се-

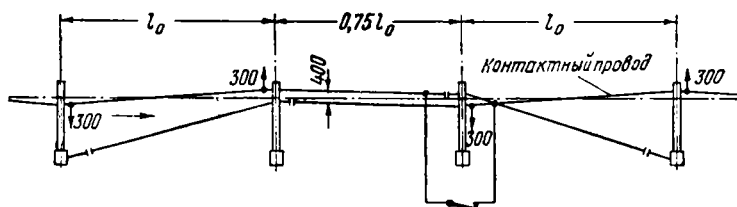


Фиг. 26. Простое сопряжение анкерных участков

Контактные провода на воздушных стрелках связываются между собой ограничитель-

ными трубками. На нефиксированных воздушных стрелках, кроме этого, несущие тросы в месте их пересечения скрепляются между собой соединительным зажимом.

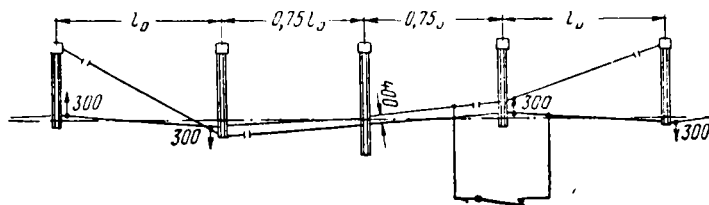
ных участков и на воздушных стрелках и служащие для надёжного электрического соединения проводов отдельных анкерных участков цепной подвески;



Фиг. 27. Трёхпролётное изолирующее сопряжение анкерных участков

Наилучшее расположение проводов воздушной стрелки получается в том случае, когда точка пересечения образующих стрелку кон-

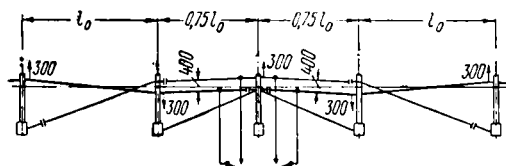
б) поперечные (фиг. 32), служащие для связи в одно целое проводов контактной подвески (контактного провода, несущего троса



Фиг. 28. Четырёхпролётное изолирующее сопряжение анкерных участков

тактных проводов расположена симметрично относительно осей прямого и отклонённого путей и отстоит от них на расстоянии 400 мм (см. фиг. 30).

и усиливающих проводов) и располагаемые на расстоянии 150 — 300 м друг от друга;



Фиг. 29. Изолирующее сопряжение анкерных участков с нейтральной вставкой

Наивыгоднейшее расстояние (по горизонтали) от точки пересечения контактных проводов воздушной стрелки до математического центра крестовины равно:

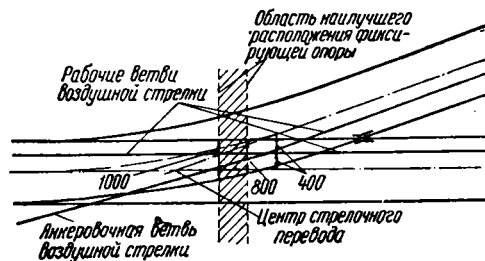
При марке крестовины	1/12	9,0 м
То же	1/11	8,5 »
»	1/10	7,5 »
»	1/9	7,0 »
»	1/8	6,0 »
»	1/7	5,5 »

Если воздушная стрелка не может быть образована одиночным пересечением проводов, она укладывается с двойным пересечением контактных проводов.

На перекрёстных стрелочных переходах и глухих пересечениях точка пересечения контактных проводов располагается над центром стрелочного перехода или глухого пересечения.

Электрические соединители служат для обеспечения надёжного контакта между отдельными проводами или участками контактной подвески и могут быть:

а) продольные (фиг. 31), устанавливаемые у переходных опор в местах сопряжения анкер-

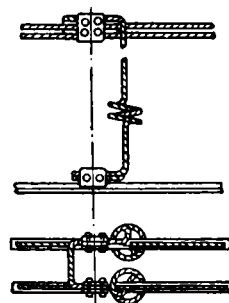


Фиг. 30. Схема расположения проводов на воздушной стрелке

в) обходные (обводы), устанавливаемые в местах анкерки усиливающих проводов и в местах прохода подвески под искусственными сооружениями для соединения заанкерованных на искусственном сооружении несущих тросов и усиливающих проводов.

Электрические соединители, присоединяемые к рабочим участкам контактного провода, выполняются из гибкого медного провода сечением 70 — 95 мм².

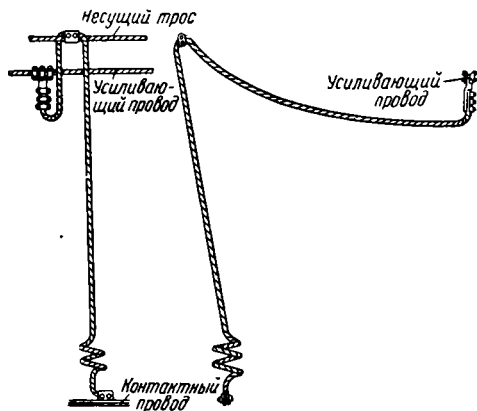
Концы соединяемых проводов в местах установки на них питающих и соединитель-



Фиг. 31. Продольный соединитель

ных зажимов должны быть тщательно зачищены и смазаны вазелином.

Части электрических соединителей, расположенные между несущим тросом и контактным проводом, должны иметь наклон в плос-



Фиг. 32. Поперечный соединитель

кости цепной подвески, соответствующий по величине и направлению расчётным температурным продольным перемещениям контактных проводов.

МЕХАНИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ
КОНТАКТНОЙ ПОДВЕСКИ

Расчётные климатические условия

Расчётные климатические условия определяются на основании анализа метеорологических наблюдений и устанавливаются по наиболее невыгодным сочетаниям температур и дополнительных нагрузок (от гололёда и ветра), наблюдаемых не реже одного раза в 5 лет.

Расчётные температуры воздуха при отсутствии уточнённых данных могут приниматься в соответствии с табл. 13.

Таблица 13
Расчётные температуры воздуха

Расчётные температуры воздуха	Районы		
	I	II	III
	Температура в °C		
Низшая	-50	-40	-30
Высшая	+40	+40	+40
При образовании гололёда на проводах	-5	-5	-5
При ветре наибольшей интенсивности	+5	+5	+5

Расчётные значения скоростей ветра принимаются на основании анализа имеющихся данных наблюдений метеорологических станций, расположенных в районе электрифицированной линии.

При этом должны учитываться местные условия защищённости контактной подвески от ветра на отдельных её участках.

Расчёты контактной подвески на ветровые отклонения должны производиться для наиболее тяжёлого режима повторяемостью не реже одного раза в 5 лет.

При отсутствии достаточно надёжных наблюдений значения расчётных скоростей ветра могут приниматься по табл. 14.

Таблица 14
Расчётные скорости ветра в м/сек

Характеристика степени защищённости участков электрифицируемой линии	Географические районы	
	I район — вся территория СССР, за исключением II района	II район — береговая полоса океанов и морей
Участки, защищённые от ветра	20	25
Участки, не защищённые от ветра	25	33
Участки особенно неблагоприятные в ветровом отношении (высокие насыпи с прилегающими к линии широкими открытыми пространствами, переходы через большие реки и т. п.)	33	40

Примечания. 1. Ширина береговой полосы принимается равной 100 км, но не далее чем до ближайшего горного хребта.
2. К защищённым участкам относятся участки железнодорожной линии, расположенные в глубоких выемках, в лесистой местности и во всех других случаях при расположении по обеим сторонам железнодорожного полотна зданий и сооружений, достигающих уровня контактных проводов и находящихся на расстоянии от железнодорожного полотна не далее $8H_{ср}$, где $H_{ср}$ — средняя высота окружающих зданий и сооружений.
3. Если по характеру рельефа местности на каком-либо участке железнодорожной линии могут ожидаться особенно сильные ветры, то такой участок при отсутствии надёжных данных метеорологических наблюдений должен рассчитываться на наибольшие скорости ветра для соответствующего географического района.

Расчётная гололёдная нагрузка определяется из условия, чтобы вес гололёда на проводе был не менее наибольшего из фактически наблюдавшихся в данном районе весов гололёдных образований (с частотой не реже одного раза в 5 лет).

Гололёд принимается цилиндрическим с равномерной по всей поверхности провода толщиной корки льда с удельным весом $0,9 \text{ г/см}^3$.

Расчётная толщина корки льда (для всех проводов, кроме контактных) определяется с округлением (в большую сторону) до 5 мм (т. е. до размеров 5, 10, 15 мм и т. д.).

В негололёдных районах расчётная толщина корки льда для всех проводов, кроме контактных, принимается равной 5 мм.

Расчётные значения скорости ветра при гололёде на проводах контактной сети при отсутствии достаточно надёжных наблюдений принимаются:

- 1) в береговой полосе океанов и морей и в степных районах — 15 м/сек;
- 2) в остальных случаях — 10 м/сек.

Расчётные нагрузки

Нагрузка от собственного веса для проводов стандартных сечений берётся непосредственно по таблицам сортамента.

Для однопроволочных проводов нагрузка от собственного веса на 1 пог. м провода может быть также определена по формуле

$$g = \frac{S \gamma}{1000} = \frac{\pi d^2 \gamma}{4000} \text{ кг/пог. м,} \quad (1)$$

где γ — удельный вес материала провода в г/см³;

S — сечение провода в мм²;

d — диаметр провода (круглого сечения) в мм.

Для многопроволочного провода нагрузка от собственного веса с учётом скрутки определяется по формуле

$$g = \frac{1,025 S \gamma}{1000} \text{ кг/пог. м,} \quad (2)$$

где S — суммарное сечение проволок провода в мм².

Нагрузка от зажимов и струн в подвесках принимается равномерно распределённой по длине пролёта и может быть принята: при одном контактном проводе — 0,05 кг/пог. м; при двух контактных проводах — 0,1 кг/пог. м.

Нагрузка от гололёда определяется расчётной толщиной корки и удельным весом гололёда.

При цилиндрической форме гололёда нагрузка от него определяется по формуле

$$g_2 = 0,001 \pi b (d + b) \gamma_2 \text{ кг/пог. м,} \quad (3)$$

где b — толщина корки гололёда в мм;

γ_2 — удельный вес гололёда в г/см³.

Для гололёда с удельным весом $\gamma_2 = 0,9$ нагрузка от него определяется по формулам: при $b = 10$ мм

$$g_2 = 0,028 (d + 10) \text{ кг/пог. м;}$$

при $b = 5$ мм

$$g_2 = 0,014 (d + 5) \text{ кг/пог. м.}$$

На контактных проводах расчётная толщина корки льда принимается равной 50% толщины корки, принимаемой при расчётах прочих проводов контактной подвески.

Значения гололёдной нагрузки на провода приведены в табл. 15.

Ветровая нагрузка на 1 пог. м провода определяется по формуле

$$P = C_x \cdot \frac{v^2}{16} \cdot \frac{d}{1000} \text{ кг/пог. м,} \quad (4)$$

где d — диаметр или высота сечения провода в мм;

v — расчётная скорость ветра в м/сек;

C_x — аэродинамический коэффициент лобового сопротивления, значения которого для различных случаев расположения проводов приведены в табл. 16.

Таблица 15
Нагрузка от гололёда на провода при различных значениях расчётной толщины корки льда

Тип и марка провода	Многопроволочные провода и стальные канаты					Контактные провода	
	М-120	М-95	А-185	А-150	С-70	ТФ-100	ТФ-85
Средний расчётный диаметр в мм	14,0	12,4	17,5	15,8	11,0	12,3	11,3
При толщине корки в мм . . .	Нагрузка в кг/пог. м						
5	0,27	0,25	0,32	0,29	0,23	0,10	0,10
10	0,68	0,63	0,77	0,73	0,59	0,24	0,23
15	1,23	1,16	1,37	1,31	1,10	0,42	0,40
20	1,92	1,83	2,11	2,02	1,75	0,63	0,60

Таблица 16
Значения аэродинамического коэффициента C_x для проводов контактной подвески

Характеристика проводов	Значения коэффициента C_x , отнесённые к площади диаметрального сечения одного провода	
	без учёта зажимов и струн	с учётом зажимов и струн
Одиночные провода и тросы контактной подвески . . .	1,20	1,25
Двойные контактные провода:		
а) при расстоянии между проводами 40 мм . . .	—	1,55
б) при расстоянии между проводами 100 мм . . .	—	1,85
То же при расположении двойных контактных проводов на насыпях с высотой более 5 м:		
а) при расстоянии между проводами 40 мм . . .	—	1,85
б) при расстоянии между проводами 100 мм . . .	—	2,15

Значения ветровой нагрузки на провода контактной подвески при различных скоростях ветра приведены в табл. 17.

Значения ветровой нагрузки на провода, покрытые гололёдом, приведены в табл. 18.

Результирующая нагрузка при действии на провода вертикальных (собственный вес и гололёд) и горизонтальных (ветер) нагрузок определяется геометрическим их сложением.

Если ветер действует на провода, покрытые гололёдом, то результирующая нагрузка определяется по формуле

$$q = \sqrt{(g + g_2)^2 + p_2^2}, \quad (5)$$

где q — результирующая нагрузка на провод в кг/пог. м;

g — нагрузка от собственного веса в кг/пог. м;

g_2 — нагрузка на провод от веса гололёда в кг/пог. м;

p_2 — ветровая нагрузка на провод, покрытый гололёдом, в кг/пог. м.

При действии ветра на провода, свободные от гололёда, результирующая нагрузка определяется по формуле

$$q = \sqrt{g^2 + p^2}, \quad (6)$$

где p — ветровая нагрузка на провод, свободный от гололёда, в кг/пог. м.

Механические расчёты простых контактных подвесок и одиночных проводов

Основные соотношения. При расположении точек крепления провода у опор в одном уровне (фиг. 33, а) стрела провеса провода f в середине пролёта определяется по формуле

$$f = \frac{ql^2}{8H} \text{ м}, \quad (7)$$

где q — результирующая нагрузка на единицу длины провода в кг/пог. м;

l — пролёт в м;

H — горизонтальная составляющая натяжения провода в кг.

Провес провода y в точке, расположенной на расстоянии x от опоры, определяется по формуле

$$y = \frac{qx(l-x)}{2H}. \quad (8)$$

Величина горизонтальной составляющей H натяжения провода остаётся постоянной для любой точки пролёта.

Натяжение провода изменяется в пролёте от наименьшего значения $T = H$ в середине пролёта до наибольшего значения $T_A = T_B$ у опор, определяемого по формуле

$$T_A = T_B = \sqrt{H^2 + \left(\frac{ql}{2}\right)^2} \text{ кг}. \quad (9)$$

При величинах пролётов и стрел провеса проводов, применяемых в контактной подвеске, величина натяжения провода T лишь незначительно отличается от величины горизонтальной составляющей натяжения H и обычно принимается равной этой величине.

Длина провода L , подвешенного в пролёте l со стрелой провеса f , определяется из выражения:

$$L = l + \frac{8f^2}{3l}. \quad (10)$$

При расположении креплений провода у опор на разных уровнях (фиг. 33, б) точка наибольшего провисания провода располагается ближе к более низкой опорной точке. Расстояния a и b от левой и правой опоры определяются по формулам:

$$a = \frac{l}{2} - \frac{Hh}{ql}; \quad b = \frac{l}{2} + \frac{Hh}{ql}, \quad (11)$$

где h — разность уровней крепления провода у опор в м.

Таблица 17

Ветровая нагрузка на провода контактной подвески при различных значениях расчётной скорости ветра

Тип и марка провода		Аэродинамический коэффициент C_x	Расчётная скорость ветра в м/сек				
			20	25	30	33	40
			Нагрузка в кг/пог. м				
Несущие тросы	М-120	1,25	0,44	0,68	0,99	1,19	1,75
	М-95	1,25	0,39	0,61	0,87	1,06	1,55
	С-70	1,25	0,34	0,54	0,78	0,94	1,37
Контактные провода	ТФ-100	1,25	0,37	0,58	0,83	1,00	1,47
	ТФ-85	1,25	0,34	0,53	0,76	0,92	1,35
Двойной контактный провод 2×ТФ-100	при расстоянии между проводами 40 мм	1,55	0,46	0,71	1,03	1,25	1,83
	при расстоянии между проводами 100 мм	1,85	0,55	0,85	1,23	1,49	2,18
Двойной контактный провод 2×ТФ-100 на насыпях с высотой более 5 м	при расстоянии между проводами 40 мм	1,85	0,55	0,85	1,23	1,49	2,18
	при расстоянии между проводами 100 мм	2,15	0,63	0,99	1,43	1,73	2,54
Одиночные усиливающие и питающие провода	М-120	1,20	0,42	0,66	0,95	1,14	1,68
	М-95	1,20	0,37	0,58	0,84	1,01	1,49
	А-185	1,20	0,52	0,82	1,18	1,42	2,09
	А-150	1,20	0,47	0,74	1,07	1,29	1,90

Стрела провеса провода в низшей его точке, измеренная относительно уровня левой и правой опоры, определяется по формулам:

$$f_1 = \frac{qa^2}{2H}; \quad f_2 = \frac{qb^2}{2H}. \quad (12)$$

Определение натяжений и стрел провеса провода при различных режимах температуры и нагрузки. Свободно подвешенный провод сохраняет данные ему при монтаже натяжение и стрелу провеса лишь до тех пор, пока не изменились атмосферные условия, существовавшие в момент монтажа провода.

Расчёт натяжений провода при изменении его температуры t и нагрузки q производится по формуле

$$\frac{q_x^2 l^2}{24 H_x^2} - \frac{q_1^2 l^2}{24 H_1^2} = \frac{H_x - H_1}{ES} + \alpha(t_x - t_1), \quad (13)$$

которая может быть приведена к виду

$$t_x = \left[t_1 - \frac{q_1^2 l^2}{24 \alpha H_1^2} + \frac{H_1}{\alpha ES} \right] + \frac{q_x^2 l^2}{24 \alpha H_x^2} - \frac{H_x}{\alpha ES}, \quad (14)$$

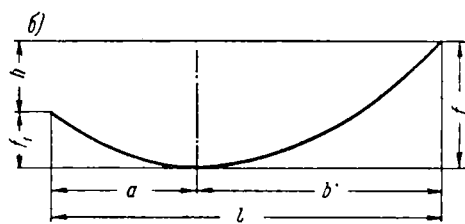
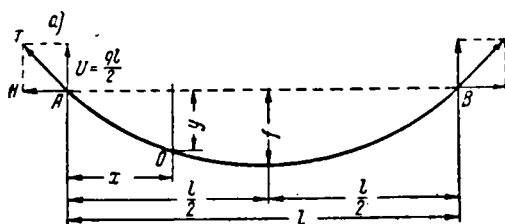
здесь q — результирующая нагрузка провода в кг/пог. м;

H — натяжение провода в кг;

l — расчётная длина пролёта в м;

E — модуль упругости провода в кг/мм²;

S — сечение провода в мм²;



Фиг. 33. Схема расположения провода в пролёте: а — при креплении его у опор на одном уровне; б — при креплении на различных уровнях

Таблица 18

Ветровая нагрузка на провода, покрытые гололёдом при различных значениях расчётной толщины корки льда

Тип и марка провода	Несущие тросы			Одиночные питающие и усиливающие провода				Контактные провода			
	М-120	М-95	С-70	М-120	М-95	А-185	А-150	ТФ-100	ТФ-85	2×ТФ-100	
Диаметр или высота сечения в мм	14,0	12,4	11,0	14,0	12,4	17,5	15,8	11,8	10,8	11,8	
Нагрузка в кг/пог. м											
1. На участках, расположенных в береговой полосе океанов и морей и в степных районах (расчётная скорость ветра $v = 15$ м/сек)											
При расчёт- ной толщине корки льда в мм	5	0,42	0,39	0,37	0,40	0,38	0,46	0,44	0,30	0,28	0,43
	10	0,60	0,57	0,51	0,57	0,55	0,63	0,60	0,38	0,37	0,57
	15	0,77	0,75	0,72	0,74	0,72	0,80	0,77	0,47	0,45	0,70
	20	0,95	0,92	0,90	0,91	0,88	0,97	0,94	0,56	0,54	0,83
2. В остальных случаях (расчётная скорость ветра $v = 10$ м/сек)											
При расчёт- ной толщине корки льда в мм	5	0,19	0,17	0,16	0,18	0,17	0,21	0,19	0,13	0,12	0,19
	10	0,27	0,25	0,24	0,25	0,24	0,28	0,27	0,17	0,16	0,25
	15	0,34	0,33	0,32	0,33	0,32	0,36	0,34	0,21	0,20	0,31
	20	0,42	0,41	0,40	0,40	0,39	0,43	0,42	0,25	0,24	0,37

Примечания. 1. Аэродинамический коэффициент лобового сопротивления C_x принят равным: для несущих тросов—1,25; для питающих и усиливающих проводов—1,20; для контактных проводов—1,25; для двойного контактного провода—1,85.
2. Значения ветровой нагрузки на контактные провода определены при толщине корки льда, равной половине расчётной.

α — температурный коэффициент линейного расширения материала провода;

t — температура окружающего воздуха в $^{\circ}\text{C}$.

Величины с индексом 1 относятся к исходному режиму, с индексом x — к определяемому режиму.

Значения входящих в уравнение постоянных αES и 24α и обратных им величин для основных типов проводов, применяемых в контактной сети, даны в табл. 19.

Таблица 19

Значения величин αES и 24α и обратных им величин для основных видов проводов

Обозначение провода	24α	$\frac{1}{24\alpha}$	αES	$\frac{1}{\alpha ES}$
ТФ-85	0,000408	2 450	18,78	0,0532
ТФ-100	0,000408	2 450	22,10	0,0452
М-95	0,000403	2 450	17,85	0,0560
М-120	0,000408	2 450	22,54	0,0443
М-150	0,000408	2 450	28,18	0,0355
А-120	0,000552	1 811	14,78	0,0677
А-150	0,000552	1 811	18,47	0,0541
А-185	0,000552	1 811	22,79	0,0439
С-50	0,000298	3 472	10,20	0,0980
С-70	0,000288	3 472	14,23	0,0700

Если анкерный участок состоит из пролётов различной длины, то расчётная длина пролёта принимается равной эквивалентному пролёту l_s , величина которого определяется по формуле

$$l_s = \sqrt{\frac{\sum l^3}{\sum l}}, \quad (15)$$

где величины $\sum l$ и $\sum l^3$ обозначают сумму длин всех действительных пролётов, входящих в данный анкерный участок, и сумму кубов этих длин.

Выбор исходного расчётного режима производится путём сопоставления величин результирующей и критической нагрузок.

Критической называется такая нагрузка на провод, при которой натяжение провода при гололёде получается таким же, как и при наименьшей температуре.

Если результирующая нагрузка при гололёде меньше критической, то за исходный режим следует принять режим наименьшей температуры. В противном случае исходным будет гололёдный режим.

Величина критической нагрузки q_k для простой подвески определяется по формуле

$$q_k = \sqrt{\frac{24\alpha H_{\max}^2 (t_{\text{гол}} - t_{\min})}{l_s^2} + g^2 \text{ кг/пог. м}}, \quad (16)$$

где g — нагрузка от собственного веса провода в кг/пог. м ;

H_{\max} — наибольшее допускаемое натяжение провода в кг ;

l_s — эквивалентный пролёт подвески в м ;

α — температурный коэффициент линейного расширения материала провода;

t_{\min} и $t_{\text{гол}}$ — значения расчётной наименьшей температуры и температуры при гололёде.

После того как установлен исходный режим, подставляют в формулу (14) значения t_1 , q_1 и $H_1 = H_{\max}$, соответствующие этому режиму, и затем, задаваясь различными значениями H_x , определяют соответствующие им значения температур t_x и по полученным данным строят монтажную кривую

$$H_x = f(t_x).$$

Пример монтажной кривой изображён на фиг. 34.

Значения натяжений провода при гололёдном режиме (если он не является исходным) и при наибольшей ветровой нагрузке на провод определяются по формуле (13).

Значения стрел провеса провода в любом из пролётов, входящих в данный анкерный участок, определяются по формуле (7).

Расчёт простой контактной подвески с сезонной регулировкой производится для осенне-зимнего и весенне-летнего периодов по тем же формулам, что и расчёт подвески без сезонной регулировки натяжения.

Исходным режимом для весенне-летнего периода является режим минимальной температуры t'_{\min} , возможной в течение этого периода.

В данном случае в формуле (14) полагают $H_1 = H_{\max}$ при $t_1 = t'_{\min}$. Кривые натяжений провода простой контактной подвески с сезонным регулированием (фиг. 35) состоят из двух параллельных ветвей, перекрывающих друг друга в промежутке между температурой t'_{\min} и максимальной температурой осенне-зимнего периода t'_{\max} .

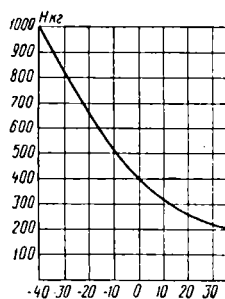
Механические расчёты цепных подвесок

Основные соотношения. Несущий трос цепной подвески, кроме нагрузок от собственного веса и временных нагрузок на него от гололёда и ветра, воспринимает также дополнительную нагрузку от веса контактных и вспомогательных проводов, а также от действия гололёда, а в некоторых случаях и ветра на эти провода.

Величина этой дополнительной нагрузки изменяется в зависимости от изменения стрел провеса контактных проводов.

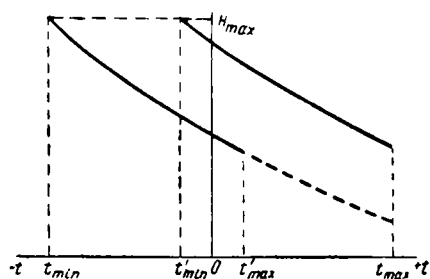
При беспровесном положении контактных проводов нагрузка на несущий трос равна сумме внешних нагрузок на отдельные провода подвески.

При положительных стрелах провеса кон-



Фиг. 34. График натяжений провода А-150

тактные провода сами воспринимают часть нагрузки от своего веса и передают её струнам, расположенным вблизи опорных точек цепной



Фиг. 35. Кривые натяжения контактного провода простой подвески с сезонной регулировкой

подвески. При этом нагрузка, передаваемая на несущий трос, уменьшается по сравнению с нагрузкой при беспровесном положении контактных проводов. Наоборот, при отрицательных провесах контактных проводов нагрузка, воспринимаемая несущим тросом, больше суммы нагрузок на отдельные провода цепной подвески.

Стрела провеса F несущего троса цепной подвески (фиг. 36) определяется по формуле:

$$F = \frac{\omega l^2}{8Z} \text{ м}, \quad (17)$$

где ω — приведённая нагрузка цепной подвески в кг/пог. м ;

Z — приведённое натяжение цепной подвески в кг ;

l — длина пролёта в м .

Величины ω и Z подсчитываются по формулам:

$$\omega = q + g \frac{\varphi K}{T_0}; \quad Z = T + \varphi K, \quad (18)$$

где q — результирующая нагрузка несущего троса в кг/пог. м ;

g — нагрузка от собственного веса проводов цепной подвески в кг/пог. м ;

T — натяжение несущего троса в кг ;

T_0 — натяжение несущего троса при температуре расчётного беспровесного положения контактных проводов в кг ;

K — сумма натяжений контактных проводов (в двойной цепной подвеске также и вспомогательного провода) в кг .

Величина φ , называемая конструктивным коэффициентом цепной подвески, зависит от конструкции цепной подвески и определяется по формуле

$$\varphi = \frac{(l - 2e)^2}{l^2}, \quad (19)$$

где l — пролёт цепной подвески в м ;

e — расстояние от опоры до ближайшей простой (неэластичной) струны в м .

При расположении простой струны непосредственно у точки подвеса несущего троса $e = 0$ и $\varphi = 1$.

При температуре расчётного беспровесного положения контактных проводов стрела провеса F_0 несущего троса определяется по формуле

$$F_0 = \frac{gl^2}{8T_0} \text{ м}. \quad (20)$$

Определение натяжений и стрел провеса несущего троса при изменениях температуры и нагрузки. Уравнение для расчёта натяжений несущего троса при изменении температуры t и результирующей нагрузки q имеет вид

$$\frac{\omega_x^2 l^2}{24Z_x^2} - \frac{\omega_1^2 l^2}{24Z_1^2} = \frac{T_x - T_1}{ES} + \alpha(t_x - t_1), \quad (21)$$

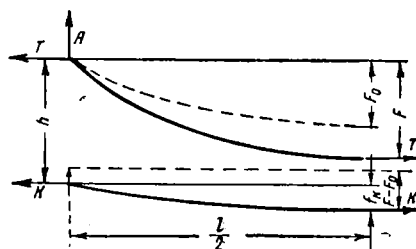
где

$$\omega_x = q_x + g \frac{\varphi K_x}{T_0}; \quad Z_x = T_x + \varphi K_x;$$

$$\omega_1 = q_1 + g \frac{\varphi K_1}{T_0}; \quad Z_1 = T_1 + \varphi K_1.$$

Так как при полукомпенсированной цепной подвеске $K_x = K_1$ и $T_x - T_1 = Z_x - Z_1$, то уравнение (21) может быть приведено в этом случае к виду

$$t_x = \left[t_1 - \frac{\omega_1^2 l^2}{24\alpha Z_1^2} + \frac{Z_1}{\alpha ES} \right] + \frac{\omega_x^2 l^2}{24\alpha Z_x^2} - \frac{Z_x}{\alpha ES}. \quad (22)$$



Фиг. 36. Схема изменений положения проводов цепной подвески при колебаниях температуры

Для расчёта цепных подвесок с некомпенсированными контактными или вспомогательными проводами уравнение (21) приводится к виду

$$\frac{\omega_x^2 l^2}{24\alpha Z_x^2} - \frac{Z_x}{\alpha ES} = \frac{\omega_1^2 l^2}{24\alpha Z_1^2} - \frac{Z_1 - \varphi(K_1 - K_x)}{\alpha ES} + t_x - t_1. \quad (23)$$

Входящие в эти уравнения величины имеют следующие значения:

g — нагрузка от собственного веса проводов цепной подвески в кг/пог. м ;

q — результирующая нагрузка несущего троса в кг/пог. м ;

T — натяжение несущего троса в кг ;

K — сумма натяжений контактных проводов (в двойной подвеске также и вспомогательного провода) в кг ;

l — расчётная длина пролёта в м;
 E — модуль упругости несущего троса в кг/мм²;
 S — сечение несущего троса в мм²;
 α — температурный коэффициент линейного расширения материала несущего троса;
 t — температура окружающего воздуха в °C.

Величина φ определяется по формуле (19).

Величины Z , ω , T , K , q и t с индексом l относятся к исходному режиму, с индексом x — к определяемому режиму и с индексом 0 — к режиму расчётного беспровесного положения контактных проводов.

В случае если в анкерный участок входят пролёты различной длины, то расчётная длина пролёта принимается равной эквивалентному пролёту l_0 , величина которого определяется по формуле (15).

Значения входящих в уравнение (22) и (23) постоянных величин αES и 24α и обратных им величин для различных типов проводов, применяемых в качестве несущего троса, определяются по табл. 19.

Для нахождения значения Z_x необходимо знать, кроме значения Z_1 , величину натяжения несущего троса T_0 при режиме расчётного беспровесного положения контактного провода, а при расчёте некомпенсированных цепных подвесок также величины натяжений контактных проводов K_1 и K_x при исходном и определяемом режимах.

При некомпенсированных контактных проводах натяжение их определяется по формуле

$$K_x = K_{\max} - \alpha_k E_k S_k (t_x - t'_{\min}), \quad (24)$$

где E_k — модуль упругости контактного провода в кг/мм²;

α_k — температурный коэффициент линейного расширения материала контактного провода;

S_k — сечение контактного провода в мм²;

K_{\max} — наибольшее допускаемое натяжение контактного провода в кг.

В случае применения сезонного регулирования натяжения контактных проводов формула (24) даёт значения натяжений лишь для зимнего периода. Для летнего периода величина натяжения провода определяется по формуле

$$K_x = K_{\max} - \alpha_k E_k S_k (t_x - t'_{\min}), \quad (25)$$

где t'_{\min} — температура, при которой для летнего периода регулировки контактного проводу даётся наибольшее допускаемое натяжение.

Натяжение некомпенсированного вспомогательного провода двойной цепной подвески определяется по приведённой ниже формуле (43).

Для полукомпенсированной цепной подвески

$$K_x = K_1 = K = \text{const.}$$

Величина T_0 определяется из уравнения

$$T_0^3 + AT_0^2 + BT_0 + C = 0, \quad (26)$$

где

$$A = \alpha ES (t_0 - t_1) + \frac{q_1^2 l^2 ES}{24 (T_{\max} + \varphi K_1)^2} - T_{\max};$$

$$B = \frac{q_1 g \varphi K_1 l^2 ES}{12 (T_{\max} + \varphi K_1)^2};$$

$$C = \frac{g^2 l^2 ES}{24} \left[\frac{\varphi^2 K_1^2}{(T_{\max} + \varphi K_1)^2} - 1 \right].$$

При расчёте полукомпенсированной цепной подвески для определения T_0 можно воспользоваться уравнением (22).

Задаваясь различными значениями $T_x = T_0$, близкими к ожидаемому значению T_0 , и определяя соответствующие им значения t_x , можно определить по интерполяции величину T_0 , отвечающую принятому в расчёте значению t_0 .

Для того чтобы установить, какой расчётный режим следует принять за исходный, нужно найти величину критической нагрузки q_k и сравнить её с принимаемой в расчёте результирующей нагрузкой при гололёде.

Величина критической нагрузки для цепной подвески приближённо определяется по формуле

$$q_k = -g \frac{\varphi K_{z0l}}{T_0} + \frac{Z_{z0l}}{Z_{t \min}} \sqrt{\frac{24\alpha Z_{t \min}^2 (t_{z0l} - t_{\min})}{l^2} + \omega_{t \min}^2}, \quad (27)$$

где

$$Z_{z0l} = T_{\max} + \varphi K_{z0l};$$

$$Z_{t \min} = T_{\max} + \varphi K_{t \min};$$

$$\omega_{t \min} = g \left[1 + \frac{\varphi K_{t \min}}{T_0} \right].$$

Для полукомпенсированной цепной подвески $K = \text{const}$ и величина критической нагрузки определяется по формуле

$$q_k = -g \frac{\varphi K}{T_0} + \sqrt{\frac{24\alpha Z_{\max}^2 (t_{z0l} - t_{\min})}{l^2} + \omega_{t \min}^2}, \quad (28)$$

где

$$Z_{\max} = T_{\max} + \varphi K;$$

$$\omega_{t \min} = g \left[1 + \frac{\varphi K}{T_0} \right].$$

При пользовании формулами (27) и (28) величину T_0 принимают равной при медном

несущем тросе — $0,75 T_{\max}$ и при стальном несущем тросе — $0,8 T_{\max}$.

После того как установлен исходный режим, определяют по формуле (26) величину T_0 и вычисляют значения приведённой нагрузки w , после чего, подставляя в формулу (22) различные значения Z_x , взятые через произвольные интервалы, определяют соответствующие значения t_x и строят кривую $Z_x = f(t_x)$, по которой легко может быть построен график натяжений несущего троса $T_x = f(t_x)$ (фиг. 37).

Фиг. 37. График натяжений несущего троса М-120 цепной подвески

Значения натяжений несущего троса при гололёдном режиме (если он не является исходным) и при наибольшей ветровой нагрузке на провода цепной подвески определяют по формуле (21).

Значения стрел провеса несущего троса в пролётах, входящих в рассматриваемый анкерный участок, определяют по формуле (17).

Расчёт натяжений и стрел провеса несущего троса ненагруженного и с неполным числом контактных проводов. Натяжения ненагруженного несущего троса, которые он должен иметь при монтаже, до завески контактных проводов, определяют, пользуясь формулой

$$t_x = \left[t_0 - \frac{g_0^2 l^2}{24\alpha T_0^2} + \frac{T_0}{\alpha ES} \right] + \frac{g_T^2 l^2}{24\alpha H_x^2} - \frac{H_x}{\alpha ES}, \quad (29)$$

где T_0 — натяжение нагруженного несущего троса при температуре расчётного беспровесного положения контактных проводов;

H_x — определяемое натяжение ненагруженного несущего троса при температуре t_x ;

g_0 — нагрузка от собственного веса цепной подвески;

g_T — нагрузка от собственного веса несущего троса.

Подставляя в это уравнение различные значения H_x , взятые через определённые интервалы, находят соответствующие значения t_x и строят кривую $H_x = f(t_x)$.

Значения стрел провеса ненагруженного несущего троса для различных пролётов, входящих в данный анкерный участок, определяют по формуле

$$F_{xT} = \frac{g_T l^2}{8H_x}. \quad (30)$$

Если сначала завешивается только один контактный провод, но в дальнейшем преду-

сматривается возможность подвески второго контактного провода, то определение натяжения несущего троса при одном контактном проводе при температуре расчётного беспровесного его положения (T_{01}) производится по формуле

$$T_{01} - \frac{g_{01}^2 l^2 ES}{24T_{01}^2} = T_{02} - \frac{g_{02}^2 l^2 ES}{24T_{02}^2}, \quad (31)$$

где T_{01} и T_{02} — натяжения несущего троса в кг при температуре расчётного беспровесного положения контактных проводов при нагрузке его одним и двумя контактными проводами;

g_{01} и g_{02} — нагрузка от собственного веса цепной контактной подвески в кг/пог. м при одном и двух контактных проводах.

После того, как найдена величина T_{01} , значения T_{x1} в функции от температуры t_x определяют, пользуясь формулой

$$t_x = \left[t_0 - \frac{g_{01}^2 l^2}{24\alpha T_{01}^2} + \frac{T_{01}}{\alpha ES} \right] + \frac{w_{x1}^2 l^2}{24\alpha Z_{x1}^2} - \frac{T_{x1}}{\alpha ES}, \quad (32)$$

где w_{x1} и Z_{x1} — приведённые нагрузка и натяжение цепной подвески при одном контактном проводе.

Значения стрел провеса несущего троса, нагруженного одним контактным проводом, для различных пролётов, входящих в данный анкерный участок, определяются по формуле:

$$F_{x1} = \frac{w_{x1} l^2}{8Z_{x1}}. \quad (33)$$

Определение стрел провеса и изменений высоты контактных проводов. Стрелы провеса f_x контактных проводов цепной подвески определяют по формуле

$$f_x = \varphi (F_x - F_0), \quad (34)$$

где F_x и F_0 — стрелы провеса несущего троса в данном пролёте при определяемом режиме и при температуре расчётного беспровесного положения контактных проводов.

Изменение высоты контактных проводов в середине пролёта одинарной цепной подвески определяется по формуле

$$\Delta h_x = F_x - F_0. \quad (35)$$

Изменение высоты контактных проводов под ближайшей от опоры струной определяется выражением

$$\Delta h_{Ax} = (1 - \varphi) (F_x - F_0). \quad (36)$$

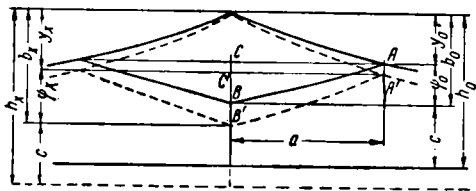
В рессорных цепных подвесках изменения высоты контактного провода под рессорной струной (см. фиг. 38) определяются по формуле

$$\Delta h_{Bx} = b_x - b_0 = y_x + \psi_x - y_0 - \psi_0, \quad (37)$$

где b — расстояние от точки крепления несущего троса у опоры до нижней точки вспомогательного троса рессорной струны;

y — стрела провеса несущего троса в месте крепления к нему вспомогательного троса рессорной струны;

ψ — стрела провеса вспомогательного троса рессорной струны.



Фиг. 38. Схема изменения положения контактных проводов в месте установки рессорной струны

Стрела провеса вспомогательного троса ψ_x определяется в зависимости от величины стрелы провеса вспомогательного троса ψ_0 при температуре расчётного беспровесного положения контактных проводов по формуле

$$\psi_x = \sqrt{\psi_0^2 + 2\alpha(t_x - t_0)(a^2 + \psi_0^2)}, \quad (38)$$

где a — горизонтальное расстояние от опоры до точки крепления вспомогательного троса рессорной струны к несущему тросу;

α — температурный коэффициент материала вспомогательного троса рессорной струны.

Величины y_x и y_0 , входящие в формулу (37), определяются выражением:

$$y_x = \frac{w_x a (l - a)}{2Z_x}; \quad y_0 = \frac{ga (l - a)}{2T_0}, \quad (39)$$

где w_x и Z_x — приведённые нагрузка и натяжение проводов цепной подвески,

g — вес проводов цепной подвески в кг/пог. м;

T_0 — натяжение несущего троса в кг при температуре расчётного беспровесного положения контактных проводов.

Величина стрелы провеса вспомогательного троса рессорной струны ψ_0 при заданной высоте цепной подвески h_0 и принятой минимальной длине нескользящей струны c_{\min} определяется по формуле

$$\psi_0 \leq h_0 - c_{\min} - y_0.$$

Величина a путём ряда пробных подсчётов определяется из условия, чтобы изменения

высоты контактного провода под рессорной струной при крайних температурных режимах были примерно такими же, как под ближайшими от опор простыми (неэластичными) струнами.

В двойной цепной подвеске изменения высоты контактных проводов в середине пролёта и под первой от опоры струной с учётом влияния изменений стрел провеса вспомогательного провода определяются по формулам:

$$\Delta h_x = F_x - F_0 + \psi_x - \psi_0; \quad (40)$$

$$\Delta h_{Ax} = (1 - \varphi)(F_x - F_0) + \psi_x - \psi_0, \quad (41)$$

где ψ_x и ψ_0 — значения стрел провеса вспомогательного провода при определяемом режиме и при температуре расчётного беспровесного положения контактных проводов.

Величина стрелы провеса вспомогательного провода (фиг. 39) определяется по формуле

$$\psi_x = \frac{P_x a}{2U_x}, \quad (42)$$

здесь a — расстояние между струнами контактного провода в м;

U — натяжение вспомогательного провода в кг;

P — величина сосредоточенной нагрузки на вспомогательный провод в кг, принимаемая равной:

при одном контактном проводе

$$P = g_k a + \frac{3}{4} g_u a + g_c;$$

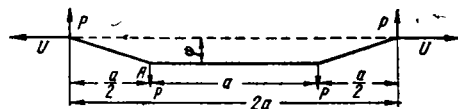
при двух контактных проводах

$$P = 2g_k a + \frac{3}{4} g_u a + g_c,$$

где g_k — вес 1 пог. м контактного провода;

g_u — то же вспомогательного провода;

g_c — вес струны между вспомогательным и контактными проводами.



Фиг. 39. Схема для расчёта вспомогательного провода двойной цепной подвески

При некомпенсированном вспомогательном проводе величину его натяжения U_x определяют, пользуясь формулой

$$t_x = \left[t_1 - \frac{P_1^2}{4\alpha_u U_1^2} + \frac{U_1}{\alpha_u E_u S_u} \right] + \frac{P_x^2}{4\alpha_u U_x^2} - \frac{U_x}{\alpha_u E_u S_u}, \quad (43)$$

где α_u — температурный коэффициент материала вспомогательного провода;

E_u — модуль упругости вспомогательного провода в кг/мм²;

S_u — сечение вспомогательного провода в мм².

Задаваясь в формуле (43) величиной U_1 натяжения вспомогательного провода при исходном режиме t_1 , определяют зависимость

$$U_x = f(t_x).$$

Если вспомогательный провод компенсирован, то натяжение и стрелы провеса его остаются постоянными и определение изменений высоты контактного провода в середине пролёта и у опор производится по формулам (35) и (36).

Определение длин струн цепной подвески. Длины струн одинарной цепной подвески определяются по формуле

$$c = h_0 - \frac{gx(l-x)}{2T_0}, \quad (44)$$

где x — расстояние от струны до ближайшей опоры в м;

l — пролёт цепной подвески в м;

g — вес проводов цепной подвески в кг/пог. м;

h_0 — высота цепной подвески при температуре расчётного беспровесного положения контактных проводов в м;

T_0 — натяжение несущего троса при этой температуре в кг.

При двойной цепной подвеске длины струн, на которых крепится вспомогательный провод к несущему тросу, определяются по формуле

$$c = h_0 - \frac{gx(l-x)}{2T_0} - \psi_0 - c_u, \quad (45)$$

где ψ_0 — стрела провеса вспомогательного провода при температуре расчётного беспровесного положения контактных проводов;

c_u — длина струн между вспомогательным и контактными проводами.

Расчёты ветровых отклонений проводов и определение допустимых пролётов контактной подвески

Для обеспечения надёжного токоснимания отклонение контактного провода от оси пути при ветре не должно превышать установленной наибольшей допускаемой величины для принятого на данном участке типа токоприёмника.

Для пантографов ДЖ-4 и ДЖ-5 при ширине рабочей части полоза 1300 мм эта величина при учёте влияния отклонений несущего троса и прогибов опор под действием ветровой нагрузки принимается равной 500 мм.

При простой контактной подвеске величина $b_{\kappa \max}$ наибольшего ветрового отклонения контактных проводов от оси пути на прямых участках при равных зигзагах a (фиг. 40, а) определяется по формуле

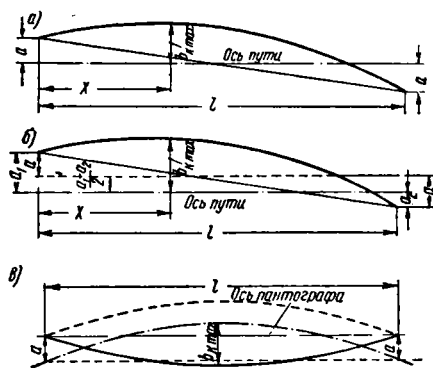
$$b_{\kappa \max} = \frac{\rho_{\kappa} l^2}{8K} + \frac{2a^2 K}{\rho_{\kappa} l^2} + \gamma_{\kappa}, \quad (46)$$

где ρ_{κ} — наибольшая ветровая нагрузка на контактные провода в кг/пог. м;

l — длина пролёта в м;

K — натяжение контактных проводов в кг;

γ_{κ} — изменение прогиба опор на уровне крепления контактных проводов под действием ветровой нагрузки на провода и тросы в м.



Фиг. 40. Схема расположения провода, отклонённого ветром: а — на прямой при равных зигзагах; б — на прямой при неравных зигзагах; в — на кривой

Точка наибольшего отклонения провода от оси пути находится на расстоянии x от опоры, равном

$$x = \frac{l}{2} - \frac{2aK}{\rho_{\kappa} l}.$$

При неравных зигзагах a_1 и a_2 (фиг. 40, б) величина наибольшего ветрового отклонения провода определяется по формуле

$$b_{\kappa \max} = \frac{\rho_{\kappa} l^2}{8K} + \frac{(a_1 + a_2)^2 K}{2\rho_{\kappa} l^2} + \frac{a_1 - a_2}{2} + \gamma_{\kappa}. \quad (47)$$

На кривых радиуса R при выносах у опор a (фиг. 40, в) величина наибольшего ветрового отклонения провода в середине пролёта определяется по формуле

$$b_{\kappa \max} = \frac{l^2}{8} \left[\frac{\rho_{\kappa}}{K} + \frac{1}{R} \right] - a + \gamma_{\kappa}. \quad (48)$$

Величина наибольшего допустимого пролёта на прямых участках при равных зигзагах определяется по формуле

$$l_{\max} = 2 \sqrt{\frac{K}{\rho_{\kappa}} \left[b_{\kappa \text{доп}} - \gamma_{\kappa} + \sqrt{(b_{\kappa \text{доп}} - \gamma_{\kappa})^2 - a^2} \right]} \quad (49)$$

и на кривых участках — по формуле

$$l_{\max} = 2 \sqrt{\frac{2K}{\rho_{\kappa} + \frac{K}{R}} (b_{\kappa \text{доп}} - \gamma_{\kappa} + a)}, \quad (50)$$

где $b_{\kappa \text{доп}}$ — наибольшее допустимое отклонение контактных проводов от оси пантографа при ветре;

R — радиус кривой в м.

При цепной контактной подвеске величина наибольшего ветрового отклонения контактных проводов от оси пути определяется по формулам:

а) на прямых участках при равных зигзагах a :

$$b_{\kappa \max} = \frac{(p_{\kappa} - p_s) l^2}{8K} + \frac{2a^2 K}{(p_{\kappa} - p_s) l^2} + \gamma_{\kappa}; \quad (51)$$

б) на прямых участках при неравных зигзагах a_1 и a_2 :

$$b_{\kappa \max} = \frac{(p_{\kappa} - p_s) l^2}{8K} + \frac{(a_1 + a_2)^2 K}{2(p_{\kappa} - p_s) l^2} + \frac{a_1 - a_2}{2} + \gamma_{\kappa}; \quad (52)$$

в) на кривых участках радиуса R

$$b_{\kappa \max} = \frac{l^2}{8} \left(\frac{p_{\kappa} - p_s}{K} + \frac{1}{R} \right) - a - \gamma_{\kappa}. \quad (53)$$

Здесь p_s — величина части ветровой нагрузки, передающейся с контактных проводов на несущий трос (или обратно), в кг/пог. м , определяемая по формуле

$$p_s = \frac{p_{\kappa} T - p_T K - \frac{8KT}{l^2} \left(\frac{\lambda p_T}{q_T} + \gamma_T - \gamma_{\kappa} \right)}{T + K + \frac{10,6 cKT}{g_{\kappa} l^2}}, \quad (54)$$

где p_T — наибольшая ветровая нагрузка на несущий трос в кг/пог. м ;

q_T — результирующая нагрузка на несущий трос при $t = +5^\circ$ и ветре наибольшей интенсивности в кг/пог. м ;

T — натяжение несущего троса при температуре $+5^\circ$ и ветре наибольшей интенсивности в кг ;

λ — длина подвесной гирлянды несущего троса в м ;

c — средняя длина струн цепной подвески в расчётном пролёте в м ;

g_{κ} — нагрузка от веса контактных проводов в кг/пог. м ;

γ_T — изменение прогиба опор в м на уровне крепления подвесной гирлянды под действием ветровой нагрузки на провода и тросы;

γ_{κ} — изменение прогиба опор в м на уровне крепления контактных проводов под действием ветровой нагрузки на провода и тросы.

Величина наибольшего допустимого пролёта l_{\max} на прямых участках при равных зигзагах определяется по формуле

$$l_{\max} = 2 \sqrt{\frac{K}{p_{\kappa} - p_s} \left[b_{\kappa \text{ доп}} - \gamma_{\kappa} + \dots + \sqrt{(b_{\kappa \text{ доп}} - \gamma_{\kappa})^2 - a^2} \right]} \quad (55)$$

и на кривых участках — по формуле

$$l_{\max} = 2 \sqrt{\frac{2K}{p_{\kappa} - p_s + \frac{K}{R} (b_{\kappa \text{ доп}} - \gamma_{\kappa} + a)}}. \quad (56)$$

Величины γ_T и γ_{κ} изменений прогиба опор под действием ветровой нагрузки определяются с учётом ветровой нагрузки как на провода цепной подвески, так и на усиливающие и другие провода, подвешенные на данных опорах.

Расчёты изменений натяжения и продольных перемещений контактных проводов полукompенсированной цепной подвески

Изменения натяжения контактного провода на кривых участках определяются по формуле

$$\Delta K = \frac{\alpha \Delta t - \epsilon + \frac{2(\Delta K_c + \Delta K_{\phi})}{3SE}}{\alpha \Delta t - \epsilon} (\Delta K_c + \Delta K_{\phi}). \quad (57)$$

Входящие в формулу (57) величины ΔK_c и ΔK_{ϕ} приращений натяжения контактного провода, вызываемых действием струн и фиксаторов (без учёта упругих удлинений контактных проводов), находятся по формулам:

$$\Delta K_c = \frac{L(L+l)g_{\kappa}(\epsilon - \alpha \Delta t)}{2c} \quad (58)$$

и

$$\Delta K_{\phi} = \frac{L(L-l)(\epsilon - \alpha \Delta t) \left[K_m + \frac{2\Delta K_c}{3} \right]}{2Rd - 0,5L(L-l)(\epsilon - \alpha \Delta t)}, \quad (59)$$

где g_{κ} — вес контактного провода в кг/пог. м ;

K_m — натяжение контактного провода у компенсатора в кг ;

L — расстояние от компенсатора до средней анкеровки в м ;

l — длина пролёта цепной подвески в м ;

R — радиус кривой в м ;

d — длина фиксатора, считая от контактного провода до точки шарнирного крепления фиксатора на опоре, в м ;

c — средняя длина струны цепной подвески в м ;

α — температурный коэффициент линейного расширения провода;

Δt — изменение температуры, считая от среднего её значения, при нормальном положении струн и фиксаторов;

$$\epsilon = \frac{8}{3} \frac{f_t^2 - f_0^2}{l^2},$$

где f_t и f_0 — значения стрел провеса контактного провода в м при температуре t и при температуре нормального положения струн и фиксаторов;

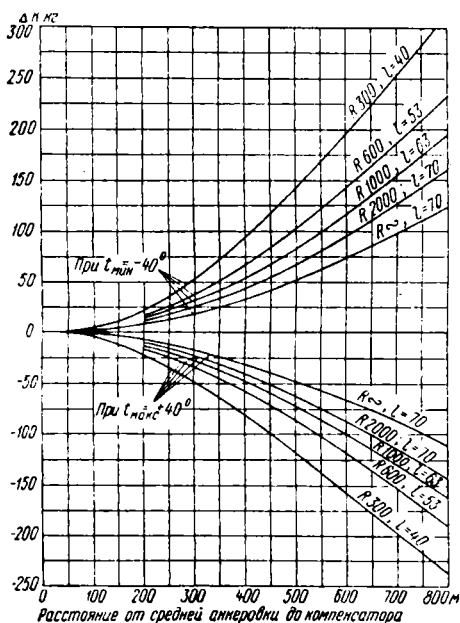
S — сечение контактного провода в мм^2 ;

E — модуль упругости контактного провода в кг/мм^2 .

На прямых участках при консольных опорах и чередующихся растянутых и сжатых фиксаторах влияние фиксаторов не учитывается и величина приращения натяжения контактного провода с учётом упругих его удлинений определяется по формуле

$$\Delta K_c = \frac{L(L+l)g_k(\epsilon - \alpha \Delta t)}{2c + \frac{2}{3} \cdot \frac{L(L+l)g_k}{SE}} \quad (60)$$

Для расчёта длин анкерных участков контактного провода полукompенсированной цепной подвески, пользуясь формулами (58) и (59), строят кривые приращений натяжения контактного провода у средней анкеровки в зависимости от длины анкерного участка (фиг. 41).



Фиг. 41. Кривые приращений натяжения контактного провода

Эти кривые определяются для анкерных участков, расположенных в однородных условиях трассы на прямой и на кривых различных радиусов.

Пользуясь данными кривыми и исходя из условия, что наибольшее изменение натяжения контактного провода не должно превосходить $\pm 15\%$ номинального натяжения его у компенсаторов, можно определить допустимые длины анкерных участков в различных условиях трассы, при данных параметрах цепной подвески.

В случае, если условия трассы меняются в пределах анкерного участка, величина общего приращения натяжения контактного провода определяется как сумма приращений натяжений провода на отдельных отрезках анкерного участка, находящихся в однородных условиях.

Величины продольных перемещений контактных проводов при изменениях температуры для анкерных участков, находящихся в однородных условиях, определяются по формуле

$$\Delta L = L \left[\alpha \Delta t - \frac{8}{3} \cdot \frac{f_t^2 - f_0^2}{l^2} + \frac{\Delta K \Delta t}{SE \Delta t_1} \left(1 - \frac{L^2}{3L_1^2} \right) \right], \quad (61)$$

где ΔK — приращение натяжения контактного провода у средней анкеровки при крайних значениях температуры в кг;

Δt_1 — наибольшее положительное или отрицательное приращение температуры, считая от среднего её значения при нормальном положении струн и фиксаторов;

L_1 — расстояние от средней анкеровки до компенсатора в м;

L — расстояние от средней анкеровки до рассматриваемой точки анкерного участка в м.

Остальные значения те же, что в формулах (58) и (59).

Величины перемещений контактных проводов в конце анкерного участка у компенсатора определяются по формуле

$$\Delta L = L_1 \left(\alpha \Delta t - \frac{8}{3} \cdot \frac{f_t^2 - f_0^2}{l^2} + \frac{2}{3} \cdot \frac{\Delta K}{SE} \cdot \frac{\Delta t}{\Delta t_1} \right), \quad (62)$$

где значения входящих величин те же, что и выше.

ПОДДЕРЖИВАЮЩИЕ УСТРОЙСТВА КОНТАКТНОЙ СЕТИ

Виды поддерживающих устройств

Поддерживающими устройствами называются части опорных конструкций, несущие закреплённые на них провода контактных подвесок и передающие их нагрузки на опоры.

Поддерживающие устройства могут выполняться в виде консолей, ригелей (жёстких поперечин) или гибких поперечин.

Консоли бывают однопутные, двухпутные и многопутные.

Однопутные консоли могут быть наклонными или горизонтальными.

Горизонтальная консоль требует более высокой опоры, но даёт возможность широкой регулировки положения несущего троса в направлении поперёк пути и позволяет разместить на той же консоли усиливающие провода. Кроме того, при горизонтальных консолях облегчается производство работ в случаях монтажа контактной подвески в стороне от пути.

На опорах, расположенных с внутренней стороны кривой, а также на переходных опорах вместо обратных фиксаторов применяют иногда обратные консоли, имеющие вертикальную стойку, служащую для крепления фиксатора с противоположной по отношению к опоре стороны.

Двухпутные и многопутные консоли применяются на двухпутных и многопутных участках, где по условиям местности невозможно расположить подвеску каждого пути на отдельных консолях.

Ригели и гибкие поперечины применяются на станциях, а также на трёхпутных и четырёхпутных перегонах при невозможности осуществить подвеску каждого пути на отдельных опорных устройствах.

Ригельные опоры могут быть однопролётными или многопролётными с промежуточными стойками.

На двухпутных и многопутных участках в местах расположения сигналов устанавливаются сигнальные мостики, ригели которых используются одновременно для крепления сигналов и проводов контактной сети. Сигнальные мостики конструируются таким образом, чтобы обеспечивался свободный и безопасный доступ к сигналам при наличии напряжения в контактной сети.

В местах анкеровки проводов на многопутных участках иногда применяют анкерные ригельные опоры, на которых провода цепной подвески анкеруются без отвода в сторону от пути.

Основные системы гибких поперечин изображены на фиг. 1. Наиболее распространённой является гибкая поперечина с изолированным нижним фиксирующим тросом (фиг. 1, а). При этой системе фиксаторы крепятся без изоляторов к установленным на нижнем фиксирующем тросе зажимам, причём расстояние от контактного провода до находящегося под напряжением нижнего фиксирующего троса должно быть не менее 400 мм. При наличии поперечного секционирования в нижний фиксирующий трос в соответствующем междупутье включают изолятор.

Благодаря отсутствию в непосредственной близости от контактного провода заземлённых частей под такими поперечинами безопасно могут производиться работы под напряжением.

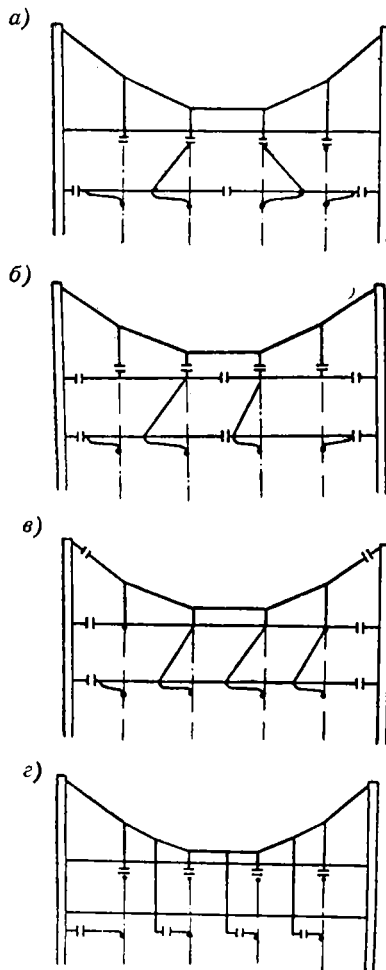
Гибкая поперечина с изолированными фиксирующими тросами (фиг. 1, б) применяется на кривых малых радиусов. В отличие от предыдущей системы несущие тросы контактных подвесок крепятся здесь непосредственно к верхнему фиксирующему тросу, а изоляторы включаются в струны гибкой поперечины, благодаря чему они независимо от угла отклонения несущих тросов располагаются всегда вертикально.

Поперечное секционирование при этой системе подвески достигается включением изоляторов в фиксирующие тросы.

В случае малой высоты цепной подвески фиксаторы (при наличии достаточных усилий от изменения направления проводов) могут выполняться гибкими с креплением их к верхнему фиксирующему тросу. При этом необходимость в нижнем фиксирующем тросе отпадает.

При гибкой поперечине с изолированными поперечными несущими и фиксирующими тросами (фиг. 1, в) все поперечные тросы крепятся к опорам через изоляторы. Несущие тросы контактных подвесок крепятся, так же как и в предыдущем случае, непосредственно к верхнему фиксирующему тросу. Фиксаторы могут крепиться непосредственно к нижнему фиксирующему тросу или к фиксирующим стойкам.

Для создания электрического раздела между отдельными контактными подвесками или их группами приходится включать изоляторы во все поперечные тросы.



Фиг. 1. Схемы гибких поперечин:

а — с изолированным нижним фиксирующим тросом; б — с изолированными фиксирующими тросами; в — с изолированными несущими и фиксирующими тросами; г — с заземлёнными несущими и фиксирующими тросами

При гибкой поперечине с неизолированными тросами (фиг. 1, г) фиксаторы крепятся через изоляторы к фиксирующим стойкам (швеллерам, уголкам или трубам), закреплённым у нижнего и верхнего фиксирующих тросов, причём расстояние от контактного провода до заземлённого нижнего фиксирующего троса должно быть не менее 600 мм.

В этом случае все продольные цепи электрически отделены одна от другой.

Основной недостаток этой системы—близкое расположение контактного провода и заземленного нижнего фиксирующего троса, вследствие чего увеличивается вероятность коротких замыканий и исключается возможность производства работ под напряжением.

В последнее время получили применение гибкие поперечины с двойной изоляцией, в которых изоляторы включаются как в поперечные тросы, так и между контактными подвесками и фиксирующими тросами. Такая конструкция позволяет значительно расширить круг работ, выполняемых без снятия напряжения с контактной сети.

РАСЧЁТНЫЕ НАГРУЗКИ ПОДДЕРЖИВАЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Поддерживающие устройства рассчитываются на следующие сочетания нагрузок.

I. Основные:

1) вес проводов с арматурой и изоляторами;

2) собственный вес поддерживающих устройств;

3) усилия от изменения направления проводов: а) на кривых; б) на воздушных стрелках; в) в местах отвода проводов на анкеровку; г) при зигзаге контактных проводов;

4) натяжения анкеруемых проводов (для анкерных поддерживающих устройств);

5) вес гололёда на проводах и поддерживающих устройствах;

6) вес снега на настилах поддерживающих устройств;

7) давление ветра на провода и поддерживающие устройства;

II. Дополнительные:

нагрузки, возникающие при монтаже проводов и поддерживающих устройств.

III. Особые:

1) особенно тяжёлые комбинации нагрузок, наблюдаемые реже одного раза в 5 лет;

2) нагрузки, возникающие при обрыве части проводов (при расчёте ригелей).

Значения перечисленных выше нагрузок определяются для соответствующих расчётных режимов.

В зависимости от вида и схемы поддерживающего устройства расчётными режимами могут быть:

1) наибольшая гололёдная нагрузка при одновременном действии ветра на покрытые гололёдом провода при $t = -5^\circ$;

2) ветер наибольшей интенсивности при $t = +5^\circ$;

3) минимальная температура при отсутствии гололёда и ветра.

Расчётные нагрузки на опорные устройства от собственного веса проводов и от действия на них гололёда и ветра определяются по формулам:

$$G = (g + g_2) l$$

и

$$P_1 = pl \text{ кг,}$$

где l — средняя величина прилегающих пролётов контактной подвески в м;

g , g_2 и p — расчётные нагрузки на провода контактной подвески от собственного веса проводов, от гололёда и ветра в кг/пог. м.

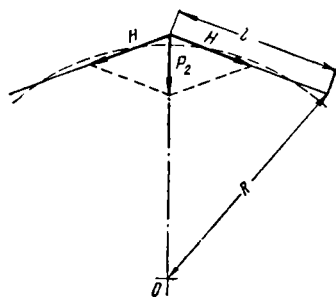
Расчётное усилие от изменения направления проводов на кривых — от двух ветвей провода, расположенных в прилегающих к опоре пролётах (фиг. 2), определяется по формуле

$$P_2 = H \frac{l}{R} \text{ кг,}$$

где H — натяжение провода в кг;

l — длина пролёта в м;

R — радиус кривой в м.

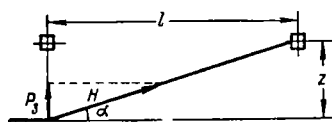


Фиг. 2. Схема для определения усилия от изменения направления провода на кривом участке

При отводе провода на анкеровку (фиг. 3) составляющая в направлении поперёк пути определяется по формуле

$$P_3 = H \frac{z}{l} \text{ кг,}$$

где z — величина поперечного смещения провода на соседней опоре в м.

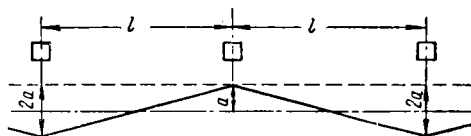


Фиг. 3. Схема для определения усилия от изменения направления провода при отводе его на анкеровку

Если отвод провода на анкеровку имеет место на кривой, то полное усилие от анкеруемой ветви провода определяется по формуле

$$P_3 = H \left[\frac{l}{2R} \pm \frac{z}{l} \right] \text{ кг,}$$

где знак минус соответствует случаю, когда анкеруемая ветвь отводится во внешнюю



Фиг. 4. Схема для определения усилия от зигзага контактного провода

сторону кривой, а знак плюс — случаю отвода анкеруемой ветви во внутреннюю сторону кривой.

Усилие от зигзага контактных проводов на прямых участках (фиг. 4) определяется по формуле

$$P_4 = 4K \frac{a}{l} \text{ кг},$$

где a — величина зигзага контактного провода в м;

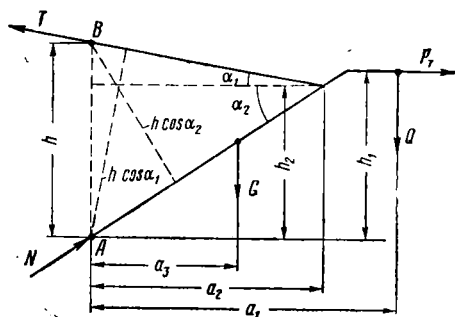
K — натяжение контактного провода в кг.

РАСЧЁТ КОНСОЛЕЙ

Для представленной на фиг. 5 схемы консоли расчёт ведётся по следующим формулам:

Усилие в тяге

$$T = \frac{Qa_1 + P_T h_1 + Ga_3}{h \cos \alpha_1} \text{ кг}.$$



Фиг. 5. Расчётная схема консоли

Продольно сжимающее усилие в подкосе консоли

$$N = \frac{Qa_1 - P_T (h - h_1) + Ga_3}{h \cos \alpha_2} \text{ кг}.$$

Изгибающий момент в точке крепления тяги к подкосу

$$M = Q(a_1 - a_2) + P_T (h_1 - h_2) \text{ кгсм}.$$

Значения T , N и M определяются для основных расчётных режимов:

- а) гололёд с ветром при $t = -5^\circ$;
- б) ветер наибольшей интенсивности при $t = +5^\circ$;

- в) $t = t_{\min}$.

Наибольшие значения T , N и M принимаются за расчётные.

Сечение тяги определяется по формуле

$$F_n \geq \frac{T}{[\sigma]} \text{ см}^2,$$

где $[\sigma]$ — допускаемое напряжение для стали на растяжение в кг/см².

Проверка подкоса консоли на изгиб в месте крепления тяги производится по формуле

$$\sigma = \frac{M}{W_n} < [\sigma],$$

где W_n — момент сопротивления сечения подкоса консоли в см³ (с учётом ослабления сечения отверстиями для крепления тяги).

Проверка подкоса консоли на устойчивость при продольном и поперечном изгибе производится по формуле

$$\sigma = \frac{M}{W_{\delta p}} + \frac{N}{\varphi F_{\delta p}} < [\sigma].$$

Здесь $W_{\delta p}$ и $F_{\delta p}$ — наименьший момент сопротивления и площадь неослабленного сечения подкоса;

φ — коэффициент уменьшения основного допускаемого напряжения при продольном изгибе.

Гибкость подкоса консоли определяется при этом по формуле

$$\lambda = \frac{l}{i},$$

где $l = \frac{a_2}{\cos \alpha_2}$ — свободная длина подкоса консоли, считая от пяты до места крепления тяги, в см;

i — наименьший радиус инерции сечения подкоса в см.

Кроме проверки на устойчивость всего подкоса в целом, производится проверка на устойчивость при продольном изгибе отдельно каждого из элементов подкоса консоли (на участке между скрепляющими планками или заклёпками).

Гибкость отдельных элементов подкоса определяется по формуле

$$\lambda_{\text{эл}} = \frac{l_1}{i_1},$$

где l_1 — расстояние между скрепляющими планками или заклёпками подкоса; i_1 — наименьшее значение радиуса инерции отдельного элемента подкоса.

Заклёпка шарнирного крепления тяги к подкосу проверяется на изгиб и срез при действии на неё силы T . Проверка производится в предположении, что изгибающая сила приложена к заклёпке в средней точке между полками элементов подкоса, опорные же реакции принимают расположенными по осям полок подкоса (фиг. 6).

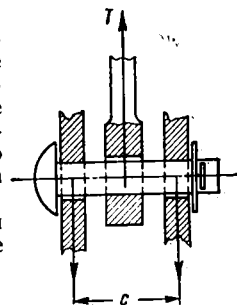
Диаметр заклёпки определяется по формуле

$$d = \sqrt[3]{\frac{Tc}{0,4 [\sigma]}} \text{ см},$$

где c — расстояние между осями полок элементов подкоса.

Проверка заклёпки на срез (при двух плоскостях среза) производится по формуле

$$\tau = \frac{T}{2 \frac{\pi d^2}{4}} = \frac{2T}{\pi d^2} < [\tau].$$



Фиг. 6. Схема для расчёта заклёпки в месте крепления тяги к консоли

Проверка заклёпки и полок элементов подкоса на смятие производится по формулам:

$$\sigma_{см} = \frac{T}{2d\delta_1} < [\sigma_{см}]$$

и

$$\sigma_{см} = \frac{T}{d\delta_2} < [\sigma_{см}],$$

где δ_1 — толщина полки элемента подкоса и δ_2 — толщина ушка тяги в см.

РАСЧЁТ ГИБКИХ ПОПЕРЕЧИН

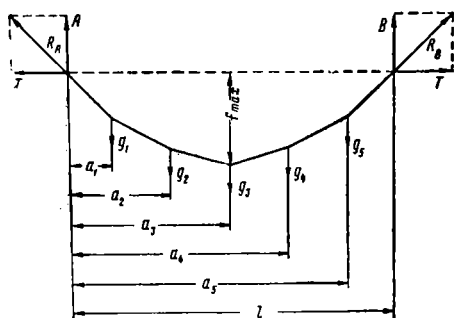
Расчёт гибких поперечин производится в предположении, что вся вертикальная нагрузка воспринимается поперечными несущими тросами, фиксирующие же тросы (верхний и нижний) воспринимают только горизонтальные нагрузки от проводов контактных подвесок.

Расчёт поперечных несущих тросов

Поперечные несущие тросы рассчитываются как гибкие нити с сосредоточенными нагрузками в местах крепления контактных подвесок на поперечине. Нагрузка от собственного веса тросов гибкой поперечины, её деталей, изоляторов, фиксаторов и пр. принимается сосредоточенной в точках расположения вертикальных нагрузок от контактных подвесок и учитывается при определении этих нагрузок.

Так как поперечный несущий трос подвешивается с большими стрелами провеса (порядка $1/8 \div 1/10$ длины поперечного пролёта), влияние температуры на изменения стрел провеса и натяжения троса в расчёте не учитывается.

Для схемы поперечного несущего троса, представленной на фиг. 7:



Фиг. 7. Схема расположения поперечного несущего троса

вертикальная составляющая B правой опорной реакции определяется по формуле

$$B = \frac{\sum G a}{l};$$

вертикальная составляющая A левой опорной реакции — по формуле

$$A = \sum G - B;$$

горизонтальная составляющая T натяжения поперечного несущего троса — по формуле

$$T = \frac{M_{\max}}{f_{\max}},$$

где f_{\max} — наибольшая допустимая стрела провеса поперечного несущего троса;

M_{\max} — наибольшее значение изгибающего момента двухопорной балки с пролётом l (при принятой для рассматриваемой гибкой поперечины схеме расположения нагрузок).

Значение изгибающего момента M_n в точке приложения силы G_n определяется по формуле

$$M_n = A a_n - G_1 (a_n - a_1) - G_2 (a_n - a_2) - \dots - G_{n-1} (a_n - a_{n-1}).$$

Наибольшее значение момента получается в той точке пролёта, где меняется знак поперечной силы, т. е. суммы всех вертикальных сил, находящихся слева от рассматриваемого сечения.

Значения натяжения поперечного несущего троса у левой и правой опор определяются по формулам:

$$R_A = \sqrt{A^2 + T^2}$$

и

$$R_B = \sqrt{B^2 + T^2}.$$

Значения ординат поперечного несущего троса в точках приложения к нему сосредоточенных нагрузок определяются выражениями:

$$y_1 = \frac{M_1}{T} = \frac{A a_1}{T};$$

$$y_2 = \frac{M_2}{T} = \frac{A a_2 - G_1 (a_2 - a_1)}{T};$$

$$y_3 = \frac{M_3}{T} = \frac{A a_3 - G_1 (a_3 - a_1) - G_2 (a_3 - a_2)}{T}$$

и т. д.

Полная длина поперечного несущего троса L определяется по формуле

$$L = \sqrt{a_1^2 + y_1^2} + \sqrt{(a_2 - a_1)^2 + (y_2 - y_1)^2} + \dots$$

Расчёт фиксирующих тросов

Полные уравнения для расчёта фиксирующих тросов гибких поперечин с учётом деформаций опор и включённых в тросы пружин по схеме, представленной на фиг. 8, имеют вид:

$$\begin{aligned} H'_x \left(\frac{l}{SE} + \delta + \kappa'_{11} + \kappa''_{11} \right) + U'_x (\kappa'_{12} + \kappa''_{12}) = \\ = H'_1 \left(\frac{l}{SE} + \delta + \kappa_{11} + \kappa'_{11} \right) + \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + U'_1 (\kappa'_{12} + \kappa''_{12}) + \\
& + (\Sigma P_1 - \Sigma P_x) \left(\frac{l}{2SE} + \kappa'_{11} \right) + \\
& + (\Sigma Q_1 - \Sigma Q_x) \kappa'_{12} + \\
& + (T_1 - T_x) (\kappa'_{13} + \kappa''_{13}) + l\alpha (t_1 - t_x); \\
& U'_x \left(\frac{l}{SE} + \delta + \kappa'_{22} + \kappa''_{22} \right) + \\
& + H'_x (\kappa'_{21} + \kappa''_{21}) = \\
& = U'_1 \left(\frac{l}{SE} + \delta + \kappa'_{22} + \kappa''_{22} \right) + \\
& + H'_1 (\kappa'_{21} + \kappa''_{21}) + \\
& + (\Sigma Q_1 - \Sigma Q_x) \left(\frac{l}{2SE} + \kappa''_{22} \right) + \\
& + (\Sigma P_1 - \Sigma P_x) \kappa'_{21} + \\
& + (T_1 - T_x) (\kappa'_{23} + \kappa''_{23}) + l\alpha (t_1 - t_x),
\end{aligned}$$

где H' и U' — натяжение в ослабленном звене нижнего и верхнего фиксирующих тросов;

T — горизонтальная составляющая натяжения поперечного несущего троса;

P и Q — горизонтальные силы, приложенные к нижнему и верхнему фиксирующим тросам;

l — пролёт гибкой поперечины;

S и E — сечение и модуль упругости фиксирующего троса;

α — температурный коэффициент линейного расширения материала фиксирующих тросов;

δ — характеристика пружин, включённых в фиксирующие тросы, в м/кг;

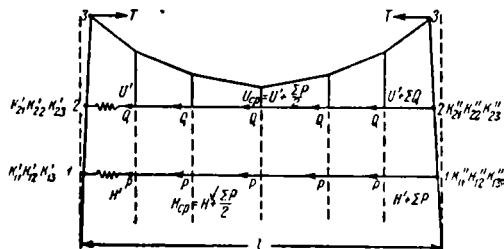
t — температура воздуха;

κ — значения прогиба опор на уровне нижнего ($\kappa_{11}, \kappa_{12}, \kappa_{13}$) и верхнего ($\kappa_{22}, \kappa_{21}, \kappa_{23}$) фиксирующих тросов от единичной горизонтальной силы, приложенной на уровне крепления каждого из тросов гибкой поперечины (вторая цифра индекса показывает, где приложена единичная сила, причём цифра 1 соответствует расположению этой силы на уровне нижнего фиксирующего троса, цифра 2 — верхнего фиксирующего троса и цифра 3 — поперечного несущего троса).

Величины κ с одним верхним индексом относятся к опоре, у которой включены в фиксирующие тросы пружины, с двумя верхними индексами — к противоположной опоре.

Величины натяжений тросов H , U и T и действующих на них сил P и Q , взятые с индексом 1, относятся к исходному режиму, с индексом x — к определяемому режиму.

В качестве исходного режима при расчёте фиксирующих тросов принимается режим максимальной температуры ($t_1 = +40^\circ$), причём натяжение в ослабленном звене фиксирующих тросов при этом режиме принимается равным $H'_1 = U'_1 = 100$ кг.



Фиг. 8. Схема для расчёта натяжений фиксирующих тросов

Значения натяжений в ослабленном звене фиксирующих тросов H'_x и U'_x при определяемом режиме находятся путём совместного решения приведённых выше уравнений.

Натяжения в наиболее нагруженных звеньях фиксирующих тросов определяются по формулам:

$$H''_x = H'_x + \Sigma P_x$$

и

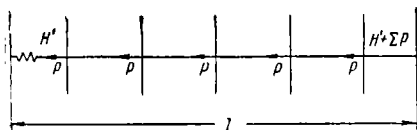
$$U''_x = U'_x + \Sigma Q_x.$$

Без учёта гибкости опор расчёт фиксирующих тросов с включёнными в них пружинами (фиг. 9) производится по формуле

$$\begin{aligned}
H'_x = & \frac{H'_1 (l + \delta SE) + (\Sigma P_1 - \Sigma P_x) \frac{l}{2} +}{l + \delta SE} \\
& + \frac{l SE \alpha (t_1 - t_x)}{l + \delta SE},
\end{aligned}$$

где H' — натяжение фиксирующего троса в ослабленном его звене (со стороны включённой в трос пружины) в кг;

P — приложенные к фиксирующему тросу горизонтальные силы в кг.



Фиг. 9. Схема для расчёта натяжений фиксирующих тросов без учёта гибкости опор

Остальные обозначения те же, что и выше. Натяжение в наиболее нагруженном звене фиксирующего троса определяется по формуле

$$H''_x = H'_x + \Sigma P_x.$$

ОПОРЫ КОНТАКТНОЙ СЕТИ И ИХ РАСЧЁТ

КЛАССИФИКАЦИЯ ОПОР

Опоры контактной сети в зависимости от назначения и характера нагрузок разделяются на:

промежуточные, воспринимающие усилия только от веса проводов, давления ветра на провода и от излома проводов (на кривых);

переходные, располагаемые между анкерными опорами в местах сопряжений анкерных участков и воспринимающие нагрузки от проводов обоих смежных анкерных участков;

анкерные, воспринимающие только усилия от анкеруемых на них проводов или, помимо этого, несущие также нагрузки, соответствующие промежуточным или переходным опорам;

фиксирующие, предназначенные только для восприятия горизонтальных нагрузок от действия ветра на провода и от изломов проводов (на кривых и на воздушных стрелках);

опоры питающих и отсасывающих линий, воспринимающие усилия только от подвески или анкеровки проводов питающих и отсасывающих линий и по условиям работы аналогичные опорам высоковольтных линий электропередач;

специальные, предназначенные для установки секционных разъединителей или другого оборудования или же для особых условий нагрузки.

В зависимости от способа подвески проводов контактной сети применяются:

опоры консольные (однопутные, двухпутные и многопутные);

опоры с гибкой поперечной подвеской; жёсткие поперечины, называемые также ригельными или порталными опорами.

По месту установки различают опоры: устанавливаемые на прямой, на внешней стороне кривой и на внутренней стороне кривой.

По материалу опоры разделяются на металлические, деревянные и железобетонные.

РАСЧЁТНЫЕ НАГРУЗКИ И УСИЛИЯ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА ОПОРЫ

Расчётные нагрузки опор разделяются на основные, дополнительные и особые в соответствии с видами силовых воздействий, перечисленными в разделе «Поддерживающие устройства контактной сети».

Помимо этих видов силовых воздействий при расчёте опор дополнительно учитывают вертикальную нагрузку от собственного веса опоры и горизонтальную — от давления ветра на опору.

Размеры конструкций и сечения отдельных элементов выбираются по наиболее тяжёлым условиям в соответствии с комбинацией нагрузок, создающей во всей конструкции или каком-либо её элементе максимальные усилия.

Основными расчётными режимами в зависимости от характера и схемы приложения нагрузок могут являться:

а) режим наибольшей вертикальной нагрузки при одновременном действии ветра на провода, покрытые гололёдом или изморозью;

б) режим ветра наибольшей интенсивности, действующего на провода, свободные от гололёда или изморози;

в) режим наибольшего натяжения проводов при минимальной температуре воздуха и отсутствии гололёда и ветра.

В отдельных районах Советского Союза в зависимости от действительных климатических условий могут рассматриваться расчётные режимы, отличные от указанных.

Расчётные климатические условия определяются в соответствии с данными, приведёнными выше.

Определение расчётных нагрузок

Вертикальные и горизонтальные нагрузки, действующие на опорные конструкции от веса проводов и гололёда на них, а также от давления ветра на различные провода и тросы, определяются по данным, приведённым выше.

Собственный вес опор и поддерживающих устройств определяется по действительным размерам или по аналогичным существующим конструкциям.

Вес гололёда или обледенелого снега на поддерживающих устройствах (кроме тросов гибких поперечин) определяется исходя из фактической площади горизонтальных или наклонных элементов.

В подсчитываемую площадь должны включаться зазоры между параллельными элементами, составляющие менее 3—4 см (например между швеллерами консоли). Удельную нагрузку от гололёда или снега для плоских элементов следует принимать равной 100 кг/м², если нет других более достоверных цифр, соответствующих действительным климатическим условиям.

При расчётах опор на монтажные нагрузки принимается:

а) провода свободны от гололёда или изморози;

б) ветер со скоростью 10 м/сек направлен нормально к оси линии;

в) температура воздуха составляет —15°.

При расчётах опор на аварийные нагрузки принимается:

а) при пролётах больше критического — провода покрыты гололёдом или изморозью, температура воздуха — 5°, ветер отсутствует;

б) при пролётах меньше критического — провода свободны от гололёда, температура низшая для данного района, ветер отсутствует.

Давление ветра на опорные конструкции определяется по формуле

$$P_{оп} = \frac{C_x v^2 F}{16} \kappa_2, \quad (1)$$

где v — расчётная скорость ветра в м/сек;

F — поверхность, подверженная давлению ветра, в м²;

C_x — аэродинамический коэффициент лобового сопротивления, принимаемый равным: для плоских элементов 1,4; для цилиндрических элементов 0,7;

$\frac{v^2}{16}$ — скоростной напор ветра в кг/м^2 .

Поверхность, подверженная давлению ветра F , для цилиндрических опор принимается равной площади диаметрального сечения. Ветровая нагрузка на пространственные решётчатые конструкции приближённо определяется по площади, ограниченной периметром опоры, с учётом коэффициента заполнения, равным $0,5 \div 0,6$, по формуле

$$F = \frac{a+b}{2} H (0,5 \div 0,6), \quad (2)$$

где a — размер опоры у основания в плоскости, нормальной к направлению ветра, в м;

b — то же у вершины опоры;

H — высота опоры в м.

Более точно ветровая нагрузка определяется по действительной площади элементов опоры, подвергающихся давлению ветра, с учётом коэффициента экранирования, принимаемого равным 0,5 для элементов, совпадающих в направлении действия ветра. Давление ветра на раскосы задней фермы, имеющие противоположное направление по отношению к раскосам передней фермы, учитывается полностью.

Направление ветра во всех случаях расчёта опор выбирается такое, которое создаёт

ствующая по направлению ветрового потока, определяется в этих случаях по формуле

$$P = C_x \frac{v^2}{16} \cdot \frac{d}{1000} \sin \beta \text{ кг/м}, \quad (3)$$

здесь C_x — аэродинамический коэффициент, принимаемый для проводов, согласно данным, приведённым выше.

v — расчётная скорость ветра в м/сек;

d — диаметр провода в мм;

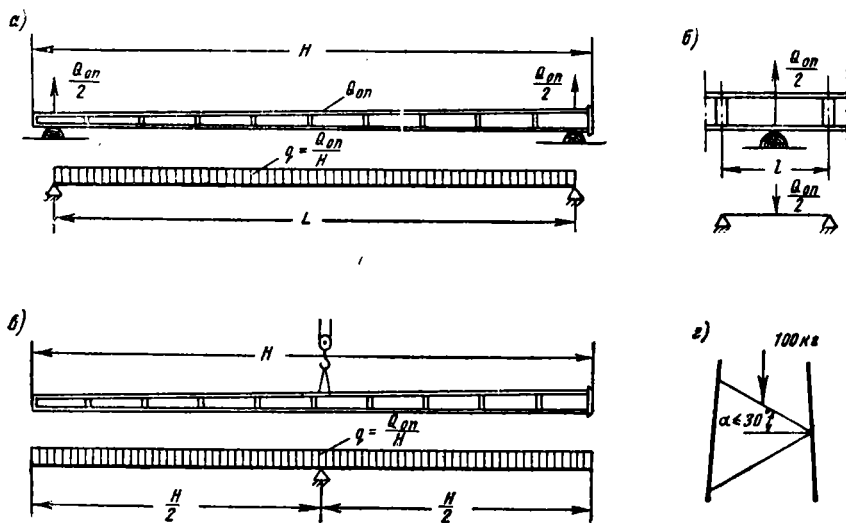
β — угол, составляемый направлением ветрового потока с направлением проводов и равный половине внутреннего угла между проводами.

Горизонтальные нагрузки, действующие на опоры от излома проводов на кривых, при отводах на анкеровки, на воздушных стрелках и пр., определяются по формулам, приведённым выше.

Монтажные нагрузки зависят от принятых методов и способов осуществления строительно-монтажных работ.

Например, при перевозке опор в них могут возникнуть усилия, определяемые схемами, изображёнными на фиг. 1, а и б, а при подъёме опор краном — на фиг. 1, в. Решётка опор при угле наклона её к горизонту менее 30° проверяется на действие сосредоточенной нагрузки от веса монтёра, равной 100 кг (фиг. 1, г).

При раскатке проводов контактной сети по бровке пути и последующем переносе смонтированной подвески на консоли возни-



Фиг. 1. Расчётные схемы монтажных нагрузок:

а и б — при транспортировке опоры; в — при подъёме опоры краном; г — на раскос от веса монтёра

кают наибольшую суммарную нагрузку на опору. Точку приложения ветровой нагрузки принимают на половине высоты опоры.

При расчёте угловых опор питающих и отсасывающих линий давление ветра на провода считают направленным по биссектрисе внутреннего угла, образуемого проводами. Ветровая нагрузка на провода и тросы, дей-

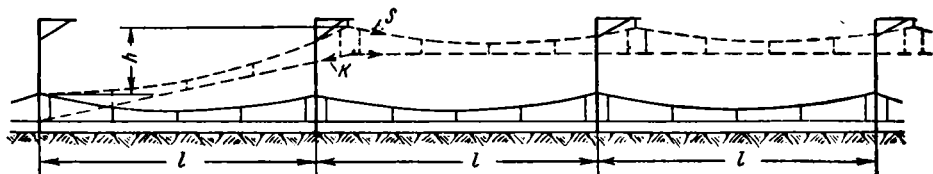
кают дополнительные усилия, зависящие от разности высот крепления её на смежных опорах (фиг. 2).

В этом случае нагрузка на консоль приближённо определяется по формуле

$$Q = Q_n + Q_{дон} = Q_n + \frac{h}{l} (S + K), \quad (4)$$

где Q_n — вес одной ветви (подвески без гололёда) в кг;
 h — высота подъёма подвески в м;
 l — длина пролёта в м;
 S — натяжение несущего троса в период монтажа в кг;
 K — натяжение контактных проводов в кг.

ная составляющая натяжения в оттяжках;
 H — высота точек приложения горизонтальных усилий относительно основания опоры;
 z — плечо вертикальных усилий относительно оси опоры.



Фиг. 2. Схема подъёма смонтированной контактной подвески на консоли

Особые (аварийные) нагрузки и определяются на основании следующих положений.

1. Промежуточные и переходные опоры с однопутными консолями должны выдержать обрыв любого одного провода контактной подвески, создающего наибольший изгибающий или крутящий момент, с учётом уменьшения натяжения за счёт наклона изоляторных гирлянд и поворота консолей.

2. Промежуточные жёсткие поперечины должны выдерживать усилия, возникающие при обрыве всех проводов контактной подвески по одному из средних путей (для расчёта ригеля) или по одному из крайних путей (для расчёта стоек).

3. Опоры с двухпутными консолями и опоры гибких поперечин на обрыв проводов обычно не проверяются, так как ввиду относительно большой жёсткости этих опор в плоскости, параллельной пути, обрыв проводов по одному пути для них не является расчётным режимом.

РАСЧЁТНЫЕ СХЕМЫ

Действие внешних усилий на опорные конструкции может быть представлено эпюрами изгибающих моментов и перерезывающих (поперечных) сил, а также значениями продольных сил.

Ниже приводятся расчётные схемы и эпюры изгибающих моментов и перерезывающих сил для основных случаев нагрузки опор контактной сети.

На этих схемах приняты следующие обозначения:

- P — горизонтальное усилие от давления ветра;
- N — горизонтальное усилие от излома проводов на кривых, при отводах на анкеровки и т. п.;
- Q — перерезывающие силы, горизонтальные усилия от тросов гибких поперечин, горизонтальная оставшаяся натяжения в оттяжке и т. п.;
- S — усилия в оттяжках, продольных тросах и т. п.;
- G — вертикальное усилие от веса подвески, усиливающих и иных проводов, от веса консоли, кронштейна, вертикаль-

Индексы у перечисленных выше величин означают:

- n — контактная подвеска; поперечно-несущий трос;
- $н$ — несущий трос;
- $к$ — контактный провод;
- y — усиливающий провод;
- $пр$ — провода дистанционного управления;
- $оп$ — опора;
- $кн$ — консоль;
- $кр$ — кронштейн;
- $пт$ — пята консоли;
- t — тяга консоли;
- $от$ — оттяжка;
- $ф$ — фиксирующий трос.

Опоры с однопутной консолью без оттяжки

Расчётная схема опоры с наклонной консолью, с одним усиливающим проводом и вспомогательными проводами дистанционного управления или иного назначения изображена на фиг. 3. Расчётными величинами для консольной опоры являются: M_n — момент от всех внешних сил (в основном от контактной подвески) на уровне пята консоли, M_o — момент от всех внешних сил в основании опоры и Q_n, Q_o — соответствующие значения перерезывающих сил. Обычное соотношение между расчётными значениями M_n и M_o составляет 1 : 2.

Изгибающий момент на уровне пята консоли определяется из выражения

$$M_n = G_n z_n + G_{кн} z_{кн} - G_y z_y - G_{кр} z_{кр} + + (\pm P_n \pm N_n) (H_n - H_{nm}) + (\pm P_y \pm N_y) \times \times (H_y - H_{nm}) \pm \frac{P_{он} (H - H_{nm})^2}{2H}, \quad (5)$$

а изгибающий момент в основании опоры — из выражения

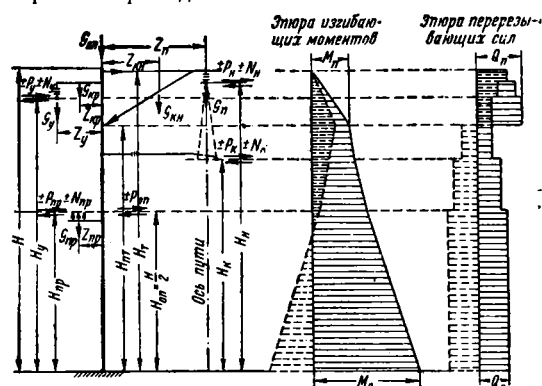
$$M_o = G_n z_n + G_{кн} z_{кн} - G_y z_y - G_{кр} z_{кр} + + (\pm P_n \pm N_n) H_n + (\pm P_y \pm N_y) H_y + + (\pm P_k \pm N_k) H_k + + (\pm P_{пр} \pm N_{пр}) H_{пр} \pm P_{он} H_{он}. \quad (6)$$

В этих формулах направление изгибающего момента от опоры на путь принято за положительное. Знаки в формулах для сил P

выбираются исходя из комбинации силовых воздействий, при которой в рассчитываемом сечении возникает наибольший изгибающий момент.

Знаки для сил N принимаются в соответствии с направлением изгибающих моментов, создаваемых этими силами.

Плечи приложения вертикальных и горизонтальных сил в обычных расчётах принимают без учёта возможного наклона изоляторных гирлянд.



Фиг. 3. Расчётная схема опоры с однопутной консолью. Сплошными линиями показаны эпюры для направления горизонтальных сил от опоры на путь, пунктирными — для обратного направления

Равномерно распределённую нагрузку от веса консоли и кронштейна заменяют действием сил $G_{кн}$ и $G_{кр}$, приложенных к средней точке горизонтальной проекции консоли или кронштейна. Вес кронштейна для подвески проводов дистанционного управления ввиду его малой величины учитывают в весе проводов $G_{пр}$.

При расчётах всех типов металлических опор плечи горизонтальных сил исчисляются от основания опоры (фиг. 4, а). При расчётах опор, заделанных в грунт без фундамента, плечи этих сил исчисляются от оси верхнего лежня (фиг. 4, б) или от точки, расположенной на $1/3$ глубины заделки опоры без лежней (фиг. 4, в).

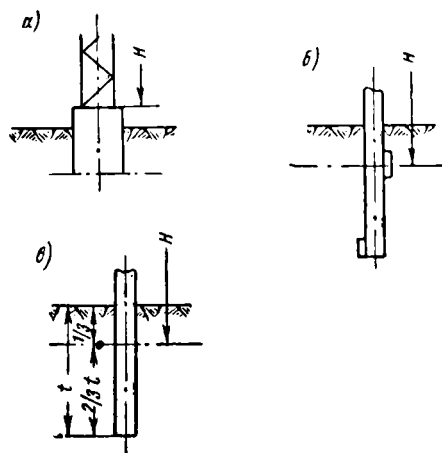
Расчёт консольных опор с однопутной горизонтальной консолью производится аналогично опорам с наклонной консолью по тем же расчётным формулам (5) и (6) с той лишь разницей, что при вычислении момента относительно пяты члены $(\pm P_H \pm N_H) \times (H_H - H_{пт})$ и $(\pm P_Y \pm N_Y) \cdot (H_Y - H_{пт})$ не учитываются, так как точки приложения сил P_H , N_H , P_Y и N_Y лежат ниже уровня пяты консоли.

Переходные консольные опоры также рассчитываются по формулам (5) и (6), но с учётом действительного числа смонтированных на них подвесок.

Опора с однопутной консолью с оттяжкой

Расчётная схема представлена на фиг. 5. Эпюра изгибающих моментов построена в предположении, что в основании опоры закреплена шарнирно. Опора с оттяжкой должна быть проверена на действие изгиба-

ющего момента M_p под пятой консоли или на уровне крепления оттяжки, на совместное действие в плоскости оттяжки продольного изгиба и поперечного от момента, равного $0,6M_p$, и на продольный изгиб в плоско-



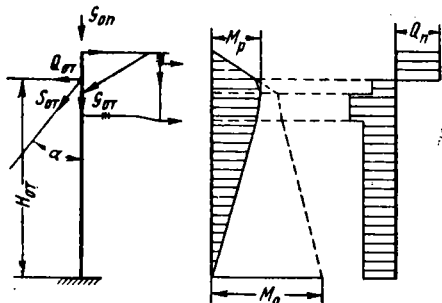
Фиг. 4. Расчётный уровень заделки опор при определении изгибающих моментов в основании: а — при бетонном фундаменте, б — при лежневой заделке, в — при безлежневой заделке

сти, перпендикулярной пути. Расчётным случаем для опоры с оттяжкой будет направление основных по величине горизонтальных усилий от опоры на путь.

Горизонтальную составляющую усилия в оттяжке подсчитывают по формуле

$$Q_{om} = \frac{M_o}{H_{om}}, \quad (7)$$

где M_o — изгибающий момент от внешних сил относительно основания опоры, определяемый из уравнения (6).



Фиг. 5. Расчётная схема опоры с однопутной консолью и оттяжкой

Вертикальная составляющая усилия в оттяжке определяется по формуле

$$G_{om} = \frac{Q_{om}}{\operatorname{tg} \alpha} = Q_{om} \operatorname{ctg} \alpha, \quad (8)$$

а полное усилие в оттяжке — по формуле

$$S_{om} = \frac{Q_{om}}{\sin \alpha} = \sqrt{Q_{om}^2 + G_{om}^2}. \quad (9)$$

Изгибающий момент M_p определяется аналогично моменту M_H [см. формулу (5)], но

с учётом дополнительной горизонтальной силы Q_{om} , т. е. является изгибающим моментом от действия всех внешних сил относительно точки крепления пяты консоли или точки крепления оттяжки.

При проверке опоры на устойчивость в плоскости, перпендикулярной плоскости расположения оттяжки, опору следует считать жёстко закреплённой в грунт. В тех случаях, когда на опору действует несколько вертикальных нагрузок, расположенных на разных высотах, все нагрузки приводятся к некоторой эквивалентной силе, совмещённой по высоте с верхней нагрузкой.

Определение эквивалентной нагрузки производится по формуле

$$G_3 = G_0 + G_1 \left(1 - \cos \frac{\pi}{2m_1}\right) + G_2 \left(1 - \cos \frac{\pi}{2m_2}\right) + \dots + G_n \left(1 - \cos \frac{\pi}{2m_n}\right), \quad (10)$$

где

$$m_1 = \frac{H_0}{H_1}; \quad m_2 = \frac{H_0}{H_2}; \quad \dots \quad m_n = \frac{H_0}{H_n};$$

$G_0, G_1, G_2, \dots, G_n$ — вертикальные нагрузки, приложенные соответственно на высотах $H_0, H_1, H_2, \dots, H_n$;

G_3 — эквивалентная нагрузка, приложенная на высоте действия верхней нагрузки H_0 .

Указанная величина эквивалентной нагрузки и её высота приложения H_0 служат как для определения коэффициента уменьшения допускаемого напряжения при расчёте на продольный изгиб φ , так и для определения величины напряжения от продольного изгиба.

Нагрузка от собственного веса опоры при расчётах на устойчивость предполагается приложенной к вершине опоры и равной $1/3$ фактического веса опоры.

Анкерная опора с однопутной консолью

Расчётная схема опоры представлена на фиг. 6. Из схемы видно, что опора должна быть рассчитана на одновременное действие в основании изгибающих моментов: от подвески (плоскость $n-n$) — M_0^n и от анкеровки (плоскость $a-a$) — M_0^a .

При определении изгибающих моментов в плоскости, перпендикулярной пути, помимо усилий, действующих на опору согласно фиг. 3, необходимо учесть давление ветра на анкеруемые провода (на половину пролёта) и усилия от излома анкеруемой ветви.

Изгибающий момент в основании опоры от анкеровки проводов определяется по формуле

$$M_0^a = S_H H_n^a + S_K H_n^k. \quad (11)$$

Обозначение величин ясно из фиг. 6.

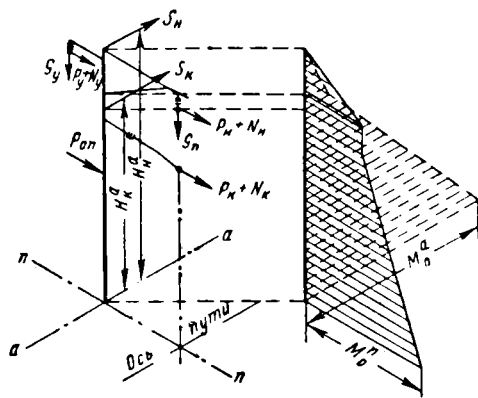
При определении изгибающего момента, действующего на опору на уровне пяты

консоли, кроме момента, вычисляемого по формуле (5), должен быть учтён момент в перпендикулярной плоскости от анкеровки несущего троса по уравнению

$$M_n^a = S_H^a (H_n^a - H_{nm}), \quad (12)$$

а также момент от действия ветра на половину пролёта анкеруемого троса.

В случае анкеровки на опоре каких-либо других проводов, расположенных на иных высотах по сравнению с анкеровой продольной подвески, расчётная схема в принципе сохраняется, но плечи приложения усилий соответственно изменяются.



Фиг. 6. Расчётная схема анкерной опоры с однопутной консолью

Расчётная схема и эпюра изгибающих моментов анкерной опоры с оттяжкой в плоскости анкеровки представлены на фиг. 7. Оттяжки, как правило, располагают так, чтобы каждая горизонтальная сила компенсировалась своей оттяжкой. Опора в этом случае воспринимает только вертикальные усилия G_{om}^H и G_{om}^K , создаваемые оттяжками. Иногда применяют одну оттяжку, располагаемую между горизонтальными силами. В этом случае опора воспринимает, помимо вертикального усилия G_{om} , и изгибающий момент. На фиг. 7 показаны оба варианта установки оттяжек на анкерной опоре.

При двух оттяжках и закреплении каждой из них в точке приложения горизонтальной силы принимается, что

$$Q_{om}^H = S_H \quad \text{и} \quad Q_{om}^K = S_K,$$

а усилия в оттяжках определяются по формулам:

$$S_{om}^H = \frac{S_H}{\sin \alpha_1}; \quad (13)$$

$$S_{om}^K = \frac{S_K}{\sin \alpha_2}; \quad (14)$$

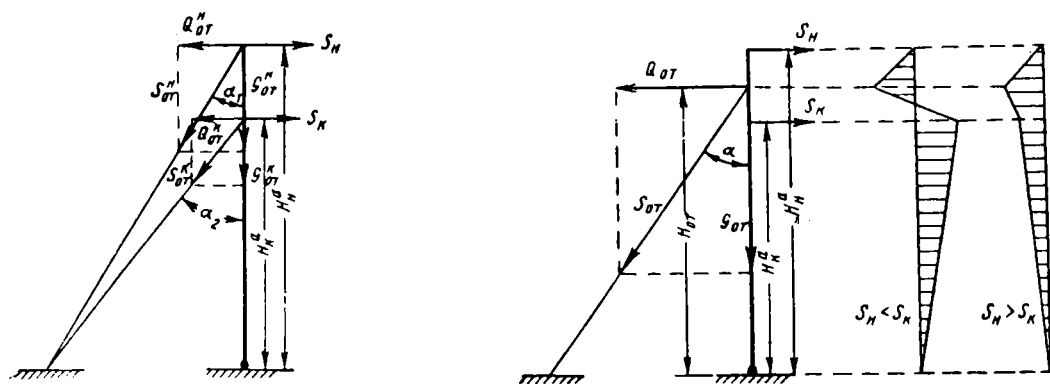
$$G_{om}^H = S_H \operatorname{ctg} \alpha_1 = \frac{S_H}{\operatorname{tg} \alpha_1}; \quad (15)$$

$$G_{om}^K = S_K \operatorname{ctg} \alpha_2 = \frac{S_K}{\operatorname{tg} \alpha_2}. \quad (16)$$

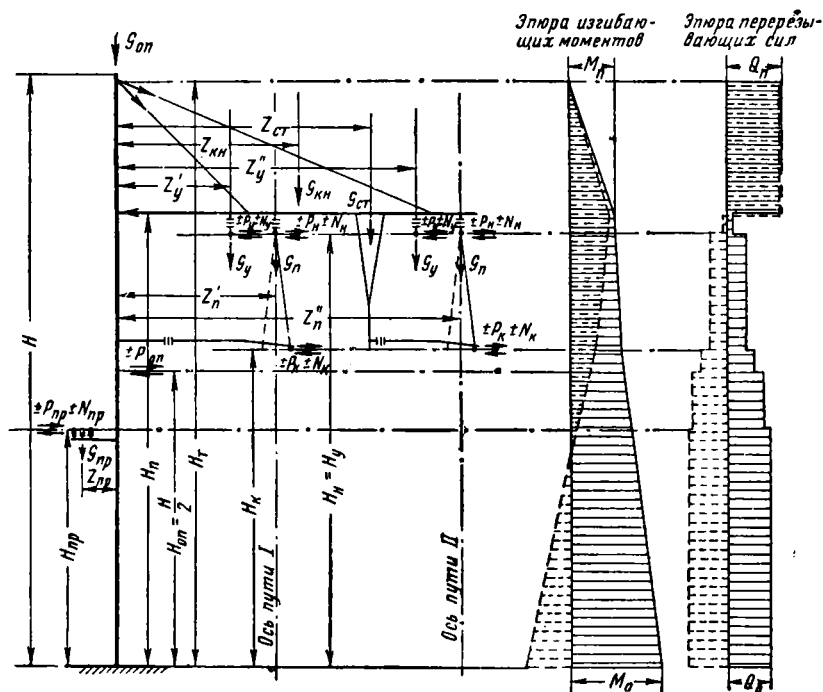
При одной оттяжке усилие $Q_{om} = S_H + S_K$, а усилия S_{om} и G_{om} определяются по формулам (8) и (9).

При расчёте анкерной опоры в плоскости оттяжки закрепление её в грунт в запас прочности принимается шарнирным, а при

Расчётными величинами для опоры с двухпутной консолью являются: M_n — момент от всех внешних сил на уровне пяты консоли,



Фиг. 7. Расчётная схема анкерной опоры с оттяжкой



Фиг. 8. Расчётная схема опоры с двухпутной консолью. Сплошными линиями показаны эпюры для направления горизонтальных сил от опоры на путь, пунктирными — для обратного направления

проверке устойчивости опоры в плоскости, перпендикулярной оттяжке, она считается жёстко заделанной в грунт.

Опоры с двухпутной консолью

На фиг. 8 дана расчётная схема опоры с двухпутной консолью, с одним усиливающим проводом на каждый путь и вспомогательными проводами дистанционного управления или иного назначения.

Все обозначения, принятые на фиг. 5, аналогичны приведённым на схеме опоры с однопутной консолью.

M_o — момент от всех внешних сил в основании опоры и Q_n , Q_o — соответствующие значения перерезывающих сил. Обычное отношение расчётных значений M_n и M_o составляет 1:1,5.

Изгибающий момент на уровне пяты консоли определяется по формуле

$$M_n = G_n (z'_n + z''_n) + G_{kn} z_{kn} + G_y (z'_y + z''_y) + G_{cm} z_{cm} \pm \frac{P_{on} (H - H_{nm})^2}{2H}, \quad (17)$$

а изгибающий момент в основании опоры — по формуле

$$M_o = G_n (z'_n + z''_n) + G_{\kappa n} z_{\kappa n} + \\ + G_y (z'_y + z''_y) + G_{cm} z_{cm} - G_{\kappa p} z_{\kappa p} + \\ + (\pm P_n \pm N_n) 2H_n + (\pm P_y \pm N_y) 2H_y + \\ + (\pm P_{\kappa} \pm N_{\kappa}) 2H_{\kappa} + \\ + (\pm P_{np} \pm N_{np}) H_{np} \pm P_{on} H_{on}. \quad (18)$$

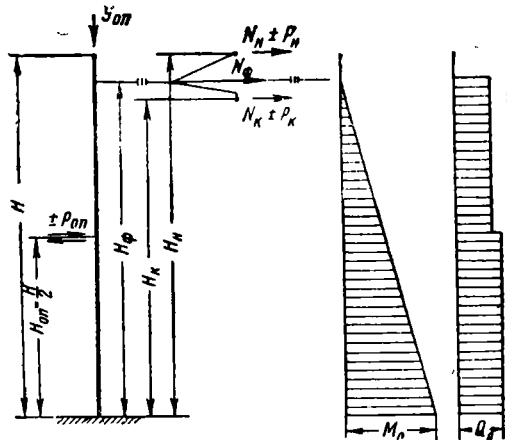
В отношении положительного и отрицательного направления величин сохраняются в силе замечания, относящиеся к формулам (5) и (6). В формулах (17) и (18) принято, что контактная подвеска и усиливающие провода для обоих путей одинаковы. Если подвески различны или над каждым путём монтируются две подвески (переходные опоры), то в формулы (17) и (22) необходимо внести соответствующие изменения.

Расчёт опоры с двухпутной консолью при усилении её оттяжкой или при анкеровке на ней цепной подвески или иных проводов производится аналогично изложенному выше для опоры с однопутной консолью с использованием формул (7) — (16) и с учётом изменения взаимного расположения внешних сил.

Фиксирующие опоры

Расчётная схема опоры представлена на фиг. 9.

Опора рассчитывается, как правило, только на одно направление горизонтальных сил, создающих максимальный изгибающий момент в основании. Для опор, фиксирующих подвеску с помощью гибкой оттяжки, это направление будет от опоры на путь. В этом же направлении необходимо учитывать и действие ветровых нагрузок. Для опор, установленных на внутренней стороне кривых участков пути и фиксирующих подвеску с помощью жёсткого обратного фиксатора, расчётным направлением нагрузок будет направление от пути на опору.



Фиг. 9. Расчётная схема фиксирующей опоры

При наличии гибкой фиксирующей оттяжки внешние усилия от излома проводов и действия ветра на несущие тросы и кон-

тактные провода считаются приложенными к опоре на уровне крепления оттяжки (на расстоянии H_{ϕ} от основания опоры).

$$N_{\phi} = N_n \pm P_n + N_{\kappa} \pm P_{\kappa}. \quad (19)$$

Расчётный изгибающий момент в этом случае определится из выражения

$$M_o = N_{\phi} H_{\phi} = n (N_n \pm P_n) H_{\phi} + \\ + n (N_{\kappa} \pm P_{\kappa}) H_{\kappa}, \quad (20)$$

где n — число фиксируемых путей.

Возможность применения гибкой фиксирующей оттяжки устанавливается из следующих неравенств:

$$N_n - P_n \geq 20 \text{ кг}; \quad (21)$$

$$N_{\kappa} - P_{\kappa} \geq 50 \text{ кг}. \quad (22)$$

Если эти неравенства не соблюдаются, то необходимо переходить на жёсткие фиксаторы или же применять фиксирующий поперечник.

При обратном фиксаторе изгибающий момент в основании опоры от одного пути вычисляется по формуле

$$M_o = (-N_n \pm P_n) H_n + (-N_{\kappa} \pm P_{\kappa}) H_{\kappa}. \quad (23)$$

Изменение расчётной схемы фиксирующей опоры при усилении её оттяжкой производится в соответствии с положениями, изложенными для консольных опор.

Опоры гибких поперечин

Опоры гибких поперечин рассчитываются на действие горизонтальных сил от поперечно-несущего и фиксирующих тросов и вертикальных — от веса смонтированных на гибкой поперечине проводов, собственного веса гибкой поперечины и веса опоры. Расчётная схема опоры приведена на фиг. 10. Усилия от поперечного несущего троса Q_n и фиксирующих тросов Q_{ϕ}^n и Q_{ϕ}^{κ} определяются по формулам, приведённым выше.

Расчётный изгибающий момент в основании опоры определяется по формуле

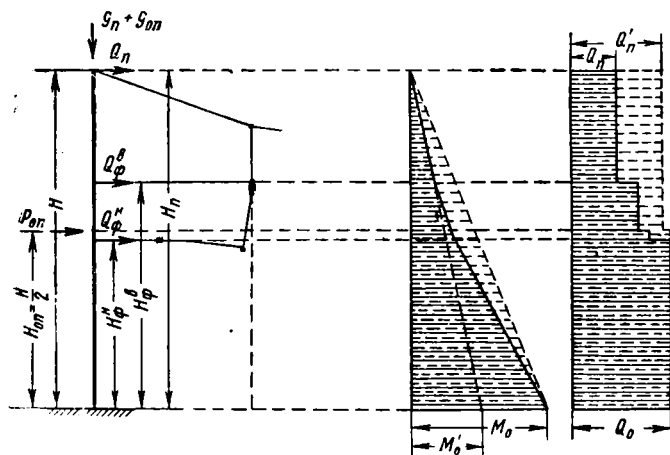
$$M_o = Q_n H_n + Q_{\phi}^n H_{\phi}^n + Q_{\phi}^{\kappa} H_{\phi}^{\kappa} + P_{on} H_{on}. \quad (24)$$

По этой же формуле можно найти изгибающий момент в любом сечении по высоте опоры, для чего достаточно изменить величины плеч горизонтальных сил.

Расчётные эпюры для опор гибких поперечин обычно принимают треугольными, как это показано на фиг. 10 пунктиром. Это допущение для металлических опор вызывает некоторое утяжеление конструкции (на 3—4%), но даёт возможность полностью использовать несущую способность опоры по нижнему поясу при действии одной силы, приложенной к её вершине.

При установке опор гибких поперечин с двумя оттяжками расчётная схема и эпюры моментов получают вид, изображённый на фиг. 11. Пренебрегая упругостью оттяжек, такую опору рассматривают как двухпролётную балку на трёх шарнирных опорах, нагруженную двумя сосредоточенными силами Q_{ϕ}^n и Q_{ϕ}^{κ} и равномерно распределённой нагрузкой P_{on} от давления ветра на опору.

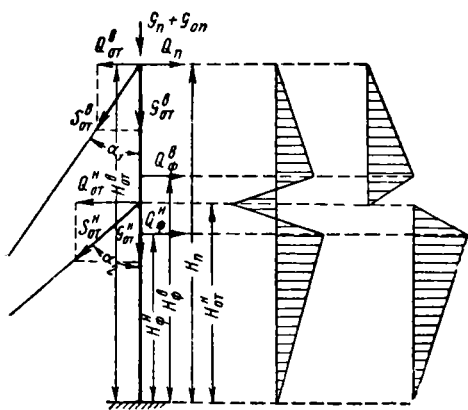
Опорные реакции в этом случае представляют горизонтальные составляющие тяжения в оттяжках. Для приближённых расчётов допускается рассматривать участок опоры между оттяжками как отдельную однопролётную балку и решать её, самостоятельно опре-



Фиг. 10. Расчётная схема опоры гибкой поперечины без оттяжки. Пунктиром показаны эпюры для случая, когда силы Q_{ϕ}^H и Q_{ϕ}^o равны нулю и опора загружена одной силой Q_n , равной $\frac{M_o}{H_n}$

деляя опорные реакции, а по ним и усилия в оттяжках. Обычно опору с двумя оттяжками рассчитывают по тем схемам, которые для данного элемента дают наиболее тяжёлые условия.

Исходя из этого, изгибающие моменты от внешних сил, действующих на опору, определяют для случая работы её как разрезной балки; для этого же случая определяется и усилие в верхней оттяжке.



Фиг. 11. Расчётная схема опоры гибкой поперечины с оттяжками

Усилие в нижней оттяжке вычисляется для условий работы опоры как трёхпролётной (неразрезной) балки, так как в этом случае оно имеет максимальное значение. Из этих же условий следует исходить при расчёте отдельных элементов опоры в зоне крепления ниж-

ней оттяжки (например при определении напряжений в стойках решётчатой металлической опоры от местных нагрузок).

Оттяжки создают в опоре значительные продольные сжимающие силы, на которые конструкция должна быть проверена. Эта проверка заключается в определении устойчивости опоры: а) в плоскости, перпендикулярной плоскости расположения оттяжек, причём опора рассматривается как стойка с одним свободным и другим жёстко заделанным концом; б) в плоскости расположения оттяжек на участке от заделки до точки крепления нижней оттяжки и между оттяжками, рассматривая в этом случае каждую часть опоры как стойку с шарнирно закреплёнными концами и нагруженную, помимо продольных сил, изгибающим моментом от действия фиксирующих тросов.

Жёсткие поперечины

Для промежуточных и анкерных жёстких поперечин применяют различные расчётные схемы (фиг. 12) в зависимости от принятых способов соединения стойки с ригелем и закрепления опор в грунте.

Наибольшим распространением пользуются схемы 1, 2 и 3 (см. фиг. 12). Схемы 4 и 5 применяют только в тех случаях, когда нельзя обеспечить надёжную заделку стоек в грунт. Внешние изгибающие моменты в этом случае воспринимаются поперечиной за счёт повышенной жёсткости узлов соединения ригеля со стойками и жёсткости самих стоек и ригеля.

Расчёт поперечин, выполненных по схемам 1, 3, 4 и 5 (фиг. 12), производится как рамных конструкций. Расчёт поперечин по схеме 2 производится по обычным формулам, поскольку каждая стойка может рассматриваться как консольная балка, закреплённая одним концом, а ригель — как балка, свободно лежащая на двух опорах. Наличие связи стоек через ригель обеспечивает распределение горизонтальных усилий между обоими стойками, создавая тем самым более благоприятное использование их несущей способности. Собственный вес конструкции, вес снега или гололёда на ней, а также давление ветра на стойки поперечины учитываются как равномерно распределённые нагрузки.

Расчётная схема промежуточной жёсткой поперечины на два пути, выполненной по варианту, изображённому на фиг. 12, схема 1, дана на фиг. 13.

Обозначения, принятые на схеме, следующие:

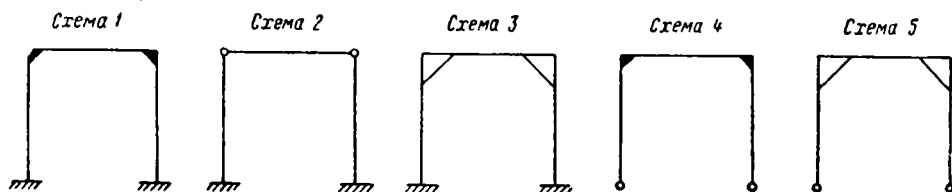
q — равномерно распределённая нагрузка от собственного веса ригеля, от веса снега или гололёда и т. п., отнесённая к единице длины ригеля;

p — давление ветра на единицу длины стойки;
 G_n — вес контактной подвески;
 G_y — вес усиливающего провода;
 P_K — суммарное горизонтальное усилие от давления ветра на контактный провод, от излома провода на кривых, при зигзаге и т. п.;
 P_{ny} — суммарное горизонтальное усилие от давления ветра на несущие тросы и усиливающие провода всех путей, от излома тросов и проводов на кривых и т. п.

обратного направления горизонтальных сил против указанного на фиг. 13 не производится.

Расчёт жёсткой поперечины на 3, 4 или 5 путей производится аналогичным образом, только соответственно увеличивается число элементарных рам, которые приходится рассчитывать для определения суммарной эпюры изгибающих моментов.

Расчёты рам с подкосом (фиг. 12, схемы 3 и 5) выполняются по тем же формулам, что и для схем 1 или 4, если на участке от точки В или С до точки



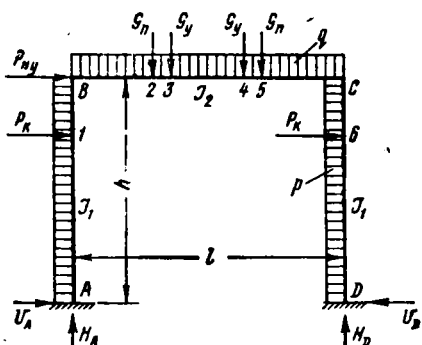
Фиг. 12. Схемы жёстких поперечин

Остальные обозначения ясны из чертежа.

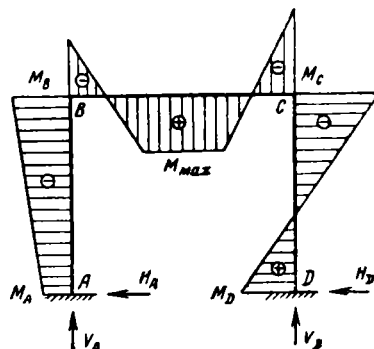
Расчёт такой конструкции производится путём расчёта ряда элементарных рам, нагруженных какой-нибудь одной силой.

Для таких элементарных рам в справочниках по строительной механике (см. также

крепления подкоса не имеется нагрузки или ею можно пренебречь (собственный вес ригеля или давление ветра на стойку). При этом предполагают, что соединение ригеля со стойкой, а также крепление подкоса к ригелю или к стойке осуществляется шарнирно. Жёст-



Фиг. 13. Расчётная схема жёсткой поперечины на два пути с защемлёнными стойками



Фиг. 14. Эпюра изгибающих моментов Σ жёсткой поперечины на два пути с защемлёнными стойками

ТСЖ, том 2, раздел — Статика сооружений, табл. 10, стр. 153—154) приводятся формулы, позволяющие определить величины и направление горизонтальных и вертикальных реакций и изгибающих моментов как в узлах А, В, С и D, так и в любом сечении ригеля или стойки (точки 1, 2, 3, 4, 5 и 6). Одна из возможных суммарных эпюр изгибающих моментов для расчётной схемы, приведённой на фиг. 13, показана на фиг. 14.

На основании этой эпюры выявляют расчётные значения изгибающих моментов, по которым производят расчёт стоек, ригеля и узлов В и С. По изгибающим моментам M_A и M_D и реакциям H_A и H_D , V_A и V_D производится расчёт заделки стоек в грунт.

Поскольку жёсткие поперечины выполняются обычно симметричными, т. е. моменты инерции обеих стоек равны, то расчёт их для

кость узла В или С, обуславливающая работу конструкции как рамы, достигается за счёт наличия подкоса.

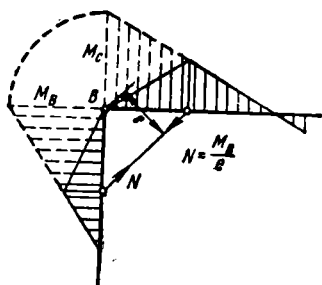
Усилие в подкосе определяется делением M_B или M_C на l , где l — длина перпендикуляра, опущенного из вершины рамы на подкос. Соответствующее изменение эпюры изгибающих моментов в узле В или С показано на фиг. 15. При расчёте стоек и ригеля усилия в подкосах рассматриваются как нагрузки.

Расчёт анкерных жёстких поперечин, несущих, помимо нагрузок в плоскости рамы, изображённых на фиг. 13, горизонтальные нагрузки от анкеруемых проводов S (фиг. 16), производится следующим образом.

Вначале рассчитывают жёсткую поперечину на нагрузки, действующие в её плоскости по одной из схем, приведённых на фиг. 12,

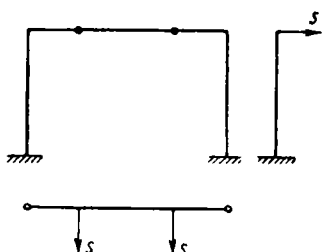
в соответствии с изложенными выше положениями.

Затем определяют расчётные усилия (изгибающие моменты и перерезывающие силы)



Фиг. 15. Схема усилий и эпюра изгибающих моментов в узле рамы с подкосом

от анкеруемых проводов, причём ригель рассматривается как балка, лежащая на двух опорах, а стойки как консольные балки, закреплённые одним концом (см. фиг. 16).



Фиг. 16. Расчётная схема жёсткой поперечины с анкеркой проводов

После этого каждое рассчитываемое сечение ригеля или стойки проверяется на одновременное действие изгибающих моментов в двух взаимноперпендикулярных плоскостях.

металла, если раму предполагается выполнить металлической. Если в дальнейшем обнаружится большое расхождение между предварительно принятыми данными и полученными в результате расчёта, то расчёт следует повторить вновь, откорректировав соответствующим образом исходные данные.

Опоры питающих и отсасывающих линий

Эти опоры по условиям работы аналогичны опорам высоковольтных линий электропередач, поэтому их расчётные схемы составлены на основании Правил устройства электротехнических установок МЭС СССР.

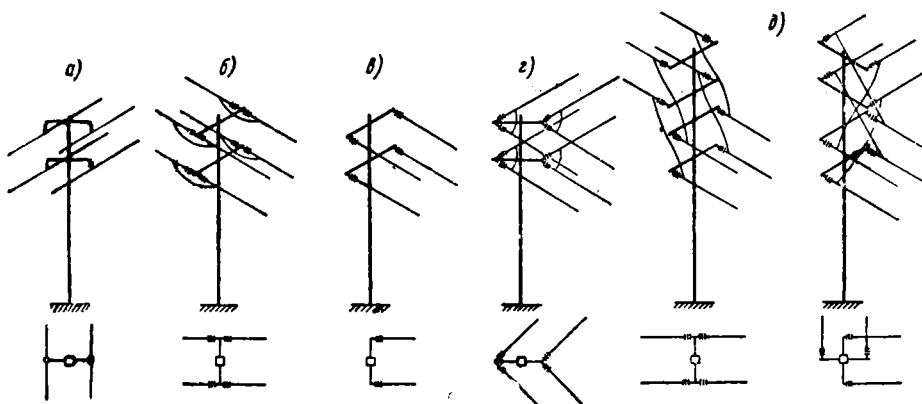
По назначению опоры данного типа разделяются на: а) промежуточные, б) анкерные, в) концевые, г) угловые, д) переходные.

Схемы расположения проводов для всех типов опор показаны на фиг. 17.

Промежуточные опоры рассчитываются при нормальном режиме работы на изгибающий момент, действующий в направлении перпендикулярном линии и создаваемый давлением ветра на провода, весом проводов (при несимметричной нагрузке) и усилиями от излома проводов. Определение изгибающего момента производится по формулам, приведённым выше для консольных опор с соответствующей корректировкой их в отношении величины плеч, числа нагрузок и т. п.

При аварийном режиме промежуточные опоры должны быть рассчитаны на обрыв одного провода (при любом числе проводов на опоре), дающего наибольший изгибающий или наибольший крутящий момент на опору.

Анкерные опоры, применяемые при пересечении линиями питающих и отсасывающих проводов каких-либо объектов (линии связи, дороги, ЛЭП, линии освещения и т. п.), рассчитываются при нормальном режиме работы аналогично промежуточным опорам; при аварийном режиме — на обрыв одной трети проводов одного пролёта, при котором возникает наибольший изгибающий



Фиг. 17. Схемы опор питающих и отсасывающих линий: а — промежуточная; б — анкерная; в — концевая; г — угловая; д — переходные опоры

Поскольку в расчётные формулы рам входят значения моментов инерции ригеля (I_2) и стоек (I_1), то прежде чем приступить к расчёту, необходимо задаться некоторыми поперечными размерами рамы и сортаментом

или крутящий момент на опору; при монтажных нагрузках — на одностороннее натяжение от половины расчётного числа проводов, вызывающее наибольший изгибающий или крутящий момент на опору.

Концевые опоры рассчитываются при нормальном режиме на одностороннее натяжение всех анкеруемых проводов.

Проверка их на аварийные нагрузки производится при условии обрыва одной трети проводов в комбинации, дающей наибольший крутящий момент на опору.

Угловые опоры рассчитываются по тем же схемам, что и концевые опоры.

Переходные опоры рассчитываются по тем же схемам, что и анкерные опоры.

МЕТАЛЛИЧЕСКИЕ ОПОРЫ

Применяемые материалы¹

Для изготовления металлических конструкций контактной сети применяются мартеновские стали марок Ст. 0, Ст. 2 и Ст. 3, удовлетворяющие в отношении механических свойств требованиям п. 8 ГОСТ 380—50 для сталей группы А (см. табл. 1).

Сталь, предназначенная для сварных конструкций, должна, кроме того, удовлетворять требованиям п. 7 ГОСТ 380—50 в отношении предельного содержания углерода, серы и фосфора и других элементов.

Таблица 1

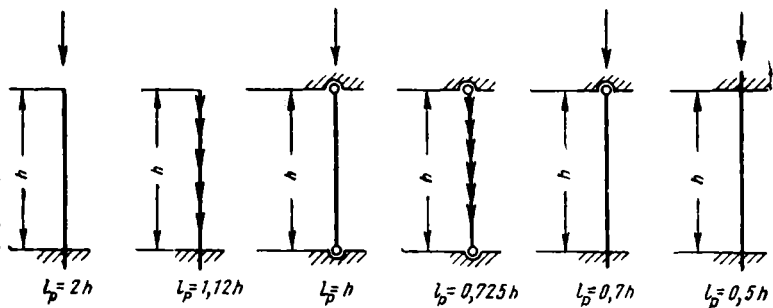
Нормы механических свойств стали группы А

Марка стали	Предел прочности при растяжении в кг/мм ²	Относительное удлинение		Предел текучести в кг/мм ² не менее
		для длинного образца	для короткого образца	
		%	не менее	
Ст. 0	32—47	18	22	19
Ст. 2	34—42	26	31	22
Ст. 3	38—40	23	27	—
	41—43	22	26	24
	44—47	21	25	—

В соответствии с п. 5 Технических правил по экономному расходованию металла, леса и цемента в строительстве (ТП 101—54) предлагается для металлических конструкций применять преимущественно стали марки Ст. 3. Применение сталей марок Ст. 0 и Ст. 2 разрешается в виде исключения.

Применение бессеювской стали, как обладающей малой ударной вязкостью при низких температурах (хладноломкость), допускается для неотвественных конструкций контактной сети в районах с минимальной температурой не ниже —25°.

Характеристики стальных, предназначенных



Фиг. 18. Расчётная длина элемента при продольном изгибе

¹ Настоящий раздел составлен на основании Норм и технических условий проектирования стальных конструкций (Н и ТУ-1—46) и Правил устройства электротехнических установок.

для рабочих элементов конструкций, должны быть удостоверены сертификатом. Применение обезличенной стали (не имеющей сертификата) в стальных конструкциях допускается только как стали марки Ст. 0, если испытаниями установлено, что её механические свойства не ниже нормированных для стали марки Ст. 0. Обезличенную сталь, не выдержавшую испытаний, допускается применять только для нерасчётных элементов конструкций.

Допускаемые напряжения для расчёта металлических конструкций контактной сети принимаются по табл. 2.

Таблица 2

Допускаемые напряжения для маркированной стали в кг/см²

Расчётный режим	Нормальный		Монтажный		Аварийный	
	Ст. 0	Ст. 2	Ст. 0	Ст. 2	Ст. 0	Ст. 2
	Ст. 0	Ст. 2	Ст. 0	Ст. 2	Ст. 0	Ст. 2
Род напряжений	Растяжение	1 400	1 600	1 600	1 800	1 900
	Сжатие, изгиб	900	1 000	1 000	1 100	1 200
	Срез	900	1 000	1 000	1 100	1 200
	Смятие торцовой поверхности	2 100	2 400	2 400	2 700	3 000

Примечание. Для элементов, прикрепленных к фасонке только с одной стороны, например, для элемента, состоящего из одного уголка, приведённые величины допускаемых напряжений понижаются на 25%. В решётчатых металлических фермах, где пояса и решётки выполняются из угловой стали, причём решётка располагается внутри уголков поясов, указанное снижение не учитывается.

При расчёте на продольный изгиб центрально сжатых элементов допускаемые напряжения, приведённые в табл. 2, умножаются на коэффициент φ , зависящий от гибкости элемента. Значения коэффициента φ приведены в табл. 3.

Предельные значения гибкости элементов конструкций не должны превышать:

Для поясов опор	120
» сжатых раскосов и распорок	150
» всех прочих сжатых элементов конструкций	180
Для нерабочих элементов конструкций	220
» растянутых стержней	350

Расчётная длина l_p сжатого элемента в зависимости от рода закрепления и нагрузки принимается согласно фиг. 18.

Таблица 3

Коэффициенты снижения допускаемых напряжений при расчётах на продольный изгиб

Гибкость элемента $\lambda = \frac{l_p}{i}$	φ	Гибкость элемента $\lambda = \frac{l_p}{i}$	φ	Гибкость элемента $\lambda = \frac{l_p}{i}$	φ	Гибкость элемента $\lambda = \frac{l_p}{i}$	φ
0	1,000	55	0,877	105	0,560	155	0,305
10	0,985	60	0,860	110	0,520	160	0,290
15	0,975	65	0,835	115	0,485	165	0,275
20	0,965	70	0,810	120	0,450	170	0,260
25	0,955	75	0,780	125	0,423	175	0,245
30	0,945	80	0,750	130	0,400	180	0,230
35	0,935	85	0,720	135	0,380	185	0,220
40	0,922	90	0,685	140	0,360	190	0,210
45	0,907	95	0,644	145	0,340	195	0,200
50	0,982	100	0,600	150	0,320	200	0,191

l_p — расчётная длина сжатого элемента,
 i — радиус инерции.

Таблица 4

Допускаемые напряжения для заклёпок и болтов в кг/см²

Род соединений	Расчётный режим	Нормальный		Монтажный		Аварийный
	Марки стали	Ст. 0, Ст. 2	Ст. 3	Ст. 0, Ст. 2	Ст. 3	Ст. 0, Ст. 2, Ст. 3
	Вид напряжения					
Заклёпки	Срез В	1 400	1 400	1 600	1 600	1 900
	» С	1 000	1 000	1 200	1 200	1 400
	Смятие В	2 800	3 200	3 200	3 600	3 800
	» С	2 400	2 800	2 800	3 200	3 200
	Отрыв головок	900	900	1 100	1 100	1 300
Чистые болты	Растяжение	1 200	1 200	1 450	1 450	1 700
	Срез В	1 200	1 200	1 450	1 450	1 700
	Смятие В	2 800	3 200	3 200	3 600	3 800
Чёрные болты	Растяжение	1 200	1 200	1 450	1 450	1 700
	Срез	800	800	1 000	1 000	1 200
	Смятие	1 700	2 000	2 000	2 200	2 400
Анкерные болты	Растяжение	1 000	1 000	1 200	1 200	1 400

Примечание. Срез и смятие В относятся к заклёпкам и болтам, поставленным в отверстия, сверлённые по кондукторам, а также в отверстия, сверлённые или продавленные на меньший диаметр с последующей рассверловкой в собранных элементах.
Срез и смятие С относятся к заклёпкам и болтам, поставленным в продавленные, но не рассверлённые отверстия, а также в отверстия, сверлённые или рассверлённые в каждом элементе в отдельности (без кондукторов).

Таблица 5

Допускаемые напряжения для сварных швов в кг/см²

Вид напряжений	При применении тонко-обмазанных электродов (марка Э-34)			При применении толстообмазанных электродов (марки Э-38 и Э-42), а также при автоматической сварке под слоем флюса в конструкциях из стали марки					
				Ст. 0 и Ст. 2		Ст. 3			
	Расчётные режимы								
	Нормаль-ный	Монтаж-ный	Аварий-ный	Нормаль-ный	Монтаж-ный	Аварий-ный	Нормаль-ный	Монтаж-ный	Аварий-ный
Растяжение	1 000	1 100	1 250	1 100	1 250	1 450	1 300	1 450	1 600
Сжатие	1 100	1 250	1 450	1 250	1 450	1 600	1 450	1 600	1 750
Срез	800	1 000	1 100	1 000	1 000	1 250	1 100	1 250	1 400

Примечание. Для швов, выполняемых при монтаже в полевых условиях и на временных линейных базах, допускаемые напряжения понижаются на 10%. Для потолочных швов допускаемые напряжения во всех случаях снижаются на 20%.

Допускаемые напряжения для заклёпочных и болтовых соединений приведены в табл. 4, а для сварных соединений, выполненных электродуговой сваркой, — в табл. 5.

При проектировании опор контактной сети рекомендуется применять следующий минимальный сортament стали:

а) сталь угловая $40 \times 40 \times 5$ мм — в клёпанных конструкциях, $30 \times 30 \times 5$ мм — в сварных конструкциях;

б) сталь листовая для расчётных элементов (косынки и накладки) толщиной не менее 5 мм;

в) сталь круглая — не менее $\varnothing 12$ мм;

г) заклёпки — не менее $\varnothing 12$ мм.

Конструктивные схемы металлических опор

Форма опор. Металлические опоры контактной сети в конструктивном отношении разделяются на сквозные и сплошные.

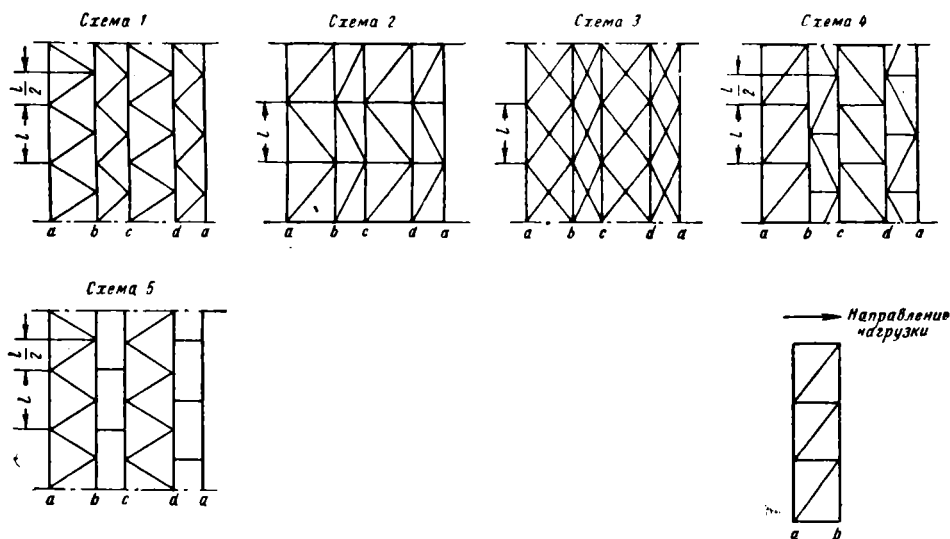
вершине, что имеет место, например, для стоек жёстких поперечин, выбирается призматическая форма. При треугольной эпюре более целесообразна пирамидальная форма.

Сбег опоры, т. е. изменение поперечных размеров опоры на один метр её высоты, принимают в зависимости от соотношения изгибающих моментов в верхней части и в основании опоры.

Типовые металлические опоры контактной сети, разработанные в 1954 г. Транстехпроект, имеют сбег:

Опоры гибких поперечин в рабочей плоскости	53—60 мм/м
То же в нерабочей плоскости	20—33 »
Консольные опоры в рабочей плоскости	35—38 »
То же в нерабочей плоскости	15—20 »

При необходимости уменьшить величину прогиба вершины опора выполняется с уменьшенным сбегом.



Фиг. 19. Схемы решёток металлических опор контактной сети: 1 — треугольная; 2 — треугольная с распорками; 3 — перекрёстная; 4 — треугольная направленная; 5 — треугольная с планками. Рабочие плоскости: $a-b$ и $c-d$; нерабочие плоскости: $b-c$ и $d-a$.

Первые представляют собой пространственную ферму, выполненную обычно из уголков или швеллеров, ко вторым относятся опоры, выполняемые из широкополочных двутавров или из труб большого диаметра (15—25 см). Основным преимуществом конструкций первой группы является их относительно меньший вес.

Опоры сплошной конструкции исключительно просты в изготовлении, но по сравнению со сквозными требуют повышенного (на 50—100%) расхода металла, ввиду чего в практике электрификации железных дорог в Советском Союзе почти не применяются.

Форма опоры, — пирамидальная, призматическая или смешанная (т. е. пирамидальная в одной плоскости и призматическая в другой), выбирается в зависимости от конфигурации эпюры изгибающих моментов (см. фиг. 3, 8, 9, 10). При малом различии величины изгибающих моментов в основании опоры и в

Схема решётки. Для соединения между собой стоек опор пространственной конструкции применяются различные типы решёток, показанные на фиг. 19.

Для опор контактной сети исключительное применение имеет треугольная решётка, выполняемая по схеме 1, как наиболее экономичная и простая в изготовлении.

Для лёгких консольных опор широко используется треугольная решётка с планками в нерабочей плоскости (схема 5). Планки (при отсутствии изгибающего момента) дают по сравнению с треугольной решёткой экономию по весу до 6—8%.

Применение треугольной направленной решётки, в которой на сжатие работают короткие элементы, а на растяжение — длинные (схема 4), обеспечивает минимальный расход металла, но создаёт неудобства и ограничения при использовании направленных опор на практике.

Решётки по схемам 2 и 3 используются в редких случаях в специальных конструкциях.

Направленность конструкций и. При постоянном направлении внешних сил, воспринимаемых опорой, можно получить некоторую экономию металла (порядка 4—5% от веса опоры) за счёт направленности конструкции.

У направленных опор элементы, работающие на растяжение, могут быть приняты меньшего размера, нежели такие же элементы, работающие на сжатие с учётом продольного изгиба.

Однако в настоящее время для сокращения числа типов опор преимущественно применяются ненаправленные конструкции как более универсальные и простые в изготовлении.

Местные нагрузки. Любая опора контактной сети, помимо напряжений, возникающих от действия суммарного изгибающего момента, испытывает ещё местные напряжения, создаваемые отдельными внешними усилиями. Так, натяжение в нижнем фиксирующем тросе создаёт изгибающий момент в основании опоры и одновременно вызывает дополнительные напряжения в той панели, где приложено усилие от фиксирующего троса. Для уменьшения напряжения от местных нагрузок, имеющих обычно ограниченную зону приложения, применяют различные способы, а именно:

- а) местное усиление стоек опоры;
- б) установку дополнительных распорок, сокращающих длину расчётных панелей;
- в) приложение местных нагрузок только в узлах;
- г) применение для стоек более мощного профиля.

Выбор того или иного способа зависит от характера нагрузок, возможной зоны их приложения, общих условий работы конструкции и т. п.

Условные обозначения. Отдельные термины, используемые в тексте, поясняются на фиг. 20.

Типы массовых опор, различающихся между собой по мощности, по высоте и другим признакам, имеют обычно условное обозначение, отражающее основные данные опоры.

Металлические опоры, несущие нагрузки в одной плоскости, имеют обозначение

$$M \frac{a}{h},$$

где M указывает, что опора металлическая; a — расчётная величина изгибающего момента в основании опоры в $тм$;

h — высота опоры в $м$.

Анкерные металлические опоры, несущие нагрузки в двух взаимно перпендикулярных плоскостях, имеют обозначение

$$M \frac{a-b}{h},$$

где a — расчётная величина изгибающего момента от контактной подвески в основании опоры в $тм$;

b — то же в перпендикулярной плоскости (от анкеровки);

M и h имеют те же значения, что и выше.

Анкерные консольные опоры характерной конструкции имеют обозначения:

$$MO \frac{a-b}{h} \text{ и } MШ \frac{a-b}{h},$$

здесь O означает, что опора имеет оттяжку, а $Ш$ — что опора выполнена широкобазной.

Указанные условные обозначения приняты для типовых металлических опор контактной сети, разработанных Транстехпроектом в 1954 г., и используются в дальнейшем изложении.

Расчёт металлических опор

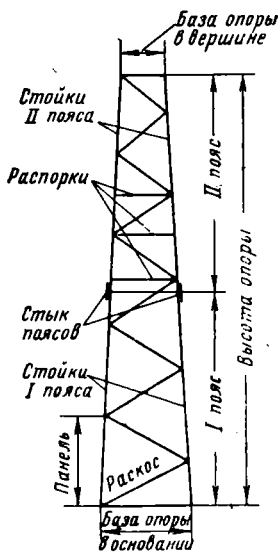
Основные положения расчёта. Расчёт металлических опор выполняется как поверочный и производится на основании общих приёмов строительной механики с предварительным составлением схемы конструкции, установлением основных размеров её и выбором профиля и сечения всех расчётных элементов.

При расчёте пространственных, сквозных конструкций каждую грань опоры рассматривают как отдельную плоскую ферму. Нагрузку, действующую на опору в одном направлении, распределяют поровну на каждую ферму опоры. Связи в нерабочих гранях опоры определяются в этом случае из расчёта на устойчивость поясов рабочих ферм опоры или на дополнительные нагрузки (ветер, монтажные нагрузки).

Если опора несёт нагрузку в двух направлениях, то все грани опоры становятся рабочими, причём каждая стойка такой опоры является поясом одновременно двух ферм. Усилия в поясах таких опор определяются суммированием усилий, получаемых для каждой фермы в отдельности.

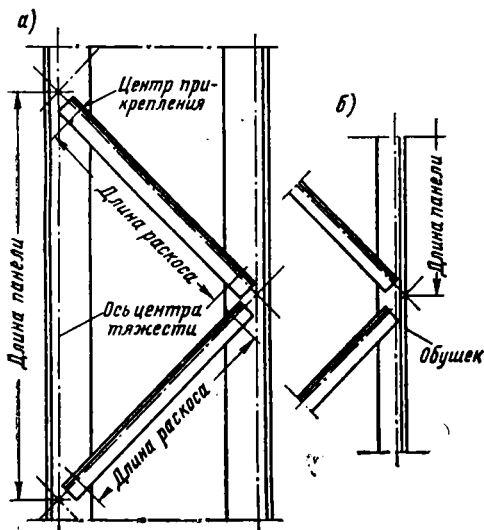
При расчёте усилий в плоских фермах соединения элементов в узлах принимаются шарнирными (жёсткость узлов не учитывается).

Расчётные геометрические схемы плоских ферм строятся таким образом, чтобы оси элементов ферм совпадали с направлением линий, проходящих через центры тяжести сечений соответствующих элементов (фиг. 21, а).



Фиг. 20. Наименование элементов металлической опоры

Указанное условие при выполнении поясов и раскосов опор из уголков относительно небольших размеров вызывает затруднения с расположением раскосов, так как требует применения в узлах специальных фасонки или



Фиг. 21. Центровка раскосов металлической опоры: а — на ось центра тяжести сечения стойки; б — на обушок стойки

косой резки раскосов. Поэтому в этих случаях допускается центровку раскосов производить не на ось центра тяжести уголка стойки, а на его обушок (фиг. 21, б).

Свободная длина элементов при расчёте их на продольный изгиб в плоскости фермы принимается равной для поясов расстоянию между центрами смежных узлов, для элементов решётки — расстоянию между центрами их прикрепления.

Аналитический способ расчёта конструкции. Определение усилий в элементах плоских ферм опоры производится по условиям статики одним из известных в строительной механике методов — методом расщечения (способами моментов или проекций) или методом вырезания узлов. Усилия в поясах опоры обычно определяются способом моментов, а в раскосах — способом проекций.

Расчёт металлической опоры производится в зависимости от трёх эпюр, характеризующих её нагрузку:

- изгибающих моментов;
- перерезывающих сил;
- вертикальных усилий.

На фиг. 22 показана расчётная схема пирамидальной опоры с треугольной решёткой, нагруженной, в общем случае, изгибающими моментами в двух плоскостях. Наличие иной схемы решётки принципа расчёта, изложенного ниже, не меняет.

Определение усилий в поясах. Для определения усилий в поясе $D-L$ составляется уравнение моментов относительно точки A . При показанном на фиг. 22 направлении действия внешнего момента M пояс $D-L$ будет сжат. Усилие сжатия N_{1x} в поясе

$D-L$ определится из уравнения моментов относительно точки A и будет выражаться формулой

$$N_{1x} = \left(\frac{M_x}{2a_0} + \frac{G}{4} \right) \frac{1}{\cos \gamma_x}, \quad (25)$$

где M_x — изгибающий момент от всех внешних сил, действующий в плоскости $x-x$ относительно сечения $A-D$;

a_0 — расстояние между центрами тяжести сечений стоек, равное $a-2z_0$;

z_0 — расстояние от обушка до центра тяжести уголка;

G — вертикальная нагрузка, действующая на опору, включая собственный вес элементов опоры, расположенных выше сечения $A-D$;

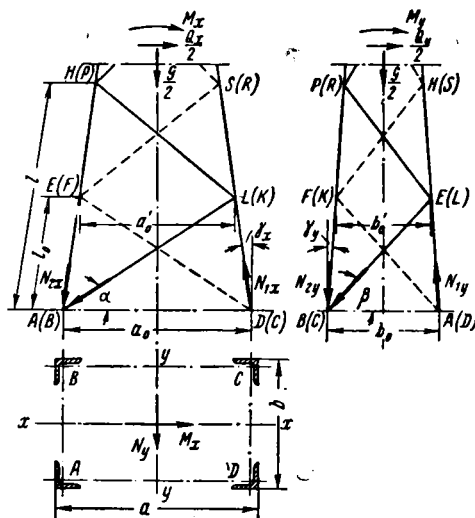
γ_x — угол наклона стоек к вертикали.

Аналогичным образом из уравнения моментов относительно точки C определяется усилие растяжения в поясе $B-F$

$$N'_{2x} = \left(\frac{M_x}{2a_0} - \frac{G}{4} \right) \frac{1}{\cos \gamma_x}. \quad (26)$$

Усилие сжатия в поясе $C-R$ определится из уравнения моментов относительно точки F

$$N'_{1x} = \left(\frac{M'_x}{2a'_0} + \frac{G'}{4} \right) \frac{1}{\cos \gamma_x}. \quad (27)$$



Фиг. 22. Схема для определения усилий в поясах и решётке металлической опоры. Пунктиром показаны раскосы, расположенные на задней ферме. Обозначения элементов задней фермы даны в скобках

Аналогично, усилие растяжения в поясе $A-H$

$$N_{2x} = \left(\frac{M'_x}{2a'_0} - \frac{G'}{4} \right) \frac{1}{\cos \gamma_x}. \quad (28)$$

В формулах (27) и (28) M'_x представляет изгибающий момент внешних сил относительно сечения $E-L$. То же относится к вертикальной нагрузке G' .

Таким же образом определяются усилия в поясах опоры от изгибающего момента M_y , действующего в плоскости $y - y$.

Усилие сжатия в поясе $A - E$

$$N_{1y} = \frac{M_y}{2b_0} \cdot \frac{1}{\cos \gamma_y} \quad (29)$$

Усилие растяжения в поясе $C - K$

$$N'_{2y} = \frac{M_y}{2b_0} \cdot \frac{1}{\cos \gamma_y} \quad (30)$$

Усилие сжатия в поясе $D - S$

$$N'_{1y} = \frac{M'_y}{2b'_0} \cdot \frac{1}{\cos \gamma_y} \quad (31)$$

Усилие растяжения в поясе $B - P$

$$N_{2y} = \frac{M'_y}{2b'_0} \cdot \frac{1}{\cos \gamma_y} \quad (32)$$

В формулы (29), (30), (31) и (32) сила G не входит, так как она была учтена при рассмотрении сил, действующих в плоскости $x - x$.

Суммарные усилия в поясах при наличии изгибающих моментов в двух плоскостях представляются выражениями:

$$N_A = N_{2x} - N_{1y} \quad (33)$$

В поясе B (растяжение)

$$N_B = N'_{2x} + N_{2y} \quad (34)$$

В поясе C

$$N_C = N'_{2y} - N'_{1x} \quad (35)$$

В поясе D (сжатие)

$$N_D = N_{1x} + N'_{1y} \quad (36)$$

Положительные знаки усилий, полученных по формулам (33) и (35), соответствуют растяжению, а отрицательные — сжатию.

Если на одну опору действует изгибающий момент только в одном направлении M_x или M_y , то соответствующие члены в вышеприведенных уравнениях приравниваются нулю. При расчёте опоры с параллельными гранями углы γ_x или γ_y (или оба вместе) будут равны нулю, а косинус их — единице.

В этом случае приведённые уравнения также соответственно упрощаются.

Определение усилий в раскосе $x - x$. Проектируя все силы на горизонтальную ось, получим выражения для определения усилия растяжения в раскосе $A - L$:

$$V_{2x} = \frac{\frac{Q_x}{2} - (N_{1x} + N_{2x}) \sin \gamma_x}{\cos \alpha} \quad (37)$$

Аналогично усилие растяжения в раскосе $B - E$ определяется из уравнения

$$V_{2y} = \frac{\frac{Q_y}{2} - (N_{1y} + N_{2y}) \sin \gamma_y}{\cos \beta} \quad (38)$$

Усилие сжатия в раскосе $F - C$

$$V_{1x} = \frac{\frac{Q_x}{2} - (N'_{1x} + N'_{2x}) \sin \gamma_x}{\cos \alpha} \quad (39)$$

Усилие сжатия в раскосе $D - K$

$$V_{1y} = \frac{\frac{Q_y}{2} - (N'_{1y} + N'_{2y}) \sin \gamma_y}{\cos \beta} \quad (40)$$

Подобным образом определяются усилия во всех прочих раскосах опоры.

В формулах (25)–(40) индекс l указывает, что элемент работает на сжатие при направлениях внешних нагрузок, показанных на фиг. 22, индекс 2, что элемент работает на растяжение, величины со знаком «прим» относятся к задней грани опоры.

Проверка прочности элементов опоры производится по формуле

$$\sigma = \frac{N}{F_{нт}} \leq [\sigma], \quad (41)$$

где N — наибольшее суммарное усилие в рассматриваемом элементе;

$F_{нт}$ — площадь поперечного сечения с учётом ослабления его отверстиями для заклёпок. При сварных соединениях берётся $F_{\delta p}$ — полное сечение элемента;

$[\sigma]$ — допускаемое напряжение на растяжение и сжатие.

Сжатые элементы проверяются также на устойчивость при продольном изгибе по формуле

$$\sigma = \frac{N}{F_{\delta p \varphi}} \leq [\sigma], \quad (42)$$

где $F_{\delta p}$ — полное сечение сжимаемого элемента;

φ — коэффициент уменьшения допускаемых напряжений при продольном изгибе, определяемый в зависимости от гибкости λ по табл. 3.

Гибкость элемента определяется по формуле

$$\lambda = \frac{l_p}{i},$$

где l_p — расчётная длина элемента, зависящая от условий его закрепления (см. фиг. 18);

i — радиус инерции сечения рассчитываемого элемента.

Гибкость элементов решётки опоры определяется по минимальному значению радиуса инерции сечения элемента.

Гибкость поясов опоры определяется в зависимости от принятой схемы решётки. При схеме решётки 2 и 3 (см. фиг. 19) основные уголки (пояса) в каждом угле опоры имеют закрепление в направлении обеих граней опоры. В этом случае расчётная длина элемента принимается равной длине панели, а радиус инерции берётся минимальный.

При схеме решётки 1, 4 и 5 (см. фиг. 19) основные уголки в каждом узле имеют закрепление в плоскости только одной грани опоры. В этом случае проверка на устойчивость производится в двух вариантах:

а) при расчётной длине элемента, равной длине панели, и при радиусе инерции, взятом относительно оси, параллельной полке уголка;

б) при расчётной длине элемента, равной половине длины панели, и при минимальном значении момента инерции.

Если на металлическую решётчатую опору действуют горизонтальные силы, создающие крутящий момент, то в этом случае решётка опоры должна быть проверена на дополнительные усилия, возникающие в ней от крутящего момента.

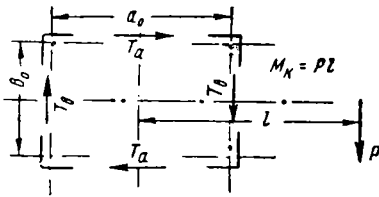
Действие крутящего момента, равного Pl , может быть приведено к четырём горизонтальным силам, приложенным к каждой грани опоры (фиг. 23). Величина каждой такой силы с учётом силы P определяется по формулам:

$$T_a = \frac{M_K}{2b_o}; \quad (43)$$

$$T_b = \frac{M_K}{2a_o} \pm \frac{P}{2}, \quad (44)$$

где a_o и b_o — расстояния между центрами тяжести сечений поясов на том уровне, где необходимо определить усилия от крутящего момента.

Величину усилий в элементах решётки от крутящего момента находят в каждом раскосе отдельно, рассматривая силы T_a и T_b как обычные перерезывающие усилия, действующие на уровне приложения силы P , создающей крутящий момент.



Фиг. 23. Усилия, действующие на опору при кручении

Дополнительные усилия в стойках опоры от крутящего момента при определении размеров сечения стойки обычно в расчёт не принимаются, так как почти полностью погашаются взаимным действием сил T , приложенных в смежных гранях опоры.

Определение сил T_a и T_b по приведённым формулам допускается при величине отношения большей стороны сечения опоры a к меньшей b , не превышающей двух.

Расчёт опор с планками. При соединении поясов уголкового или швеллерной опоры вместо раскосов планками (схема 5, фиг. 19) образуется так называемая безраскосная ферма. В этом случае пояса опоры вследствие жёсткости узлов соединения планок со стойкой, помимо сжатия или растяжения, будут испытывать изгиб.

Сжимающее усилие в стойке опоры, выполненной из уголков (фиг. 24), определяется по формуле

$$N_1 = \frac{M}{2a_o} + \frac{G}{4}. \quad (45)$$

Растягивающее усилие

$$N_2 = \frac{M}{2a_o} - \frac{G}{4}. \quad (46)$$

Дополнительный момент, изгибающий стойку, вычисляется по формуле

$$M_\partial = \frac{Ql_1}{8} = \frac{Q(l-c)}{8}, \quad (47)$$

где Q — полная перерезывающая сила, действующая на опору.

Расчёт растянутого пояса производится по формуле

$$\sigma = \frac{N_2}{F_{нт}} + \frac{M_\partial}{W} \leq [\sigma]. \quad (48)$$

Расчёт сжатого пояса на прочность производится по формуле

$$\sigma = \frac{N_1}{F_{нт}} + \frac{M_\partial}{W_{нт}} \leq [\sigma]. \quad (49)$$

При проверке сжатого пояса на продольный изгиб необходимо учитывать соотношения напряжения от вертикальных сил и от дополнительного изгибающего момента.

1-й случай. Если основное напряжение в стойке создаётся от вертикальных сил, то расчёт производится по формуле

$$\sigma = \frac{N_2}{F_{бр\varphi_1}} \leq [\sigma], \quad (50)$$

где φ_1 определяется для расчётной длины

$$l_p = l,$$

l — расстояние между осями планок.

2-й случай. Если основное напряжение в стойке создаётся от дополнительного изгибающего момента, то расчёт производится по формуле

$$\sigma = \frac{N_2}{F_{бр\varphi_2}} + \frac{M_\partial}{W_{бр}} \leq [\sigma], \quad (51)$$

где φ_2 определяется для расчётной длины

$$l_p = \frac{l-c}{2} = \frac{l_1}{2}.$$

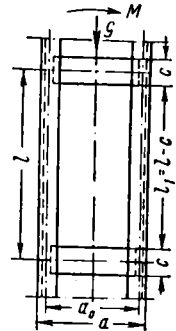
При расчёте стоек швеллерной опоры следует пользоваться приведёнными формулами (45)–(51) с учётом того, что вертикальные силы N_1 и N_2 будут в два раза больше, так как швеллерная опора имеет две стойки, а не четыре. То же относится и к дополнительному моменту, определяемому по формуле (47).

Расчёт планок производится на перерезывающую силу и изгибающий момент.

Перерезывающая сила, действующая на одну планку, вычисляется по формуле

$$Q_{пл} = \frac{Ql}{2a_o}, \quad (52)$$

где Q — перерезывающая сила, действующая на опору в рассматриваемом сечении.



Фиг. 24. Опора с планками

Момент, изгибающий планку в плоскости фермы

$$M_{пл} = \frac{Ql}{4}. \quad (53)$$

Графический способ расчёта конструкций. Решётчатую металлическую опору, представляющую статически определимую систему, можно рассчитать графическим способом посредством построения диаграммы Крмона, позволяющей определить направление и величину усилий в любом элементе фермы. Построение диаграммы Крмона для всей опоры ввиду громоздкости на практике почти не применяется. Способ построения диаграммы Крмона приводится в курсах строительной механики.

Для определения усилий в раскосах рекомендуется пользоваться графо-аналитическим способом, показанным на фиг. 25. Порядок расчёта следующий:

1) в определённом масштабе, например 1:50 или 1:100, строится схема опоры (одна грань);

2) стойки опоры продолжают до пересечения в точке O ;

3) проводятся линии $D_1, D_2, D_3, D_4, \dots, D_8$, являющиеся продолжением соответствующих раскосов 1-2, 2-3, 3-4, 4-5, ..., 8-9;

4) из точки O опускаются перпендикуляры до пересечения с линиями $D_1, D_2, D_3, \dots, D_8$ в точках a, b, c, \dots, e ;

5) по формуле

$$D_{1+5} = \frac{Q_0}{2} \cdot \frac{h_2}{C_{1+5}} \quad (54)$$

определяются соответственно усилия D_1, D_2, D_3, D_4 и D_5 в раскосах 1-2, 2-3, 3-4, 4-5 и 5-6;

6) по формуле

$$D_{6+8} = \frac{Q_1}{2} \cdot \frac{h_1}{C_{6+8}}, \quad (55)$$

где Q_0 и Q_1 — соответствующие перерезывающие усилия, определяются усилия D_6, D_7 и D_8 в раскосах 6-7, 7-8 и 8-9.

Величины $h_0, h_1, h_2, C_1 \div C_8$ измеряются в одном масштабе.

Усилия в раскосах D получаются той же размерности, что и величины P .

Формулы (54) и (55) получаются на основании равенства моментов от усилия в раскосе и момента внешних сил относительно точки O .

Определение прогибов металлических опор

Определение прогибов металлических опор постоянного по высоте сечения производится по формуле

$$f = \frac{PH^3}{3EI}, \quad (56)$$

где f — прогиб опор на уровне действия силы P ;

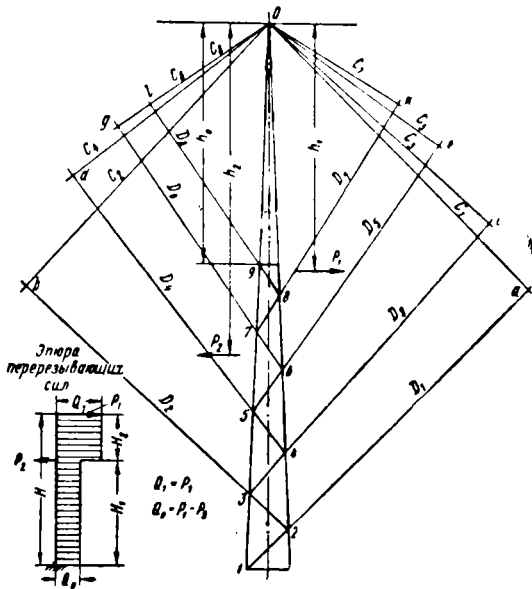
H — расстояние от основания опоры до силы P ;

E — модуль упругости материала опоры;

I — момент инерции сечения опоры.

Для пирамидальных опор, момент инерции которых непрерывно меняется по высоте, приближённое значение прогиба может быть определено, если принять момент инерции I

равным его значению на высоте $\frac{H}{2}$ от основания опоры.



Фиг. 25. Графическое определение усилий в раскосах металлической опоры

Для сквозных металлических опор, состоящих из нескольких поясов различного сечения, величина прогиба опоры от действия силы P , приложенной в любой точке опоры (фиг. 26), может быть определена по нижеприведённым формулам¹.

Прогиб опоры в точке приложения силы P (фиг. 26, а):

а) при различных сечениях растянутых и сжатых стоек

$$f = \frac{P}{8\alpha^2 E} \sum_{i=1}^n \frac{F_{i\text{сж}} + F_{i\text{р}}}{F_{i\text{сж}} \cdot F_{i\text{р}}} \times \left[l_i - \frac{2a}{\alpha} \left(k_i + \frac{\kappa_i^3}{3} \right) + \frac{a^2 l_i}{b_i a_i} \right]; \quad (57)$$

б) при одинаковых сечениях стоек

$$f = \frac{P}{4\alpha^2 E} \sum_{i=1}^n \frac{1}{F_i} \times \left[l_i - \frac{2a}{\alpha} \left(k_i + \frac{k_i^3}{3} \right) + \frac{a^2 l_i}{b_i a_i} \right], \quad (58)$$

где $F_{i\text{сж}}$ и $F_{i\text{р}}$ — сечения сжатой и растянутой стоек каждого пояса опоры (при однотипных стойках $F_{i\text{сж}} = F_{i\text{р}} = F_i$); l_i — длина пояса;

¹ Формулы (57)–(61) предложены инж. Горюхиным Ю. И. и инж. Шемякиным А. Н.

a_i, b_i — расстояние между центрами тяжести стоек у верхнего и нижнего концов каждого пояса опоры;

a — расстояние между центрами тяжести стоек на уровне приложения силы P ;

b — то же в основании опоры;

α — угол (в радианах) наклона стоек к вертикали в плоскости действия силы P , определяемый приближённо ввиду малого значения его из выражения

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{b-a}{2H};$$

E — модуль упругости материала опоры;

k_i — коэффициент, равный

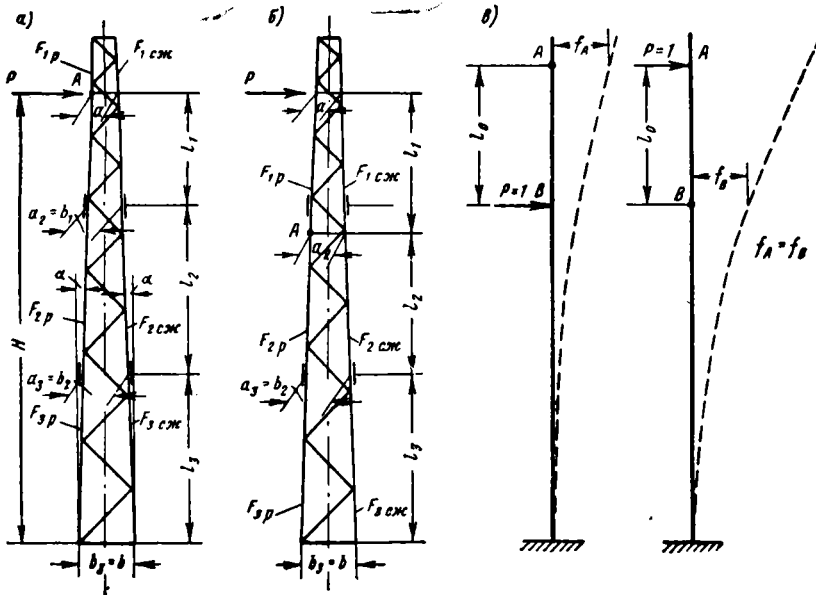
$$k_i = \frac{b_i - a_i}{b_i + a_i}. \quad (59)$$

б) при одинаковых сечениях стоек

$$f = \frac{P}{4a^2 E} \sum_1^n \frac{1}{F_i} \times \\ \times \left[l_i - 2 \left(l_o + \frac{a}{\alpha} \right) \left(k_i + \frac{k_i^3}{3} \right) + \frac{a^2 l_i}{b_i a_i} + \right. \\ \left. + l_o \left(\frac{a}{a_i} - \frac{a}{b_i} \right) \right], \quad (61)$$

где l_o — расстояние от точки приложения силы P до точки, в которой исчисляется прогиб, а прочие обозначения те же, что и выше.

Для пояса, в котором расположена точка опоры, где определяется прогиб, величина a_i принимается равной расстоянию между центрами тяжести стоек на уровне расположения этой точки, а величина l_i принимается равной



Фиг. 26. Схемы опор для определения прогибов: а — в точке приложения горизонтальной силы; б — в точке, лежащей ниже силы; в — в точке, лежащей выше силы

Прогиб опоры в точке, находящейся ниже точки приложения силы P (фиг. 26, б):

а) при различных сечениях растянутых и сжатых стоек

$$f = \frac{P}{8a^2 E} \sum_1^n \frac{F_{i \text{ сж}} + F_{i \text{ р}}}{F_{i \text{ сж}} \cdot F_{i \text{ р}}} \times \\ \times \left[l_i - 2 \left(l_o + \frac{a}{\alpha} \right) \left(k_i + \frac{k_i^3}{3} \right) + \frac{a^2 l_i}{b_i a_i} + \right. \\ \left. + l_o \left(\frac{a}{a_i} - \frac{a}{b_i} \right) \right]; \quad (60)$$

расстоянию от этой точки до нижнего конца данного пояса опоры.

Части опоры, расположенные выше точки, в которой определяется прогиб опоры, в расчёт не входят.

Определение прогиба опоры в точке, находящейся выше точки приложения силы P , производится по тем же формулам (60) и (61) на основе применения теоремы о взаимном перемещении, по которой прогиб в точке A от силы, приложенной в точке B , равен прогибу в точке B от такой же силы, приложенной в точке A .

Поэтому для определения прогиба опоры в точке A , расположенной на расстоянии l_o

выше точки B приложения силы P , переносят эту силу в точку A и по формулам (60) или (61) находят прогиб в точке B , расположенной на расстоянии l_0 ниже точки A (фиг. 26, в).

Подсчёты прогибов опор обычно производят для силы $P=1$, а полный прогиб опоры получают как произведение единичного прогиба на величину силы.

Расчёт сварных соединений

Расчёт сварных швов производится по формуле

$$\sigma = \frac{N}{F} \leq [\sigma], \quad (62)$$

где N — усилие, действующее на шов;

F — суммарное сечение швов;

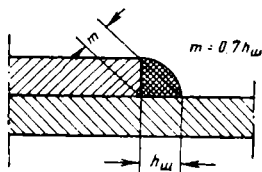
σ — допускаемое напряжение на растяжение, сжатие или изгиб (принимается по табл. 5).

Сечение шва определяется по формуле

$$F = 0,7 \cdot h_{ш} l_{ш}, \quad (63)$$

где $l_{ш}$ — расчётная длина шва, равная действительной длине за вычетом 10 мм (на непровар, кратер);

$h_{ш}$ — расчётная высота сварного шва, равная наименьшей толщине свариваемых элементов (фиг. 27).



Фиг. 27. Размеры сварного шва

Если соединение выполнено л о б о в ы м и ш в а м и, т. е. перпендикулярными к направлению действующего усилия, то полученное по формуле (62) напряжение не должно превышать допускаемого напряжения растяжения или сжатия.

При выполнении соединения с помощью ф л а н г о в ы х ш в о в, параллельных направлению усилия, или с помощью к о с ы х ш в о в полученное напряжение не должно превышать допускаемого напряжения среза.

При несимметричном расположении швов относительно оси привариваемого элемента размеры швов устанавливаются обратно пропорциональными расстояниям их от нейтральной оси сечения привариваемого элемента.

Например, для случая приварки равнобокого уголка (фиг. 28)

$$\frac{F_1}{C_1} = \frac{F_2}{C_2}$$

или

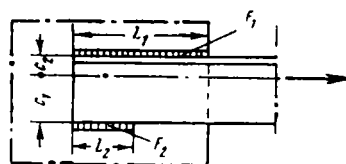
$$F_1 = 0,7 F; F_2 = 0,3 F,$$

где F — суммарная необходимая площадь сварных швов.

Сварные соединения, работающие одновременно на нормальные силы и срез, в том числе косые швы центрально нагруженных элементов, проверяются на нормальные и срезающие силы отдельно.

Размеры швов должны удовлетворять следующим условиям:

а) высота шва (по катету) должна быть не менее 4 мм (на детали толщиной менее



Фиг. 28. Распределение швов при несимметричном действии нагрузки

4 мм это ограничение не распространяется) и не более 1,5 δ , где δ — наименьшая толщина соединяемых элементов;

б) расчётная длина флангового или лобового шва должна быть не менее 40 мм;

в) наибольшая расчётная длина флангового шва в сквозных конструкциях должна быть не более 60 $h_{ш}$; если сила, передающаяся фланговому шву, возникает на всём его протяжении, то длина шва не ограничивается;

г) расстояние в свету между отдельными частями прерывистых швов должно быть в сжатых элементах не более 16 δ , в растянутых — не более 30 δ .

Типовые металлические опоры контактной сети

Основные данные типовых металлических опор контактной сети, разработанных в 1954 г. Государственным проектным институтом Транстехпроект Министерства транспортного строительства, приведены в табл. 6. Наиболее распространённые конструкции типовых опор приведены на фиг. 29—35.

На фиг. 36 и 37 даны кривые изменения расхода металла на 1 м расчётного изгибающего момента для различных типов опор.

Выбор того или иного типа опоры производится на основании определения действительных изгибающих моментов, воспринимаемых опорой при заданных условиях её работы, и сопоставления этой величины с номинальными значениями изгибающих моментов соответствующей группы опор (опоры с однопутной консолью, опоры с двухпутной консолью, опоры гибких поперечин и т. п.).

Типовые опоры, данные по которым приведены в табл. 6, разработаны в основном не направленными, что позволяет значительно расширить область их использования.

Опоры гибких поперечин рассчитаны по треугольной эпюре изгибающих моментов.

Таблица 6

Основные данные применяемых металлических опор контактной сети

Тип опор	Высота опоры в м	Размеры опоры в мм		Расчётные нагрузки						Вес опоры с учётом наплавленного металла швов в кг
				Изгибающий момент в тм			Перерезывающее усилие в кг			
		основания	у вершины	у основания		под пятой консоли	от п одвески		от анкеровки	
				от подвески	от анкеровки		в нижней части опоры	в верхней части опоры		
1		3	4	5	6		8		10	11
I. Консольные опоры										
$M_{\frac{5}{9,5}}$	9,5	600×400	250×200	5,0	—	2,5	750	1 500	—	257,0
$M_{\frac{7}{9,5}}$	9,5	600×400	250×200	7,0	—	3,5	1 000	2 000	—	303,0
$M_{\frac{10}{9,5}}$	9,5	600×400	250×200	10,0	—	5,0	1 500	3 000	—	341,0
$M_{\frac{5}{10}}$	10,0	600×400	250×200	5,0	—	2,5	750	1 500	—	267,0
$M_{\frac{7}{10}}$	10,0	600×400	250×200	7,0	—	3,5	1 000	2 000	—	315,0
$M_{\frac{10}{10}}$	10,0	600×400	250×200	10,0	—	5,0	1 500	3 000	—	355,0
$M_{\frac{5}{11,5}}$	11,5	600×400	250×200	5,0	—	2,5	750	1 500	—	295,0
$M_{\frac{7}{11,5}}$	11,5	600×400	250×200	7,0	—	3,5	1 000	2 000	—	351,0
$M_{\frac{10}{11,5}}$	11,5	600×400	250×200	10,0	—	5,0	1 500	3 000	—	396,0
$M_{\frac{10}{13}}$	13,0	1 000×600	500×400	10,0	—	7,0	1 000	2 400	—	527,0
$M_{\frac{15}{13}}$	13,0	1 000×600	500×400	15,0	—	11,0	1 500	3 700	—	599,0
$M_{\frac{20}{13}}$	13,0	1 000×600	500×400	20,0	—	15,0	2 000	5 000	—	675,0
II. Анкерные консольные опоры										
$MO_{\frac{12-35}{9,5}}$	9,5	700×700	415×415	12,0	35,0	6,0	2 000	3 500	—	551,0 (с учётом оттяжек)
$MO_{\frac{12-35}{10,0}}$	10,0	700×700	400×400	12,0	35,0	6,0	2 000	3 500	—	570,0 (с учётом оттяжек)
$MO_{\frac{12-35}{11,5}}$	11,5	700×700	355×355	12,0	35,0	6,0	2 000	3 500	—	624,0 (с учётом оттяжек)
$MШ_{\frac{10-40}{9,5}}$	9,5	700×2 500	510×650	10,0	40,0	5,0	1 500	3 000	6 000	846,0
$MШ_{\frac{10-40}{10,0}}$	10,0	700×2 500	500×600	10,0	40,0	5,0	1 500	3 000	6 000	870,0
$MШ_{\frac{10-40}{11,5}}$	11,5	700×2 500	470×450	10,0	40,0	5,0	1 500	3 000	6 000	940,0
$MШ_{\frac{15-40}{13}}$	13,0	1 000×2 500	500×400	15,0	40,0	11,0	1 500	3 700	4 000	1 134,0
III. Опоры гибких поперечин										
$M_{\frac{20}{15}}$	15,0	1 200×800	400×400	20,0	—	—	1 700	1 350	—	651,0
$M_{\frac{25}{15}}$	15,0	1 200×800	400×400	25,0	—	—	2 100	1 700	—	699,0
$M_{\frac{35}{15}}$	15,0	1 200×800	400×400	35,0	—	—	2 800	2 400	—	817,0
$M_{\frac{45}{15}}$	15,0	1 500×1 000	500×500	45,0	—	—	3 600	3 000	—	896,0
$M_{\frac{55}{15}}$	15,0	1 500×1 000	500×500	55,0	—	—	4 300	3 700	—	992,0
$M_{\frac{65}{15}}$	15,0	1 500×1 000	500×500	65,0	—	—	5 000	4 300	—	1 090,0

Продолжение

Тип опор	Высота опоры в м	Размеры опоры в мм		Расчётные нагрузки						Вес опоры с учётом наплавлен- ного металла швов в кг
				Изгибающий момент в тм			Перерезывающее усилие в кг			
		у основа- ния	у верши- ны	у основания		под пятой консо- ли	от подвески		от ан- керов- ки	
				от под- вески	от ан- керов- ки		в ниж- ней части опоры	в верх- ней части опоры		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
M ₆₅ 20	20,0	1 800×1 000	600×600	65,0	—	—	4 000	3 250	—	1 403,0
M ₇₅ 20	20,0	1 800×1 000	600×600	75,0	—	—	4 600	3 750	—	1 490,0
M ₉₀ 20	20,0	1 800×1 000	600×600	90,0	—	—	5 550	4 500	—	1 640,0
M ₁₀₅ 20	20,0	2 000×1 000	800×600	105,0	—	—	6 300	5 200	—	1 785,0
M ₁₂₀ 20	20,0	2 000×1 000	800×600	120,0	—	—	7 000	6 000	—	1 948,0
M ₁₅₀ 20	20,0	2 000×1 000	800×600	150,0	—	—	8 500	7 500	—	2 248,0

IV. Анкерные опоры гибких поперечин

[illegible]

V. Фиксирующие опоры

$M-\frac{5}{8}$	8,0	600×400	320×240	5,0	—	—	650	—	—	226,0
$M-\frac{7}{8}$	8,0	600×400	320×240	7,0	—	—	900	—	—	263,0
$M-\frac{10}{8}$	8,0	600×400	320×240	10,0	—	—	1 250	—	—	296,0

Примечания. 1. В графах 3 и 4 первая цифра указывает размер опор в плоскости действия основного изгибающего момента от подвески (приведённого в графе 5), вторая цифра — в перпендикулярной плоскости.

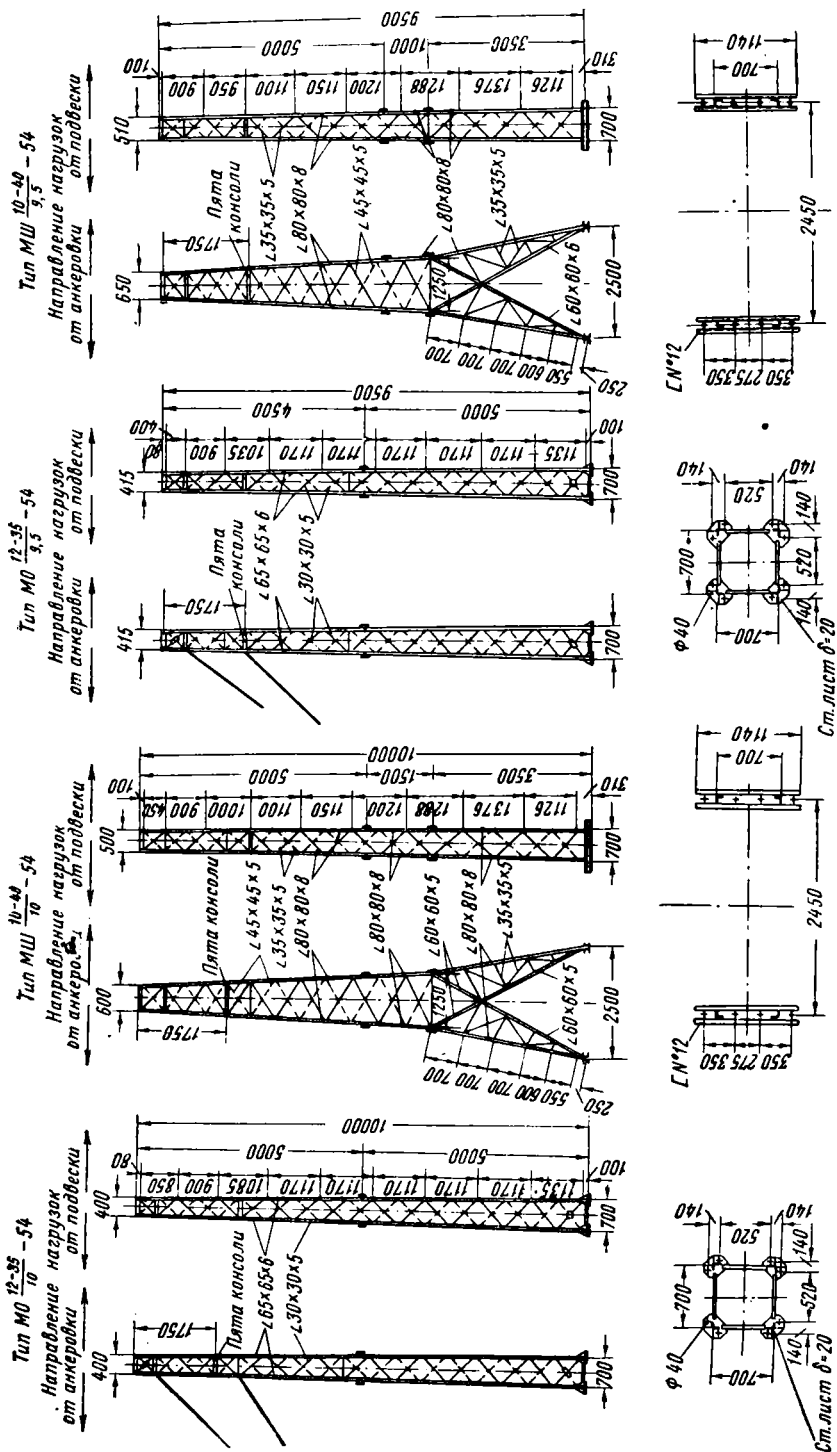
2. В графе 8 даны величины перерезывающих усилий:

- | | |
|---|--------------------------|
| а) для консольных промежуточных и анкерных опор высотой 9,5 м — от основания до высоты | 7,5 м |
| б) для консольных промежуточных и анкерных опор высотой 10 м — от основания до высоты | 7,5 » |
| в) для консольных промежуточных и анкерных опор высотой 11,5 м — от основания до высоты | 9,0 » |
| г) для консольных промежуточных и анкерных опор высотой 13 м — от основания до высоты | 10 » |
| д) для всех опор гибких поперечин — от основания до высоты | 9,8 » |
| е) для фиксирующих опор | от основания до вершины. |

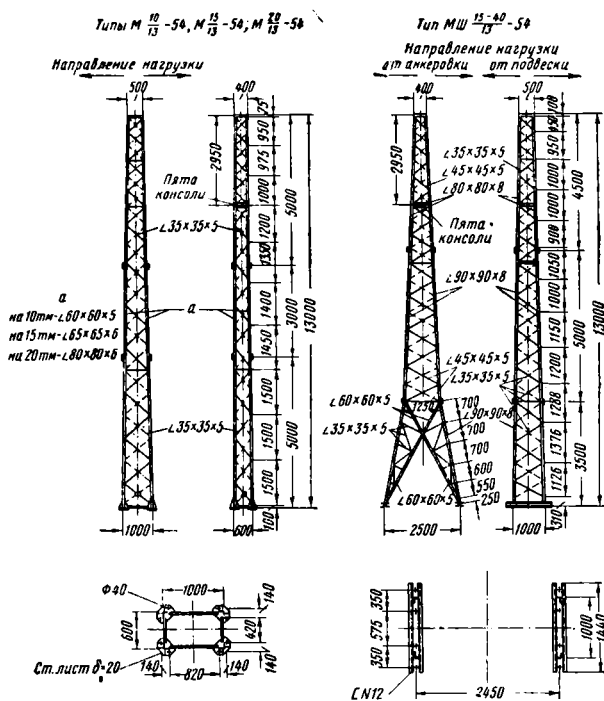
3. В графе 9 даны величины перерезывающих сил в остальной (верхней) части опор.

4. В графе 10 даны величины перерезывающих сил от анкеровки проводов, действующие по всей высоте опоры, для опор высотой 9,5 и 10 м и на участке от основания до высоты 9,8–10,0 м для остальных типов анкерных опор. Для анкерных опор гибких поперечин в той же графе в знаменателе даны величины перерезывающих сил от анкеровки, действующие в верхней части опоры (выше 9,8–10 м).

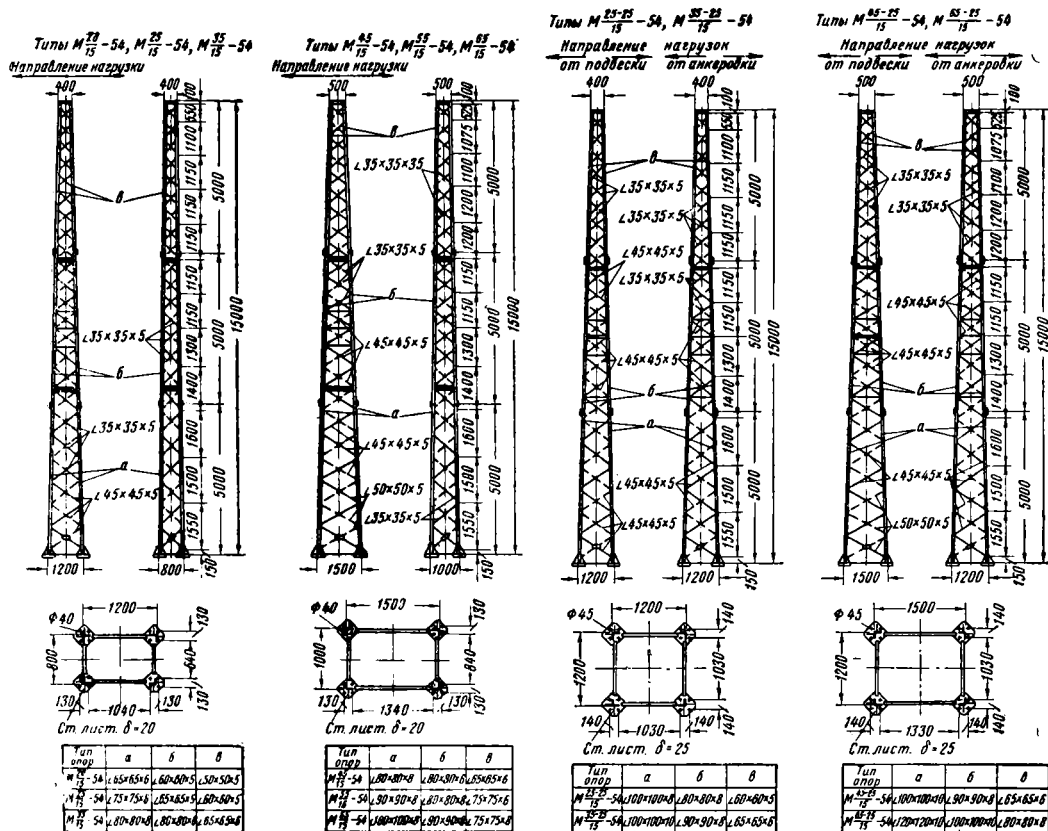




Фиг. 30. Анкерные консоли опоры

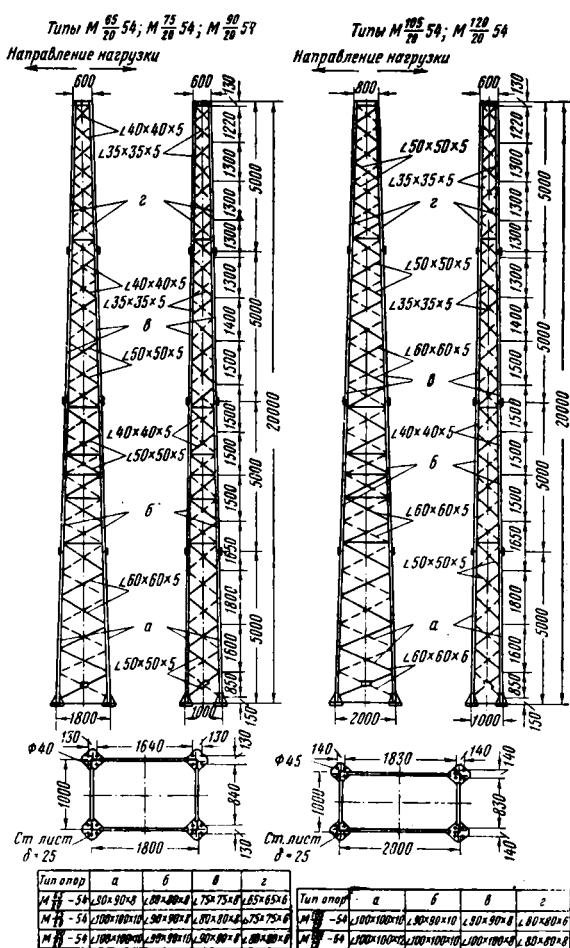


Фиг. 31. Опоры для двухпутных консолей

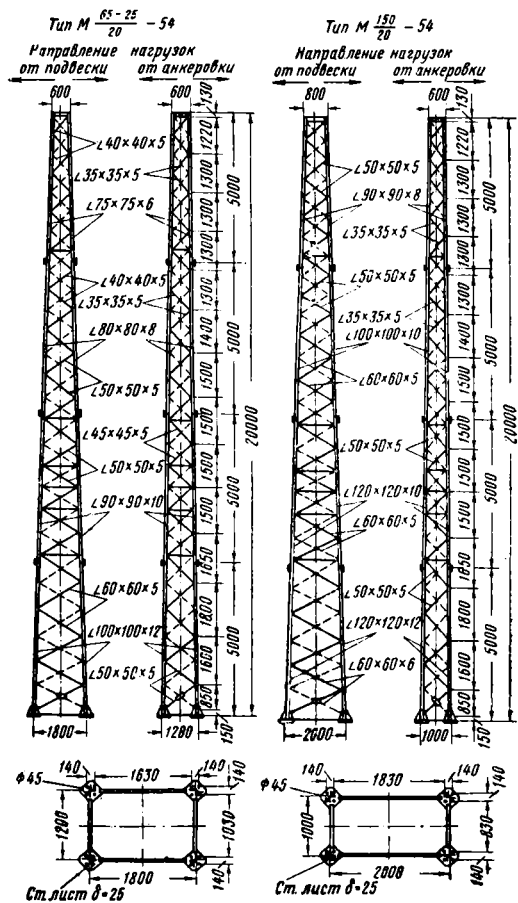


Фиг. 32. Промежуточные опоры гибких попе
речин высотой 15 м

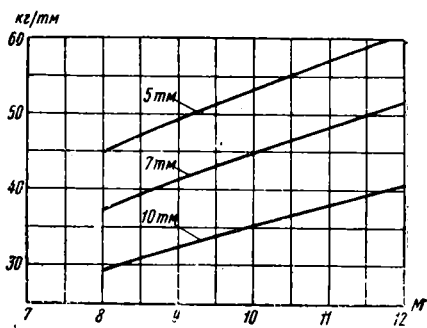
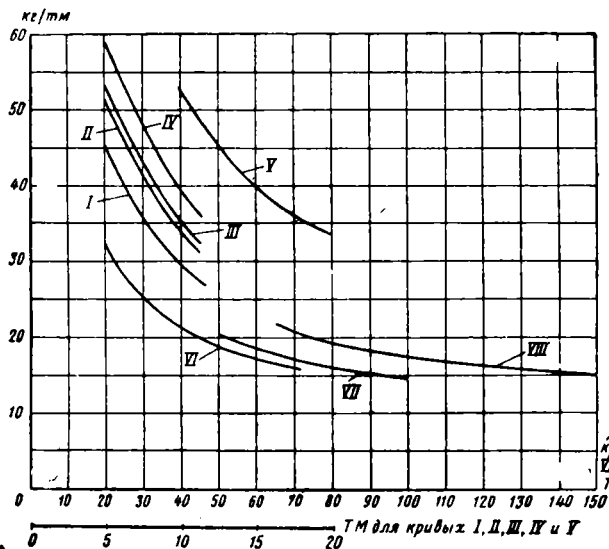
Фиг. 33. Анкерные опоры гибких поперечин
высотой 15 м



Фиг. 34. Промежуточные опоры гибких поперечин высотой 20 м



Фиг. 35. Анкерные опоры гибких поперечин высотой 20 м



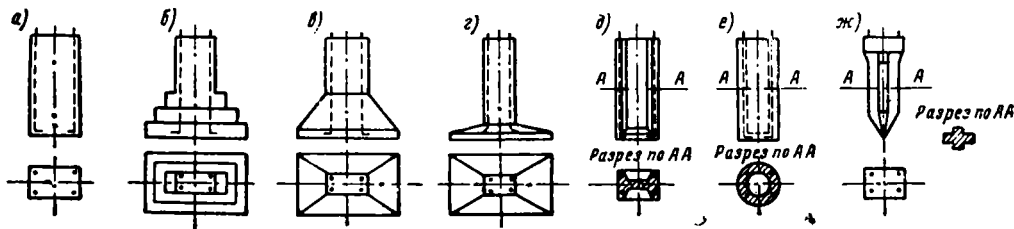
Фиг. 37. Кривые зависимости удельного расхода металла (в кг/м) от высоты консольных опор для различных значений расчётного изгибающего момента

Фиг. 36. Кривые зависимости удельного расхода металла (в кг/м) от величины расчётного изгибающего момента: I—для фиксирующих опор высотой 9,5 м; II—для консольных опор высотой 8 м; III—то же высотой 10 м; IV—то же высотой 11,5 м; V—то же высотой 13 м; VI—для опор гибких поперечин высотой 15 м; VII—для анкерных опор гибких поперечин высотой 15 м; VIII—для опор гибких поперечин высотой 20 м

ФУНДАМЕНТЫ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ ОПОР КОНТАКТНОЙ СЕТИ

Для заделки металлических опор контактной сети в грунт применяются бетонные и железобетонные фундаменты.

Размеры фундаментов в зависимости от величины действующих усилий, характеристики грунтов, места установки и других условий определяются соответствующим расчётом по какому-либо из существующих и применяемых в проектной практике методов расчёта¹.



Фиг. 38. Типы применяемых фундаментов: а — призматический; б — ступенчатый; в — пирамидальный; г — одноступенчатый; д — двуступенчатый; е — трубчатый; ж — свайный

Фундаменты изготовляются из бетона марки 90 или 110 или из железобетона марки 170 или 200. Для армирования железобетонных фундаментов используют обычную круглую сталь Ст. 3 или сталь периодического профиля Ст. 5 по ГОСТ 5781—51.

Применяемые конструктивные формы фундаментов, работающих на выворачивание, показаны на фиг. 38.

Наиболее широко применяются первые четыре типа фундаментов (фиг. 38, а, б, в и г). Остальные типы имеют пока характер опытных конструкций.

Размеры фундамента выбираются по условиям обеспечения его устойчивости под действием внешнего момента и проверяются на прочность по изгибу всей конструкции от момента и на прочность отдельных его элементов (толщина ступеньки или полки двутавра, толщина стенок трубчатого фундамента и т. п.).

Фундаменты ступенчатые, пирамидальные и одноступенчатые применяются главным образом при больших нагрузках, когда трудно создать необходимую устойчивость фундамента только за счёт глубины его заделки. Для наиболее массовых фундаментов принят предельный объём фундамента, допускающий установку краном, равным 4 м^3 , что соответствует весу порядка $8,5\text{—}9 \text{ т}$ и требует применения кранов грузоподъемностью 10 т .

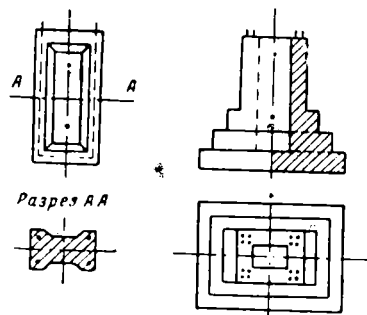
Для обеспечения легкой строповки фундаменты, изготовляемые на заводе, снабжаются

монтажными петлями. С целью предохранения бетонных фундаментов от раскалывания при перевозке анкерные болты следует выполнять на полную высоту фундамента.

Как правило, фундаменты выполняются бетонными.

Применение железобетона обуславливается или конструкцией фундамента (двутавровые, трубчатые, свайные) или необходимостью уменьшения веса фундамента при выбранных по устойчивости размерах. Примером такого решения являются одноступенчатые фундаменты, выполняемые часто с железобетонной

подушкой (плитой) и бетонным цоколем. Для уменьшения веса и расхода материалов конструкцию фундаментов облегчают устройством различных углублений (ниш) или «колодцев» (фиг. 39).



Фиг. 39. Конструктивное выполнение облегченных бетонных фундаментов

Соединение фундаментов с опорой бывает неразъемное и разъемное. В первом случае опора соединяется с арматурой фундамента посредством заклёпочного или сварного соединения. Разъемное соединение опоры с фундаментом осуществляется с помощью анкерных болтов или каркасов.

Анкерные болты закладываются в фундамент на глубину, определяемую расчётом по сцеплению болта с бетоном (но не менее $35\text{—}40 d$, где d — диаметр болта), или по конструктивным условиям — на всю глубину фундамента.

Каркас представляет собой сварную конструкцию, подобную нижней части опоры и имеющую отверстия для болтов, расположенные так же, как в основании опоры.

Опора, установленная на каркас, соединяется с ним короткими болтами.

¹ В настоящее время отсутствует единый, утверждённый в официальном порядке, метод расчёта фундаментов опор контактной сети. Из методов, применяемых различными проектными организациями, ни один не может быть рекомендован для обязательного использования, так как они основаны на ряде положений и предпосылок, не подтверждённых экспериментальным путём, т. е. не являющихся бесспорными. Конструкции фундаментов, описанные в настоящем разделе, рассчитаны по одному из таких методов и приводятся здесь как один из возможных вариантов, широко применяемых на практике.

Каркасы выполняются из угловой стали и закладываются на всю высоту фундамента. В табл. 7 приведены основные сведения о фундаментах с анкерными болтами, разработанных Транстехпроектом в 1954 г.

На фиг. 40—43 представлено конструктивное выполнение наиболее массовых типов фундаментов.

Все приведённые в табл. 7 типы фундаментов могут применяться в различных грунтах и в различных условиях установки.

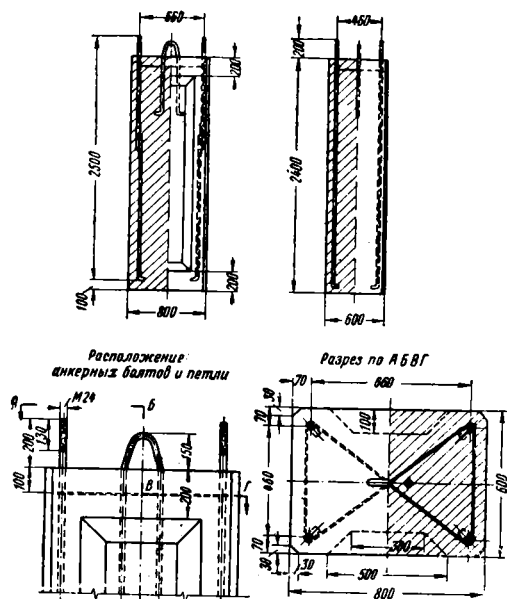
Грунты характеризуются допускаемым давлением на глубине 2 м.

По допускаемому давлению и условиям установки различают шесть наиболее часто встречающихся категорий грунта:

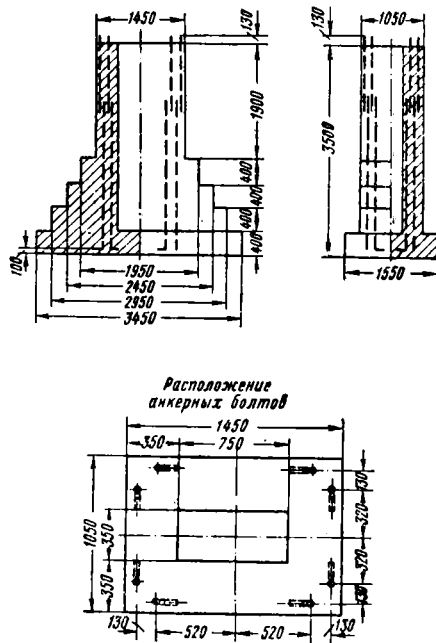
а) в нулевых местах и выемках при $\sigma = 1,0 \text{ кг/см}^2$; $\sigma = 1,5 \text{ кг/см}^2$; $\sigma = 2,0 \text{ кг/см}^2$; $\sigma = 2,5 \text{ кг/см}^2$;

б) на насыпях при $\sigma = 1,5 \text{ кг/см}^2$; $\sigma = 2,0 \text{ кг/см}^2$.

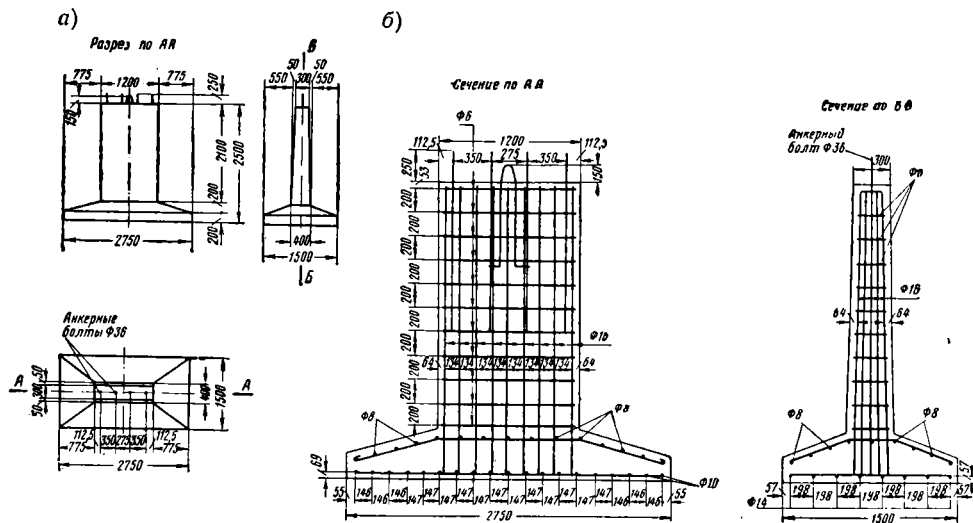
Условия использования фундаментов различных типов в зависимости от категории грунта и величины воспринимаемой нагрузки (при соблюдении коэффициента запаса устойчивости не менее 1,5) приведены в табл. 8 и 9.



Фиг. 40. Бетонный фундамент для промежуточных консольных и фиксирующих опор (тип К-I-24; бетон марки 110)



Фиг. 41. Бетонный монолитный фундамент для опор гибких поперечин (тип П-V-30)



Фиг. 42. Железобетонный фундамент для анкерных консольных широкобазных опор (тип АК-II-36, железобетон марки 170): а—опалубочный чертёж; б—армирование фундамента

Таблица 7

Основные данные применяемых бетонных и железобетонных фундаментов для металлических опор контактной сети

Тип фундамента	Основные размеры фундамента в мм					Форма и материал	Объем одно- го фундамен- та в м³	Число анкер- ных болтов	Расход металла на один фундамент в кг
	Высота	Длина цоколя	Шири- на цо- коля	Длина подош- вы	Шири- на по- дошвы				
I. Фундаменты консольных и фиксирующих опор									
К-I-24	2 400	800	600	800	600	Призматический бетонный То же	1,00	4	38,18
К-II-24	2 650	800	600	800	600		1,10	4	40,58
К-II-30	2 650	800	600	800	600	»	1,10	4	53,86
К-III-24	2 900	800	600	800	600	»	1,20	4	42,98
К-IV-24	2 900	800	700	800	700	»	1,43	4	45,98
К-IV-30	2 900	800	700	800	700	»	1,43	4	59,26
К-IV-36	2 900	800	700	800	700	»	1,43	4	86,54
К-V-24	2 900	800	600	1 500	1 100	Ступенчатый бетонный То же	1,68	4	45,98
К-V-30	2 900	800	600	1 500	1 100	»	1,68	4	59,26
К-VI-24	2 900	800	600	2 000	1 100	»	2,08	4	86,54
К-VI-30	2 900	800	600	2 000	1 100	»	2,08	4	45,98
К-VI-36	2 900	800	600	2 000	1 100	»	2,08	4	59,26
К-VII-36	2 900	800	600	2 500	1 100	»	2,48	4	86,54
К-VIII-24	3 000	1 250	850	1 750	850	Ступенчатый бетонный То же	2,87	8	85,50
К-IX-24	3 000	1 250	850	2 250	1 200	»	3,42	8	91,05
К-IX-30	3 000	1 250	850	2 250	1 200	»	3,42	8	116,37
К-X-24	3 500	1 250	850	2 400	1 200	»	4,02	8	100,85
К-X-30	3 500	1 250	850	2 400	1 200	»	4,02	8	126,37
К-XI-30	3 500	1 250	850	2 700	1 500	Одноступенчатый железобетонный	4,00	8	193,31
II. Фундаменты анкерных консольных опор									
АК-I-36	2 500	1 200	300	2 250	1 250	Одноступенчатый железобетонный То же	1,73	4	225,20
АК-II-36	2 500	1 200	300	2 750	1 500		2,12	4	244,30
АК-III-36	3 500	1 200	300	1 750	1 500	»	2,12	4	253,70
АК-IV-36	2 500	1 500	300	2 250	1 250	»	2,95	4	236,0
АК-V-36	2 500	1 500	300	3 000	1 500	»	2,51	4	265,0
АК-VI-36	3 500	1 500	300	2 500	1 500	»	2,52	4	301,0
АК-VII-30	2 900	950	950	1 950	950	Ступенчатый бетон- ный То же	2,87	8	114,2
АК-VIII-30	2 900	950	950	1 950	1 450	»	3,26	8	114,2
АК-IX-30	3 200	950	950	2 450	1 450	»	4,08	8	120,22
А-I (анкер оттяж- ки)	3 000	200	200	1 300	1 300	Одноступенчатый железобетонный	0,60	—	46,2
А-II (анкер оттяж- ки)	4 000	200	200	1 300	1 300	То же	0,69	—	58,5
Примечание. Фундаменты типов от АК-I-36 до АК-VI-36 применяются в количестве двух для одной опоры.									
III. Фундаменты промежуточных опор гибких поперечин									
П-I-30	3 000	1 450	1 050	2 450	1 050	Ступенчатый бетонный То же	4,75	8	103,64
П-II-24	3 000	1 450	1 050	2 450	1 550	»	5,01	16	130,92
П-II-30	3 000	1 450	1 050	2 450	1 550	»	5,01	8	103,64
П-III-24	3 000	1 450	1 050	2 950	1 550	»	5,73	16	130,92
П-III-30	3 000	1 450	1 050	2 950	1 550	»	5,73	8	103,64
П-IV-24	3 500	1 450	1 050	2 950	1 550	»	6,38	16	172,12
П-IV-30	3 500	1 450	1 050	2 950	1 550	»	6,38	8	113,14
П-V-24	3 500	1 450	1 050	3 450	1 550	»	7,31	16	172,12
П-V-30	3 500	1 450	1 050	3 450	1 550	»	7,31	8	113,14
П-VI-24	4 000	1 450	1 050	3 450	1 550	»	7,95	16	159,02
П-VII-24	3 000	1 750	1 250	3 250	1 250	Ступенчатый бетонный То же	6,59	16	130,92
П-VIII-24	3 000	1 750	1 250	3 250	1 750	»	7,23	16	130,92
П-VIII-30	3 000	1 750	1 250	3 250	1 750	»	7,23	16	214,44
П-IX-24	3 000	1 750	1 250	3 750	1 750	»	8,31	16	130,92
П-IX-30	3 000	1 750	1 250	3 750	1 750	»	8,31	16	214,44
П-X-30	3 500	1 750	1 250	3 750	1 750	»	9,40	16	236,74
П-XI-24	3 500	1 750	1 250	3 750	2 250	»	10,54	16	145,62
П-XI-30	3 500	1 750	1 250	3 750	2 250	»	10,54	16	236,74
П-XII-24	3 500	1 750	1 250	4 250	2 250	»	12,07	16	145,62
П-XII-30	3 500	1 750	1 250	4 250	2 250	»	12,07	16	236,74
П-XIII-30	4 500	1 750	1 250	4 250	2 250	»	13,13	16	277,04

Примечание. Фундаменты типов от АК-I-36 до АК-VI-36 применяются в количестве двух для одной опоры.

Таблица 8

Использование фундаментов для промежуточных опор при различных грунтах и нагрузках

Допускаемая нагрузка в тм	Место установки фундамента	Выемки и нулевые места				Насыпи	
		При допускаемом давлении на грунт σ в кг/см ²					
		1,0	1,5	2,0	2,5	1,5	2,0
I. Фундаменты консольных опор высотой 9,5, 10,0 и 11,5 м и фиксирующих							
3,0	K-V-24	K-II-24	K-I-24	K-I-24	K-V-24	K-III-24	
4,0	K-V-24	K-III-24	K-I-24	K-I-24	K-V-24	K-V-24	
5,0	K-V-24	K-IV-24	K-II-24	K-I-24	K-VI-24	K-V-24	
7,0	K-VI-30	K-V-30	K-IV-30	K-II-30	K-VI-30	K-V-30	
10,0	K-VII-36	K-VI-36	K-V-36	K-IV-36	K-VII-36	K-VII-36	
II. Фундаменты консольных опор высотой 13 м							
10,0	K-IX-24	K-VIII-24	K-VIII-24	K-VIII-24	K-IX-24	K-IX-24	
15,0	K-X-24	K-IX-24	K-IX-24	K-VIII-24	K-X-24	K-X-24	
20,0	K-XI-30	K-X-30	K-IX-30	K-IX-30	K-XI-30	K-XI-30	
III. Фундаменты опор гибких поперечин высотой 15 м							
20,0	П-III-30	П-II-30	П-I-30	П-I-30	П-IV-30	П-IV-30	
25,0	П-V-30	П-III-30	П-II-30	П-I-30	П-V-30	П-IV-30	
30,0	П-V-24	П-III-24	П-III-24	П-II-24	П-VI-24	П-V-24	
35,0	П-VI-24	П-IV-24	П-III-24	П-II-24	П-VI-24	П-V-24	
40,0	П-XI-24	П-IX-24	П-VII-24	П-VII-24	П-XII-24	П-XII-24	
45,0	П-XI-24	П-IX-24	П-VIII-24	П-VII-24	П-XII-24	П-XII-24	
55,0	П-XII-30	П-X-30	П-IX-30	П-VIII-30	П-XIII-30	П-XII-30	
65,0	П-XIII-30	П-XI-30	П-X-30	П-IX-30	П-XIII-30	П-XIII-30	
75,0	АП-VII-36	АП-VI-36	АП-V-36	АП-V-36	АП-IX-36	АП-VIII-36	
	(См. примечание)						
IV. Фундаменты опор гибких поперечин высотой 20 м							
55,0	П-XVII-30	П-XV-30	П-XIV-30	П-XIV-30	П-XVIII-30	П-XVIII-30	
65,0	П-XVII-30	П-XVI-30	П-XV-30	П-XIV-30	П-XVIII-30	П-XVIII-30	
75,0	П-XIX-30	П-XVI-30	П-XV-30	П-XV-30	П-XIX-30	П-XVIII-30	
90,0	П-XIX-30	П-XVII-30	П-XVI-30	П-XV-30	П-XIX-30	П-XIX-30	
105,0	П-XXII-36	П-XXI-36	П-XXI-36	П-XX-36	П-XXIII-36	П-XXII-36	
120,0	П-XXIII-36	П-XXI-36	П-XXI-36	П-XX-36	П-XXIII-36	П-XXII-36	
150,0	П-XXIII-36	П-XXII-36	П-XXI-36	П-XXI-36	П-XXIII-36	П-XXIII-36	
Примечание. Типы фундаментов на 75 тм указаны при использовании анкерной опоры							
М ₆₅₋₂₅ в качестве промежуточной.							
15							

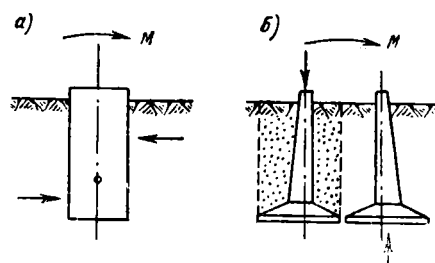
Все описанные выше фундаменты, за исключением фундаментов анкерных консольных опор, относятся к монолитным, т. е. у них весь объем бетона заключен в одном блоке.

Фундаменты типа АК для анкерных консольных опор, а также фундаменты типа Р для опор гибких поперечин относятся к типу «раздельных», т. е. у них объем бетона разделен на два блока.

Монолитные и раздельные фундаменты работают по разным принципам. Первые воспринимают внешний изгибающий момент за счет противодействия грунта выворачиванию всего блока. У вторых — один блок работает на сжатие, а другой — на выдергивание из грунта (фиг. 44).

Основное преимущество раздельных фундаментов по сравнению с монолитными заключается в возможности организовать их производство заводским способом с последующей установкой в котлованы в готовом виде.

Необходимая максимальная грузоподъемность крана для раздельных фундаментов — 15 т.



Фиг. 44. Схемы работы фундаментов: а — монолитного; б — раздельного

Условия использования раздельных фундаментов типа Р в зависимости от нагрузки и качества грунта представлены в табл. 10.

В табл. 11 приведены данные по одному для опор гибких поперечин, разработанных из возможных вариантов конструктивного Транстехпроектом Министерства транспортного строительства. выполнения раздельных фундаментов типа Р

Таблица 9

Использование фундаментов для анкерных опор при различных грунтах и нагрузках

Место установки фундамента		Выемки и нулевые места				Насыпи	
Допускаемая нагрузка в тм		Допускаемое давление на грунт $\sigma = \text{кг/см}^2$					
в плоско-сти под-вески	в плоско-сти анке-ровок	1,0	1,5	2,0	2,5	1,5	2,0
I. Фундаменты анкерных консольных опор высотой 9,5; 10,0 и 11,5 м							
10,0	40,0	АК-II-36	АК-II-36	АК-I-36	АК-I-36	АК-III-36	АК-III-36
12,0	35,0	АК-IX-30	АК-VIII-30	АК-VII-30	АК-VII-30	АК-IX-30	АК-IX-30
Анкер оттяжки		A-I	A-I	A-I	A-I	A-II	A-II
II. Фундаменты анкерных консольных опор высотой 13 м							
15	40	АК-V-36	АК-V-36	АК-IV-36	АК-IV-36	АК-VI-36	АК-VI-36
III. Фундаменты анкерных опор гибких поперечин высотой 15 м							
25	25	АП-IV-36	АП-II-36	АП-I-36	АП-I-36	АП-III-36	АП-III-36
35	25	АП-IV-36	АП-III-36	АП-II-36	АП-I-36	АП-IV-36	АП-III-36
45	25	АП-VII-36	АП-VI-36	АП-V-36	АП-V-36	АП-VIII-36	АП-VIII-36
65	25	АП-IX-36	АП-VII-36	АП-VI-36	АП-V-36	АП-IX-36	АП-VIII-36
IV. Фундаменты анкерных опор гибких поперечин высотой 20 м							
65	25	АП-XII-36	АП-X-36	АП-X-36	АП-X-36	АП-XII-36	АП-XI-36
100	25	П-XXIII-36 (см. приме-чание)	П-XX-36	П-XXI-36	П-XXI-36	П-XXIII-36	П-XXIII-36
Примечание. Типы фундаментов на 100 и 25 тм указаны при использовании промежу- точной опоры М— $\frac{150}{20}$ в качестве анкерной.							

Таблица 10

Таблица использования раздельных фундаментов для различных грунтов и нагрузок (промежуточные опоры гибких поперечин)

Место установки фундаментов	Выемки и нулевые места				Н а с ы п и	
	Допускаемое давление на грунт в кг/см²					
	1,0	1,5	2,0	2,5	1,5	2,0
Допускаемая нагрузка в т.м						
Опоры высотой 15 м						
20,0	P-I-24	P-I-24	P-I-24	P-I-24	P-II-24	P-II-24
25,0	P-I-24	P-I-24	P-I-24	P-I-24	P-III-24	P-II-24
30,0	P-II-24	P-I-24	P-I-24	P-I-24	P-III-24	P-III-24
35,0	P-III-24	P-II-24	P-II-24	P-I-24	P-III-24	P-III-24
40,0	P-V-30	P-IV-30	P-IV-30	P-IV-30	P-VII-30	P-IV-24
45,0	P-V-30	P-IV-30	P-IV-30	P-IV-30	P-VII-30	P-VII-30
55,0	P-VI-30	P-V-30	P-V-30	P-V-30	P-IX-30	P-IX-30
65,0	P-VIII-30	P-VII-30	P-VI-30	P-VI-30	P-IX-30	P-IX-30
Опоры высотой 20 м						
65,0	P-VII-30	P-VI-30	P-V-30	P-V-30	P-IX-30	P-IX-30
75,0	P-VII-30	P-VI-30	P-VI-30	P-VI-30	P-XI-30	P-XI-30
90,0	P-X-30	P-VIII-30	P-VIII-30	P-VII-30	P-XI-30	P-XI-30
105,0	P-X-36	P-X-36	P-VIII-36	P-VIII-36	P-XI-36	P-XI-36
120,0	P-X-36	P-X-36	P-X-36	P-VIII-36	P-XI-36	P-XI-36

Таблица 11

Основные данные железобетонных раздельных фундаментов опор гибких поперечия

Тип фундамента	Основные размеры фундамента в мм			Объём в м³		Число анкерных болтов	Расход метал- ла на два фундамента (на опору)
	Высота	Длина подшвы	Ширина подшвы	Одного фундамента	Двух фунда- ментов (на опору)		
P-I-24	3 000	2 650	1 500	2,25	4,50	16	334,4
P-II-24	3 500	2 650	1 500	2,38	4,76	16	333,8
P-III-24	4 000	2 750	1 650	3,22	6,44	16	404,0
P-IV-30	3 000	2 750	1 800	2,70	5,40	16	440,8
P-V-30	3 500	2 750	1 800	2,94	5,88	16	461,2
P-VI-30	4 000	2 750	1 800	3,10	6,20	16	500,0
P-VII-30	4 000	3 250	1 800	3,75	7,50	16	590,4
P-VIII-30	4 000	3 500	1 950	4,17	8,34	16	658,0
P-VIII-36	4 000	3 500	1 950	4,17	8,34	16	801,1
P-IX-30	4 500	3 500	1 950	4,45	8,9	16	607,4
P-X-30	3 900	4 000	2 450	5,60	11,20	16	961,4
P-X-36	3 900	4 000	2 450	5,60	11,20	16	1 051,1
P-XI-30	5 000	3 500	2 450	5,65	11,30	16	836,2
P-XI-36	5 000	3 500	2 450	5,65	11,30	16	944,3

ДЕРЕВЯННЫЕ ОПОРЫ

Материалы и допускаемые напряжения¹

Для изготовления опор контактной сети согласно ГОСТ 468—49 применяются лесоматериалы хвойных пород — сосна, лиственница, кедр, а для отдельных ответственных деталей (шпонки, подкладки и т. п.) — лесоматериалы твёрдых лиственных пород — дуб, берёза.

Опоры изготавливаются только из круглого леса 1-го или 2-го сорта, имеющего влажность не более 23%.

Качество древесины для опор контактной сети должно удовлетворять требованиям ГОСТ 468—49. Применение леса 2-го сорта допускается только для временных опор со сроком службы не более трёх лет.

При расчёте опор величина сбега брёвен (изменение диаметра по длине ствола) принимается 0,8 см на 1 м длины бревна.

Модуль упругости древесины вдоль волокон независимо от породы принимается равным $E = 100\,000 \text{ кг/см}^2$, за исключением элементов, длительно находящихся в увлажнённом состоянии, для которых он принимается равным $E = 70\,000 \text{ кг/см}^2$.

Расчётный объёмный вес древесины наиболее употребительных пород леса приведён в табл. 12.

Таблица 12

Расчётный объёмный вес древесины

Породы леса	Объёмный вес древесины в кг/м³	
	воздушно-сухой	сырой
Лиственница	650	800
Сосна	500	600
Кедр	450	550
Дуб	700	800
Берёза	600	700

¹ Настоящий раздел составлен на основании Норм и технических условий проектирования деревянных конструкций (Н и ТУ-2-47), разработанных Министерством строительства предприятий тяжёлой индустрии СССР.

В соответствии с ГОСТ 468—49 диаметр брёвен для опор контактной сети в верхнем отрубе должен быть не менее 20 см и не более 28 см, длина 12,5; 13 и 15 м.

Брёвна для опор контактной сети должны быть пропитаны заводским способом маслянистыми антисептиками (креозот). В этом случае срок службы опор достигает 20—25 лет.

Применение непропитанных брёвен допускается только во временных конструкциях со сроком службы не более трёх лет. Для предохранения от гниения наиболее подверженных ему частей опоры (на уровне заделки опоры в грунт) применяются различные способы местной пропитки брёвен. Срок службы таких опор 7—10 лет.

Применение брёвен, пропитанных хлористым цинком, нежелательно, так как в этом случае повышается электропроводность дерева.

Допускаемые напряжения для расчёта деревянных опор контактной сети, выполненных из сосны, при нормальном режиме работы линии принимаются по данным табл. 13.

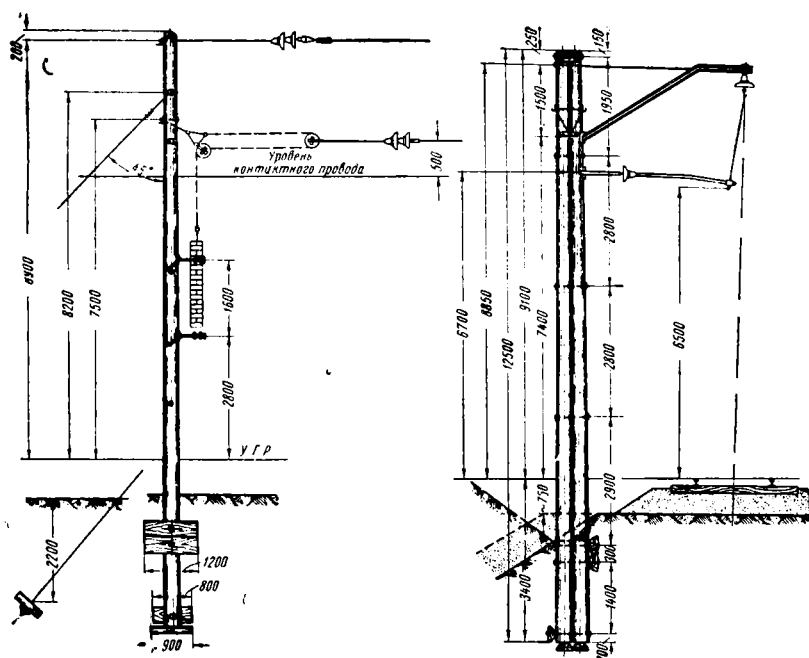
Таблица 13

Основные допускаемые напряжения для сосны

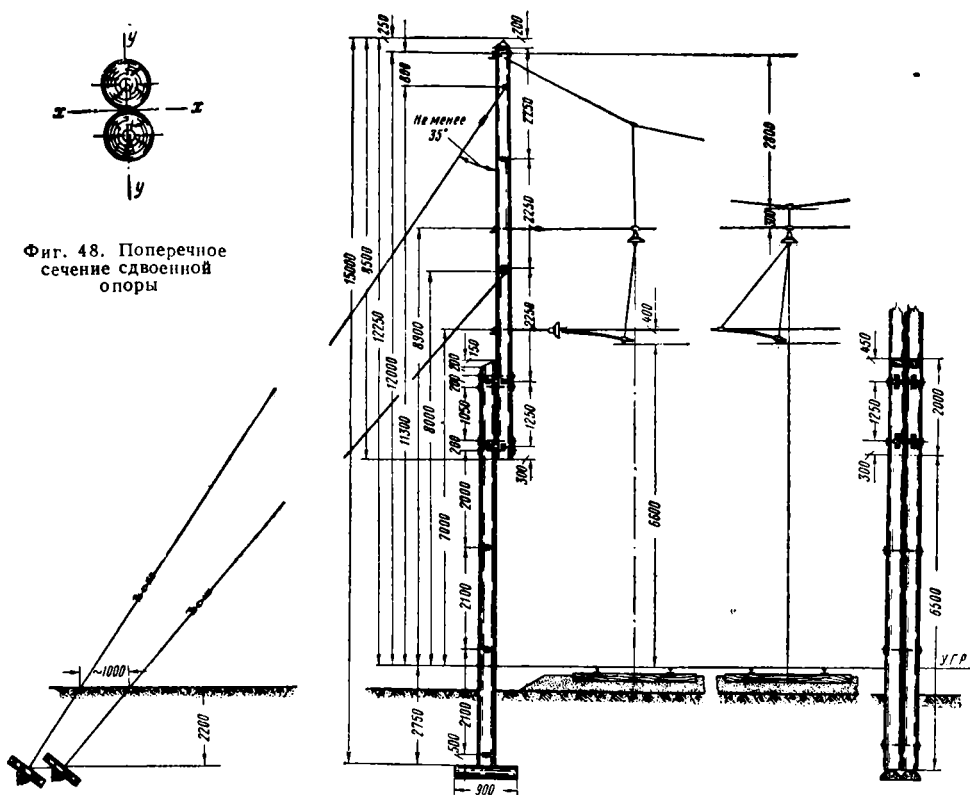
Род напряжения	Обозначение	Допускаемое напряжение в кг/см²
Изгиб	$[\sigma_u]$	100
Растяжение вдоль волокон	$[\sigma_p]$	70
Сжатие и смятие вдоль волокон	$[\sigma_c], [\sigma_{cm}]$	100
Сжатие и смятие поперёк волокон по всей поверхности и в щёковых врубках	$[\sigma_c]_{\text{ш}}, [\sigma_{cm}]_{\text{ш}}$	15
Смятие местное под шайбами при углах смятия от 90 до 60°	$[\sigma_{cm}]_{\text{ш}}$	35

Примечания. 1. Для неослабленных врезками сечений неокантованных брёвен допускаемые напряжения изгиба и сжатия вдоль волокон умножаются на коэффициент 1,15.

2. Допускаемые напряжения смятия $[\sigma_{cm}]_{\alpha}$ под углом α к волокнам определяются по формуле



Фиг. 46. Анкерная консольная деревянная опора на прямой



Фиг. 47. Сдвоенная деревянная опора гибкой поперечины

Фиг. 48. Поперечное сечение сдвоенной опоры

Таблица 16

Основные данные деревянных опор контактной сети

№ по пор.	Назначение опоры	Условия применения	Длина опоры в м			Число и диаметр в верхнем отрубе в см			Число и длина в м			Число и сечение тросов оттяжек	Расход леса на опору в м³
			основных бревен	пасынков	верхнего лежа	нижнего лежа	подклад-ки						
1	Промежуточная консольная на прямой	Прямая	12,5	1×22	—	1×1,35	1×0,65	—	—	—	0,82		
2	Промежуточная консольная на внешней стороне кривой	Кривые $R > 400$ м	12,0	1×22	—	—	—	1×0,70	1×С-50	—	0,73		
3	Промежуточная консольная на внутренней стороне кривой	Кривые $R > 1200$ м	12,5	1×22	—	2×1,10	1×0,65	—	—	—	0,85		
4	То же	Кривые $R = 1000 \div 1200$ м	12,5	1×23	—	2×1,10	1×0,65	—	—	—	0,91		
5	»	Кривые $R = 800 \div 1000$ м	12,5	1×24	—	2×1,10	1×0,65	—	—	—	0,97		
6	»	Кривые $R = 500 \div 800$ м	12,5	2×20	—	2×1,50	1×0,90	—	—	—	1,42		
7	»	Кривые $R = 400 \div 500$ м	12,5	2×21	—	2×1,50	1×0,90	—	—	—	1,53		
8	Переходная консольная на прямой	Прямая	12,5	2×20	—	2×0,90	1×0,80	—	—	—	1,36		
9	Переходная консольная на внешней стороне кривой	Кривые $R > 600$ м	12,5	2×20	—	2×1,35	1×1,00	—	—	—	1,41		
10	Переходная консольная на внутренней стороне кривой	Кривые $R > 1200$ м	12,5	2×20	—	2×2,10	1×1,35	—	—	—	1,48		
11	То же	Кривые $R = 800 \div 1200$ м	12,5	2×22	—	3×1,60	2×0,80	—	—	—	1,74		
12	»	Кривые $R = 600 \div 800$ м	12,5	2×23	—	3×1,60	2×0,80	—	—	—	1,86		
13	Анкерная консольная на прямой	Прямая	12,5	2×24	—	2×1,20	1×0,80	2×0,90	Продольная 2×С-100	—	1,92		
14	Анкерная консольная на внешней стороне кривой	Кривые $R > 400$ м	12,0	2×24	—	—	—	2×0,90	Продольная 2×С-100 и поперечная 1×С-70	—	1,68		
15	Анкерная консольная на внутренней стороне кривой	Кривые $R > 600$ м	12,5	2×24	—	2×1,20	1×0,80	2×0,90	Продольная 2×С-100	—	1,92		
16	Для гибкой поперечины на прямой при перекрытии трёх путей (одиночная)	Прямая	15,0	1×22	2×27	—	—	1×1,35	1×С-100	—	1,74		
17	То же 4 путей		15,0	1×24	2×29	—	—	1×1,35	2×С-70	—	2,01		
18	» 6 »		15,0	1×27	2×30	—	—	2×0,90	2×С-100	—	2,25		
19	Для гибкой поперечины на прямой при перекрытии 4 путей (сдвоенная)	»	15,0	2×23	2×28	—	—	1×1,35	2×С-70 и 2×С-70	—	2,35		
20	То же 5 путей		15,0	2×24	2×29	—	—	2×0,90	2×С-70 и 2×С-70	—	2,54		
21	» 6 »		15,0	2×25	2×30	—	—	2×0,90	2×С-100 и 2×С-70	—	2,71		
22	» 7 »		15,0	2×26	2×30	—	—	2×1,35	2×С-100 и 2×С-70	—	2,83		
23	» 8 »		15,0	2×27	2×30	—	—	2×1,35	4×С-70 и 2×С-70	—	2,92		
24	Фиксирующая, без оттяжки	При изгибающем моменте до 3,5 тм	11,0	1×25	—	1×1,80	1×0,90	—	—	—	0,88		
25	Фиксирующая с оттяжкой	При изгибающем моменте до 12,0 тм	10,5	1×20	—	—	—	1×0,90	1×С-100	—	0,53		

Расчёт деревянных опор

Определение расчётных усилий, действующих на деревянные опоры, производится так же, как для металлических опор.

Напряжения в элементах деревянных опор, работающих на изгиб, определяются по формуле

$$\sigma = \frac{M}{W_{нт}} \leq [\sigma_u], \quad (67)$$

где M — изгибающий момент в рассматриваемом сечении в кг/см ;

$W_{нт}$ — момент сопротивления рассчитываемого элемента опоры с учётом ослабления его врубками или отверстиями для болтов в см^3 ;

$[\sigma_u]$ — допускаемое напряжение на изгиб в кг/см^2 (см. табл. 13).

Момент сопротивления $W_{нт}$ для круглых брёвен определяется по действительному диаметру в рассматриваемом сечении

$$d = d_o + l \tau, \quad (68)$$

здесь d_o — диаметр бревна в верхнем отрубе в см ;

l — расстояние от вершины бревна до рассматриваемого сечения в м ;

τ — сбеги бревна, равный 0,8 см на 1 м длины бревна.

Момент сопротивления круглого бревна без учёта ослабления $W_{бр}$ вычисляется по формуле

$$W_{бр} = \frac{\pi d^3}{32} \approx 0,1 d^3. \quad (69)$$

Расчёт центрально сжатых элементов деревянных опор производится по формуле

$$\sigma = \frac{N}{\varphi F_{бр}} \leq [\sigma_c], \quad (70)$$

где N — сжимающая сила в кг ;

$F_{бр}$ — расчётное сечение элемента опоры без учёта ослабления в см^2 ;

φ — коэффициент уменьшения допускаемых напряжений при продольном изгибе, определяемый в зависимости от гибкости элемента $\lambda =$

$= \frac{l_p}{i}$ по формулам (65) и (66) или по табл. 17;

$[\sigma_c]$ — допускаемое напряжение на сжатие в кг/см^2 (см. табл. 13).

При расчёте элементов из круглого леса величина $F_{бр}$ и величина радиуса инерции i при вычислении значений φ определяются по среднему диаметру

$$d_c = \frac{d_o + d_n}{2}, \quad (71)$$

где d_o — диаметр бревна в верхнем отрубе в см ;

d_n — то же в основании на уровне верхнего лежа или на глубине $1/3$ заделки опоры в грунт.

Расчётная длина элемента l_p при проверке его на продольный изгиб определяется по действительной его длине, умноженной на коэффициент:

2 — при заделке (зашемлении) одного конца и при свободном втором конце элемента;

1 — при шарнирном закреплении обоих концов;

0,8 — при заделке одного конца и шарнирном закреплении второго конца;

0,65 — при заделке обоих концов.

При определении продольно сжимающей силы N для вертикальных элементов собственный вес элемента принимают равным $1/3$ действительного его веса и приложенным к вершине опоры. Если на опору действуют несколько вертикальных сил, приложенных на различных высотах, то эквивалентная сила в этом случае определяется по формуле (10).

Помимо расчёта на продольный изгиб, производится также проверка на простое сжатие с учётом ослабления рассчитываемого элемента врубками и т. п. Расчёт производится по формуле

$$\sigma = \frac{N}{F_{нт}} \leq [\sigma_c], \quad (72)$$

где $F_{нт}$ — площадь сечения с учётом ослабления в см^2 .

При расчёте элементов, подвергающихся одновременно изгибу и сжатию, напряжение в опасном сечении определяется по формуле

$$\sigma = \frac{M}{W_{бр}} + \frac{N}{\varphi F_{бр}} \cdot \frac{[\sigma_u]}{[\sigma_c]} \leq [\sigma_u]. \quad (73)$$

Кроме того, производится проверка напряжения в ослабленном сечении по формуле

$$\sigma = \frac{M}{W_{нт}} + \frac{N}{F_{нт}} \cdot \frac{[\sigma_u]}{[\sigma_c]} \leq [\sigma_u]. \quad (74)$$

Значения коэффициента φ даны ниже в табл. 17.

Элементы с гибкостью $\lambda > 200$ допускаются только в виде свободно стоящих столбов.

Таблица 17

Значения коэффициента φ для деревянных конструкций

$\lambda = \frac{l_p}{i}$	φ	$\lambda = \frac{l_p}{i}$	φ	$\lambda = \frac{l_p}{i}$	φ	$\lambda = \frac{l_p}{i}$	φ
0	1,00	50	0,80	110	0,26	170	0,11
5	1,00	60	0,71	120	0,22	180	0,10
10	0,99	70	0,61	130	0,18	190	0,09
20	0,97	80	0,49	140	0,16	200	0,08
30	0,93	90	0,38	150	0,14		
40	0,87	100	0,31	160	0,12		

При действии на одиночный столб изгибающих моментов в двух взаимно перпендикулярных плоскостях напряжение может быть определено по формуле

$$\sigma = \frac{\sqrt{M_x^2 + M_y^2}}{W} = \frac{M_p}{W} \leq [\sigma], \quad (75)$$

где M_p — результирующий изгибающий момент;

M_x и M_y — изгибающие моменты во взаимно перпендикулярных плоскостях.

Прогиб деревянной опоры в точке прило-

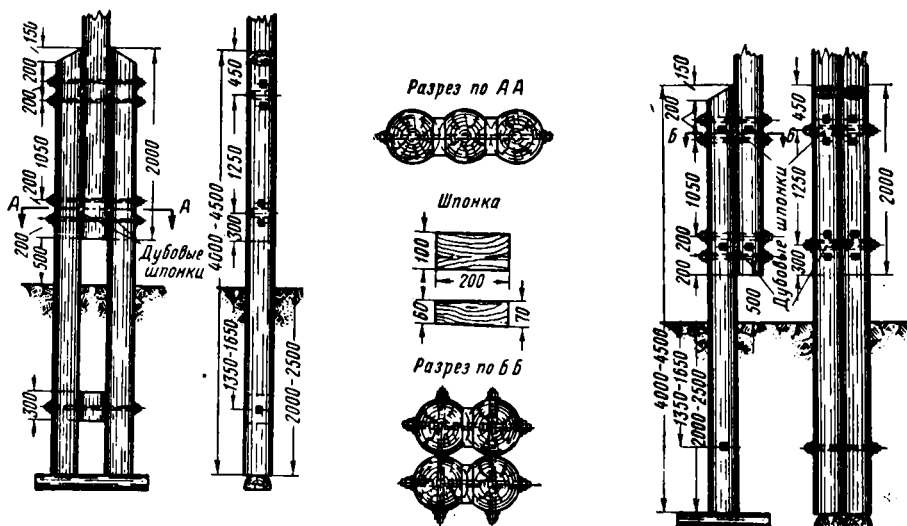
в плоскости $x-x$, так и в плоскости $y-y$ (фиг. 49):

$$W_x = W_y = 2W_o, \quad (78)$$

где W_o — момент сопротивления одного столба.

При действии на сдвоенную опору изгибающих моментов в двух взаимно перпендикулярных плоскостях напряжение от изгиба определяется по формуле (75).

При надёжном соединении в вершине столбов (стоек) А-образной опоры, обеспечивающем работу такой опоры как системы, одна



Фиг. 49. Крепление деревянных пасынков к одиночной и сдвоенной опорам;

жения горизонтальной силы P , расположенной на высоте H от уровня заделки опоры в грунт, может быть определён по формуле

$$l = \frac{PH^3}{3EI}, \quad (76)$$

где E — модуль упругости дерева в кг/см^2 ; I — момент инерции сечения опоры в см^4 .

Для опор из круглого бревна момент инерции сечения с учётом конусности бревна определяется по формуле

$$I = \frac{\pi d_o d_n^3}{64}, \quad (77)$$

где d_o — диаметр опоры на уровне приложения горизонтальной силы P ;

d_n — диаметр опоры на уровне заделки её в грунт.

Особенности расчёта опор из двух брёвен. Опоры из двух брёвен могут быть выполнены сдвоенными, А-образными или с подкосом.

Расчёт сдвоенных опор, брёвен которых по высоте соединены между собой только стяжными болтами или проволочными хомутами, производится в предположении, что связь между брёвнами отсутствует. В этом случае суммарный момент сопротивления будет равен двойному моменту сопротивления каждого столба в отдельности как при изгибе

стойка рассчитывается на сжатие, а другая — на растяжение.

Сжатая стойка проверяется на устойчивость по формуле

$$\sigma = \frac{1}{\cos \frac{\gamma}{2} F_{6p} \varphi} \left(\frac{M}{a} + \frac{G}{2} + \frac{1}{3} G_{cm} \right) \leq [\sigma_c], \quad (79)$$

где M — изгибающий момент, действующий на опору от внешних сил на уровне её заделки;

a — расстояние между стойками в заделке;

γ — угол между стойками;

G — вертикальная нагрузка, действующая на опору от веса подвески, проводов, деталей и пр.;

G_{cm} — собственный вес одного столба.

Площадь F_{6p} и коэффициент φ определяются по среднему диаметру.

Растянутая стойка проверяется на растяжение по формуле

$$\sigma = \frac{1}{\cos \frac{\gamma}{2} F_{nm}} \left(\frac{M}{a} - \frac{G}{2} - \frac{1}{3} G_{cm} \right) \leq [\sigma_p]. \quad (80)$$

Если на опору действуют силы, создающие местный изгибающий момент M_m , то

расчёт сжатой стойки следует производить по формуле

$$\sigma = \frac{1}{\cos \frac{\gamma}{2} F_{\delta p}} \left(\frac{M}{a} + \frac{G}{2} + \frac{G_{cm}}{3} \right) + \frac{M_m}{W_{\delta p}} \cdot \frac{[\sigma_c]}{[\sigma_u]} \leq [\sigma_c], \quad (81)$$

а расчёт растянутой стойки по формуле

$$\sigma = \frac{1}{\cos \frac{\gamma}{2} F_{нт}} \left(\frac{M}{a} - \frac{G}{2} - \frac{G_{cm}}{3} \right) +$$

$$+ \frac{M_m}{W_{нт}} \cdot \frac{[\sigma_p]}{[\sigma_u]} \leq [\sigma_p]. \quad (82)$$

Опора с подкосом рассчитывается аналогично опоре с оттяжкой по вышеприведённым формулам (7), (8), (9) с учётом того, что сама опора при наличии подкоса работает на растяжение и поэтому проверяется на алгебраическую сумму растягивающей силы и вертикальных нагрузок от проводов и веса опоры, а подкос, работающий на сжатие, проверяется на продольный изгиб.

ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫЕ ОПОРЫ КОНТАКТНОЙ СЕТИ

Железобетонные опоры контактной сети применяются в качестве промежуточных, переходных, анкерных опор, опор гибких и жёстких поперечин, а также комбинированных опор, несущих, помимо контактной подвески, также и высоковольтные и низковольтные линии другого назначения.

Преимущества железобетонных опор: снижение расхода металла и стоимости по сравнению с металлическими на массивных бетонных фундаментах, а также полное исключение эксплуатационных расходов, связанных с периодической очисткой и окраской опор, при значительной долговечности опор, превышающей 50—80 лет.

КОНСТРУКТИВНЫЕ ФОРМЫ ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ ОПОР

Конструкции железобетонных опор контактной сети различаются по ряду признаков.

По типу поперечного сечения: сплошные, пустотелые, круглого или многоугольного сечения, двутавровые со сплошной и сквозной стенкой, коробчатые безраскосные и раскосные (фиг. 1).

По типу арматуры: с обычной (ненапряжённой) арматурой и предварительно напряжённые, изготовленные с предварительным или последующим натяжением арматуры.

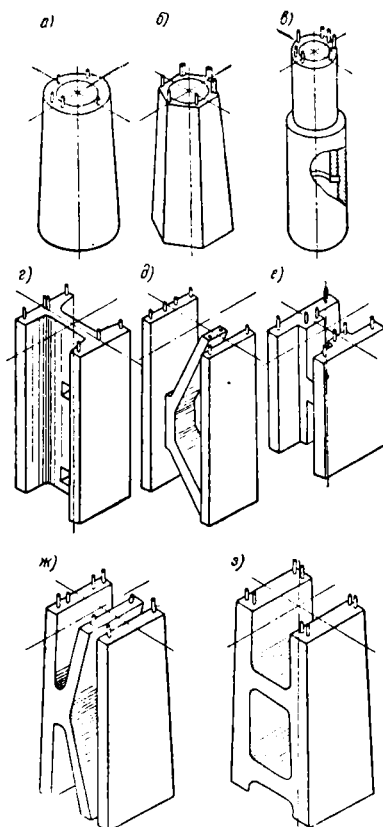
По способу соединения с фундаментом: выполненные в виде опоры, объединённой с фундаментной частью; выполненные отдельно от фундамента, с которым опора соединяется посредством стыка того или иного типа.

По направленности: аналогично металлическим опорам различаются ненаправленные и направленные железобетонные опоры. В последнем случае применяются несимметричное сечение или при симметричном сечении несимметричное расположение арматуры.

По членению опоры. На конструкции железобетонных опор отражается также способ изготовления. В частности, можно отметить сборноблочные предварительно напряжённые опоры, состоящие из отдельных, заранее изготовленных бетонных или железобетонных деталей, стянутых между собой предварительно напряжёнными арматурными пучками или прутьями, а также составные опоры из коротких цилиндриче-

ских centrifугированных труб, соединённых телескопическими или сварными стыками.

Наиболее экономичными являются раскосно-решётчатые двутавровые опоры и раскосно-



Фиг. 1. Конструктивные формы железобетонных опор: а—пустотелая круглая, с направленной арматурой сбежистая (коническая); б—то же многоугольная; в—пустотелая круглая, составленная из цилиндрических труб (стык телескопический); г—двутавровая с дырчатой стенкой; д—двутавровая сквозная, с раскосной решётчатой стенкой; е—двутавровая сквозная, с безраскосной решётчатой стенкой; ж—раскосно-коробчатая; з—безраскосно-коробчатая

коробчатые предварительно напряжённые с арматурой из высокопрочной проволоки.

Сквозные конструкции наиболее удовлетворяют требованиям эксплуатации, поскольку

они обеспечивают удобство и безопасность подъёма на опоры, а также лучшую видимость сигналов и подходов.

ЗАКРЕПЛЕНИЕ ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ ОПОР В ГРУНТЕ

Железобетонные опоры контактной сети, выполненные в виде конструкции, объединённой с фундаментом, устанавливаются в заранее открытый котлован и закрепляются обсыпкой грунта с плотной его утрамбовкой.

Для сильно нагруженных опор при недостаточной ширине и глубине фундаментной части или в случае слабых грунтов применяется усиление заделки путём установки лежней в верхней части или как в верхней, так и в нижней части фундамента. В качестве лежней служат железобетонные плиты или брусья.

Крепление лежня к опоре может производиться:

- а) болтами, заложенными в фундаментную часть опоры;
- б) объемлющими металлическими хомутами;
- в) продавливанием мачты в железобетонный хомут или отверстие лежня (втулочное крепление);
- г) путём продавливания лежней в отверстия, оставленные в фундаментной части опоры.

При выполнении в варианте с опорой, отделённой от фундамента, соединение с фундаментом может осуществляться следующими типами стыков:

1. Неразъёмный стаканый стык. Этот вид стыка может применяться для всех типов поперечного сечения опоры. Нижний конец опоры вставляется в отверстие (стакан), оставленное в фундаменте, и после выверки и расклинки заливается раствором.

2. Стык с анкерными болтами. Нижняя часть опоры снабжается башмаком с отверстиями для анкерных болтов и крепится к анкерным болтам, выпущенным из фундамента.

3. Сварной стык. Арматура опоры связывается с выпущенными из фундамента закладными деталями или арматурой. При этом должны быть предусмотрены монтажные анкерные болты, служащие для временного укрепления и выверки установленной мачты.

Конструкция стыка опоры с одиночным фундаментом должна обеспечивать возможность беспрепятственного соединения при отклонениях в расположении анкерных болтов ± 3 мм (но не менее $\frac{1}{5}$ диаметра болта) в плане, а по высоте ± 5 мм. При установке на отдельные фундаменты допускаемые отклонения увеличиваются соответственно до ± 15 мм, $\frac{1}{4}$ диаметра болта и ± 20 мм по высоте.

При применении стаканного соединения должен быть предусмотрен зазор между опорой и стаканом, достаточный для регулировки вертикальности опоры в пределах угла $\pm 1^\circ$ (тангенс угла $\pm \frac{1}{50}$).

Металлические детали стыков после установки и выверки мачты покрываются бетоном марки 300.

РАСЧЁТ И КОНСТРУИРОВАНИЕ ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ ОПОР. РАСЧЁТНЫЕ НАГРУЗКИ И КОЭФФИЦИЕНТЫ ЗАПАСА

При расчёте железобетонных опор величины основных, дополнительных и особых (аварийных) нагрузок определяются как и для металлических опор (см. выше). При расчёте на усилия, возникающие при транспортировке и установке опор, должны быть учтены возможные схемы захвата опоры, установлены и указаны на чертежах допустимые по условиям прочности способы и точки для захвата опоры краном, места расположения прокладок при укладке опор в штабели, в частности, по следующим схемам:

а) подъём за одну и две точки при таком положении опоры, когда собственный вес действует в плоскости, перпендикулярной плоскости действия основных расчётных эксплуатационных нагрузок;

б) подъём за одну точку, расположенную несколько выше центра тяжести опоры, при действии сил тяжести в плоскости основных расчётных нагрузок.

При расчёте железобетонных опор по методу разрушающих нагрузок рекомендуется принимать значения коэффициентов запаса прочности, приведённые в табл. 1.

Т а б л и ц а 1
Коэффициенты запаса прочности для железобетонных опор контактной сети

Наименование опор	Нормальный режим		Аварийный и монтажный режимы	
	Достижение бетоном предела прочности при сжатии или арматурой предела текучести	Достижение бетоном предела прочности при растяжении (главные напряжения)	Достижение бетоном предела прочности при сжатии или арматурой предела текучести	Достижение бетоном предела прочности при растяжении (главные напряжения)
Промежуточные . .	$\frac{1,5}{2,1}$	$\frac{1,8}{1,8}$	$\frac{1,5}{2,1}$	$\frac{1,8}{1,8}$
Анкерные на переклонах	$\frac{1,6}{2,2}$	$\frac{2,0}{2,0}$	$\frac{1,5}{2,1}$	$\frac{1,8}{1,8}$
Опоры гибких перекладин	$\frac{1,8}{2,2}$	$\frac{2,2}{2,2}$	$\frac{1,5}{2,1}$	$\frac{1,8}{1,8}$

Примечание. В числителе даны коэффициенты запаса для опор с обычной (ненапряжённой) арматурой из мягкой стали, расчёт которых ведётся исходя из предела текучести арматуры; в знаменателе — для ступенчатых опор с арматурой из твёрдой стали, расчёт которых ведётся исходя из предела прочности арматуры.

Материалы для железобетонных опор

Бетон должен применяться марки не ниже 350—450 с водо-цементным отношением не

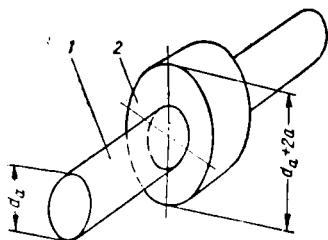
выше 0,45 при расходе цемента не менее 300—400 кг на 1 м³ бетона. Для получения наиболее долговечных бетонов рекомендуется применение более низких водо-цементных соотношений (0,28—0,32), жёстких бетонов с показателем удобоукладываемости по техническому вискозиметру (ГОСТ 6901—54) не менее 60 сек., уплотняемых длительной интенсивной вибрацией в течение 5—15 мин.

Арматура может применяться всех видов, предусматриваемых действующими нормами и техническими условиями проектирования железобетонных и предварительно напряжённых конструкций.

Для экономии стали и повышения качества конструкций рекомендуется применение предварительно напряжённой арматуры из высокопрочной проволоки или горячекатанной и холодносплюсненной арматуры периодического профиля без предварительного натяжения.

Защита железобетонных опор от атмосферной, почвенной и электрической коррозии

Толщина защитного слоя при бетоне марки 300 не должна быть менее 15 мм, а при бетоне



Фиг. 2. Дистанционные кольца из цементного раствора: 1 — стержень арматуры; 2 — дистанционное кольцо; a — минимальная толщина защитного слоя

марки 400 и выше может быть снижена до 12 мм. Во всех случаях должно быть обеспечено соблюдение толщины защитного слоя с точностью ± 2 мм, для чего должны применяться дистанционные кольца (фиг. 2), изготовленные из плотного цементного раствора при водо-цементном отношении не свыше 0,35, или другие надёжные способы фиксации расположения арматуры относительно опалубки или форм в процессе бетонирования.

При применении массивных бетонных фундаментов проведение каких-либо мероприятий для защиты от электрокоррозии не требуется, если анкерные болты или арматура опоры удалены от поверхности боковых граней фундамента на 40—80 мм и если фундамент выполнен из бетона марки 150 и выше.

Для защиты от электрокоррозии железобетонной фундаментной части с защитным слоем толщиной менее 25 мм служат следующие мероприятия.

1. Покрытие фундаментной части опоры битумом методом горячей пропитки в ванне. Пропитка может быть заменена двукратной прокраской сухого бетона раствором битума в бензине с последующей однократной покраской расплавленным битумом.

2. Изоляция арматуры опоры от потенциала рельсовой цепи путём заземления через искровой промежуток или устройства цепи заземления, электрически изолированной от арматуры опор.

При установке опор на участках с агрессивными грунтовыми водами при изготовлении бетона должны применяться соответствующие заполнители и цементы.

Расчёт на прочность железобетонных опор

Определение расчётных усилий изгибающих моментов, поперечных и продольных сил, действующих в поперечных сечениях опор, производится так же, как и для металлических опор.

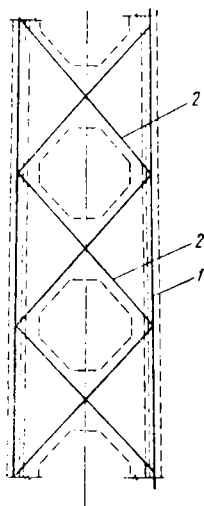
При этом должен быть учтён прогиб опоры и связанное с этим увеличение эксцентриситета продольной силы. Расчёт сечений по несущей способности для сплошных опор производится в соответствии с действующими нормами и техническими условиями проектирования железобетонных конструкций. Для сквозных опор с раскосной решёткой предварительно определяются усилия в поясах элементов решётки (см. выше) от внешних нагрузок, действующих в плоскости решётки, без учёта жёсткости узлов (рассматривая систему как шарнирную). Усилия от внешней нагрузки, действующей в плоскости, перпендикулярной решётке, распределяются между поясами пропорционально их жёсткости. После этого элементы поясов и решётки рассчитываются как центрально или внецентренно (при косом изгибе опор) сжатые или растянутые железобетонные элементы.

Для сквозных опор с безраскосной решёткой усилия в поясах и стойках от нагрузки, действующей в плоскости решётки, определяются как для металлических опор с планками. Нагрузки, действующие в плоскости, перпендикулярной решётке, распределяются между поясами пропорционально их жёсткости. После этого пояса рассчитываются как внецентренно сжатые или растянутые, а стойки — как изгибаемые элементы. При действии на опору нагрузок в двух перпендикулярных плоскостях пояса испытывают косое внецентренное сжатие или растяжение.

Сечение косой арматуры стенки в двутавровых опорах раскосно-дырчатой конструкции (фиг. 3) определяется по формуле

$$F_a = \frac{\kappa Q}{2\sigma_m \sin \alpha},$$

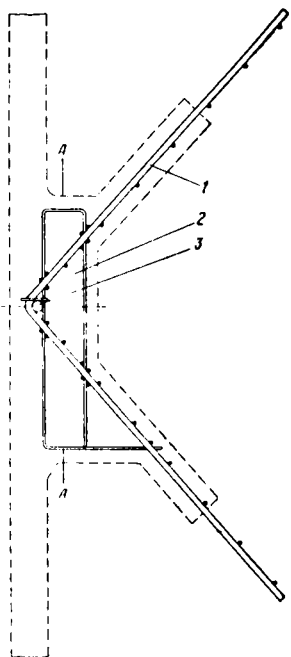
где F_a — площадь поперечного сечения хомута-раскоса;
 κQ — величина поперечной силы, умноженная на коэффициент запаса;
 σ_m — расчётный предел текучести материала хомута-раскоса;
 α — угол наклона хомута-раскоса к оси опоры.



Фиг. 3. Схема армирования стенки раскосно-дырчатой опоры: 1 — продольная арматура поясов; 2 — арматура стенки из двух пересекающихся зигзагов

Конструкции и расчёт узлов раскосных решётчатых опор различаются в зависимости от способа изготовления — одностадийного и двухстадийного.

При одностадийном изготовлении анкеровка арматуры раскосов в поясе достигается за счёт применения хомутов-поперечин, приваренных к арматуре раскоса точечной или дуговой сваркой. При этом рекомендуется



Фиг. 4. Схема армирования узла решётчатой опоры при одностадийном изготовлении: 1 — арматура раскоса; 2 — хомут; 3 — закладной штырь

устройство прилива («сухаря»), размеры которого выбираются из условия проверки по сечению $A-A$ (фиг. 4) на скалывание силой, равной сумме проекций на пояс усилий в примыкающих раскосах.

При двухстадийном изготовлении опор заранее заготовленные пояса соединяются с арматурой решётки многорядным петлевым стыком по фиг. 5.

Петли должны быть выполнены симметричными при углах наклона β и $\gamma > 80^\circ$ и соединены сваркой с поперечной арматурой пояса (хомутами). Наименьший размер окна петли (между очертанием петли и арматурой раскоса)

должен составлять 70 мм. Для компенсации возможной неточности при изготовлении арматуры рекомендуется устанавливать сдвоенные закладные штыри.

Сечение арматуры петель, диаметр закладных штырей и площадь окна петли проверяются по формулам:

$$f_{an} = 0,65 \frac{F_{ap} \sigma_{np} \sin \alpha}{n \sigma_{mn}},$$

$$d \geq \sqrt[3]{2,5 \frac{F_{ap} \sigma_{mp}}{n \sigma_{mш}} a \sin \alpha},$$

$$d \geq \frac{F_{ap} \sigma_{mp} \sin \alpha}{1,5 n R_6 a},$$

$$F_{ш} \geq \frac{1,2 F_{ap} \sigma_{mp} \sin \alpha - F_{аш} \sigma_{мш} n_{ср}}{R_{ср} n_{ср}},$$

где f_{an} — площадь поперечного сечения одной ветви четырёхсрезной петли;

F_{ap} — общая площадь поперечного сечения арматуры решётки;

$F_{ш}$ — площадь окна петли (выделена на фиг. 5 штриховкой);

$F_{аш}$ — площадь поперечного сечения закладного штыря;

$\sigma_{mn}, \sigma_{mp}, \sigma_{mш}$ — пределы текучести арматуры петли, решётки и штыря;

$R_{ср}$ — предел прочности бетона при скалывании принимается рав-

ным $\frac{1}{7} R_{np}$;

α — угол наклона элемента решётки к поясу;

a — расстояние между рядами петель в осях;

n — число рядов петель;

$n_{ср}$ — число срезов, принимаемое равным меньшему из следующих двух значений:

$$n_{ср} = 2n_p; \quad n_{ср} = 2(n-1),$$

где

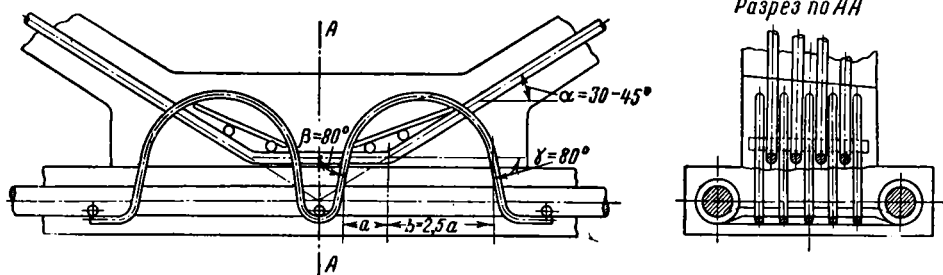
n_p — число стержней в решётке.

Жёсткость железобетонных опор контактной сети

Величина прогиба f опоры переменного сечения от действия изгибающего момента определяется по формуле

$$f = \frac{M l^3}{EI_0} K_n$$

и графику фиг. 6 для прямоугольной и треугольной эпюры моментов, а также суммированием — для любой их комбинации.



Фиг. 5. Конструкция арматуры узла решётчатой опоры при двухстадийном изготовлении

При этом показатель степени n , характеризующий закон убывания жесткости по высоте стойки

$$I_x = I_1 \left(1 + B \frac{x}{l} \right)^n,$$

имеет следующие значения:

а) для опоры сплошного прямоугольного сечения с постоянной шириной и переменной высотой $n = 3,0$;

б) то же с постоянной высотой и переменной шириной $n = 1,0$;

в) то же с переменной высотой и шириной сечения $n = 4,0$;

г) для двутавровой опоры с переменной высотой сечения при постоянной ширине и толщине полок $n = 2,0$;

д) для двутавровой опоры с переменной высотой сечения и шириной полок при постоянной толщине полок $n = 3,0$;

е) то же с переменной толщиной полок $n = 4,0$;

ж) для опоры кольцевого сечения, сбежистой со стенками постоянной толщины $n = 4,0$;

з) для опоры любого сечения, постоянного по её высоте $n = 0$.

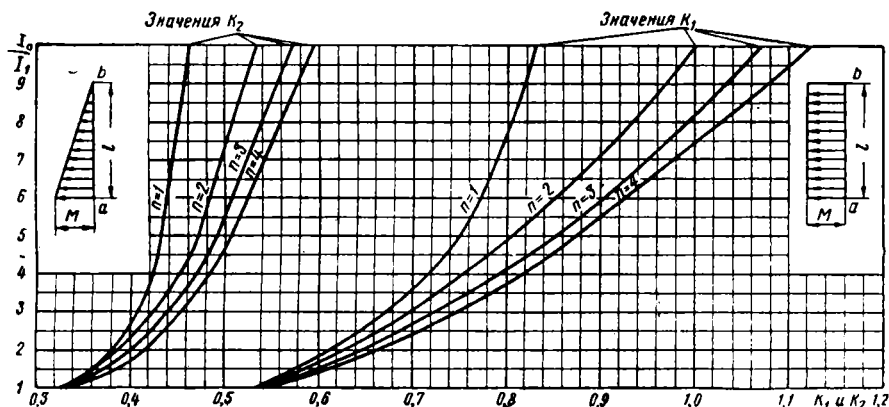
В формуле и графиках приняты следующие обозначения:

l — расстояние от уровня заделки опоры до рассматриваемого сечения, на высоте которого определяется прогиб;

E — модуль упругости железобетона при изгибе;

I_0 и I_1 — моменты инерции поперечного сечения в заделке и в рассматриваемом сечении;

K_1 и K_2 — коэффициенты соответственно для прямоугольной и треугольной эпюры моментов, определяемые по графику фиг. 6.



Фиг. 6. График коэффициентов для определения прогибов опор: K_1 — коэффициент для прямоугольной эпюры моментов, K_2 — для треугольной эпюры

Таблица 2

Характеристика железобетонных опор контактной сети, разработанных в СССР

Показатель	Двутавровые опоры								Пустотелые опоры	
	раскосно-дырчатые и решётчатые ненаправленные				раскосно-дырчатые и решётчатые направленные				Центрифугированные составные	
	по фиг. 7 и 8		по фиг. 10		по фиг. 7 и 8		по фиг. 10		по фиг. 9	
Несущая способность поперёк пути в тм	+6,0	+10,0	+6,0	+10,0	+8,0	+10,0	+8,0	+10,0	+6,0	+10,0
Несущая способность при аварийной нагрузке от обрыва проводов вдоль пути в тм	-6,0	-10,0	-6,0	-10,0	-3,5	-6,0	-3,5	-6,0	-6,0	-10,0
Материал главной арматуры	Ст. 5	Ст. 5	Ст. 5	Ст. 5	Ст. 5	Ст. 5	Ст. 5	Ст. 5	Ст. 5	Ст. 5
Материал поперечной арматуры	3,5	4,7	3,5	4,7	3,4	4,0	3,4	4,0	6,0	10,0
Марка бетона	400	400	400	400	400	400	400	400	300	300
Толщина защитного слоя в мачте в мм	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
То же в фундаментной части	15	15	15	15	15	15	15	15	20	20
Объём бетона в м³ общий	0,78	0,78	0,45	0,47	0,78	0,78	0,47	0,47	0,76	1,04
в том числе в мачте	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,48	0,66
в фундаментной части	0,33	0,33	—	—	0,33	0,33	—	—	0,28	0,38
Расход арматуры в кг общий	184	277	122	187	201	238	130	156	175	256
в том числе в мачте	122	187	122	187	130	156	130	156	130	175
в фундаментной части	62	90	—	—	71	82	—	—	45	81
Прочие металлические детали в кг	7,0	7,0	62	62	—	—	55	55	28,5	32,5
Общий вес в кг	1 950	1 950	1 150	1 150	1 950	1 950	1 150	1 150	1 900	2 600

ПРИМЕРЫ КОНСТРУКЦИЙ И ПОКАЗАТЕЛИ ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ ОПОР КОНТАКТНОЙ СЕТИ

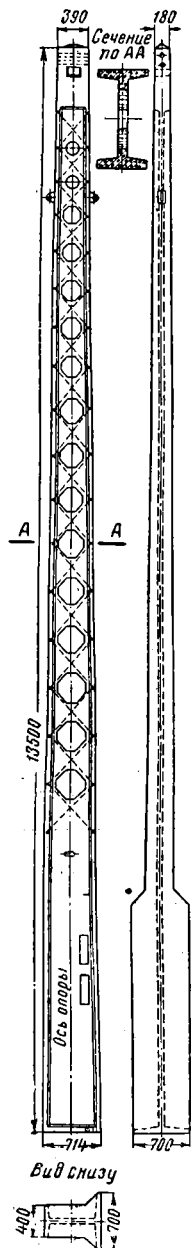
При сопоставлении данных о конструкциях железобетонных опор контактной сети, выполненных в различных странах, по разным нормам проектирования и по различным техническим условиям как в части габарита, так и в части нагрузок, жёсткостей, коэффициентов запаса и размеров фундамента следует учитывать эти особенности.

В табл. 2 приводится характеристика, а

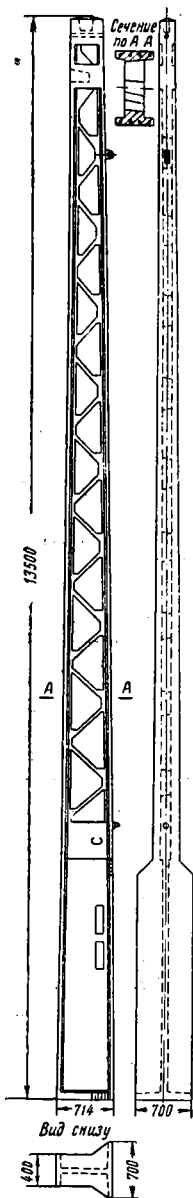
на фиг. 7, 8, 9—проекты промежуточных и переходных железобетонных опор контактной сети, двутаврового сечения и пустотелых центрифугированных, составленных из центрифугированных труб с помощью сварных стыков (Мосжелдорпроект, 1955 г.).

В вариантах двутавровых опор, объединённых с фундаментной частью, ширина полки двутаврового фундамента принята 70 см, при заглублении 300 см.

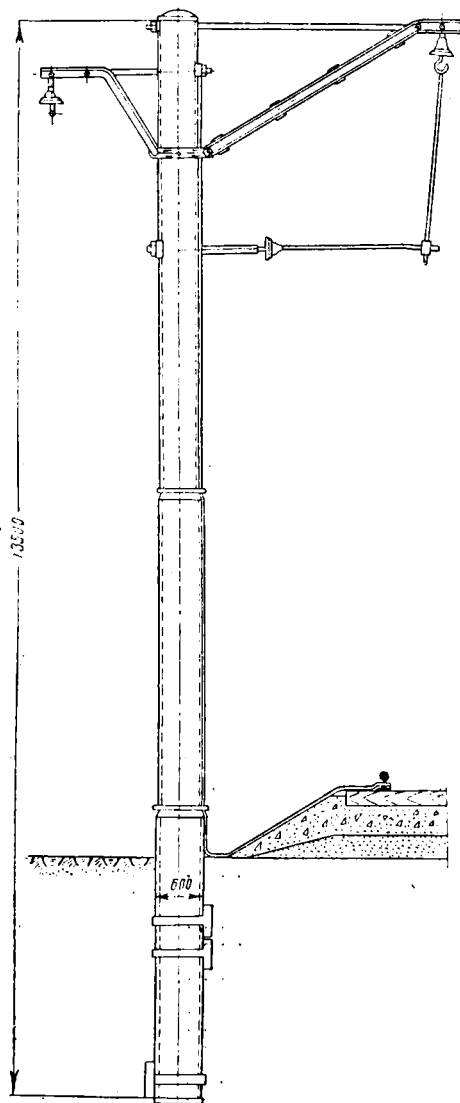
Такое развитие фундаментной части позволяет обходиться в большинстве случаев без установки лежней. В случае слабых грунтов лежни продавливаются в отверстия стенки двутавровой фундаментной части после установки её в котлован.



Фиг. 7. Двутавровая раскосно-дырчатая опора



Фиг. 8. Двутавровая решётчатая опора

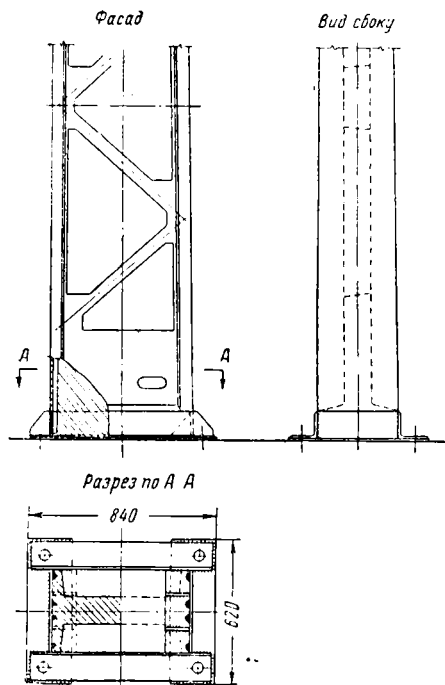


Фиг. 9. Центрифугированная составная опора

Диаметр фундаментной части круглых центрифугированных и вибрированных опор составляет соответственно 60 и 57 см.

Лежни с железобетонными хомутами должны крепиться к опоре до установки её в котлован.

Опоры, отделённые от фундамента (фиг. 10), снабжены металлическим башмаком, соединённым с арматурой опоры дуговой сваркой.



Фиг. 10. Опора, укрепляемая на фундаменте анкерными болтами

Расположение отверстий для анкерных болтов позволяет устанавливать опоры на типовые фундаменты, применяемые для металлических опор.

На фиг. 11 приведена разработанная Транстехпроектом в 1953 г. опора для гибких поперечин высотой 15,0 м для расчётного момента 25 тм. Опора — двутаврового сечения с полками разной ширины и с решётчатой стенкой.

Опора крепится к анкерным болтам, выпущенным из двухблочного раздельного фундамента.

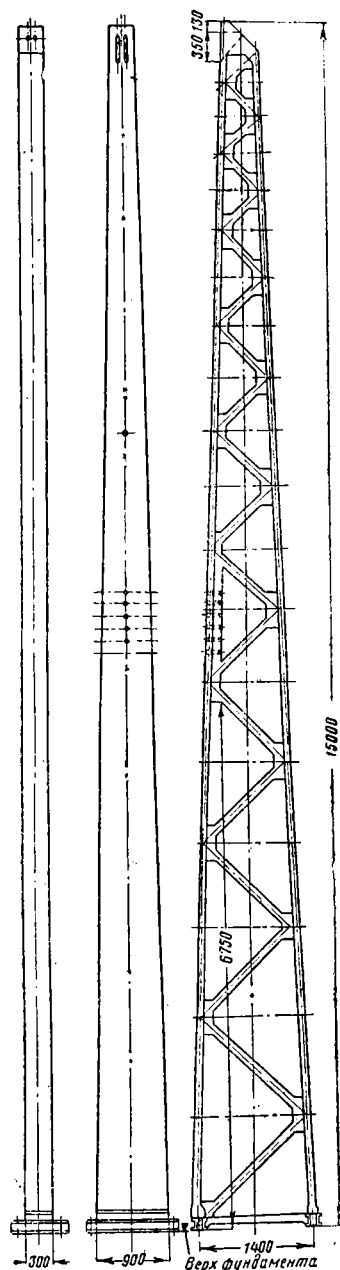
Объём бетона в мачте 1,55 м³, расход металла 429 кг, вес опоры 4 т.

На фиг. 12—14 приводятся данные о зарубежных конструкциях железобетонных промежуточных опор.

Все эти опоры рассчитаны на применение забетонированных на месте или устанавливаемых краном массивных фундаментов, с которыми опора соединяется стыком стаканного типа. С этой целью мачты, изображённые на фиг. 12 и 13, снабжены короткой фундаментной частью, с небольшим развитием,

для закрепления мачты в бетонном фундаменте.

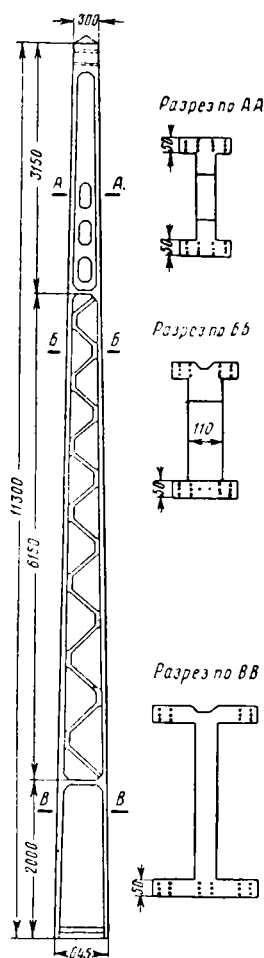
Нижняя часть мачты, показанной на фиг. 14, представляет собой два струнобе-



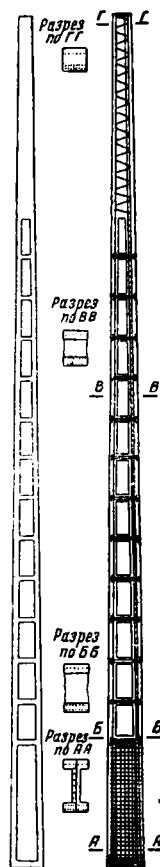
Фиг. 11. Опоры гибкой поперечины

тонных анкера, образованные продолжением поясов и объединённые внизу перекладиной.

Стенка в фундаментной части этой мачты отсутствует.



Фиг. 12. Промежуточная предварительно напряжённая опора (Франция)



Фиг. 13. Промежуточная струнбетонная безраскосно-коробчатая опора (Чехословакия)



Фиг. 14. Промежуточная раскосно-коробчатая струнбетонная опора (Польша)

ИЗГОТОВЛЕНИЕ ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ ОПОР КОНТАКТНОЙ СЕТИ

Производство железобетонных опор, представляющих собой ответственную тонкостенную деталь переменного по длине сечения, связано с применением специальной оснастки для изготовления арматуры, формовки опор, их транспортирования и хранения на складах.

Изготовление некоторых разновидностей железобетонных конструкций возможно только в заводских условиях, другие конструкции (двутавровые и коробчатые опоры) могут быть изготовлены с применением простой деревянной опалубки и переносного виброинструмента. Однако получение опор высокого качества и с низкой себестоимостью возможно только в условиях регулярного производства на оборудованных предприятиях.

Специфическими элементами технологии в основном являются изготовление арматурных каркасов и формовка железобетонных опор.

Изготовление пустотелых опор

Арматурные каркасы сбежистых опор изготавливаются с помощью поворотного барабана-кондуктора, вдоль которого укладываются продольные арматурные стержни. Для облегчения съёма готового каркаса с барабана последний делается раздвижной конструкции. Поперечная арматура в виде спирали наматывается поверх продольных стержней и скрепляется с ними в пересечениях точечной сваркой или вязальной проволокой. Для избежания винтообразного перекашивания арматурного каркаса укладываются два ряда спиральных хомутов, один — правозаходный, а другой — левозаходный.

Арматурные каркасы цилиндрических секций составных опор большей частью изготавливаются с помощью звёздчатых хомутов. Такие хомуты изготавливаются путём навивки спирали на многоугольный барабан. При съёме барабана спираль пружинит и разворачивается на некоторый угол, образуя гнёзда, в которые просовываются прутья продольной

арматуры. В результате образуется плетёный арматурный каркас.

Формовка пустотелых опор может производиться как методом центрифугирования, так и методом вибрирования.

Для осуществления процесса центрифугирования форма, в которую помещён арматурный каркас, наполняется бетонной смесью и приводится во вращение. Под действием центробежной силы бетон распределяется по окружности формы, уплотняется и обезвоживается. Существенную роль в процессе уплотнения бетона играет вибрация формы в результате ударов, возникающих при вращении формы на опорных роликах при большом числе оборотов. Привод центрифуги должен обеспечивать возможность плавного регулирования числа оборотов. С этой целью обычно используется электропривод постоянного тока по схеме Леонардо.

Для центрифугирования сбежистых опор применяются разъемные круглые или многоугольные формы, которые заполняются бетоном при снятой верхней половине. Короткие цилиндрические секции (длиной до 6—7 м) изготавливаются в неразъемных формах, в которые арматурные каркасы и бетонная смесь вводятся через открытые торцы. В этом случае на внутреннюю поверхность формы предварительно наносится тонкий слой парафина, который, в дальнейшем, в процессе пропарки, выплавляется, чем обеспечивает возможность извлечения изделия из неразъемной формы.

Для изготовления пустотелых опор методом вибрации применяется разъемная форма с сердечником той или иной конструкции. Пространство между стенками формы и помещённым внутри неё сердечником заполняется бетонной смесью, которая уплотняется при помощи вибрации. Могут применяться вибросталь, глубинные вибраторы типа «виброигла», а также вибраторы, монтированные на форме или внутри жёсткого сердечника. При условии применения жёстких бетонов и длительной (10—15 мин.) интенсивной вибрации сердечник может быть извлечён из формы немедленно. В противном случае сердечник извлекается из формы спустя короткое время после бетонирования, после начала схватывания бетона или же после окончания твердения бетона. Последний вариант применяется также при изготовлении струнобетонных пустотелых опор на длинных стендах.

Для извлечения жёсткого сердечника из затвердевшего изделия применяется предварительное покрытие сердечника битумом или парафином, что позволяет вытянуть сердечник из изделия при температуре 60—80°.

Изготовление двутавровых опор со сплошной и сквозной стенкой

Арматурные каркасы двутавровых опор собираются в виде плоских сеток в сварочных кондукторах. Затем плоские сетки укрупняются в пространственный каркас в сборочном кондукторе. Для соединения элементов каркаса применяется точечная сварка с помощью сварочных клещей и стационарных точечных аппаратов. В случае применения раскосного армирования стенки опоры (раскосно-дырчатой или раскосно-решётчатой) для выгибания

арматуры применяются гибочные кондукторы или приводные гибочные машины.

Формовка двутавровых опор со сплошной и раскосно-дырчатой стенкой может производиться в положении «стенка вертикальна» в инвентарной опалубке с помощью глубинных вибраторов или тисковых вибраторов, укрепленных к опалубке.

При массовом производстве более эффективна формовка двутавровых опор в положении «стенка горизонтальна» на инвентарных металлических, железобетонных или деревянных матрицах с помощью подъёмного короба с медленной распалубкой. Целесообразно применение короба с вибраторами (виброкороба). Один виброкороб, подвешенный к крану, обслуживает несколько матриц. Применение виброкороба обеспечивает укладку жёстких бетонов при длительной 10—15-минутной вибрации, что положительно сказывается на качестве бетона, а также ускоряет и удешевляет производство.

Формовка решётчатых двутавровых опор производится только в положении «стенка горизонтальна» на матрицах с помощью короба или виброкороба.

Во всех случаях для образования отверстий в стенке опоры служат коробчатые или сплошные пробки, укрепленные в зависимости от метода формовки к боковинам опалубки, матрицам или коробу.

Изготовление коробчатых опор

Изготовление арматурных каркасов для безраскосных и раскосных коробчатых опор производится в основном так же, как и для двутавровых опор.

Формовка коробчатых опор при индивидуальном и мелкосерийном производстве выполняется на гладких поддонах или на гладком полу, в опалубке, состоящей из наружных бортовых щитов и ряда закладных коробов-вкладышей для образования отверстий. Для уплотнения бетона используются глубинные или тисковые вибраторы.

При крупносерийном производстве более эффективно использование элементов вибростампования. В этом случае вибраторы монтируются внутри коробов-вкладышей, и последние извлекаются из изделия немедленно после окончания уплотнения с помощью общей траверсы, к которой подвешены вибровкладыши. Этот вариант обеспечивает осуществление прогрессивного метода длительного вибрирования жёстких бетонов.

Изготовление предварительно напряжённых (струнобетонных) опор

В струнобетонном варианте могут быть практически осуществлены все описанные выше разновидности конструкций опор, за исключением центрифугированных, поскольку существующие способы изготовления струнобетонных центрифугированных опор ещё трудоёмки и не нашли практического применения.

Отличительная особенность производства струнобетонных опор состоит в том, что продольная арматура из высокопрочной проволоки (типа пружинной или канатной) диаметром

2—5 мм предварительно натягивается на специальных стендах или на натяжных формах. Затем производится бетонирование изделия. После затвердения бетона устройства, создающие предварительное натяжение арматуры, разгружаются от сил натяжения, которые через сцепление проволоки с бетоном передаются на последний. В результате бетон оказывается сжатым, а арматура — растянутой, что препятствует возникновению трещин в бетоне при действии на опору внешних нагрузок и обеспечивает снижение расхода металла.

Натяжение арматуры для опор контактной сети характеризуется величинами в 30—60 т и осуществляется с помощью гидравлических или винтовых домкратов или специальных натяжных машин.

Для заготовки и натяжения арматуры струнобетонных опор в основном используется оборудование, применяемое в производстве струнобетонных балок и шпал, с некоторыми изменениями и дополнениями, связанными с формой поперечного сечения и изменением его размеров по длине изделия.

СЕКЦИОНИРОВАНИЕ [КОНТАКТНОЙ СЕТИ

СХЕМА СЕКЦИОНИРОВАНИЯ

«Контактная сеть должна разделяться на отдельные участки (секции) при помощи воздушных промежутков, секционных изоляторов и разъединителей» (ПТЭ, § 191).

Секционирование контактной сети даёт возможность отключать любую из секций для производства работ со снятием напряжения

Секционирование контактной подвески главных путей осуществляется изолирующими сопряжениями анкерных участков, а на прочих станционных путях секционными изоляторами. Воздушные промежутки изолирующих сопряжений, отделяющие контактную сеть перегонов от сети станций, должны располагаться между входным сигналом и первой стрелкой станции. В местах



Фиг. 1. Продольное секционирование контактной сети

или для устранения повреждения без нарушения движения электропоездов на остальных участках.

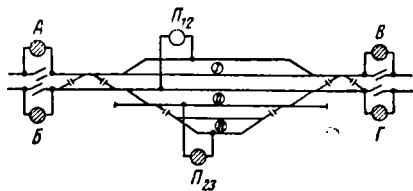
Продольным секционированием (фиг. 1) называется деление контактной сети на секции в направлении вдоль электрифицированной линии.

Продольное секционирование производят в местах примыкания перегонов к станциям и перед крупными искусственными сооружениями (тоннелями, большими мостами).

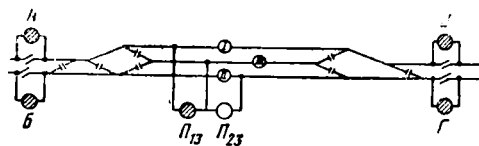
раздела участков с различными напряжениями в контактной сети, а также в местах раздела питания на дорогах переменного тока должны применяться изолирующие сопряжения с нейтральными вставками.

Присоединение друг к другу секций контактной сети производится через секционные разъединители, которые в зависимости от их назначения называются продольными или поперечными.

Продольные секционные разъединители обозначаются первыми буквами алфавита,



Фиг. 2. Секционирование контактной сети станции двухпутного участка



Фиг. 3. Секционирование контактной сети станции двухпутного участка с выделением средней секции

Поперечным секционированием (фиг. 2) называется разделение контактной сети главных путей на перегонах и станциях, а также деление на группы контактной сети прочих параллельных путей станциях. На станциях к каждому главному пути допускается присоединять 2—3 смежных с ним станционных электрифицированных пути.

поперечные — буквой П с цифровым значком, указывающим, какие номера секций соединяются данным поперечным секционным разъединителем.

Если секционированная группа станционных путей расположена между двумя главными путями и имеет выход на оба главных пути, то должна быть предусмотрена возможность

подключения этой секции к каждой из примыкающих к ней секций главных путей (фиг. 3).

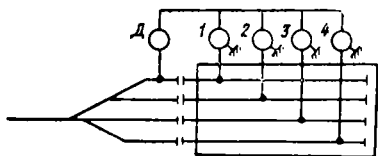
Парки прибытия и отправления на больших станциях выделяются в отдельные секции и нередко подразделяются на группы, дающие возможность отключения части путей парка для ремонта.

Вне зависимости от общего числа электрифицированных путей станции должны выделяться в обособленные секции контактные подвески следующих путей:

- а) погрузочно-выгрузочных,
- б) отстоя электроподвижного состава на зонных станциях и в пунктах оборота, а также путей, где производится осмотр крышевого оборудования подвижного состава,
- в) экипировки пассажирских составов и
- г) электродепо.

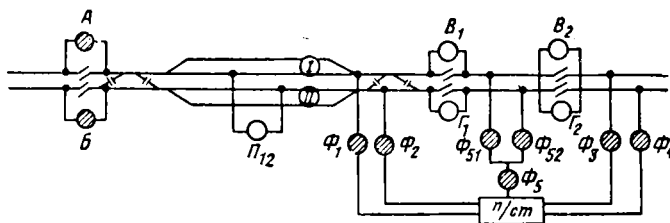
Присоединение контактных подвесок этих путей выполняется через секционные разъединители с заземляющими контактами.

Внутри электродепо каждый путь выделяется в самостоятельную секцию, а секционные разъединители снабжаются заземляющими контактами (фиг. 4).



Фиг. 4. Секционирование контактной сети электродепо

Над воротами каждого деповского пути с внешней и внутренней стороны устанавливаются сигнальные лампы, указывающие на возможность въезда в депо или возможность работы на подвижном составе в зависимости от положения соответствующего секционного разъединителя.

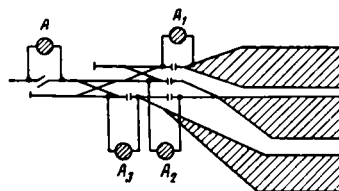


Фиг. 7. Схема питания контактной сети двухпутного участка без обвода питающих проводов по станции

Секционирование станционных путей выполняется таким образом, чтобы при отключении одной из секций сохранялась возможность приёма и отправления поезда на остальные секции станции. Для этого на больших станциях применяют иногда схему с выделением горловины станции в отдельную секцию (фиг. 5). При такой схеме имеется возможность отключе-

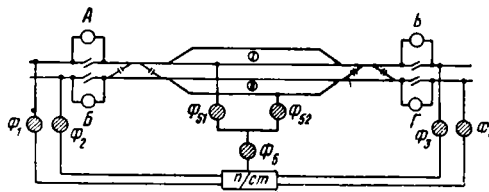
ния любого из парков станции без нарушения возможности выхода из остальных её парков.

Питание контактной сети от тяговых подстанций производится через питающие линии,



Фиг. 5. Секционирование контактной сети горловины станции

которые подводятся к каждому главному пути перегонов в обе стороны от тяговой подстанции. Кроме того, обычно одна питающая линия подводится к станционным путям (фиг. 6)



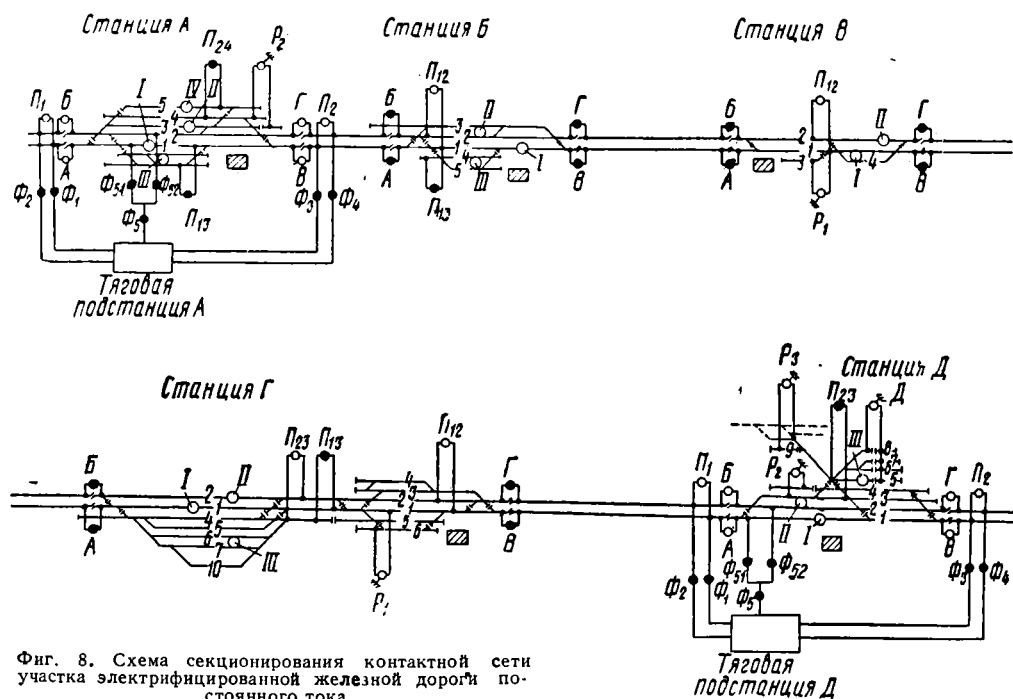
Фиг. 6. Присоединение питающих линий на двухпутном участке

или к промежуточной вставке, расположенной между местами присоединения основных питающих линий (фиг. 7).

На станциях, где имеется электродепо, предусматривается отдельная питающая линия для контактной сети электродепо.

Деление контактной сети на секции, расположение тяговых подстанций, постов секционирования и питающих линий, разме-

шение и присоединение секционных разъединителей изображаются на схеме секционирования электрифицированного участка, на которой также показывается нормальное положение каждого секционного разъединителя (включённое или отключённое) при установленной нормальной схеме питания участка (фиг. 8).



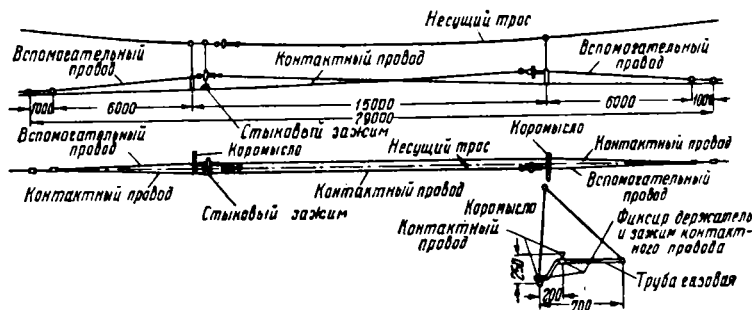
Фиг. 8. Схема секционирования контактной сети участка электрифицированной железной дороги постоянного тока

СЕКЦИОННЫЕ ИЗОЛЯТОРЫ И РАЗЪЕДИНИТЕЛИ

Двухпроводный секционный изолятор (фиг. 9) образуется добавлением отрезка контактного провода. Концы основного и дополнительного проводов присоединяются через изоляторы к вспомогательным проводам, концы которых крепятся на контактном проводе посредством зажимов средней анкеровки. Рядом с изоляторами устанавливаются рас-

порки при помощи фиксирующего зажима крепится контактный провод. С другой стороны секционного изолятора устанавливается распорка в виде горизонтальной трубки, на конце которой крепятся держатели с фиксирующими зажимами. Нормальное расстояние между распорками 8 м, минимальное — 4 м.

Если необходимо исключить возможность замыкания секций контактной сети в момент прохода пантографа, применяются секционные изоляторы с нейтральной вставкой (фиг. 11).



Фиг. 9. Двухпроводный секционный изолятор

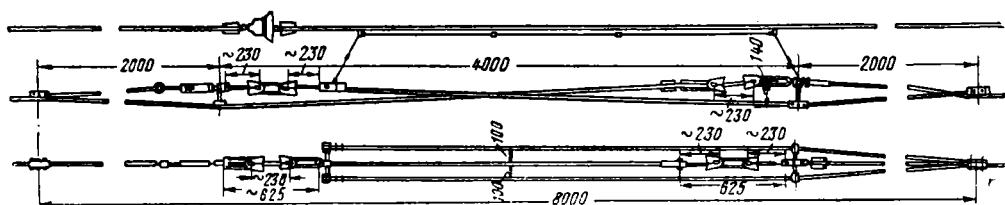
порные трубки (коромысла), которыми основной и дополнительный провода удерживаются на расстоянии 200 мм один от другого. Секционный изолятор подвешивается к несущему тросу на двойных струнах, прикрепленных к концам распорных трубок.

В трёхпроводном секционном изоляторе (фиг. 10) к основному контактному проводу присоединяются два дополнительных контактных провода, которые крепятся к изолятору через коромысло. Рядом с этим изолятором устанавливается распорка, к нижнему концу

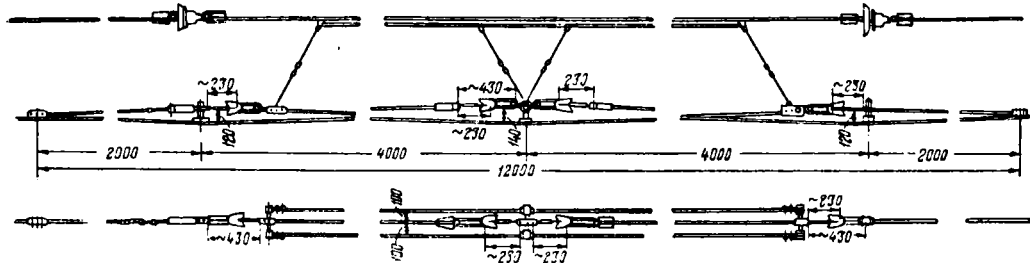
При размещении секционных изоляторов на станции в соответствии с принятой схемой секционирования необходимо располагать их по возможности на путях с меньшими скоростями движения. Установка секционных изоляторов на главных путях станции не допускается.

Секционные разъединители типа РС-2000/3,3 (фиг. 12) выпускаются смонтированными на штыревых изоляторах ИШД-10.

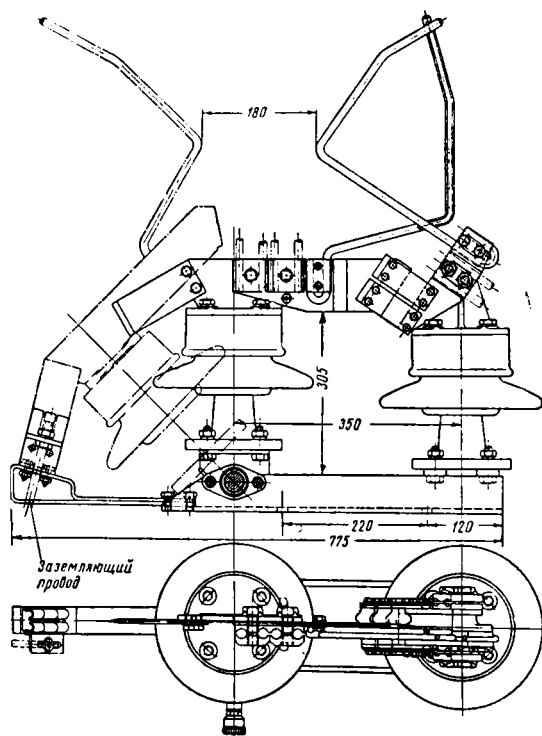
На эксплуатируемых линиях широко рас-



Фиг. 10. Трёхпроводный секционный изолятор



Фиг. 11. Трёхпроводный секционный изолятор с нейтральной вставкой



Фиг. 12. Секционный разъединитель типа РС-2000/3,3

пространены разъединители, выполненные на палочных изоляторах (фиг. 13). Заземляющими контактами разъединители снабжаются только в тех случаях, когда это требуется.

Дугогасительные рога разъединителей должны иметь правильную форму (фиг. 14), причём соприкосновение рогов при включении разъединителя должно происходить раньше, чем соприкосновение основных контактов

разъединителя. Рога должны выполняться из круглой меди диаметром не менее 10 мм или из отрезков контактного провода сечением 100 мм² и должны плотно соприкасаться друг с другом.

Сечение проводов, подводимых к секционному разъединителю, должно быть примерно равным сечению соединяемых контактных подвесок и соответствовать наибольшему току, которые могут протекать через разъединитель. Провода, присоединяемые к подвижному изолятору разъединителя, должны быть выполнены из гибкого медного провода и закреплены на опорном изоляторе.

Секционные разъединители располагаются на вершине опоры или же на специальной консоли, установленной на высоте несущего троса. В последнем случае расстояние от частей разъединителя, находящихся под напряжением, до передней грани опоры должно быть не менее 800 мм.

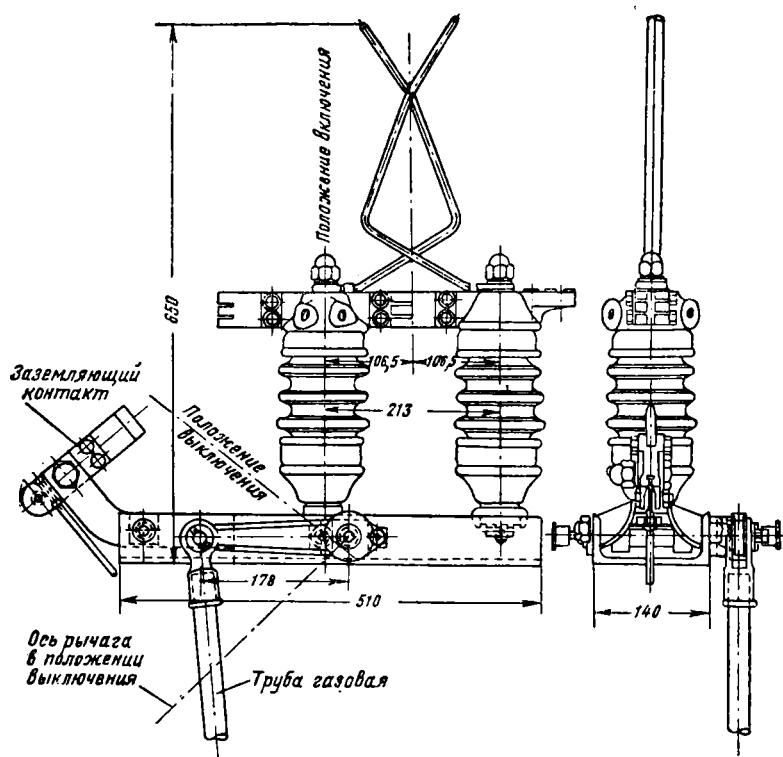
Наличие каких-либо проводов, тросов или изоляторов, расположенных выше рогов разъединителя на расстоянии от них менее 1,5 м при напряжении в сети 1 650 в и менее 3 м при напряжении в сети 3 300 в не допускается.

Включение и отключение разъединителя производится приводом, установленным внизу опоры и соединённым с рычагом разъединителя системой шарнирно связанных труб. В случае установки разъединителя на консоли с большим вылетом для изменения направления тяг привода применяются угловые рычаги (фиг. 15).

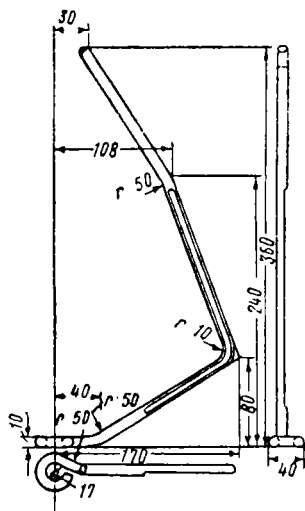
Секционные разъединители могут управляться с помощью ручных, электродвигательных или соленоидных приводов, а также грузовых или пружинных приводов с ручным или электрическим заводом.

Устройство ручного привода представлено на фиг. 16 и грузового привода — на фиг. 17.

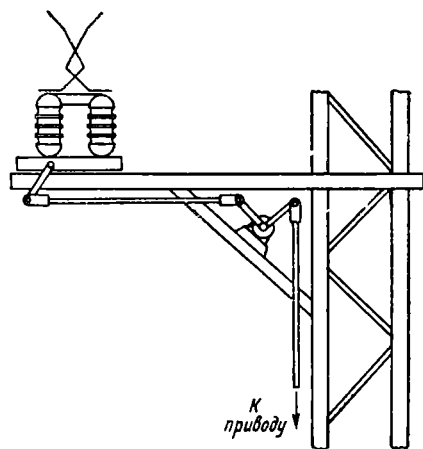
Грузовой привод состоит из вала 10 со свободно насаженным на нём барабаном 11, запорного диска 12, запирающего рычага 5



Фиг. 13. Секционный разъединитель с палочными изоляторами



Фиг. 14. Дугогасительный рог секционного разъединителя



Фиг. 15. Схема установки углового рычага

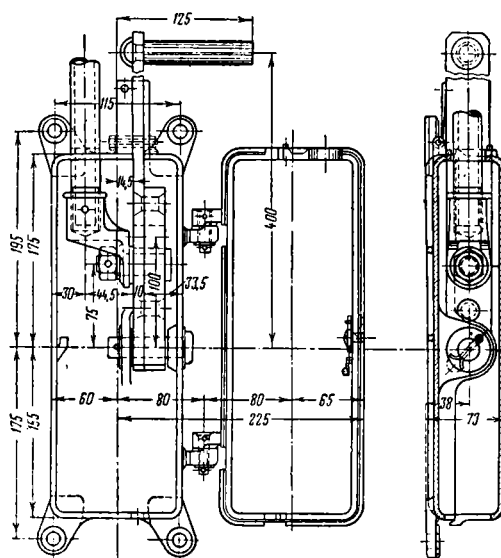
и электромагнита 1. На валу 10 укреплен кривошип 13, соединенный с тягой 14 разъединителя.

Перевод привода производится при помощи груза (фиг. 18) весом 50 кг, подвешенного на стальном тросе, перекинутом через направляющий ролик 15 и закрепленном наглухо на барабане 11.

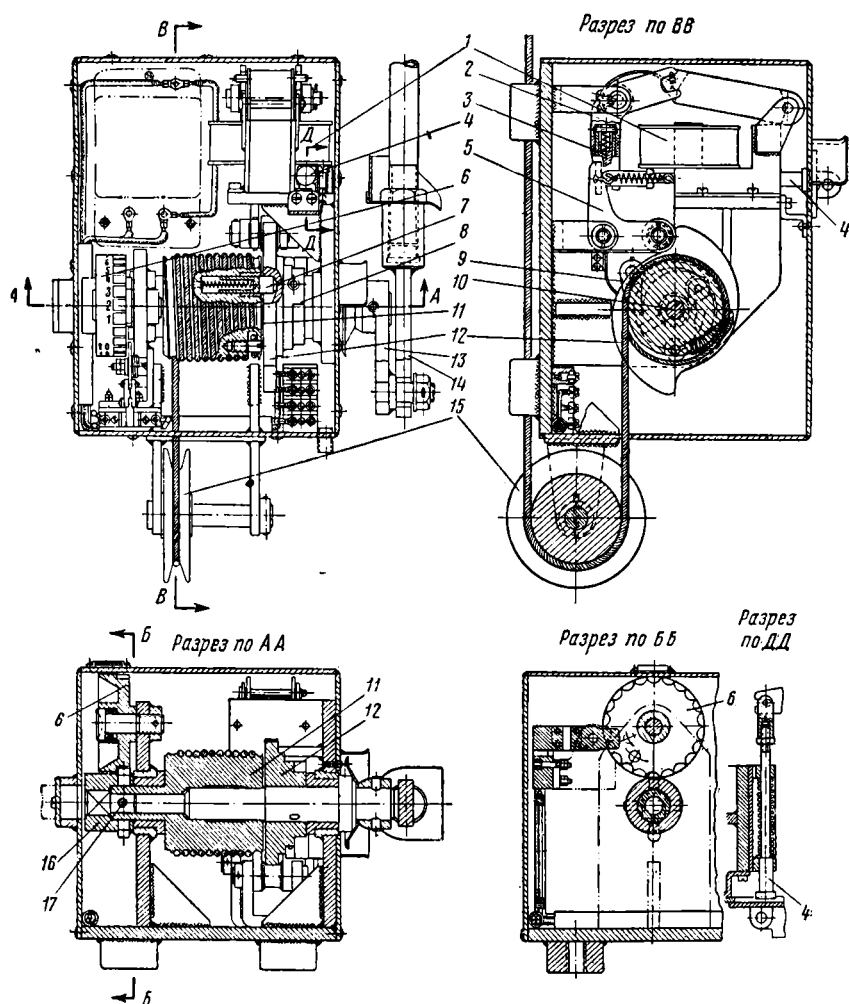
На щеке барабана со стороны запорного диска имеется установленный на пружине

палец 7, входящий в углубление специальной формы на щеке диска 12, благодаря чему вращение барабаном диска возможно только в одну сторону.

Диск 12 закреплен на валу штифтом и служит для фиксации двух положений разъединителя — включенного и отключенного. Для этого на внешней окружности диска 12 имеется два выступа, расположенных под углом 180° по отношению друг к другу. В эти выступы

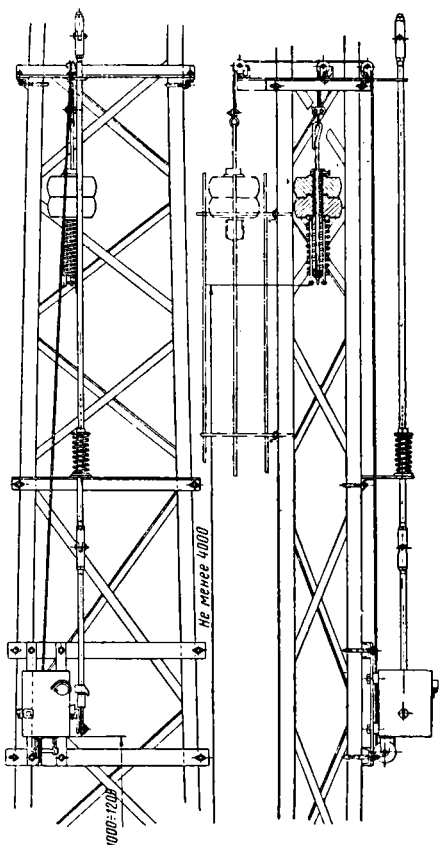


Фиг. 16. Ручной привод



Фиг. 17. Грузовой привод

поочередно упирается запирающий рычаг 5, чем и фиксируется положение разъединителя. Для предотвращения обратного вращения привода на диске 12 имеются два зуба 8, в один из которых упирается собачка 9.



Фиг. 18. Схема установки грузового привода

При возбуждении электромагнита 1 рычаг 2 упирается защёлкой 3 в вертикальный конец запирающего рычага 5 и поворачивает его. Конструкция защёлки 3 такова, что обеспечивается расцепление её и рычага 5 сейчас же после поворота рычага на угол, достаточный для прохода выступа диска 12. Благодаря этому устраняется возможность проскакивания второго выступа диска 12 и осуществление двух переключений разъединителя при однократном нажатии кнопки на пульте управления.

Ручное переключение разъединителя производится воздействием на кнопку-стержень 4, через которую осуществляется нажатие на рычаг 2 и поворот запирающего рычага 5. Кнопка-стержень снаружи закрывается крышкой и запирается на замок.

Завод привода, т. е. подъём груза и намотка троса на барабан, осуществляется съёмной рукояткой, вставляемой в квадратное гнездо во втулке 16, которая укреплена на ступице барабана 11 штифтом 17.

Одного завода привода хватает на 10 операций, после чего необходимо съёмной рукояткой поднять вверх груз и завести привод.

Привод снабжён счётчиком числа переключений 6.

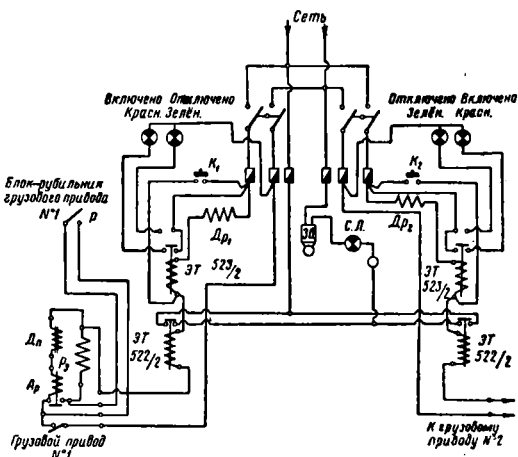
Схема управления грузовым приводом показана на фиг. 19.

При включённом положении секционного разъединителя блок-рубильник P грузового привода находится в отключённом положении. При этом в цепи протекает ток 0,2—0,3 а, недостаточный для срабатывания реле максимального тока типа ЭТ-523/2, вследствие чего остаются включёнными его нормально замкнутые контакты и горит красная лампа, сигнализирующая включённое положение секционного разъединителя.

Отключение секционного разъединителя производится нажатием кнопки K_1 на пульте управления. Находящееся в приводе реле A_p с дросселем D_n срабатывает и замыкает свои контакты, вследствие чего катушка электромагнита P_p получает питание от сети переменного тока 180—220 в. Привод приходит в действие и производит отключение секционного разъединителя. При этом замыкается блок-рубильник P грузового привода, шунтирующий реле A_p и дроссель D_n , в результате чего ток в цепи возрастает до 0,6—0,95 а и реле ЭТ-523/2 срабатывает, размыкая цепь красной сигнальной лампы и замыкая цепь зелёной.

Включение секционного разъединителя производится нажатием той же кнопки управления K_1 . При этом вследствие включённого положения блок-рубильника P катушка электромагнита P_p возбуждается, электромагнит приходит в действие и производит включение секционного разъединителя.

Исправность цепи контролируется при помощи реле минимального тока типа ЭТ-522/2, которое в случаях перегорания предохранителей или обрыва цепи управления замыкает своими контактами цепь сигнальной лампы СЛ и звонка.



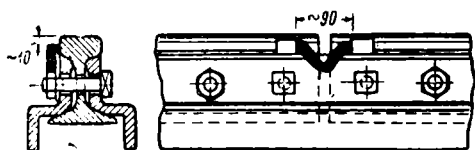
Фиг. 19. Схема управления грузовым приводом

При телеуправлении секционными разъединителями контактной сети управление грузовыми приводами производится импульсами, получаемыми от телемеханического устройства и оказывающими действие, аналогичное замыканию кнопки управления.

РЕЛЬСОВЫЕ ЦЕПИ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ

РЕЛЬСОВЫЕ СОЕДИНИТЕЛИ

Для уменьшения сопротивления рельсовой цепи концы звеньев рельсов соединяются между собой стыковыми соединителями, привариваемыми к головкам рельсов посредством электросварки (фиг. 1) или термитным спо-



Фиг. 1. Приварной стыковой соединитель

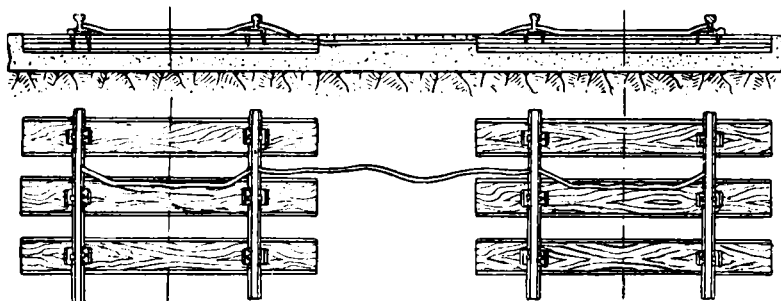
собом. Стыковые соединители должны выполняться из медных проволок или пластин общим сечением не менее 70 мм². Электрическое сопротивление рельсового стыка не должно превосходить сопротивления участка

сплошного рельса длиной 3 м. Для обеспечения непрерывности рельсовой цепи на участках, не оборудованных автоблокировкой, обе нити рельсов соединяются между собой через каждые 300 м междурельсовыми соединителями. На двухпутных участках, кроме междурельсовых соединителей, через каждые 600 м устанавливаются междупутные соединители (фиг. 2).

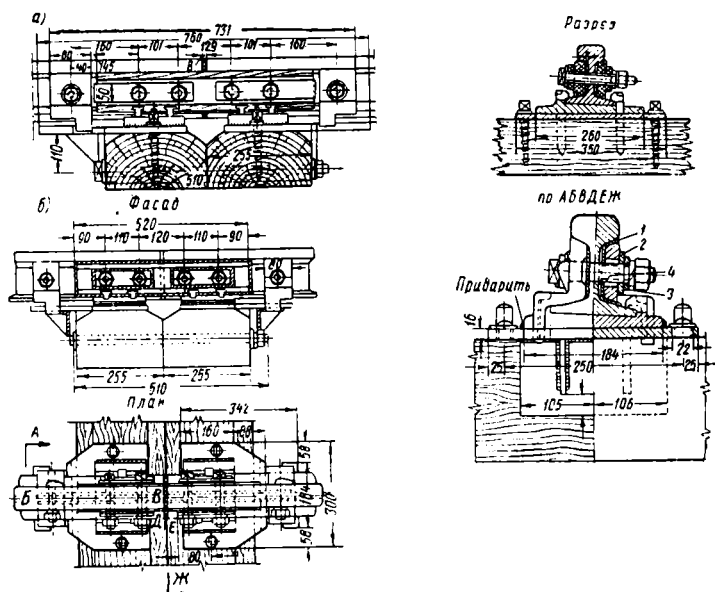
Междурельсовые и междупутные соединители выполняются проводом, имеющим сечение не менее 40 мм² по меди.

На участках с автоблокировкой при двухниточных рельсовых цепях рельсовые нити с обеих сторон изолирующих стыков (фиг. 3) соединяются между собой через средние точки путевых дресселей.

Междупутные соединения на участках с автоблокировкой выполняются через средние точки драсселей соседних изолирующих стыков (фиг. 4), причём во избежание нарушений нормальной работы автоблокировки такие междупутные соединители устанавливаются через два изолирующих стыка.

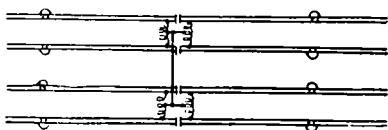


Фиг. 2. Междупутный соединитель



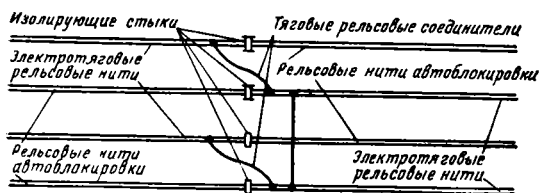
Фиг. 3. Изолирующий стык

На станциях с однопутными рельсовыми цепями автоблокировки (фиг. 5) соединение



Фиг. 4. Схема междупутного соединителя на участке с автоблокировкой

между собой электротяговых рельсовых нитей смежных путей производится соединителями,



Фиг. 5. Соединение электротяговых рельсовых нитей при однопутных рельсовых цепях на участке с автоблокировкой

располагаемыми через каждые 400 м и в пунктах присоединения отсасывающих проводов у тяговых подстанций.

ПРИСОЕДИНЕНИЕ ОТСАСЫВАЮЩИХ ЛИНИЙ

На участках, не оборудованных автоблокировкой, отсасывающие линии присоединяются ко всем рельсовым нитям в месте устройства отсасывающего пункта.

Отсасывающие пункты должны располагаться по возможности в сухих местах и должны быть удалены от подземных трубопроводов и кабелей.

Провода отсасывающих линий независимо от их полярности должны быть изолированы от земли по всей длине и в концевых муфтах.

Отсасывающие пункты оборудуются закрытыми колодцами, в которых выполняется соединение отсасывающей линии с отходящими к рельсам проводами или кабелями длиной не более 30 м.

На участках с автоблокировкой при однопутных рельсовых цепях отсасывающие линии присоединяют к электротяговым рельсовым нитям, причём в месте присоединения все электротяговые нити связываются между собой. При двухпутных рельсовых цепях отсасывающие линии присоединяют к средним точкам путевых дросселей и в месте присоединения устанавливают поперечный соединитель.

ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Металлические и железобетонные опоры контактной сети и все металлические конструкции (мосты, путепроводы, светофоры и т. п.), расположенные в непосредственной близости от частей контактной сети, находящихся под напряжением, заземляются.

Заземление выполняется присоединением заземляемой конструкции к электротяговым рельсовым нитям, изолированным от земли стальным проводом диаметром не менее 12 мм.

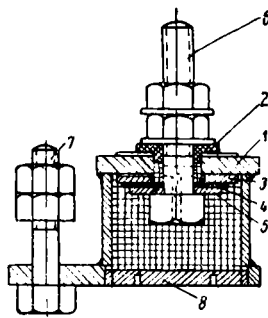
Заземляющие провода и места присоединения их к рельсам и заземляемым устройствам должны быть доступны для контроля.

Опоры контактной сети, расположенные на пассажирских платформах и в других общедоступных местах, опоры с роговыми разрядниками и секционными разъединителями, приводы секционных разъединителей на деревянных и железобетонных опорах, а также мосты, путепроводы, пешеходные и сигнальные мостики присоединяют к электротяговым рельсовым нитям двойными проводами. На участках, не оборудованных автоблокировкой, провода двойных заземлений присоединяют к двум различным рельсовым нитям.

На деревянных опорах заземляются грузовые компенсаторы и приводы секционных разъединителей. Прочая арматура деревянных опор заземляется в тех случаях, если расстояние по дереву между арматурой опоры и частями оттяжек менее 400 мм. Заземляющий провод не должен касаться оттяжек или деталей их крепления.

Арматура изоляторов контактной сети на железобетонных и каменных искусственных сооружениях должна быть заземлена. При этом должны быть приняты меры защиты арматуры железобетона от электрокоррозии.

В тех случаях, когда это требуется по условиям защиты от блуждающих токов, в заземления опор контактной сети и металлических конструкций могут с разрешения МПС включаться искровые промежутки с пробивным напряжением не более 800 в (фиг. 6).



Фиг. 6. Искровой промежуток: 1 — металлический корпус; 2 — изолирующая втулка; 3 — контактная шайба; 4 — слюдяная шайба; 5 — контактная шайба; 6 — болт для присоединения заземляющего провода; 7 — болт для крепления к заземляемой конструкции; 8 — стальная пробка

Оттяжки опор, имеющие металлическое соединение с опорой или с заземлённой арматурой, должны иметь вставки из изолирующего материала, если заземления опор выполнены без искровых промежутков.

На участках с автоблокировкой при двухпутных рельсовых цепях консольные опоры на однопутных перегонах присоединяются в пределах каждого блок-участка к одной рельсовой нити. На двухпутных участках консольные опоры присоединяются к ближай-

шим рельсовым нитям, причём все опоры, расположенные с одной стороны путей, присоединяются в пределах каждого блок-участка к одной и той же рельсовой нити.

У ригельных опор к рельсу присоединяется только одна стойка, у опор с гибкой поперечиной при неизолированных от опор поперечных тросах — только одна из опор гибкой поперечины. Присоединения заземления ригельных опор и опор с гибкими поперечинами, а также Т-образных консольных опор производятся поочерёдно к одной из рельсовых нитей каждого главного пути.

Если гибкая или жёсткая поперечина перекрывает частично неэлектрифицированные пути, то заземляют опору или стойку, расположенную ближе к электротяговой рельсовой нити.

На станциях с однопутными рельсовыми цепями заземления опор при-

соединяются к ближайшей электротяговой нити. Провода двойных заземлений на станциях с однопутными рельсовыми цепями присоединяются по возможности к двум различным электротяговым рельсовым нитям. При двухпутных рельсовых цепях провода двойных заземлений присоединяются к той рельсовой нити, к которой присоединены заземления остальных опор на этом блок-участке. Места присоединения проводов таких двойных заземлений к рельсу должны находиться на расстоянии не более 200 мм друг от друга.

Заземления роговых разрядников на участках с двухпутными рельсовыми цепями присоединяются к той же рельсовой нити, к которой присоединены заземления всех прочих опор на этом блок-участке. На станциях с однопутными рельсовыми цепями заземления разрядников присоединяются к электротяговой рельсовой нити.

ТРАССИРОВКА КОНТАКТНОЙ СЕТИ

ОСНОВНЫЕ ГАБАРИТЫ КОНТАКТНОЙ ПОДВЕСКИ

«Высота подвески контактного провода на станциях должна быть не ниже 6 250 мм, а на перегонах не ниже 5 750 мм над головкой рельса. В исключительных случаях на существующих линиях, электрифицированных до 1952 г., это расстояние в пределах искусственных сооружений может быть с разрешения МПС снижено до 5 550 мм.

Высота подвески контактного провода не должна быть более 6 800 мм» (ПТЭ, § 187).

Нормальная высота контактного провода над головкой рельса при беспровесном положении контактных проводов принимается равной 6 500—6 600 мм.

Уклон контактного провода не должен превышать 0,005, а на станционных путях при скорости движения не более 40 км/час — 0,012. Расстояние от контактного провода до расположенных над ним заземлённых частей опорных устройств (ригелей анкерных мостиков, фиксирующих тросов и т. п.) должно быть не менее 600 мм.

Меньшие расстояния могут допускаться лишь в случае установки изолированных отбойников, исключающих возможность касания контактного провода к заземлённым частям.

Расстояние от контактного провода до изолированного нижнего фиксирующего троса должно быть не менее 400 мм. Фиксаторные изоляторы, натяжные изоляторы в анкерных проводах и в фиксирующих тросах и изоляторы усиливающих и питающих проводов должны располагаться на таком расстоянии от опор, чтобы части контактной сети, находящиеся под напряжением, были удалены от ближайшей грани опоры на расстояние не менее 800 мм.

«На электрифицированных линиях по обеим сторонам переездов должны устанавливаться габаритные ворота высотой проезда не более 4,5 м» (ПТЭ, § 50).

Ширина габаритных ворот должна быть не менее ширины проезжей части переезда. Габаритные ворота должны располагаться на расстоянии не менее 8 м от оси крайнего пути.

Габариты опор

«Расстояние от оси крайнего пути до внутренних граней опор контактной сети на прямых участках перегонов и станций должно быть не менее 3 100 мм.

В выемках опоры должны устанавливаться вне кюветов.

На линиях, электрифицированных до 1952 г., а также в особо трудных условиях на вновь электрифицированных линиях расстояние от оси пути до внутреннего края опор как на насыпях, так и в выемках допускается на прямых участках пути не менее 2 750 мм на перегонах и 2 450 мм на станциях.

На кривых участках эти расстояния во всех случаях должны быть увеличены в соответствии с габаритом приближения строений. Взаимное расположение опор контактной сети и сигналов должно обеспечивать видимость последних» (ПТЭ, § 189).

Наименьшие допустимые по габариту 2-С расстояния опор от оси пути на кривых участках в особо трудных условиях приведены в табл. 1.

Таблица 1

Наименьшие допустимые расстояния опор контактной сети от оси пути на кривых участках

Радиус кривой в м	Расстояние в мм от оси пути до ближайшей грани опоры, установ- ленной		Радиус кривой в м	Расстояние в мм от оси пути до ближайшей грани опоры, установ- ленной	
	с внутрен- ней сто- роны кривой	с наруж- ной сто- роны кривой		с внутрен- ней сто- роны кривой	с наруж- ной сто- роны кривой
4 000	2 550	2 460	600	2 850	2 510
3 500	2 570	2 460	500	2 865	2 525
3 000	2 585	2 465	400	2 880	2 540
2 000	2 655	2 470	350	2 895	2 555
1 800	2 675	2 470	300	2 910	2 570
1 500	2 720	2 475	250	2 935	2 595
1 200	2 800	2 480	200	2 970	2 630
1 000	2 830	2 485	180	2 990	2 650
800	2 835	2 495	150	3 930	2 690
700	2 845	2 500			

РАСПОЛОЖЕНИЕ ПРОВОДОВ И РАЗБИВКА ОПОР

На прямых участках контактные провода располагаются с зигзагом ± 300 мм. Нормальные выносы контактного провода у опор на кривых участках принимаются равными 400 мм. На кривых радиусом 2 000 м и более выносы контактных проводов у опор устанавливаются в пределах от 150 до 400 мм и определяются из условия, чтобы смещение контактного провода от оси пантографа в середине пролёта не превышало установленной по ветровому расчёту величины.

Двойные контактные провода располагаются в пролёте на расстоянии 40—50 мм друг от друга.

Несущий трос вертикальной цепной подвески на прямых участках располагается по оси пути, на кривых — с выносом, равным выносу контактного провода.

Наибольшие допустимые длины пролётов цепной подвески на прямых и кривых участках определяются расчётом на ветровые отклонения контактных проводов.

Если условия защищённости от ветра существенно меняются на различных участках перегона, то предварительно, до разбивки опор, производится деление перегона на зоны с примерно однородными условиями защищённости. Для каждой из таких зон устанавливаются наибольшие допустимые величины пролётов на прямых и кривых участках пути.

Разбивка опор ведётся равными пролётами, приближающимися по своей величине к предельным расчётным пролётам.

На участках, расположенных в гололёдных районах, особенно в тех местах, где наблюдаются автоколебания проводов, разбивка опор ведётся двумя чередующимися пролётами, один из которых равен наибольшему допустимому, а второй укорачивается на 3—4 м.

Величины переходных пролётов сопряжений анкерных участков определяются расчётом на ветровое отклонение каждой из ветвей контактной подвески и для изолирующих сопряжений принимаются обычно равными 0,75 нормальной длины пролёта для тех же условий трассы.

Пролёты со средней анкеровкой сокращаются примерно на 10% по сравнению с максимально допустимыми.

При расположении кривых в пучинистых местах, на свежесыпанных насыпях и в других случаях, когда можно ожидать относительно больших перекосов пути, величины пролётов также уменьшаются примерно на 10% против расчётных.

Проверка пролётов на кривых на вписывание провода ведётся с учётом перекоса подвижного состава и смещения центра пантографа внутрь кривой вследствие возвышения наружного рельса.

Величина этого смещения определяется по формуле

$$c = \frac{hN}{1524},$$

где c — величина смещения центра пантографа внутрь кривой в мм;

h — возвышение наружного рельса в мм;

N — высота контактного провода от головки рельса в мм.

При изменении направления контактных проводов у переходных опор угол, составляемый отклонённой ветвью провода с первоначальным его направлением, не должен превышать 6° (тангенс угла не более 0,1).

Нормальная длина анкерного участка полукompенсированной цепной подвески на прямых принимается равной 1 500—1 600 м.

На кривых длины анкерных участков уменьшаются в зависимости от длины и радиусов кривых и от положения их в анкерном участке.

Для улучшения работы компенсаторов анкерные опоры должны располагаться так, чтобы кривые (особенно малых радиусов) размещались ближе к середине анкерных участков, где меньше сказывается влияние отклонений фиксаторов. Средние анкеровки размещаются в средних пролётах анкерных участков. Если анкерный участок расположен частично на кривой, то средняя анкеровка должна быть смещена в сторону кривой, так чтобы условия компенсации обеих ветвей анкерного участка были примерно одинаковыми.

Для анкерных участков длиной не более 750—800 м предусматривают одностороннюю компенсацию контактного провода.

Переходные пролёты изолирующих сопряжений должны располагаться между входным сигналом и первой стрелкой станции, причём последняя со стороны перегона переходная опора должна находиться на расстоянии не более 300 м от стрелки.

Анкеровочные ветви, расположенные над платформами, навесами и крышами зданий, должны быть изолированы от частей контактной сети, находящихся под напряжением, и заземлены.

На однопутных линиях опоры устанавливаются со стороны, противоположной предполагаемому месту укладки второго пути. Если укладка второго пути не намечается, то на кривых участках во избежание применения обратной фиксации опоры могут устанавливаться с наружной стороны кривой.

В местах подхода к станциям однопутных участков опоры, затемняющие видимость входного сигнала, могут быть перенесены на другую сторону пути или должны быть применены другие мероприятия для улучшения видимости сигналов, например, установка сигнальных мостиков и т. п.

На двухпутных линиях опоры размещаются по обеим сторонам полотна так, чтобы была обеспечена полная механическая обособленность контактной сети одного пути от другого. В отдельных случаях там, где это требуется по местным условиям (например, если в ближайшее время намечается укладка третьего пути), в виде исключения могут применяться опоры с двухпутными консолями, ригельные опоры или гибкие поперечины.

Разбивка опор должна быть увязана с расположением имеющихся на перегоне искусственных сооружений.

При размещении опор у тоннелей, путепроводов или мостов с ездой по низу, имеющих малую высоту, расстояние от ближайших опор до начала искусственного сооружения не должно превышать половины принятого предельного пролёта.

В том случае, если высота искусственного сооружения достаточно велика и даёт возмож-

ность пропуска нормальной цепной подвески с небольшим лишь снижением несущего троса, расстояние от сооружения до ближайших к нему опор может достигать полной длины пролёта.

Опоры у переездов должны располагаться на расстоянии не менее 5 м от проезжей части переезда.

Переходные и анкерные опоры сопряжения по возможности не должны располагаться внутри кривых радиусом менее 1 200 м.

При размещении станционных опор необходимо учитывать дальнейшее развитие станции.

На пассажирских платформах, как правило, устанавливать опоры не следует. В тех же случаях, когда избежать этого невозможно, для опор, устанавливаемых на платформах, необходимо предусматривать увеличенный габарит (не менее 3,5 м от оси пути до передней грани опоры).



Фиг. 1. Схема анкеровки усиливающих проводов

В местах возможного проезда автотранспорта необходимо принимать меры к надёжной защите нижних частей опор и оттяжек у поверхности земли от повреждений при наезде на них.

Нумерация опор ведётся в направлении счёта километров, начиная с первого номера, раздельно по каждому перегону и станции, причём опоры изолирующих сопряжений анкерных участков относятся к станциям. На двухпутных участках опорам, расположенным со стороны нечётного пути, присваиваются нечётные номера, а опорам, расположенным со стороны чётного пути, — чётные.

Номерные знаки должны наноситься по трафарету на высоте 5 м от головки рельса и должны быть отчётливо видны с поезда.

На всех металлических опорах контактной сети наносится по трафарету знак высокого напряжения, имеющий высоту не менее 160 мм и очертание по ГОСТ 6395—52.

Усиливающие провода располагаются на отдельных консолях с полевой стороны опор или же над путём рядом с несущим тросом. В целях использования проводимости анкерочных ветвей цепной подвески усиливающие провода анкеруются с противоположной стороны на основных анкерных опорах (фиг. 1).

Если сечение усиливающих проводов больше сечения цепной подвески, часть усиливающих проводов анкеруется указанным на фиг. 1 способом, остальные же пропускаются непрерывно по всему перегону.

Провода питающих и отсасывающих воздушных линий располагаются или на самостоятельных опорах или на опорах контактной сети.

Взаимное расположение этих проводов и проводов контактной подвески должно обеспечивать возможность производства ремонтных работ на каждой из питающих линий при

наличии напряжения в контактной подвеске и в других питающих линиях и возможность ремонта контактной подвески при наличии напряжения в питающих линиях.

Расстояние по вертикали от уровня земли до усиливающих, питающих и отсасывающих проводов должно быть не менее 6 м.

В горных районах наименьшее расстояние от усиливающих, питающих и отсасывающих проводов в отклонённом под действием ветра положении должно быть не менее 4,5 м до склонов гор, доступных пешеходному движению, и не менее 0,6 м до склонов гор, скал и крутых утёсов, недоступных пешеходному движению.

При пересечении питающими и отсасывающими проводами железнодорожных путей и авто-гужевого дорог минимально допустимые расстояния по вертикали от этих проводов составляют: до головки рельса неэлектрифицированных железнодорожных путей 7,5 м; до

полотна авто-гужевого дорог 7,0 м; до головки рельса или до уровня дорожного покрытия в случаях пересечения контактных проводов трамвая или троллейбуса 8,0 м; до верхнего провода контактной подвески 2,0 м.

Указанные расстояния должны выдерживаться при наибольшем возможном провисании проводов с учётом нагрева их током.

РАСПОЛОЖЕНИЕ КОНТАКТНЫХ ПОДВЕСОК В ИСКУССТВЕННЫХ СООРУЖЕНИЯХ

«В пределах искусственных сооружений расстояние от пантографа и частей контактной сети, находящихся под напряжением, до заземлённых частей сооружений и подвижного состава должно быть не менее 200 мм.

В исключительных случаях на существующих линиях, электрифицированных до 1952 г., это расстояние может быть с разрешения МПС снижено до 150 мм» (ПТЭ, § 188).

Расстояние от фарфоровых частей изоляторов до заземлённых элементов опорных устройств и искусственных сооружений должно быть не менее 100 мм.

Контактная подвеска в искусственных сооружениях должна быть выполнена без жёстких креплений и обеспечивать надёжное токосъёмание при установленных скоростях движения.

При стеснённых габаритах применяются двойные контактные провода, располагаемые со смещением на 400 мм от оси пути.

Изоляторы по возможности выносятся в стороны от оси пути, а фиксаторы — из-под искусственных сооружений.

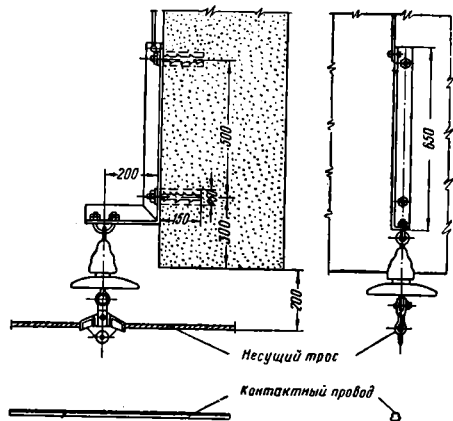
Во всех случаях, когда имеется какая-либо возможность поджигания проводов контактной подвески к частям искусственного сооружения, на нём устанавливаются изолированные отбойники.

Под пешеходными и сигнальными мостиками и другими лёгкими сооружениями небольшой ширины контактная подвеска в зависимости от габарита и типа сооружения выполняется по одному из следующих способов:

а) с пропуском контактной подвески без крепления к искусственному сооружению. При этом на искусственном сооружении сверху и сбоку от проводов должны устанавливаться изолированные отбойники, исключающие возможность касания этих проводов к заземлённым частям;

б) с креплением несущего троса под искусственным сооружением на подвесном или опорном изоляторе и с использованием сооружения в качестве поддерживающей опоры (фиг. 2). В случае необходимости высота цепной подвески под искусственным сооружением может быть уменьшена при соответствующем сокращении пролётов до смежных опор;

в) с анкерровкой несущего троса с обеих сторон на искусственном сооружении и установкой ограничителей подъёма контактного провода;



Фиг. 2. Крепление несущего троса под искусственным сооружением на подвесном изоляторе

г) с включением в несущий трос изолированной вставки, закреплённой на искусственном сооружении, и установкой ограничителей подъёма контактного провода (фиг. 3).

Под путепроводами значительной ширины и на мостах с ездой по низу контактная подвеска может быть выполнена по одному из следующих типов:

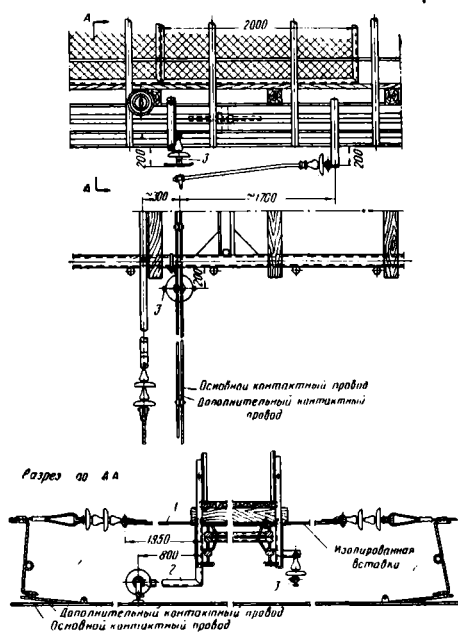
а) цепная подвеска с малой конструктивной высотой при одиночном или двойном контактном проводе.

Расстояние между точками подвеса несущего троса уменьшается до 15—20 м, высота подвески до 20—25 см.

Крепление контактных проводов к несущему тросу производится скользящими струнами.

Изоляторы могут выноситься в стороны от оси пути; несущий трос в этом случае подвешивается к изолированным отбойникам, концы которых крепятся на изоляторах;

б) простая подвеска двойного контактного провода с анкерровкой несущего троса с обеих сторон на фермах или лицевых стенках путепровода и с подвеской контактных проводов на поперечных тросах (фиг. 4).



Фиг. 3. Включение изолированной вставки в несущий трос при пропуске контактной подвески под мостом

Крепление контактных проводов к поперечным тросам должно обеспечивать возможность продольных перемещений проводов при колебаниях температуры.

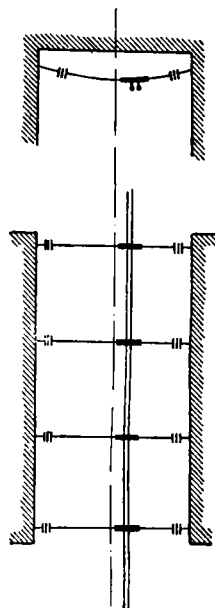
Расстояние между точками подвеса контактных проводов принимается не более 12—13 м;

в) ромбовая подвеска с анкерровкой несущего троса на искусственном сооружении.

Под сооружением на его стенках или на вертикально расположенных кронштейнах крепится на изоляторах цепь связанных между собой ромбов, выполненных из провода сплошного сечения.

Контактный провод подвешивается к ромбам при помощи скользящих зажимов, благодаря чему сохраняется возможность продольных перемещений провода при изменениях температуры.

В тоннелях контактная подвеска выполняется обычно в виде цепной подвески с небольшим пролётом между точками подвеса несущего троса (15—25 м).



Фиг. 4. Простая контактная подвеска в искусственном сооружении

ПЕРЕСЕЧЕНИЕ КОНТАКТНОЙ СЕТИ С ДРУГИМИ ВОЗДУШНЫМИ ЛИНИЯМИ

Пересечение проводов связи с проводами контактной сети допускается только в пролётах между опорами.

Конструкция воздушных переходов линий связи и их опор должна удовлетворять требованиям ГОСТ 67—51.

Угол пересечения (в плане) должен быть близким к 90° и не менее 45° . Расстояние по вертикали между нижним проводом связи и верхним проводом контактной сети должно быть не менее 2 м.

Длины пролётов пересечения и число проводов линий связи не должны превышать указанных в табл. 2.

Пересечения контактной сети электрическими воздушными линиями должны удовлетворять требованиям Правил устройства воздушных линий электропередачи. Пересечения выполняются многопроволочными проводами с минимальными сечениями: для алюминия 35 мм^2 , для прочих металлов 16 мм^2 . Сращивание проводов и тросов в переходном пролёте не разрешается. Провода в пролёте пересечения подвешиваются с ослабленным натяжением и крепятся на анкерных опорах нормального типа.

Крепление проводов на опорах при подвесных изоляторах выполняется на сдвоенных гирляндах, а при штыревых изоляторах предусматривается двойное крепление.

Таблица 2

Длины пролётов и число проводов линий связи при воздушном пересечении с проводами контактной сети

Тип линии	Условное обозначение	Наибольшая длина пролёта пересечения в м	Наибольшее число проводов линии связи
Облегченный (толщина корки льда до 5 мм)	О	100	32
Нормальный (толщина корки льда от 5 до 10 мм)	Н	75	24
Усиленный (толщина корки льда от 10 до 15 мм)	У	60	24
Особо усиленный (толщина корки льда от 15 до 20 мм)	ОУ	40	24

Примечание. В пролёте пересечения должны применяться: для линий типов О, Н и У — биметаллические провода, выполненные из семи биметаллических проволок диаметром 1,5 мм, или провода марки ПАБО сечением 10 мм^2 ;

для линий типа ОУ — биметаллические провода сечением 25 мм^2 или провода марки ПАБО сечением 25 мм^2 .

Угол пересечения должен быть близким к 90° и не может быть менее 45° .

Расстояние по вертикали от пересекающих проводов до верхнего провода контактной

Условные обозначения, применяемые на планах контактной сети

	Рабочая ветвь контактной подвески электрифицированного пути (контактный провод и несущий трос)		Якоревка цепной подвески с компенсатором в контактных проводах
	Нербочая ветвь контактной подвески (показывается линией, толщина которой равна 1/3 толщины линии, обозначающей рабочую ветвь контактной подвески)		Якоревка цепной подвески без компенсатора
	Неэлектрифицированные пути		Якоревка только контактных проводов с компенсатором
	Пути, укладываемые при дальнейшем развитии станции		Якоревка только контактных проводов без компенсатора
	Усиливающие и питающие провода		Якоревка усиливающих и питающих проводов
	Металлические опоры		Продольные электрические соединители
	Одиночные деревянные опоры		Поперечные соединители
	Сдвоенные деревянные опоры		Обводы на анкерных опорах
	Одиночные деревянные опоры на пасынках		Роговые разрядники
	Сдвоенные деревянные опоры на пасынках		Секционные изоляторы
	Одиночная оплетка, состоящая из одного или нескольких тросов		Врезные изоляторы в контактной подвеске или в фиксирующем тросе
	Две оплетки, расположенные в одной плоскости и состоящие каждая из одного или нескольких тросов		Воздушные промежутки в контактной подвеске (только в схеме секционирования)
	Одноплечные консоли		Секционные разъединители с дистанционным приводом нормально включённые
	Обратные одноплечные консоли		То же нормально отключённые
	Двухплечные консоли		Секционные разъединители с ручным приводом нормально включённые
	Обратные двухплечные консоли		То же нормально отключённые
	Консольные опоры, имеющие между собой вилку связи		Секционные разъединители с заземляющим контактом
	Опоры с гибкими поперечинами		Обозначение длины пролёта
	Ригельные металлические опоры		Обозначение длины и порядкового номера анкерного участка контактной подвески
	Фиксирующие опоры		
	Фиксирующие поперечины		

сети должно быть не менее: для электрических воздушных линий с номинальным напряжением до 20 кв — 2 м; от 35 до 110 кв — 2,5 м; до 154 кв — 3 м; до 220 кв — 3,5 м; до 400 кв — 4,5 м.

Опоры электрических воздушных линий в пролёте пересечения располагаются таким образом, чтобы расстояние от любой части

опоры до габарита приближения строений было не менее 3 м.

При следовании электрической воздушной линии параллельно пути расстояние от оснований опор до ближайшего рельса должно быть не менее высоты наиболее высокой опоры на данном участке трассы плюс 3 м.

МОНТАЖ КОНТАКТНОЙ СЕТИ

Монтаж контактной сети производится с монтажных поездов, которые состоят из платформ для барабанов с проводом и специальных монтажных вагонов с вышками.

Платформа для барабанов с проводом, разработанная Проектно-конструкторским бюро ЦЭ МПС в 1955 г., рассчитана на установку 12 барабанов типа VI по ГОСТ 5151—49 и снабжена краном грузоподъемностью 2 т. Вылет стрелы крана составляет 5 150 мм.

Подъем и опускание барабанов и перемещение тележки крана производятся двумя электробебедками с приводом от двигателя мощностью 2,8 квт. Поворот крана осуществляется электродвигателем мощностью 1,7 квт.

Питание двигателей обеспечивается от передвижной электростанции типа ЖЭС-9. Платформа оборудована выдвижными стрелами, которые используются при раскатке проводов по земле.

Устройство автоматического торможения барабанов обеспечивает натяжение провода при его раскатке 60—100 кг.

Монтажный вагон конструкции инж. П. Г. Фёдорова имеет подъёмную вышку, которая может устанавливаться по высоте в пределах 4 920—7 520 мм от уровня головки рельса. Подъем вышки производится лебедкой с приводом от электродвигателя мощностью 2,8 квт, питаемого от передвижной электростанции типа ЖЭС-45.

Вышка имеет основную и две поворотные (консольные) монтажные площадки.

Размеры основной монтажной площадки: длина — 17 810 мм, ширина около 1 700 мм.

Подъёмная стрела вышки в рабочем положении располагается на высоте 1 780 мм от уровня пола монтажной площадки.

В сложенном виде вышка вписывается в габарит 1-В.

Для производства различных монтажных работ, а в ряде случаев и для раскатки проводов могут применяться монтажные дрезины с подъёмными и стационарными вышками. На открытых для движения путей применяются съёмные выдвижные вышки, а в случаях работы на участках, где уже эксплуатируется электропуть, изолированные съёмные вышки, позволяющие в случае необходимости производить работы под напряжением.

МОНТАЖ КОНТАКТНОЙ ПОДВЕСКИ

Раскатка несущего троса в зависимости от условий производства работ ведётся по одной из следующих схем.

Раскатка с движущейся монтажной платформы (фиг. 1) ведётся по монтажным роликам, подвешиваемым к поддерживающим устройствам.

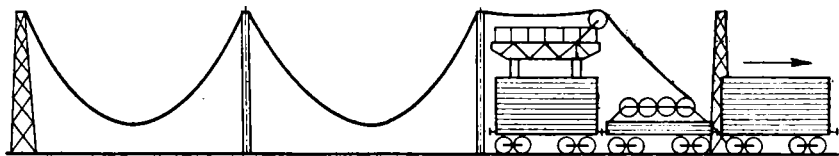
До начала раскатки трос пропускают через ролик стрелы и закрепляют на анкерной штанге опоры. Монтажную вышку поднимают так, чтобы ролик стрелы находился примерно на уровне подвески несущего троса на опорах. Затем, при движении монтажного поезда со скоростью 8—10 км/час в направлении противоположного конца анкерного участка, производят укладывание троса на монтажные ролики. По проследовании последней консоли барабан притормаживают и монтажный поезд останавливают, не доезжая до анкерной опоры, после чего производят анкеровку троса, натягивая его полиспастом.

Раскатка с неподвижной монтажной платформы, установленной у начала анкерного участка (фиг. 2), применяется в тех случаях, когда приходится пропускать трос над какими-либо ранее смонтированными проводами, например над контактным проводом или несущим тросом других анкерных участков, над нижними фиксирующими тросами гибких поперечин и т. п.

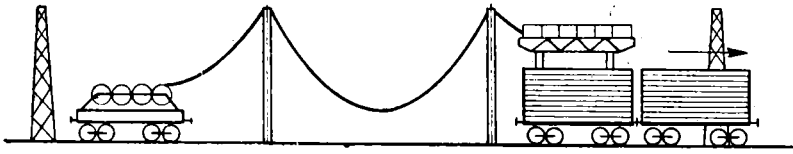
Бригада в этом случае состоит из двух отдельных групп: одной, работающей при монтажном вагоне, другой — у платформы с барабанами.

Перед началом раскатки монтажный поезд с платформой в хвосте и с локомотивом в голове останавливают у анкерной опоры, на которой должен анкериться участок троса. Платформу с барабанами затормаживают и отцепляют. На монтажный вагон подают заданный конец троса, после чего локомотив с монтажным вагоном движется в направлении противоположного конца анкерного участка.

У каждой консоли или поперечины монтажный поезд останавливается и конец троса пропускают через подвешенный на консоли ролик.



Фиг. 1. Схема раскатки несущего троса с движущейся монтажной платформы



Фиг. 2. Схема раскатки несущего троса с неподвижной монтажной платформы

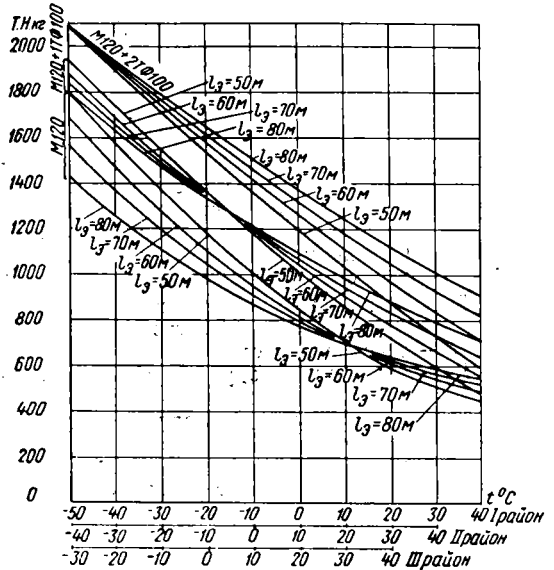
У конца анкерного участка конец троса закрепляют на анкерной опоре, а затем условным количеством звуковых сигналов дают знать группе, оставшейся у монтажной платформы, об окончании раскатки и закреплении конца троса, после чего рабочие, находящиеся у монтажной платформы, производят натяжку и анкеровку троса.

Раскатка несущего троса по земле с последующим подъемом троса на опоры применяется на сильно загруженных линиях, где возможность получения окон для монтажа затруднена. Монтажный поезд состоит в этом случае из автодрезины с одним или двумя прицепами, на которых установлены барабаны с тросом. Укладка троса на бровку полотна производится при помощи горизонтальной выносной стрелы.

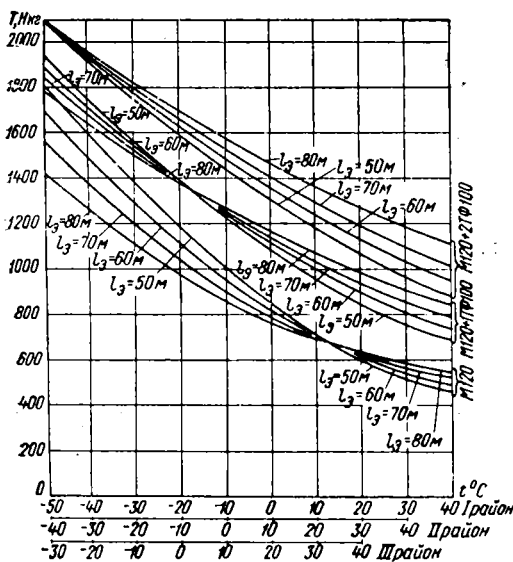
Порядок монтажа троса при этом способе раскатки следующий: у начала анкерного участка останавливают автодрезину, выпускают с барабана заранее заделанный конец троса и закрепляют его на анкерной опоре. Затем производят раскатку троса, укладывая его на бровку полотна.

По окончании раскатки производят укладку троса в монтажные ролики, укрепленные на высоте 1,5–1,7 м на опорах, и производят натяжку и анкеровку троса. После этого на тросе подвешивают струны и другие детали цепной подвески и затем полиспастами поднимают трос на консоли.

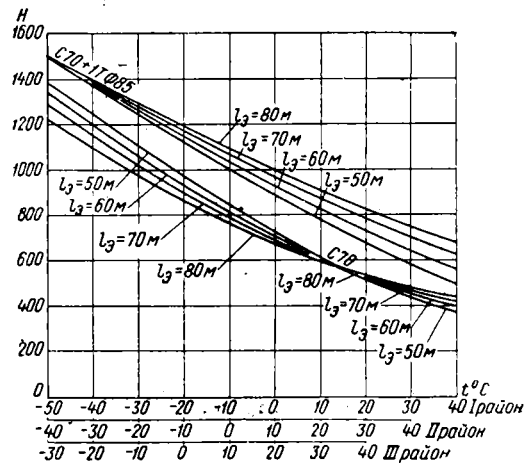
При окончательной заделке троса ему дают натяжение согласно монтажным таблицам или графикам. На фиг. 3, 4 и 5 приведены графики натяжений несущего троса цепной подвески в зависимости от температуры, построенные для неоголожденных районов, где исходным является режим наименьшей темпе-



Фиг. 4. Графики натяжений несущего троса полукompенсированной цепной подвески с простыми опорными струнами М-120 + 2ТФ-100, М-120 + ТФ-100 и ненагруженного несущего троса М-120



Фиг. 3. Графики натяжений несущего троса полукompенсированной рессорной цепной подвески М-120 + 2ТФ-100, М-120 + ТФ-100 и ненагруженного несущего троса М-120



Фиг. 5. Графики натяжений несущего троса полукompенсированной цепной подвески с простыми опорными струнами С-70 + ТФ-85 и ненагруженного несущего троса С-70

ратуры. Графики даны для различных значений эквивалентного пролёта $l_э$ для трёх климатических районов. Для промежуточных значений $l_э$ величины натяжений могут быть определены интерполяцией.

При монтаже многопроволочных проводов, учитывая явление вытяжки, им необходимо дать повышенное натяжение по сравнению с указанным на графиках фиг. 3—5. В этих случаях значения натяжений T и H надо брать для температур, уменьшенных по сравнению с действительными на величину

$$\Delta t = \frac{\delta}{\alpha},$$

где δ — остаточное относительное удлинение провода, получаемое в результате его вытяжки;

α — коэффициент температурного линейного расширения.

Величина δ определяется из выражения

$$\delta = \delta_s - \frac{T_m}{S} \left[\frac{1}{E_n} - \frac{1}{E} \right],$$

где δ_s — остаточное относительное удлинение, получаемое проводом при длительном приложении к нему растягивающей нагрузки, равной наибольшему допускаемому натяжению провода T_{max} ;

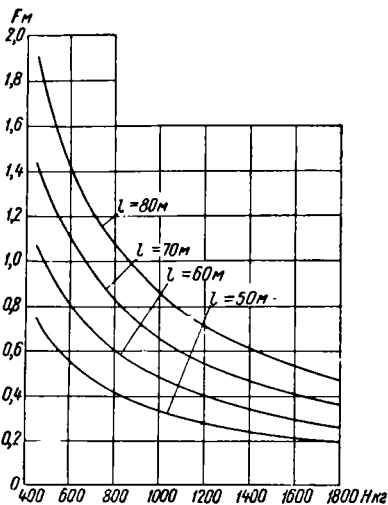
T_m — наибольшее натяжение, которое получает провод при его монтаже;

S — сечение провода;

E_n — начальный модуль упругости провода;

E — установившийся модуль упругости провода.

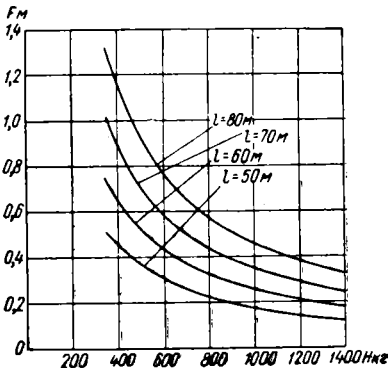
На фиг. 6 и 7 приведены графики стрел провеса ненагруженных несущих тросов М-120



Фиг. 6. Графики стрел провеса ненагруженного несущего троса М-120

и С-70 в зависимости от натяжения T для различных значений действительного пролёта l . Замер стрел провеса производится рулеткой, или мерной лентой с вышки, или

шестом с делениями. Стрела провеса троса определяется как разность между средней

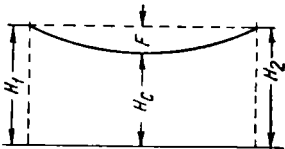


Фиг. 7. Графики стрел провеса ненагруженного несущего троса С-70

высотой троса у опор и высотой его в точке наибольшего провеса (фиг. 8):

$$F = \frac{H_1 + H_2}{2} - H_c,$$

где F — стрела провеса троса;
 H_1 и H_2 — высота троса у опор;
 H_c — высота троса в средней точке пролёта.



Фиг. 8. Схема определения стрелы провеса троса

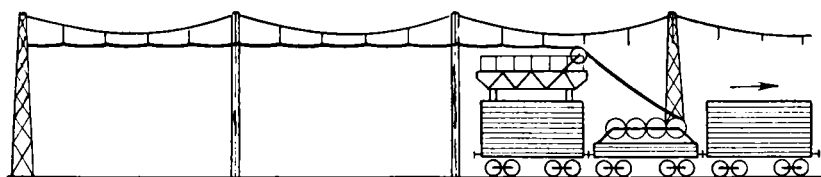
После окончательной заделки обоих концов анкерного участка троса производится перенос его с монтажных роликов на сёдла и монтаж струн, выполняемый со съёмных вышек.

Если имеется возможность длительного закрытия путей для производства монтажа, завеска струн и смена роликов на сёдла могут производиться с монтажного поезда.

Раскатка контактного провода может производиться следующими способами.

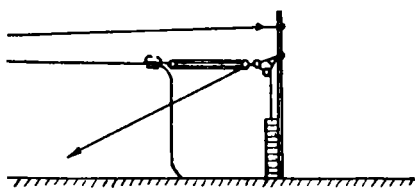
Раскатка контактного провода с монтажного поезда с одновременным подвизыванием провода к струнам (фиг. 9). Перед началом раскатки монтажный поезд останавливается вблизи анкерной опоры и конец контактного провода подают на монтажный вагон и оттуда на опору, где его закрепляют к опоре или к компенсатору.

После закрепления провода на анкерной опоре монтажный поезд трогается в направлении противоположного конца анкерного участка, причём во время движения поезда рабочие, находящиеся на вышке монтажного вагона, подвизывают контактный провод к завешенным на несущем тросе струнам. Контактный провод поддерживается роликом



Фиг. 9. Схема раскатки контактного провода

стрелы, которая поднимается несколько выше уровня подвески контактного провода. После окончания раскатки производится анкеровка провода на опору или на компенсатор (фиг. 10).



Фиг. 10. Анкеровка контактного провода на компенсатор

При монтаже цепной подвески с двойным контактным проводом или двойной цепной подвески раскатка обоих контактных проводов или контактного и вспомогательного проводов производится одновременно. Раскатываемые провода подвешиваются на специальных крючках или подвешиваются к струнам вместе или поочередно.

Раскатка контактного провода по земле с последующей его подъёмкой и подвешиванием на струнах производится с барабана, установленного на прицепе к автодрезине. Перед началом раскатки провод закрепляют на анкерной опоре и затем при движении автодрезины укладывают его рядом с путём. По окончании раскатки автодрезину отправляют на станцию, освобождая перегон. Затем у одной из анкерных опор присоединяют конец контактного провода к компенсатору, смонтированному на опоре с грузами, поднятыми и укрепленными на требуемой высоте, и приступают к подъёмке раскатанного провода.

Подъёмку и подвеску провода ведут со съёмной вышки, передвигаемой вдоль пути. Впереди вышки, на расстоянии примерно одного пролёта, группа из двух-трёх рабочих по мере продвижения вышки переносит провод с бровки полотна на ось пути.

На кривых участках устанавливают у опор фиксаторы (с временным креплением к ним контактного провода проволокой) или временные проволочные оттяжки. Для пропуска поездов во время работы съёмную вышку снимают с пути и отводят опускающийся вниз участок провода за пределы габарита. Место работ должно быть ограждено сигналами в установленном порядке. После подхода к конечной анкерной опоре контактный провод натягивают полиспастом и анкеруют к заранее смонтированному на опоре компенсатору.

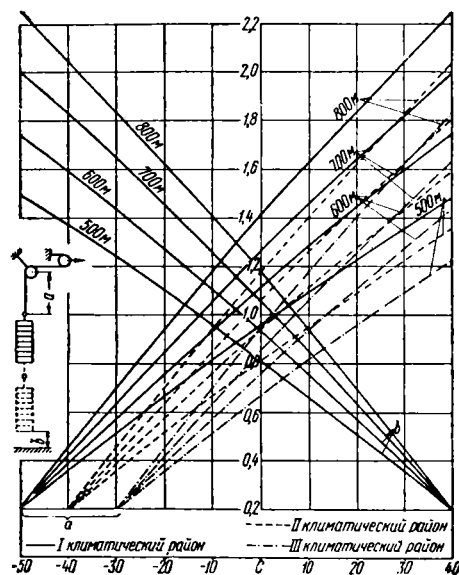
Высота подъёма компенсаторных грузов определяется по монтажным таблицам или графикам, составленным с учётом последующей вытяжки контактного провода.

На фиг. 11 приведён график наименьших допустимых расстояний:

a — от верхнего конца штанги для грузов до блока компенсатора и
b — от низа грузов до поверхности фундамента или грунта.

График построен для компенсатора с одним подвижным блоком без учёта вытяжки провода.

Кривые расстояний *a* и *b* даны для трёх климатических районов.



Фиг. 11. График изменений высоты грузов компенсатора

Для определения расстояний *a* и *b* с учётом последующей вытяжки провода надо брать по фиг. 11 значения *a* и *b* для температур, уменьшенных по отношению к действительным температурам на величину

$$\Delta t = \frac{\delta}{\alpha},$$

где δ — остаточное относительное удлинение контактного провода, получаемое вследствие его вытяжки;

α — коэффициент температурного линейного расширения провода.

Комплексные методы монтажа цепной контактной подвески

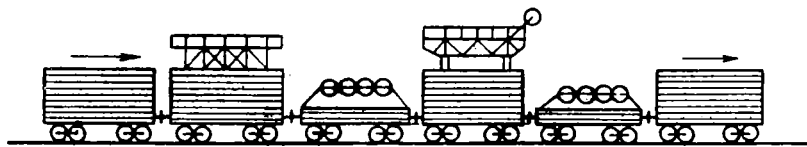
При комплексных методах монтажа отдельные операции, включая раскатку несущего троса и контактного провода, выполняются в едином монтажном процессе.

В настоящее время применяются два вида комплексных методов монтажа цепной контактной подвески.

К первому виду относятся методы монтажа цепной подвески с использованием монтажных поездов, ко второму — методы, при которых контактная подвеска монтируется в стороне от пути и затем в полностью отделанном и отрегулированном виде переносится в нормальное рабочее положение.

Наиболее совершенным методом первого вида является метод К. И. Васильева и А. И. Германова.

Монтажный поезд в этом случае формируется по схеме, показанной на фиг. 12, и



Фиг. 12. Схема монтажного поезда при монтаже по методу Васильева и Германова

состоит из двух секций. Первая секция состоит из мотовоза и монтажной платформы и производит раскатку несущего троса по земле со скоростью 20—25 км/час с укладкой его по оси пути.

По окончании раскатки первого барабана производят натяжку полиспастом троса к рельсу и сращивают концы раскатанного троса с первого барабана с началом троса на втором барабане. Затем таким же образом раскатывают второй барабан и т. д. После того как первая секция монтажного поезда достигнет конца анкерного участка несущего троса, производят натяжку троса на опору.

Вторая секция состоит из монтажного вагона с подъемной вышкой и стрелой, платформы для барабанов с контактным проводом, монтажного вагона с вышкой для монтажа контактных проводов и мотовоза.

При движении секции со скоростью 6—8 км/час производится подъёмка несущего троса при помощи стрелы с закладкой его в сёдла и навеска на несущий трос постоянных струн, а со второго монтажного вагона — крепление контактного провода к этим струнам.

При пользовании этим методом монтаж цепной подвески на участке длиной до 5 км выполняется за 2 часа.

Применение методов второй группы, при которых монтаж цепной подвески производится в стороне от пути, позволяет значительно повысить производительность труда и сократить время занятия путей монтажными поездами и приспособлениями.

Провода цепной подвески раскатываются с монтажного поезда и укладываются на бровку полотна. Затем несущий трос закладывается в монтажные ролики, подвешенные на высоте

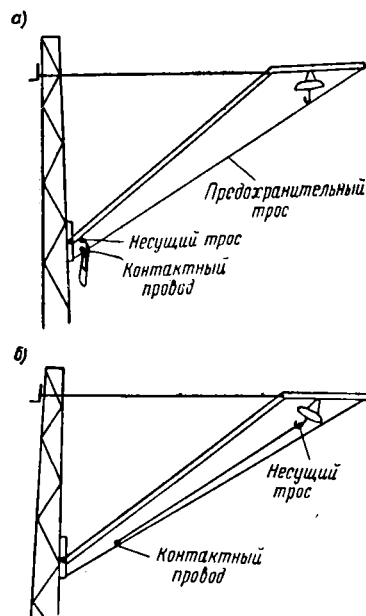
2,5—3 м от головки рельса на передней грани опор, после чего производится натяжка и анкеровка троса на анкерных опорах на нормальной его высоте. При большой длине анкерных участков несущего троса вытяжка его ведётся по частям.

Затем с монтажных лестниц длиной 3—3,5 м производится навеска контактного провода на постоянные струны, монтаж средней анкеровки и поперечных соединителей и продольная регулировка цепной подвески.

Подъёмку цепной подвески на консоли производят две группы рабочих, причём первая группа поднимает подвеску к пяте консоли, а вторая — переносит её в нормальное положение относительно оси пути с укладкой троса в сёдла.

Для предотвращения возможности попадания проводов в габарит подвижного состава перед переносом цепной подвески на наклонные консоли между концом свеса консоли и её пятой натягивают предохранительный

трос, причём несущий трос и контактный провод, подвешенные у пяты консоли, располагают выше этого троса (фиг. 13, а). При



Фиг. 13. Схема переноса контактной подвески с пяты консоли на её свес

переносе несущего троса на консоль контактный провод остаётся у пяты консоли или подтягивается немного струнами вверх по предохранительному тросу (фиг. 13, б) и

приходит в нормальное положение относительно оси пути только после снятия предохранительного троса.

ПРОДОЛЬНАЯ РЕГУЛИРОВКА ЦЕПНОЙ ПОДВЕСКИ

Продольной регулировкой называются выполняемые после раскатки и анкеровки проводов цепной подвески работы по монтажу струн, фиксаторов и прочих деталей подвески, выправке контактного провода и приведению его в требуемое положение относительно оси пути и по высоте относительно уровня головки рельса. Продольная регулировка ведётся в большей части случаев со съёмных вышек без закрытия перегона.

Монтаж деталей цепной подвески начинается со средней анкеровки, после чего производится установка фиксаторов и закрепление их на проводе.

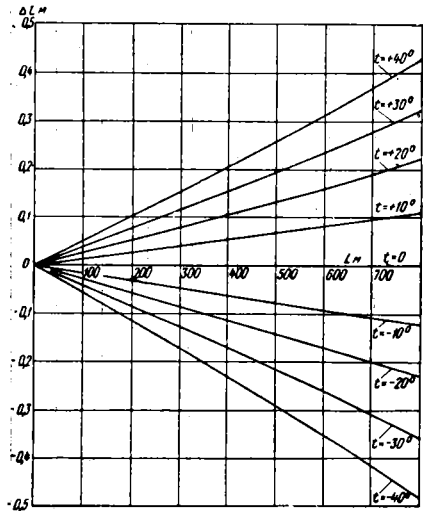
Работа ведётся в направлении от средней анкеровки одновременно на обеих половинах анкерного участка.

При монтаже фиксаторов после их предварительного закрепления производится установка контактного провода в требуемое положение относительно оси пути. Одновременно с установкой фиксаторов производятся монтаж и регулировка рессорных струн.

Регулировка контактного провода по высоте ведётся по монтажным таблицам, в которых даются значения стрел провеса

в зависимости от температуры и расстояния до средней анкеровки.

На фиг. 14 и 15 приведены графики продольных температурных перемещений контактных проводов для различных климатических районов, построенные без учёта вытяжки провода в первый период после его монтажа



Фиг. 15. График продольных перемещений компенсированных контактных проводов в анкерном участке длиной 2×800 м в зависимости от расстояния до средней анкеровки при различных значениях температуры (II и III климатические районы)

При монтаже нового провода продольные смещения струн и фиксаторов можно определять по графикам фиг. 14 или 15, беря в них значения перемещений для температур, уменьшенных по сравнению с действительной температурой в период монтажа на величину

$$\Delta t = \frac{\delta}{\alpha},$$

где δ — остаточное относительное удлинение контактного провода, получаемое вследствие его вытяжки;

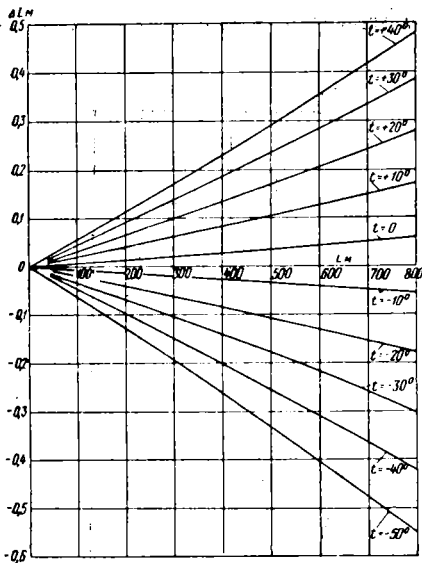
α — коэффициент температурного линейного расширения провода.

При возможности закрытия перегонов продольная регулировка цепной подвески может выполняться с монтажных поездов, которые состояются из вагонов, оборудованных стационарными монтажными вышками, соединёнными между собой переходными мостиками и снабжёнными откидными боковыми крыльями.

После окончания регулировки контактный провод промазывается солидолом для предохранения от образования на нём твёрдой и трудно очищаемой корки, появляющейся в результате воздействия на провод паровозного дыма.

МОНТАЖ УСИЛИВАЮЩИХ И ПИТАЮЩИХ ПРОВОДОВ

В зависимости от схемы расположения усиливающих или питающих проводов на опорах и от условий местности могут применяться следующие методы раскатки проводов:

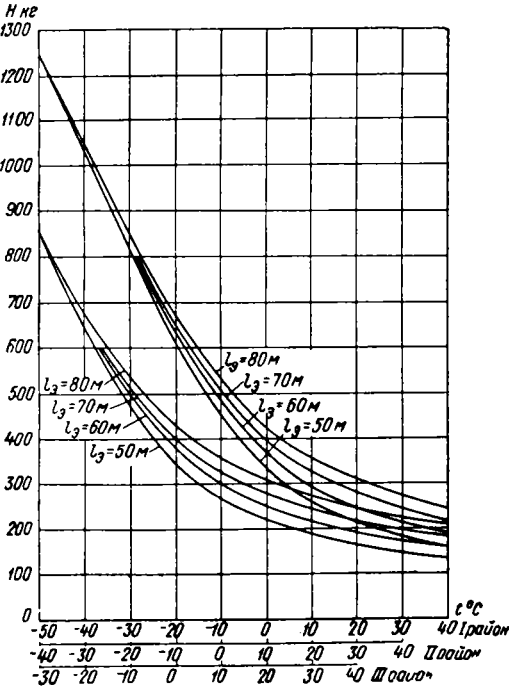


Фиг. 14. График продольных перемещений компенсированных контактных проводов в анкерном участке длиной 2×800 м в зависимости от расстояния до средней анкеровки при различных значениях температуры (I климатический район)

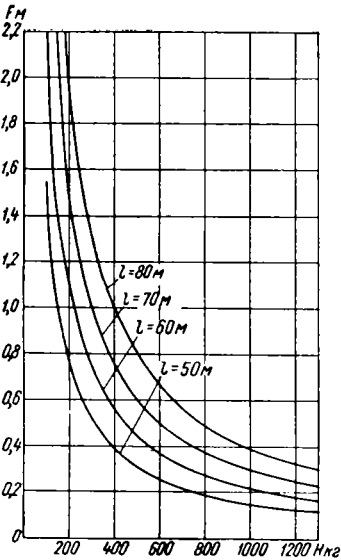
контактного провода, а для рессорных цепных подвесок — величины изменений высоты контактного провода в середине пролёта и у опор в зависимости от температуры в период монтажа и длины пролёта между опорами.

Величины и направления продольных смещений струн и фиксаторов определяются в за-

1) с движущейся или неподвижной монтажной платформы (работа может выполняться одновременно с раскаткой несущего троса);



Фиг. 16. Графики натяжений провода А-185 при двукратном и трёхкратном запасе прочности

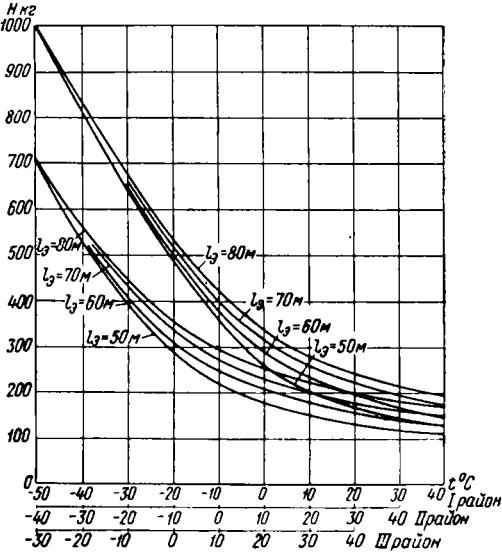


Фиг. 17. Графики стрел провеса провода А-185

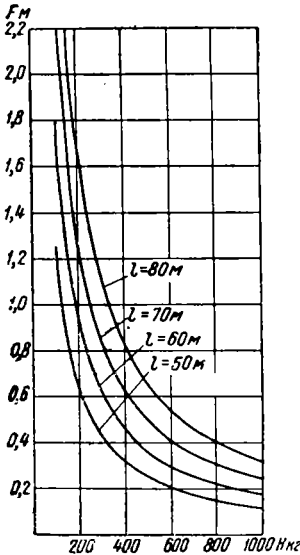
2) с движущегося барабана, установленного на тележке, перемещаемой вдоль линии;
3) по монтажным роликам с применением конной или механической тяги или вручную с барабана, установленного в начале анкерного участка на тележке или на козлах.

Раскатка алюминиевых проводов производится по деревянным роликам, медные же провода могут раскатываться как по деревянным, так и по чугунным роликам.

При анкеровке проводов им даются натяжения и стрелы провеса по монтажным таблицам или графикам.



Фиг. 18. Графики натяжений провода А-150 при двукратном и трёхкратном запасе прочности



Фиг. 19. Графики стрел провеса провода А-150

На фиг. 16—19 приведены графики натяжений и стрел провеса алюминиевых проводов А-185 и А-150, наиболее часто применяемых в качестве усиливающих и питающих. Графики натяжений даны для трёх климатических районов при двукратном и трёхкратном запасе прочности.

Учёт последующей вытяжки проводов производится тем же методом, что и при монтаже несущих тросов.

В местах закрепления в сёдлах и вилочных коушах алюминиевые провода защищаются от повреждений алюминиевой лентой.

После окончания монтажа усиливающего провода производят монтаж обводов и поперечных соединителей.

При монтаже питающих и соединительных зажимов необходимо тщательно зачищать шкуркой контактные поверхности зажимов и части проводов, соприкасающиеся с зажимами, предварительно покрывая зачищаемые места техническим вазелином.

МОНТАЖ ГИБКИХ ПОПЕРЕЧИН

Требуемая длина фиксирующих тросов определяется по замерам поперечных пролётов между опорами с учётом длин натяжных штанг, изоляторов и других деталей, включаемых в тросы. Длина поперечных несущих тросов определяется расчётом (см. раздел «Поддерживающие устройства контактной сети»).

Значение монтажной стрелы провеса поперечного несущего троса, которую он должен иметь в ненагруженном состоянии, определяется по формуле

$$f = \sqrt{\frac{3(L-l)l}{8}},$$

где L — полная расчётная длина поперечного несущего троса,

l — пролёт гибкой поперечины.

Фактическую стрелу провеса уменьшают на 10—15%, учитывая последующее упругое удлинение троса и прогиб опор.

Работы ведутся в следующем порядке:

- 1) подвеска верхнего фиксирующего троса;
- 2) монтаж поперечного несущего троса по стреле провеса его в свободно подвешенном состоянии;
- 3) монтаж деталей и временных струн гибкой поперечины;
- 4) подвеска нижнего фиксирующего троса (производится после монтажа несущих тросов цепной подвески, чем устраняется необходимость прошивки их во время раскатки);
- 5) монтаж усовых струн и фиксаторов;
- 6) поперечная регулировка, заключающаяся в выравнивании верхнего и нижнего фиксирующих тросов, в точной установке всех деталей и фиксаторов в требуемое положение по отношению к осям путей и в установке постоянных струн гибкой поперечины.

В том случае, если поперечная регулировка ведётся до окончания монтажа всех проводов контактной подвески, вместо недостающих проводов в соответствующих местах верхнего фиксирующего троса могут временно подвешиваться грузы.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ КОНТАКТНОЙ СЕТИ

ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Контактная сеть подразделяется на дистанции протяжением от 50 до 80 км развёрнутой длины электрифицированных путей. Дистанции контактной сети находятся в ведении участков энергоснабжения и обслуживаются установленным штатом монтеров во главе с начальником дистанции и мастером.

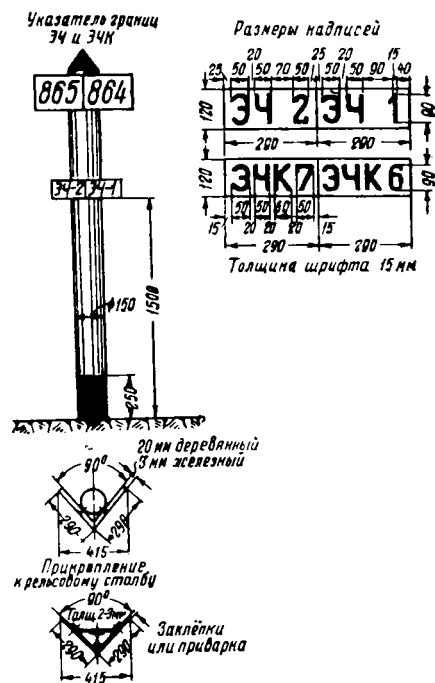
Границы участков энергоснабжения (сокращённо ЭЧ) и дистанций контактной сети (ЭЧК) обозначаются специальными путевыми указателями (фиг. 1), располагаемыми с правой стороны от оси пути по счёту километров на специальных столбиках высотой 2,25 м от земли или, если граница совпадает с километровым знаком, на километровом столбе.

На каждой дистанции предусматривается помещение с гаражом для восстановительной автодрезины, где устанавливается сменное дежурство двух монтеров контактной сети, шофера и его помощника.

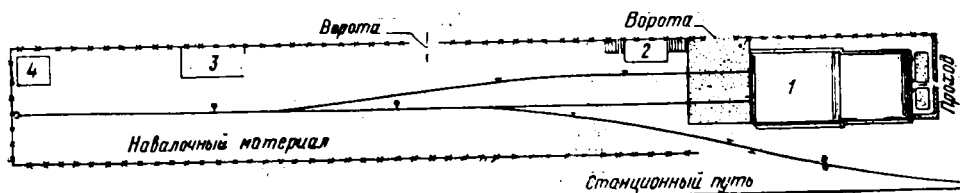
Основной обязанностью дежурных монтеров является немедленное устранение замеченных неисправностей контактной сети, которые могут повести к нарушению нормального движения на электрифицированном участке, и быстрое восстановление контактной сети при её повреждении.

Помимо дежурного персонала, на каждой дистанции имеется ремонтная бригада, на обязанности которой лежит производство периодических осмотров и ремонта контактной сети. Состав этой бригады определяется в зависимости от протяжённости дистанции, её характера и состояния контактной сети.

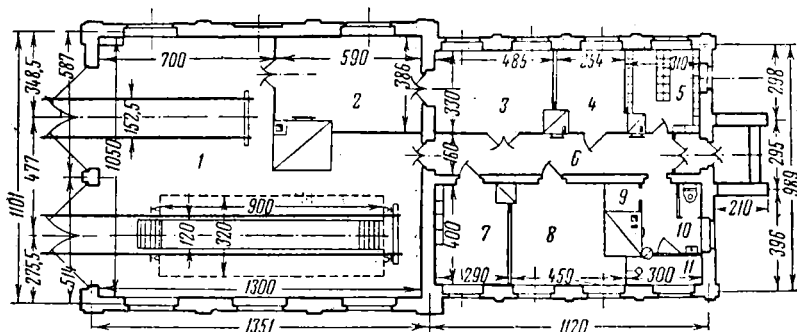
При большом протяжении дистанции на магистральных участках иногда организуются 2—3 отдельные ремонтные бригады, прикреп-



Фиг. 1. Путевые указатели границ участков энергоснабжения и дистанций контактной сети



Фиг. 2. Генеральный план дистанции контактной сети: 1 — здание дистанции; 2 — высокая погрузочно-разгрузочная платформа; 3 — склад; 4 — бензохранилище



Фиг. 3. План здания дистанции контактной сети: 1 — гараж; 2 — мастерская; 3 — кладовая; 4 — кабинет начальника дистанции; 5 — гардеробная; 6 — коридор; 7 — помещение дежурных монтеров; 8 — комната отдыха; 9 — сушильная камера; 10 — санитарный узел; 11 — душевая

лённые к определённым участкам дистанции и выполняющие периодические осмотры и ремонт контактной сети на этих участках.

Применяется также схема организации эксплуатации контактной сети, при которой дистанции подразделяются на околотки с развёрнутой длиной электрифицированных путей до 20—25 км.

К каждому околотку прикрепляется бригада, состоящая из бригадира и двух монтеров, которые работают по сменному графику. Кроме этого, на дистанции ежедневно (исключая общевыходные дни) работает дополнительная группа, состоящая из четырёх монтеров и двух сигнальщиков, которая присоединяется поочередно к каждой из бригад при работе их в дневную смену.

Вместе с этой группой бригады выполняют все осмотры и ремонты на прикрепленных к ним околотках, оставляя на время работы на дежурном пункте монтера, который находится при восстановительной дрезине вместе с дежурным шофёром и его помощником.

Общие принципы планировки территории и здания дистанций иллюстрируются на фиг. 2 и 3.

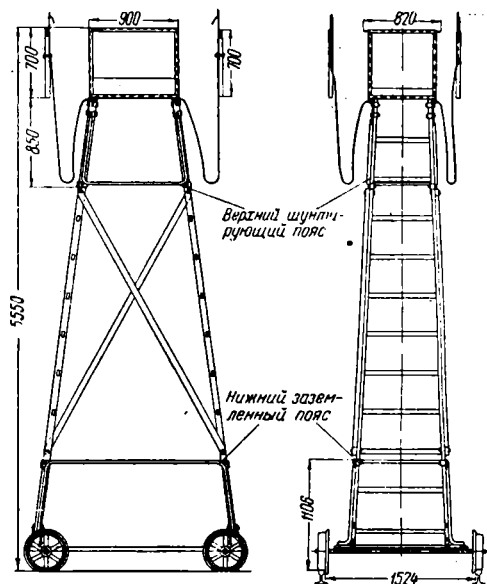
Для проведения ремонтных и восстановительных работ дистанции контактной сети снабжаются автодрезинами и съёмными вышками.

Применяются монтажно-восстановительные дрезины типа ДМ, оборудованные подъёмными и поворотными изолированными вышками, и автодрезины типа УА со стационарными изолированными вышками, а также монтажные вышки, смонтированные на прицепе автодрезины.

Если вдоль участка проходит грунтовая или шоссейная дорога, дающая возможность подъезда к железнодорожному полотну, кроме автодрезин, применяются грузовые автомоби-

ли, снабжённые необходимыми материалами и приспособлениями (лестницами, полиспастами и т. п.).

Для работы на путях, открытых для движения поездов, служат изолированные съёмные вышки (фиг. 4) с лестницами, выполнен-



Фиг. 4. Изолированная съёмная вышка

ными из сухого, пропитанного трансформаторным маслом дерева и с укрепленной на них площадкой для работы на контактной сети под напряжением.

На участках с автоблокировкой применяют съёмные вышки с изолированными скатами, имеющими на одном колесе постоянное металлическое соединение между ободом и втулкой для обеспечения заземления нижней части вышки при установке её на пути. При работе на участках с однопутными рельсовыми цепями вышка должна устанавливаться на пути так, чтобы соединённый с нижней её частью обод колеса находился на тяговом рельсе.

Монтажные и предохранительные приспособления должны периодически в установленные сроки освидетельствоваться и испытываться.

Основные монтажные и предохранительные приспособления (монтажные вагоны, дрезины, вышки, лестницы, лебёдки, полиспасты, предохранительные пояса, когти, шунтирующие и заземляющие штанги, резиновые перчатки и боты) должны иметь присвоенные им номера и быть занесены в хранящиеся у начальников дистанции книги, в которых фиксируются даты и результаты производящихся освидетельствований и испытаний монтажных приспособлений.

Порядок производства работ на контактной сети и техника безопасности

Работы на эксплуатируемых участках контактной сети производятся, как правило, пс нарядами, за исключением лишь неотложных работ по устранению неисправностей и повреждений контактной сети, которые могут производиться без такого оформления. Наряды выдаются начальником дистанции контактной сети или мастером. В наряде указывается: срок его действия, состав бригады, точное место и перечень работ, которые должны быть выполнены.

Все работы на контактной сети должны выполняться в строгом соответствии с установленными Правилами безопасности при производстве работ на контактной сети электрифицированных железных дорог постоянного тока напряжением до 3 300 в (Трансжелдориздат, 1950 г.).

Текущее содержание контактной сети

Основная задача текущего содержания заключается в устранении различных дефектов контактной сети, которые могут вызвать её повреждение.

В процессе текущего содержания по мере необходимости производится смена и переборка струн, фиксаторов, компенсаторов, питающих, соединительных и переходных зажимов и других деталей, нарушающих нормальное техническое состояние контактной сети. В случаях, не терпящих отлагательства, производится замена отдельных подгнивших опор и постановка их на пасынки, а также замена изношенных участков несущего троса и контактного провода.

Наблюдение за контактной сетью ведётся путём:

а) объездов и осмотров контактной сети, проводимых электромонтёрами контактной сети на магистральных участках один раз в неделю и на пригородных участках—два раза в неделю;

б) проверок токоснимания, проводимых один раз в неделю бригадами или электромонтёрами контактной сети;

в) обходов и осмотров контактной сети, проводимых один раз в месяц мастером или начальником дистанции контактной сети.

Кроме этих осмотров, на станциях согласно § 199 ПТЭ осмотры устройств контактной сети должны производиться:

а) не реже одного раза в месяц — комиссией под председательством начальника станции в составе дорожного мастера, электромеханика СЦБ и связи и мастера дистанции контактной сети;

б) не реже одного раза в квартал — комиссией под председательством начальника отделения дороги в составе начальников дистанции пути, дистанции сигнализации и связи, вагонного участка, участка энергоснабжения, ревизора движения и начальника станции.

О всех проведённых осмотрах и проверках токоснимания делаются соответствующие записи в книге осмотров контактной сети.

При осмотрах ведётся запись замеченных неисправностей, которая затем вносится в книгу неисправностей контактной сети, ведущуюся на каждой дистанции. При первой возможности обнаруженные неисправности должны устраняться дежурным персоналом или ремонтной бригадой.

Кроме перечисленных общих осмотров, на каждом участке контактной сети производится ежегодно четыре комплексных осмотра — весенний, летний, осенний и зимний, при проведении которых отдельные узлы и детали сети подвергаются тщательному осмотру и проверке.

Состав этих осмотров приведён в табл. 1.

Приведённые в табл. 1 сроки проведения отдельных видов работ могут изменяться в зависимости от особенностей контактной сети, типов применённого контактного оборудования и его состояния.

Календарные сроки выполнения комплексных осмотров и отдельных работ, входящих в их состав, устанавливаются в зависимости от метеорологических условий района, от типа и состояния контактной сети, от наличного штата эксплуатационного персонала и т. п.

ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ РАБОТ

Контроль износа контактных проводов и мероприятия по его снижению

Износ контактного провода зависит от величины снимаемого тока, давления пантографа на провод, материала контактных пластин и провода, состояния трущихся поверхностей и от ряда других условий. Износ определяется в квадратных миллиметрах уменьшения площади сечения провода.

Удельным износом провода называется уменьшение площади сечения провода в мм^2 на 10 000 проходов пантографа.

В табл. 2 и 3 приведены значения износа контактных проводов сечением 100 и 85 мм^2 в зависимости от высоты сечения провода.

Износ не должен превышать: для провода марки ТФ-100 — 30 мм^2 ; для провода ТФ-85 — 25 мм^2 .

Состав комплексных осмотров контактной сети

Таблица 1

№ по пор.	Наименование работ, входящих в состав комплексного осмотра	Сколько раз в году проводится	Состав комплексного осмотра			
			весеннего	летнего	осеннего	зимнего
1	Замер выносов и зигзагов контактного провода	2	+	—	+	—
2	Замер высоты контактного провода	1	—	—	+	—
3	Замер износа контактного провода	2	+	—	+	—
4	Замер габаритов опор	1	+	—	—	—
5	Чистка и проверка изоляторов: а) на перегонах и станциях без маневро- вой работы	1	—	+	—	—
	б) на затяжных подъемах перегонов (при смешанной тяге)	2	—	+	+	—
	в) на станциях с маневровой работой паровозов, в местах остановки парово- зов (на всех станциях), под мостами, путепроводами, в тоннелях, а также в местах повышенного загрязнения изо- ляторов (по особому списку, утверж- денному службой электрификации и энергетического хозяйства)	4	+	+	+	+
6	Проверка состояния изоляторов на неза- земленных конструкциях деревянных опор	2	+	—	+	—
7	Осмотр цепной подвески	2	+	—	+	—
8	Осмотр дополнительных проводов (шунтов)	2	+	—	+	—
9	Очистка контактного провода от гололеда	2	По мере надобности			
10	Осмотр неизолирующих соединений ан- керных участков и воздушных стрелок: а) на перегонах	2	+	—	+	—
	б) на станциях	12	Ежемесячно			
11	Осмотр изолирующих соединений анкер- ных участков	2	+	—	+	—
12	Осмотр компенсаторов контактного провода	4	+	+	+	+
13	Проверка натяжений и стрел провеса про- водов и тросов, смонтированных или вос- становленных в весенне-летний период .	2	По мере надобности			
14	Осмотр питающих и соединительных зажи- мов на усиливающих проводах и воздуш- ных питающих и отсасывающих линиях .	2	+	—	+	—
15	Осмотр и регулирование роговых разряд- ников: а) осмотр и регулирование разрядников с установкой рогов в рабочее положе- ние	1	+	—	—	—
	б) контрольный осмотр и регулирование разрядников	1	—	+	—	—
	в) осмотр разрядника с разведением рогов ¹	1	—	—	+	—
16	Осмотр гибких поперечин	1	—	+	—	—
17	Регулирование натяжения фиксирующих тросов	2	+	—	+	—
18	Осмотр фиксирующих оттяжек	2	+	—	+	—
19	Осмотр подвески в искусственных сооруже- ниях (включая осмотр ограничителей подъема контактного провода и отбойни- ков и проверку габаритов контактной подвески)	4	+	+	+	+
20	Осмотр заградительных щитов	1	+	—	—	—
21	Осмотр секционных изоляторов	6	Один раз в два месяца			
22	Осмотр секционных разъединителей: а) часто переключаемых (по особому спи- ску, утвержденному службой электри- фикации и энергетического хозяйства) б) остальных	4 2	+	+	+	+
23	Осмотр присоединений отсасывающих про- водов к рельсам	12	Ежемесячно			
24	Осмотр искровых промежутков и проверка их изоляции	12	Один раз в месяц и дополнительно после сильных гроз			
25	Осмотр заземлений: а) на перегонах	4	+	+	+	+
	б) на станциях и остановочных пунктах	6	Один раз в два месяца			
26	Осмотр консолей и крепительных частей подвески	1	—	+	—	—
27	Осмотр верхней части деревянных опор . .	1	—	+	—	—
28	Осмотр низа деревянных опор и трубчатых металлических опор, установленных непо- средственно в грунт	1	—	+	—	—
29	Осмотр металлических опор	1	—	+	—	—
30	Осмотр фундаментов опор с выборочным замером токов утечки	1	—	+	—	—
31	Осмотр креплений опор на мостах	2	+	—	+	—
32	Осмотр оттяжек с проверкой установлен- ных в них изоляционных прокладок . .	1	—	+	—	—
33	Осмотр рельсовой цепи	4	+	+	+	+
34	Осмотр габаритных ворот	1	—	+	—	—

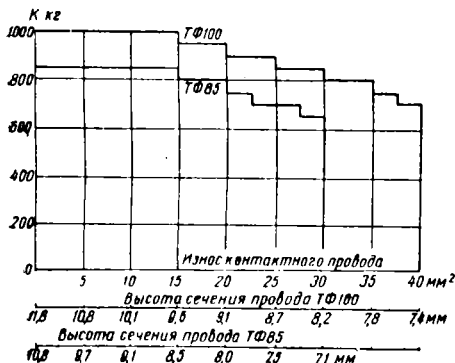
¹ Вместо разведения рогов разрядника на негрозовый период может производиться отсоединение про-
вода разрядника от контактной подвески.

При местном износе проводов марки ТФ-100 от 30 до 40 мм², а проводов ТФ-85 — от 25 до 30 мм² должны устанавливаться параллельные дополнительные отрезки контактного провода («шунты»), устраняющие касание полоза пантографа к основному проводу в месте повышенного его износа.

Участки провода марки ТФ-100 с износом более 40 мм², а провода ТФ-85 с износом более 30 мм² должны вырезаться и заменяться вставками из провода с износом не более, чем на примыкающих к вставке участках.

Сплошная смена анкерных участков контактного провода производится при среднем износе на рабочих участках провода не менее 25% его сечения или при наличии более 10 вставок и шунтов на 1 км.

По мере износа контактного провода снижается его натяжение посредством снятия соответствующего числа компенсаторных грузов. График изменения натяжения компенсированных контактных проводов при их износе приведен на фиг. 5.



Фиг. 5. График натяжений компенсированных контактных проводов ТФ-100 и ТФ-85 при их износе

Замеры износа контактного провода производятся в каждом междустроеном пролёте в местах заметного на глаз наибольшего износа провода и выполняются при помощи микрометра или комплекта измерительных скоб, позволяющих определять высоту сечения контактного провода с точностью до 0,02 мм.

На анкерных участках с износом не более 10% замеры износа производятся только у фиксатора и в середине пролёта.

Результаты замеров износа вносятся в книгу состояния контактного провода.

Для большей наглядности целесообразно вести по каждому участку контактной под-

вески графики износа контактного провода, состоящие из последовательно наносимых годичных кривых высоты сечения провода. Примерный вид такого графика изображён на фиг. 6. Среднюю высоту сечения провода на отдельных участках легко определить, планиметрируя график и вычисляя его среднюю ординату, а соответствующие величины износа провода в мм² определяются по табл. 2 или 3. Систематическое изучение и анализ графиков износа провода дают возможность сопоставления величин износа на отдельных участках подвески и помогают выявить причины повышенного износа.

Для снижения общего износа контактных проводов применяются смазки, закладываемые на лыжи пантографа. Применяются: а) жирная графитовая смазка, состоящая из смеси солидола (²/₃ по весу) и графита (¹/₃ по весу) и б) сухая графитовая смазка, состоящая из графитового порошка, связанного в плотную массу при помощи кумароновой смолы.

Сухая графитовая смазка обеспечивает более равномерное смазывание контактных проводов. Рабочая поверхность контактного провода получает хорошую графитацию и не имеет липкой плёнки, удерживающей падающие на провод пыль и несгораемые частицы, содержащиеся в паровозном дыме.

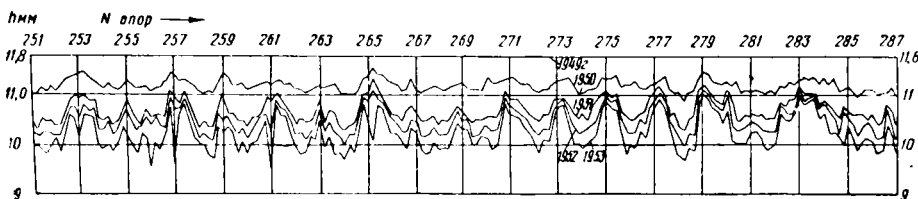
Помимо борьбы за снижение общего износа контактных проводов, должны приниматься меры к уменьшению неравномерности износа контактного провода, ведущей к преждевременной их смене. Причиной местных повышенных износов контактных проводов может быть неравномерная эластичность контактной подвески в пролёте, вызываемая применением несовершенных конструкций фиксаторов, резкими изменениями направления контактных проводов и особенно наличием сжатых фиксаторов. В ряде случаев местные износы вызываются недостаточно тщательной выправкой провода после его монтажа.

Для предупреждения появления повышенных местных износов необходимо устанавливать тщательное наблюдение за проводом с самого начала его эксплуатации.

Бесперебойная работа контактной сети в зимних условиях достигается путем тщательной проверки и регулировки натяжных устройств, воздушных стрелок, сопряжений и т. п.

На всех обращаемых по электрифицированному участку паровозах, особенно маневровых, паротводные трубки от компрессоров должны быть отведены в сторону от контактного провода.

Перед наступлением морозов необходимо на станциях с маневровой работой и на путях



Фиг. 6. График износа контактного провода

Таблица 2

Износ контактного провода ТФ-100 по Ст. 25-25080, ГОСТ 2584—44 и ГОСТ 2584—51 в мм³
в зависимости от высоты сечения

При высоте сечения											
мм	десятичные доли мм	сотые доли мм									
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	0	44,67	44,54	44,42	44,29	44,17	44,04	43,92	43,79	43,67	43,54
	1	43,42	43,29	43,17	43,04	42,92	42,79	42,67	42,54	42,42	42,29
	2	42,17	42,04	41,92	41,79	41,67	41,55	41,42	41,30	41,17	41,05
	3	40,92	40,80	40,68	40,55	40,43	40,31	40,18	40,06	39,94	39,81
	4	39,69	39,57	39,44	39,32	39,20	39,08	38,95	38,83	38,71	38,58
	5	38,46	38,34	38,22	38,09	37,97	37,85	37,73	37,61	37,48	37,36
	6	37,24	37,12	37,00	36,88	36,75	36,63	36,51	36,39	36,27	36,15
	7	36,02	35,90	35,78	35,66	35,54	35,42	35,30	35,18	35,06	34,94
	8	34,82	34,70	34,58	34,46	34,34	34,22	34,10	33,98	33,86	33,74
	9	33,62	33,50	33,38	33,27	33,15	33,03	32,91	32,79	32,67	32,55
8	0	32,43	32,31	32,20	32,08	31,96	31,84	31,72	31,61	31,49	31,37
	1	31,25	31,14	31,02	30,90	30,78	30,67	30,55	30,43	30,32	30,20
	2	30,08	29,97	29,85	29,73	29,62	29,50	29,39	29,27	29,15	29,04
	3	28,92	28,81	28,69	28,58	28,46	28,35	28,23	28,12	28,00	27,89
	4	27,77	27,66	27,54	27,43	27,32	27,20	27,09	26,97	26,86	26,75
	5	26,63	26,52	26,41	26,29	26,18	26,07	25,96	25,84	25,73	25,62
	6	25,50	25,39	25,28	25,17	25,06	24,95	24,84	24,72	24,61	24,50
	7	24,39	24,28	24,17	24,06	23,95	23,84	23,73	23,62	23,51	23,40
	8	23,28	23,18	23,07	22,96	22,85	22,74	22,63	22,52	22,41	22,30
	9	22,19	22,09	21,98	21,87	21,76	21,66	21,55	21,44	21,33	21,22
9	0	21,12	21,01	20,90	20,80	20,69	20,58	20,48	20,37	20,27	20,16
	1	20,05	19,95	19,84	19,74	19,63	19,53	19,42	19,32	19,21	19,11
	2	19,00	18,90	18,80	18,69	18,59	18,49	18,38	18,28	18,18	18,07
	3	17,97	17,87	17,76	17,66	17,56	17,46	17,36	17,26	17,15	17,05
	4	16,95	16,85	16,75	16,65	16,55	16,45	16,35	16,25	16,15	16,05
	5	15,95	15,85	15,75	15,65	15,55	15,45	15,36	15,26	15,16	15,06
	6	14,96	14,86	14,77	14,67	14,57	14,48	14,38	14,28	14,19	14,09
	7	13,99	13,90	13,80	13,71	13,61	13,52	13,42	13,33	13,23	13,14
	8	13,04	12,95	12,86	12,76	12,67	12,58	12,48	12,39	12,30	12,21
	9	12,11	12,02	11,93	11,84	11,75	11,66	11,57	11,47	11,38	11,29
10	0	11,20	11,11	11,02	10,93	10,84	10,76	10,67	10,58	10,49	10,40
	1	10,31	10,22	10,14	10,05	9,96	9,88	9,79	9,70	9,62	9,53
	2	9,44	9,36	9,27	9,19	9,10	9,02	8,94	8,85	8,77	8,68
	3	8,60	8,52	8,43	8,35	8,27	8,19	8,11	8,02	7,94	7,86
	4	7,78	7,70	7,62	7,54	7,46	7,38	7,30	7,22	7,14	7,06
	5	6,98	6,90	6,83	6,75	6,67	6,60	6,52	6,44	6,36	6,29
	6	6,21	6,14	6,06	5,99	5,91	5,84	5,77	5,69	5,62	5,54
	7	5,47	5,40	5,33	5,26	5,19	5,11	5,04	4,97	4,90	4,83
	8	4,76	4,69	4,62	4,55	4,49	4,42	4,35	4,28	4,21	4,15
	9	4,08	4,01	3,95	3,88	3,82	3,76	3,69	3,63	3,56	3,50
11	0	3,43	3,37	3,31	3,25	3,19	3,13	3,07	3,01	2,94	2,88
	1	2,82	2,77	2,71	2,65	2,59	2,54	2,48	2,42	2,37	2,31
	2	2,25	2,20	2,15	2,09	2,04	1,99	1,94	1,88	1,83	1,78
	3	1,72	1,68	1,63	1,58	1,53	1,48	1,44	1,39	1,34	1,29
	4	1,24	1,20	1,16	1,12	1,07	1,03	0,99	0,95	0,90	0,86
	5	0,82	0,78	0,75	0,71	0,67	0,64	0,60	0,56	0,53	0,49
	6	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,31	0,29	0,26	0,23	0,20
	7	0,17	0,15	0,14	0,12	0,10	0,09	0,07	0,05	0,03	0,02
	8	0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

трогания и разгона электропоездов очистить контактные провода от загрязнённой смазки и смазать их отработанным трансформаторным маслом. Смазывать провода следует также после очистки их от гололёда.

В периоды сильных морозов (-30° и ниже) должны производиться дополнительные (внеочередные) обходы и осмотры контактной сети и компенсаторов. Кроме того, следует установить постоянное наблюдение за работой пантографов (особенно на воздушных стрелках и сопряжениях анкерных участков, под фиксаторами, гибкими поперечинами и в местах расположения искусственных сооружений).

Очистка проводов от гололёда выполняется электрическим или механическим способом.

Необходимый для предупреждения образования гололёда прогрев медного провода достигается при плотности тока от 2,5 до 3,5 а/мм². Для оплавления образовавшегося на проводе гололёда для медных проводов требуется плотность тока от 4,5 а/мм² и выше до допускаемой для данного провода максимальной плотности тока.

Нагрев током проводов контактной сети перегонов осуществляется путём соединения контактной подвески с тяговым рельсом через специальные разъединители, установленные

Таблица 3

Износ контактного провода ТФ-85 по Ст. 25-25080, ГОСТ 2584—44 и ГОСТ 2584—51 в мм² в зависимости от высоты его сечения

При высоте сечения											
мм	десятые доли мм	сотые доли мм									
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	0	42,38	42,26	42,14	42,02	41,91	41,79	41,67	41,55	41,44	41,32
	1	41,20	41,08	40,97	40,85	40,73	40,62	40,50	40,38	40,27	40,15
	2	40,03	39,91	39,80	39,68	39,56	39,45	39,33	39,21	39,10	38,98
	3	38,87	38,75	38,63	38,52	38,40	38,28	38,17	38,05	37,94	37,82
	4	37,70	37,59	37,47	37,36	37,24	37,13	37,01	36,90	36,78	36,66
	5	36,55	36,43	36,32	36,20	36,09	35,97	35,86	35,74	35,63	35,51
	6	35,40	35,28	35,17	35,06	34,94	34,83	34,71	34,60	34,48	34,37
	7	34,26	34,14	34,03	33,91	33,80	33,69	33,57	33,46	33,35	33,23
	8	33,12	33,01	32,89	32,78	32,67	32,55	32,44	32,33	32,22	32,10
	9	31,99	31,88	31,77	31,65	31,54	31,43	31,32	31,20	31,09	30,98
7	0	30,87	30,76	30,65	30,53	30,42	30,31	30,20	30,09	29,98	29,87
	1	29,75	29,64	29,53	29,42	29,31	29,20	29,09	28,98	28,87	28,76
	2	28,65	28,54	28,43	28,32	28,21	28,10	27,99	27,88	27,77	27,66
	3	27,55	27,44	27,33	27,22	27,12	27,01	26,90	26,79	26,68	26,57
	4	26,46	26,36	26,25	26,14	26,03	25,92	25,82	25,71	25,60	25,49
	5	25,38	25,28	25,17	25,06	24,96	24,85	24,74	24,64	24,53	24,42
	6	24,32	24,21	24,10	24,00	23,89	23,79	23,68	23,58	23,47	23,36
	7	23,26	23,15	23,05	22,94	22,84	22,74	22,63	22,53	22,42	22,32
	8	22,21	22,11	22,00	21,90	21,80	21,69	21,59	21,49	21,38	21,28
	9	21,18	21,08	20,97	20,87	20,77	20,67	20,56	20,46	20,36	20,26
8	0	20,15	20,05	19,95	19,85	19,75	19,65	19,55	19,45	19,34	19,24
	1	19,14	19,04	18,94	18,84	18,74	18,64	18,54	18,44	18,34	18,24
	2	18,15	18,05	17,95	17,85	17,75	17,65	17,55	17,46	17,36	17,26
	3	17,16	17,06	16,97	16,87	16,77	16,68	16,58	16,48	16,39	16,29
	4	16,19	16,10	16,00	15,91	15,81	15,71	15,62	15,52	15,43	15,33
	5	15,24	15,14	15,05	14,96	14,86	14,77	14,67	14,58	14,49	14,39
	6	14,30	14,21	14,11	14,02	13,93	13,84	13,75	13,65	13,56	13,47
	7	13,38	13,29	13,20	13,10	13,01	12,92	12,83	12,74	12,65	12,56
	8	12,47	12,38	12,29	12,20	12,12	12,03	11,94	11,85	11,76	11,67
	9	11,58	11,50	11,41	11,32	11,24	11,15	11,06	10,97	10,89	10,80
9	0	10,71	10,63	10,55	10,46	10,37	10,29	10,21	10,12	10,03	9,95
	1	9,87	9,78	9,70	9,62	9,53	9,45	9,37	9,28	9,20	9,12
	2	9,04	8,96	8,87	8,79	8,71	8,63	8,55	8,47	8,39	8,31
	3	8,23	8,15	8,07	7,99	7,92	7,84	7,76	7,68	7,60	7,52
	4	7,44	7,37	7,29	7,22	7,14	7,06	6,99	6,91	6,84	6,76
	5	6,68	6,61	6,54	6,46	6,39	6,32	6,24	6,17	6,10	6,02
	6	5,95	5,88	5,81	5,74	5,66	5,59	5,52	5,45	5,38	5,31
	7	5,24	5,17	5,10	5,03	4,96	4,90	4,83	4,76	4,69	4,62
	8	4,55	4,49	4,42	4,36	4,29	4,23	4,17	4,10	4,04	3,97
	9	3,91	3,85	3,78	3,72	3,66	3,60	3,54	3,47	3,41	3,35
10	0	3,29	3,23	3,17	3,11	3,05	3,00	2,94	2,88	2,82	2,76
	1	2,70	2,65	2,59	2,54	2,49	2,43	2,38	2,32	2,27	2,21
	2	2,16	2,11	2,06	2,01	1,95	1,90	1,85	1,80	1,75	1,70
	3	1,65	1,61	1,56	1,51	1,47	1,42	1,38	1,33	1,28	1,24
	4	1,19	1,15	1,11	1,07	1,03	0,99	0,95	0,91	0,87	0,82
	5	0,78	0,75	0,71	0,68	0,64	0,61	0,58	0,54	0,51	0,47
	6	0,44	0,41	0,38	0,35	0,33	0,30	0,27	0,24	0,22	0,19
	7	0,16	0,15	0,13	0,11	0,10	0,08	0,07	0,05	0,03	0,01
	8	0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

в соответствующих пунктах участка, или через реостат соседней тяговой подстанции. На двухпутных участках для плавки гололёда контактные подвески главных путей можно включать петлёй, замыкая для этого соответствующие поперечные секционные разъединители. Величина наибольшего допустимого тока для прогрева определяется из условия, чтобы ни в одном из проводов плотность тока не превышала допустимого по нагреву значения.

Механическая очистка проводов от гололёда производится при помощи различного вида штанг с крюками или специальных приспособлений.

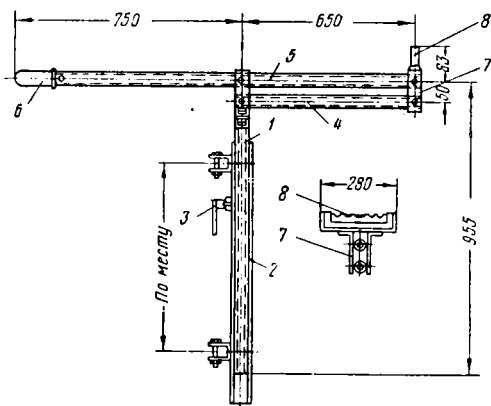
Приспособление для очистки контактного провода с изолированной съёмной вышки (фиг. 7) состоит из газовой трубы 1 диаметром 1", передвигающейся внутри трубы 2 диаметром 1 1/2", устанавливаемой на ограждении рабочей площадки съёмной вышки и закрепляемой в требуемом положении при помощи стопорного винта 3. На верхнем конце трубы 1 укреплен поворотная обойма, к которой шарнирно крепятся трубы 4 и 5. Труба 5 снабжена деревянной рукояткой 6. Концы труб 4 и 5 закреплены шарнирно в обойме держателя 7 с ножом 8 для очистки провода. Очистка провода от гололёда произ-

водится при передвижении съёмной вышки вдоль электрифицированного пути, причём нажатие ножа на провод и смещение его в сторону в соответствии с положением провода регулируются рукояткой.

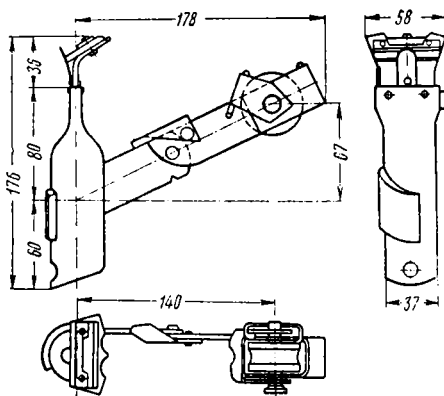
Для очистки контактного провода от голо-

приспособление передвигается от струны к струне. Положение рычага регулируется таким образом, чтобы штанга в рабочем положении располагалась с небольшим наклоном к вертикали, благодаря чему обеспечивается необходимое нажатие ножа на провод.

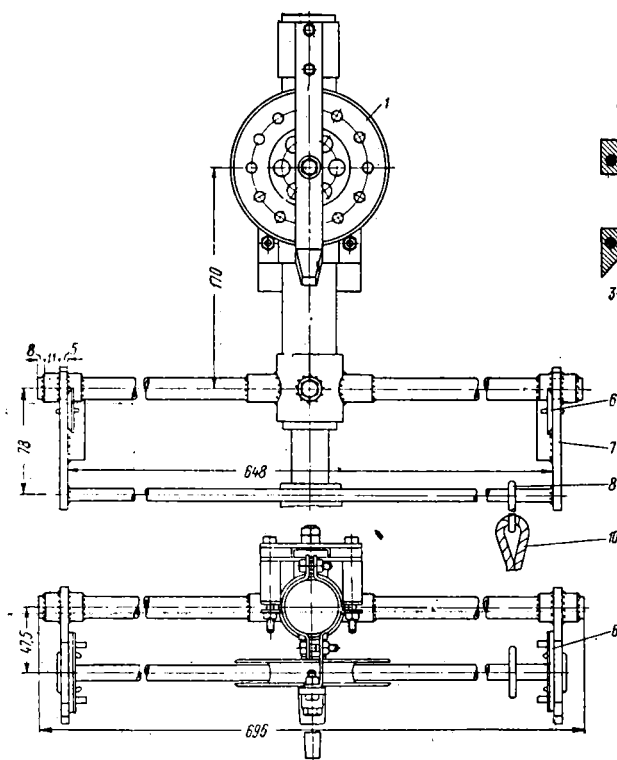
На фиг. 9 представлена штанга-скребок



Фиг. 7. Приспособление для очистки контактного провода от гололёда с изолированной съёмной вышки



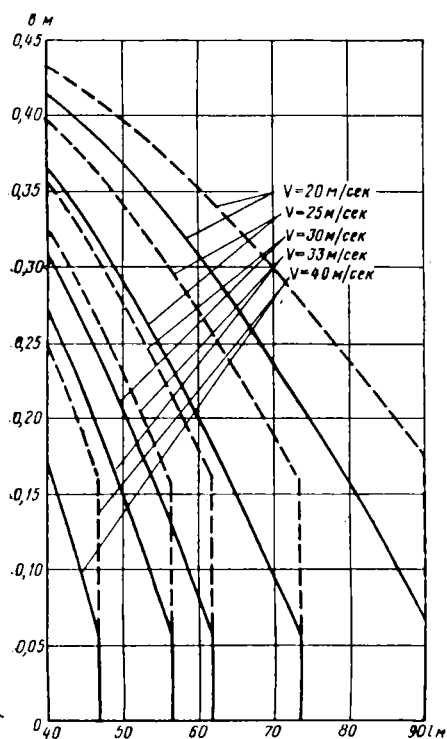
Фиг. 8. Головка штанги для очистки контактного провода от гололёда



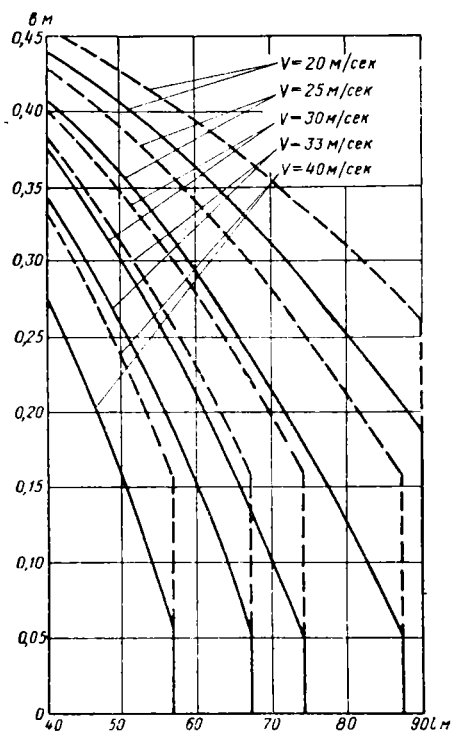
Фиг. 9. Штанга-скребок для очистки контактного провода от гололёда

лёда изолированной штангой с земли применяется устройство (фиг. 8), состоящее из укрепляемой на штанге головки, снабжённой роликом и рычагом с ножом. При работе ролик надевается сверху на провод, рычаг с ножом подводится под провод, после чего

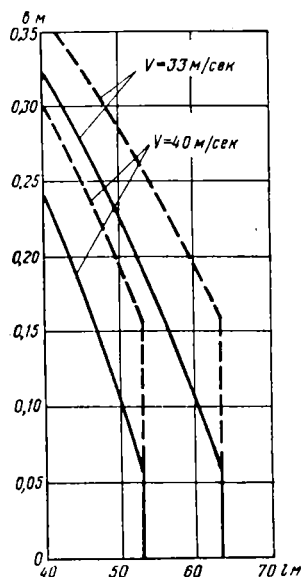
конструкции ЦНИИ МПС. На штанге 9 крепится планка 4, фиксирующее устройство 2 и ролик 1. Ролик отрезком штанги 5 жёстко связан с рамкой 7, по обеим сторонам которой установлены сменные ножи 6. На нижней трубе рамки 7 через кольцо 8 свободно кре-



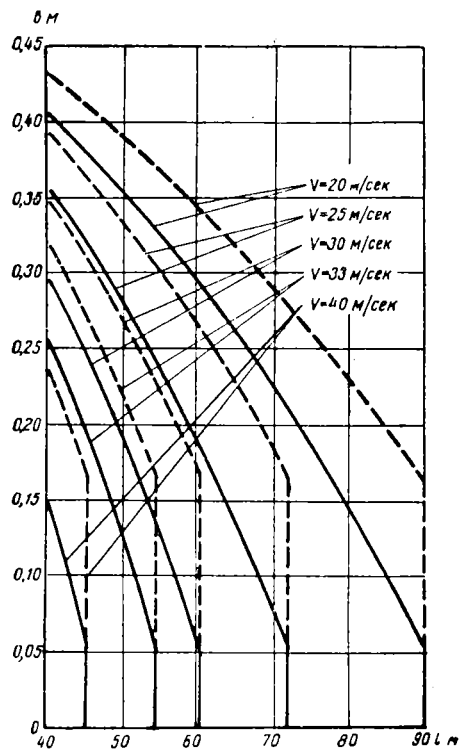
Фиг. 10. Графики наибольших допустимых выносов контактного провода цепной подвески М-120 + ТФ-100.



Фиг. 11. Графики наибольших допустимых выносов контактных проводов цепной подвески М-120 + 2ТФ-100.



Фиг. 12. Графики наибольших допустимых выносов контактных проводов цепной подвески М-120 + 2ТФ-100 на участках, расположенных на высоких насыпях



Фиг. 13. Графики наибольших допустимых выносов контактного провода цепной подвески С-70 + ТФ-85

пится верёвка 10 с врезанным лигнофолевым изолятором (на чертеже не показан).

Для очистки контактного провода от гололёда ролик 1 при помощи ловителя 11 устанавливается на провод, причём при подъёме штанги планка 4 находится в показанном на фиг. 9 положении, а трубы рамки располагаются перпендикулярно штанге. После установки ролика 1 на провод штангу 9 отпускают, и она остаётся свободно подвешенной на болте 3 фиксирующего устройства 2. Передвижение ролика 1 вдоль провода осуществляется натяжением верёвки. При этом кольцо находится в одном из крайних положений на нижней трубе рамки 7, а один из ножей 6 прижимается снизу к контактному проводу и срезаёт гололёд.

При подходе ролика к струне или фиксатору кольцо 8 сдвигают верёвкой по нижней трубе в противоположное крайнее положение и протягивают ролик немного назад для очистки гололёда под струновым или фиксирующим зажимом. После этого, поднимая штангу 9, снимают ролик с провода и переносят его за струну или фиксатор.

Обеспечение ветроустойчивости контактной подвески

Для обеспечения должной ветроустойчивости контактной подвески необходимо:

а) следить за сохранением проводами цепной подвески, особенно контактными проводами, требуемых натяжений;

б) своевременно устранять продольные смещения струн и фиксаторов, появляющиеся вследствие вытяжки контактных проводов;

в) принимать меры к предупреждению опасных отжатый контактных проводов пантографами при повышенном их давлении на провод, вызванном ветровыми воздействиями;

г) принимать меры против возможности захвата пантографом анкеруемых ветвей на простых сопряжениях анкерных участков. Для предупреждения таких повреждений необходимо регулировку анкерочных ветвей по высоте производить с учётом возможных отклонений их в сторону пантографа под действием ветра. На высоких насыпях в особо неблагоприятных ветровых условиях простые сопряжения анкерных участков следует заменять эластичными.

Для обеспечения безаварийной работы контактной сети необходимо за всеми участками сети, расположенными в незащищённых и подверженных сильным ветрам местах, устанавливать особенно тщательное наблюдение, чаще производить проверку зигзагов и выносов контактного провода.

Ввиду значительного экранирующего действия применение двойных контактных проводов является одним из наиболее эффективных мероприятий для повышения ветроустойчивости контактной сети.

Значения наибольших допустимых отклонений контактных проводов от оси пути b_m при отсутствии ветра в середине пролёта (сплошные линии) и в четверти пролёта (пунктирные линии) приведены в зависимости от длины пролёта l и принятых расчётных скоростей ветра на фиг. 10—13.

Борьба с автоколебаниями контактной подвески

Схема автоколебаний («пляски») цепной подвески представлена на фиг. 14.

При основном виде автоколебаний цепной подвески (фиг. 14, а) в пролёте укладывается одна полуволна и узлы располагаются в опорных точках подвески.

Наблюдаются также колебания, когда в пролёте укладываются 2—3 полуволны (фиг. 14, б и в). В ряде случаев, помимо вертикальных, наблюдаются также горизонтальные колебания цепной подвески.



Фиг. 14. Виды автоколебаний цепной подвески

Автоколебания происходят в подавляющем большинстве случаев при односторонних отложениях гололёда или изморози на проводах и при ветре, имеющем обычно сравнительно небольшую скорость (порядка 6—10 м/сек) и направленном под углом, близким к прямому по отношению к колеблющимся проводам.

Частота колебаний цепной контактной подвески при одной полуволне в пролёте изменяется в пределах от 40 до 60 пер/мин и может быть приблизительно определена по формуле

$$f = \frac{1}{2l} \sqrt{\frac{H \cdot 9,81}{q}},$$

где l — длина пролёта в м;

H — натяжение провода (для цепной подвески — сумма натяжений всех её проводов) в кг;

q — вес подвески с гололёдом в кг/пог. м;

f — частота колебаний в пер/сек.

Амплитуда колебаний в отдельных случаях может достигать 2 м и более.

Автоколебания усиливающих проводов обычно имеют более непостоянный характер, чем колебания цепной подвески. Чаще всего в пролёте располагаются 2—3 полуволны.

Автоколебания вызываются аэродинамическими силами, возникающими при обтекании воздушным потоком проводов, имеющих неправильную (в большей части случаев в результате гололёдных отложений) форму сечения.

При этом в случае возникновения начальных колебаний (при ветре соответствующего направления) аэродинамические подъём-

Таблица 4

**Характеристики и сроки капитального ремонта основного оборудования контактной сети
электрифицированных железных дорог**

№ по пор.	Наименование основного оборудования	Характеристика капитального ремонта	Срок капитального ремонта	Примечание
1	Контактная подвеска	Смена контактного провода. Одновременно производится смена изношенных струн, неисправных струновых и питающих зажимов, неисправных поперечных и продольных соединителей, переборка компенсаторов, а при необходимости также смена и переборка фиксаторов и частичная замена бетонных грузов	1. На участках с электро-возной тягой: при 30 тыс. проходов пантографа в год — через 10 лет; при 15 тыс. проходов пантографа в год — через 20 лет; при 10 тыс. проходов пантографа в год — через 30 лет 2. На участках с моторвагонной тягой: при 150 тыс. проходов пантографа в год — через 6 лет; при 100 тыс. проходов пантографа в год — через 8 лет; при 50 тыс. проходов пантографа в год — через 15 лет; при 25 тыс. проходов пантографа в год — через 30 лет	При двойном контактном проводе указанные сроки увеличиваются в 1,5 раза
2	То же	Смена несущего троса. Одновременно производится смена изношенных струн, неисправных струновых и питающих зажимов, неисправных поперечных и продольных соединителей, дефектных сёдел и изоляторов	Стальные тросы при смешанной тяге и на станциях, где маневровая работа выполняется паровозами, — через 10 лет; при чисто электрической тяге — через 15 лет; медные, бронзовые и биметаллические несущие тросы — через 50 лет	На участках, расположенных в особо неблагоприятных коррозионных условиях, при представлении дорогами достаточных обоснований приведённые сроки для стальных тросов могут быть сокращены по указанию МПС
3	»	Смена усиливающего провода. Одновременно производится смена неисправных зажимов и соединителей, а также дефектных сёдел и изоляторов	Медные провода — через 50 лет; алюминиевые провода — через 25 лет	
4	»	Капитальный ремонт контактной подвески (без сплошной смены проводов) Производится смена изношенных струн, неисправных зажимов, неисправных поперечных и продольных соединителей, смена и переборка фиксаторов, смена дефектных сёдел и изоляторов, а при необходимости также устройство небольших по длине вставок в контактные провода и несущий трос	Через 5 лет	Этот вид ремонта производится лишь в том случае, если на данном участке контактной сети за указанный срок 5 лет не производились работы по смене контактного провода или несущего троса
5	Воздушные питающие и отсасывающие линии	Смена проводов воздушных питающих и отсасывающих линий. Одновременно производится смена неисправных зажимов, дефектных изоляторов и сёдел	Медные провода — через 50 лет; алюминиевые провода — через 25 лет	
6	Секционные разъединители	Смена и переборка секционных разъединителей и приводов к ним	Часто переключаемые — через 6 лет; прочие — через 12 лет	
7	Опорные устройства	Смена тросов гибких поперечин. Одновременно производятся смена и переборка неисправных деталей гибких поперечин и замена дефектных изоляторов	Стальные тросы при смешанной тяге — через 10 лет, при чисто электрической тяге — через 15 лет; биметаллические (сталемедные) тросы — через 50 лет	На участках, расположенных в особо неблагоприятных коррозионных условиях, при представлении дорогами достаточных обоснований приведённые сроки для стальных тросов могут быть сокращены по указанию МПС
8	То же	Смена оттяжек и анкерров. Производятся открытие и смена анкерров с одновременной заменой (в случае необходимости) анкерных штанг и тросов оттяжки и переборкой всех крепительных деталей	Через 15 лет	
9	»	Окраска металлических опор, ригелей, консолей и крепительных деталей	На перегонах и малых станциях — через 6 лет; на больших станциях — через 4 года	
10	»	Ремонт оголовков бетонных фундаментов	Через 15 лет	
11	»	Установка деревянных опор на насыпки	Через 8 лет после установки опоры	
12	»	Смена деревянных опор	Через 15 лет	Для опор, пропитанных под давлением креозотовым маслом

ные силы в определённые части периода могут быть направлены в сторону перемещения провода, вследствие чего колебания могут поддерживаться и развиваться.

Избыток поступающей энергии идёт на дальнейшее развитие колебаний, причём равновесие наступает тогда, когда приток энергии, поступающей извне, делается равным энергии, затрачиваемой на работу сил трения колеблющейся системы. При наступающем энергетическом равновесии системы устанавливается определённая амплитуда колебаний, которая поддерживается до тех пор, пока не изменятся внешние условия.

Каждому виду колебаний провода соответствует, при данных внешних условиях, своё значение амплитуды, при котором достигается состояние энергетического равновесия.

Основными мерами борьбы с автоколебаниями являются: быстрая очистка проводов от гололёда электрическими или механическими способами;

создание живой защиты вдоль электрифицированных линий, проходящих в открытой, незащищённой местности.

Для снижения амплитуд автоколебаний рекомендуется:

применять в гололёдных районах несущие тросы повышенной прочности, что даёт возможность увеличить общее натяжение проводов цепной подвески и, следовательно, уменьшить период её колебаний;

применять на участках, подверженных автоколебаниям, чередование пролётов различной длины, отличающихся друг от друга на 3—4 м, благодаря чему устраняется взаимное влияние друг на друга соседних пролётов и снижается возможность установления устойчивых колебаний основной частоты.

Мероприятия по продлению сроков службы опор контактной сети

Металлические опоры защищаются от коррозии нанесением на их поверхность слоя масляной краски. Для лёгких опор иногда применяется оцинковка. Для грунтовочной окраски наилучшие результаты дают свинцовый сурик, оранжевый крон, железный сурик, а для верхних слоёв окраски свинцовые или цинковые белила и алюминиевая пудра. В качестве грунтовочного материала может применяться также глифталевая грунтовка № 138, получаемая в готовом виде. Натуральная олифа, служащая основой для приготовления краски, должна применяться только в проваренном виде.

При недостатке натуральной олифы для верхних слоёв окрасок применяются её заменители — олифа-оксоль, оксоль-смесь, глифталевая олифа. Для ускорения высыхания краски к ней добавляют 1—1,5% сиккатива.

Процесс окраски опор состоит из следующих операций:

а) очистка поверхности опор от загрязнений, ржавчины и пришедшей в негодность старой краски;

б) грунтовка частей поверхности, зачищенных до металла;

в) промазка швов, щелей и пазух;

г) окраска в два слоя.

Состояние деревянных опор систематиче-

ски контролируется путём замера в установленные сроки глубины загнивания опор.

Замеры глубины загнивания опор должны производиться не менее чем в трёх точках по высоте:

1) в местах заделки опоры в грунт;

2) у места крепления пяты консоли или нижней оттяжки;

3) у места крепления тяги консоли или верхней оттяжки. Замеры глубины загнивания опор производятся:

у пропитанных сосновых опор в местах заделки опор в грунт — один раз в год, начиная с четвёртого года эксплуатации, а в верхней части опор — один раз в год, начиная с пятого года эксплуатации;

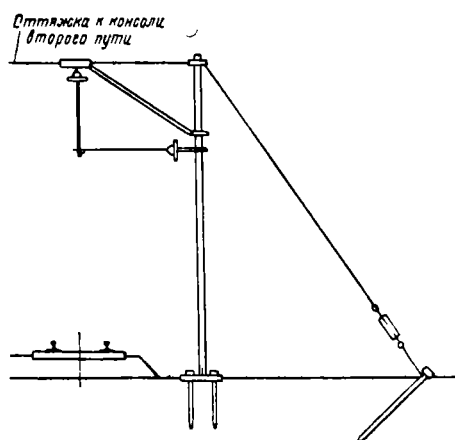
у непропитанных или имеющих местную пропитку сосновых опор в местах заделки опор в грунт — один раз в год, начиная со второго года эксплуатации, а в верхней части опор — один раз в год, начиная с третьего года эксплуатации.

Замеры загнивания деревянных опор производятся при помощи специальных щупов или свёрл.

Ремонт и восстановление контактной сети

Характеристики и сроки производства капитальных ремонтов основного оборудования контактной сети, установленные правилами содержания контактной сети, приведены в табл. 4. В зависимости от особенностей контактной сети, типов контактного оборудования и его состояния, указанных в табл. 4, сроки ремонтов могут изменяться по указаниям начальников служб электрификации и энергетического хозяйства.

Восстановление контактной сети производится персоналом восстановительных поездов или автодрезин.

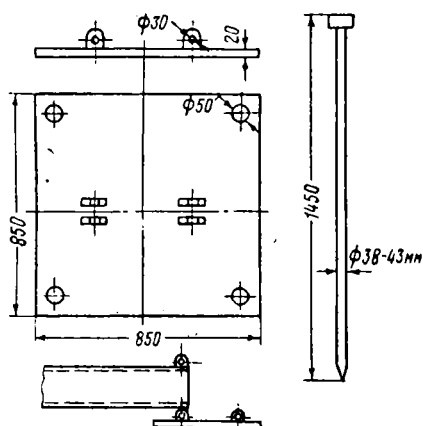


Фиг. 15. Временная трубчатая опора

В случаях повреждения опор могут применяться временные трубчатые консольные опоры (фиг. 15) с поперечными оттяжками, устанавливаемые на плитах (фиг. 16), которые укрепляются забиваемыми в грунт металлическими штырями.

Для устройства временных оттяжек анкерных опор и опор с гибкой поперечиной могут применяться ввинчивающиеся в грунт анкеры (фиг. 17).

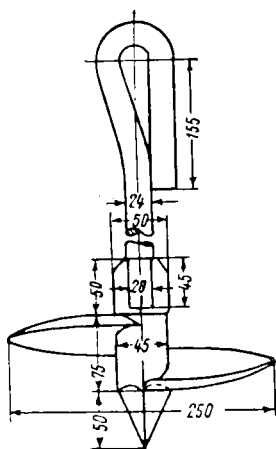
При повреждении контактной сети в месте её секционирования может быть временно допущено, по согласованию с энергодиспетчером,



Фиг. 16. Плита для установки временной трубчатой опоры

глухое электрическое соединение секций контактной сети.

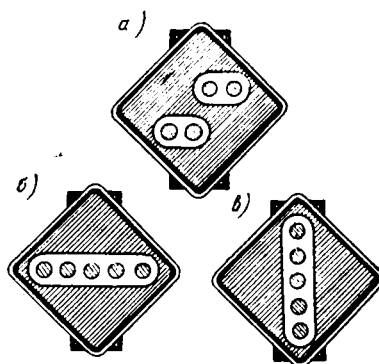
Если восстановление контактной сети для нормального пропуска электропоездов тре-



Фиг. 17. Винтовой анкер

бует значительного времени, сеть может быть восстановлена лишь для свободного прохода паровых поездов с пропуском электрических поездов с опущенным пантографом. О проходе с опущенным пантографом выдается предупреждение и поврежденный участок ограждается временными сигнальными знаками об опу-

скании и поднятии пантографа (фиг. 18), выполненными в виде окрашенных в синий цвет щитов с белыми полосами и снабженными отражателями для улучшения видимости знаков в ночное время.



Фиг. 18. Временные сигнальные знаки об опускании и поднятии пантографа: а — «Подготовиться к опусканию пантографа»; б — «Опустить пантограф»; в — «Поднять пантограф»

Схема установки временных сигнальных знаков об опускании и поднятии пантографа показана на фиг. 19.

На путях с двусторонним движением поездов временные сигнальные знаки устанавливаются для каждого направления отдельно.

На путях с односторонним движением поездов временные сигнальные знаки должны устанавливаться также и для неправильного направления движения.



Фиг. 19. Схема установки временных сигнальных знаков об опускании и поднятии пантографа

Сигнальные знаки устанавливаются на столбах или опорах контактной сети с правой стороны по направлению движения поезда. На участках, оборудованных гибкими поперечинами или ригельными опорами, при невозможности установки на столбах или опорах контактной сети временные сигнальные знаки устанавливаются на нижнем фиксирующем тросе или ригеле вправо по направлению движения поезда на расстоянии 1,80 м от оси пути до оси знака на прямых с соответствующим увеличением этого расстояния в кривых участках пути.

ИСПЫТАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И УСТРОЙСТВ КОНТАКТНОЙ СЕТИ

Проверки и испытания оборудования и устройств контактной сети производятся:

1) после монтажа, перед вводом в эксплуатацию на новых участках железной дороги или после капитального ремонта на участках, ранее бывших в эксплуатации, для определения пригодности к дальнейшей нор-

мальной работе и соответствия существующим правилам и нормам;

2) в эксплуатации на действующих электрифицированных участках железных дорог, для определения соответствия правилам и нормам и пригодности к дальнейшей эксплуатации.

Все проверки и испытания, проводимые непосредственно на устройствах контактной сети, находящейся в эксплуатации, должны выполняться в полном соответствии с Правилами безопасности при производстве работ на контактной сети электрифицированных железных дорог.

ПРОВЕРКА И ИСПЫТАНИЕ УСТРОЙСТВ КОНТАКТНОЙ СЕТИ ПРИ ПРИЁМКЕ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Все законченные после строительства, монтажа или капитального ремонта участки контактной сети вводятся в эксплуатацию после приёмки их по акту специальными приёмочными комиссиями.

Приёмочной комиссии должны быть предъявлены строительно-монтажной организацией следующие материалы:

1) утверждённый проект новой или реконструированной линии контактной сети и постов секционирования с расчётами и объяснительной запиской;

2) сводная инвентарная опись всего оборудования;

3) протоколы испытания электрооборудования;

4) ведомость всех допущенных фактических отклонений от утверждённых проектов с пояснением и обоснованием причин этих отклонений;

5) протоколы регулировки автоматики, измерений сопротивления изоляции, заземлений и испытаний всего оборудования.

При приёмке участка контактной сети в эксплуатацию должны производиться приёмочные испытания и проверка работы всех её элементов. Программа приёмочных испытаний составляется в соответствии с требованиями Правил содержания устройств контактной сети.

Важнейшими вопросами программы приёмочных испытаний и эксплуатационных проверок и испытаний являются:

1) проверка габаритов контактной подвески, выносов контактного провода и расстояний между проводами и до заземлённых конструкций;

2) проверка габаритов опор контактной сети;

3) электрические и механические (только в случае необходимости после монтажа) испытания изоляторов;

4) проверка натяжений и стрел провеса проводов;

5) проверка сечения (в эксплуатации износа) контактных проводов и тросов;

6) проверка и регулировка роговых (и других при наличии) разрядников и искровых промежутков и других средств защиты от перенапряжений (молниеотводы и пр.);

7) замер токов утечки через фундаменты опор и проверка изоляции оттяжек;

8) проверка струн (в эксплуатации их износа);

9) проверка качества (состояния) монтажа отдельных узлов и деталей;

10) проверка габаритных ворот на переездах;

11) проверка токоснимания;

12) проверка технических средств для монтажа и эксплуатации контактной сети;

13) проверка устройств автоматики и блокировки, установленных не на тяговых подстанциях и постах секционирования;

14) проверка схемы секционирования, секционных разъединителей и их приводов.

Подготовку смонтированного участка контактной сети к испытаниям, обеспечения проверки и испытаний необходимыми приборами и материалами производит организация, выполнявшая монтаж.

Габариты контактной сети и её элементов, натяжения контактных проводов и тросов и их стрелы провеса проверяются по нормам и в сроки, установленные Правилами содержания устройств контактной сети электрифицированных железных дорог.

Все применяемые при производстве работ на контактной сети технические средства, монтажные и предохранительные приспособления должны периодически в установленные сроки освидетельствоваться и испытываться по действующим нормам. Основные монтажные и предохранительные приспособления: монтажные вагоны, вышки, лейтеры, лестницы, лебёдки, полисласты, предохранительные пояса, когти, шунтирующие и заземляющие штанги, резиновые перчатки и боты должны иметь присвоенные номера и заноситься в хранящиеся у начальников дистанций или у производителей работ книги, в которых должны фиксироваться даты и результаты производящихся освидетельствований и испытаний монтажных приспособлений.

Каждый раз перед началом работы все монтажные и предохранительные приспособления должны осматриваться лично непосредственным руководителем работы. Пользоваться монтажными и предохранительными приспособлениями с просроченными сроками испытания и освидетельствования категорически воспрещается.

Производить работы на контактной сети, находящейся под напряжением, разрешается только со специальных изолированных дрезин и вышек и при помощи изолирующих лестниц и штанг, освидетельствованных и допущенных к работе под напряжением комиссией, назначаемой начальником службы (отдела) электрификации и энергетического хозяйства дороги.

Конструкция изолированных вышек, лейтеров и изолированных штанг, порядок и сроки их освидетельствования и испытания определяются техническими условиями на монтажные и защитные приспособления, применяемые при производстве работ на контактной сети.

Все новые или вышедшие из капитального ремонта и используемые для монтажа или эксплуатации контактной сети основные технические средства (дрезины, вышки, лестницы, штанги и др.) должны быть приняты, освидетельствованы и допущены к работе указанной выше комиссией по акту.

Указанный порядок относится как к изолированным, так и к неизолированным дрезинам, вышкам и лестницам.

Все новые и находящиеся в эксплуатации защитные средства должны испытываться по правилам и в сроки, установленные Прави-

лами содержания устройств контактной сети электрифицированных железных дорог, Правилами пользования и испытания защитных средств, применяемых в электротехнических установках МЭС, Правилами безопасности при производстве работ на контактной сети электрифицированных железных дорог и Техническими условиями на монтажные приспособления для текущего содержания и ремонта контактной сети.

Пробивные предохранители заземления опор контактной сети, устанавливаемые согласно Правилам содержания контактной сети электрифицированных железных дорог, должны испытываться на пробой искрового промежутка напряжением выпрямленного тока не более 800 в.

Роговые разрядники, устанавливаемые на контактной сети через каждые 1—1,5 км, должны иметь искровые промежутки не более 10 ± 1 мм.

Сосредоточенные заземлители, устанавливаемые вблизи деревянных опор для заземления роговых разрядников, должны иметь импульсное сопротивление заземления, как правило, не более 10 ом и только в виде исключения допускается максимальная величина этого сопротивления 15 ом.

ПРОВЕРКА ИЗОЛЯТОРОВ

Изоляторы контактной сети должны иметь сухое разрядное напряжение не менее 75 кВ. Пробивное напряжение изоляторов должно не менее чем в 1,5 раза превышать его сухое разрядное напряжение.

На линиях, смонтированных до 1955 г., разрешается временное оставление в контактной сети изоляторов, имеющих сухое разрядное напряжение менее 75 кВ, но не менее 50 кВ.

В случаях применения для подвески и анкеровок проводов однопроволочных изоляторов подвешивание и фиксирование проводов контактной сети должно производиться на одиночных изоляторах, а анкеровка проводов на двойных последовательно включённых изоляторах. Отклонение подвесных изоляторов от вертикали в направлении вдоль пути не должно превышать 15°.

Изоляторы признаются дефектными и не допускаются к дальнейшей эксплуатации, если у них имеются сколы рёбер или краёв тарелки общей площадью более 3 см², радиальные трещины по тарелке или цементной заливке, выползание пестика и т. п.

Испытания находящихся в эксплуатации изоляторов производятся выборочным порядком, устанавливаемым службой электрификации и энергетического хозяйства в зависимости от состояния изоляторов и условий их работы. При контрольных электрических испытаниях изоляторов они должны выдерживать в течение 1 мин. без пробоя воздействия напряжения переменного тока 50 Гц такой величины, при которой на поверхности изоляторов образуется непрерывный поток искр, не переходящих в дугу. Контрольные электрические испытания изоляторов типа «Мотор» и палочных не производятся.

За последнее время всё большее распро-

странение получают импульсные методы испытания изоляторов без демонтажа.

Электромеханическая прочность изоляторов типа П-4,5 должна удовлетворять требованиям ГОСТ 6490—53.

При использовании изолятора П-4,5 для роговых разрядников дополнительно должна быть проверена надёжность крепления серьги или пестика в фарфоре изолятора.

Электромеханическая прочность изоляторов типов РС-10 и РС-6 должна удовлетворять техническим условиям на изготовление этих изоляторов.

ПРАВИЛА И НОРМЫ СОДЕРЖАНИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ МОНТАЖА И ЭКСПЛУАТАЦИИ КОНТАКТНОЙ СЕТИ

Монтажные дрезины

Испытание изоляции при приёмке производится повышенным напряжением выпрямленного тока. Ток утечки при испытании напряжением 9 кВ в течение 10 мин. не должен превышать 0,5 мА. Изоляторы при испытании должны быть чистыми и сухими.

Освидетельствование и испытание монтажной дрезины, производимое через каждые 6 месяцев, должно заключаться в следующем:

1) производится осмотр соединения изоляторов и их крепления;

2) производится проверка непрерывности электрической цепи и надёжности контактов от крюка шунтирующей штанги до арматуры изоляторов, на которых установлен пол рабочей изолированной площадки. Производится проверка целостности провода шунтирующей штанги. Обрыв более 10% проволоки, составляющих провод, не допускается;

3) проверяется непрерывность электрической цепи и надёжность контактов в цепи заземления арматуры изоляторов;

4) проверяется наличие и исправность заземляющих штанг;

5) производится испытание изоляции рабочей и промежуточной площадок кенотроном.

Программа освидетельствований и испытаний монтажной дрезины, производимых через каждые 2 месяца начальником дистанции контактной сети, во всём аналогична программе комиссионных освидетельствований, за исключением испытания изоляции рабочей и промежуточной изоляционных площадок, которая в этом случае проверяется мегомметром, причём сопротивление изоляции площадок при чистых и сухих изоляторах не должно быть менее 20 мгом.

Изолированные съёмные вышки для работ на контактной сети под напряжением 1 500—3 000 в

Испытание изоляции изолированной съёмной вышки должно производиться повышенным напряжением выпрямленного тока. Изоляция вышки признаётся удовлетворительной в том случае, если величина тока утечки при напряжении 9 кВ в течение 10 мин. не превышает 0,8 миллиампер.

Проверка изоляции осей изолированной съёмной вышки (для дорог с автоблокировкой) должна производиться мегомметром, при-

чем вышка должна быть установлена на сухие доски. Сопротивление изоляции вышки между ободами колёс каждой оси в отдельности не должно быть при этом ниже 100 килоом.

Проверка устойчивости вышки должна производиться в направлении, перпендикулярном оси пути, посредством подсчёта опрокидывающего момента от горизонтальной силы, приложенной на уровне пола рабочей площадки. Опрокидывающий момент при приложении силы в 20 кг не должен превышать момент устойчивости вышки.

На каждой изолированной съёмной вышке должна быть укрепена на уровне нижнего заземлённого пояса металлическая пластинка с указанием номера вышки и срока, до которого можно пользоваться вышкой для работ на контактной сети.

Независимо от количества произведённых работ каждая изолированная съёмная вышка должна не реже одного раза в 6 месяцев проходить освидетельствование и испытание её изоляции комиссией, назначенной начальником участка энергоснабжения. Вышка может быть допущена к дальнейшей работе только в том случае, если ток утечки при испытании напряжением не превосходит указанной выше величины.

Кроме того, не реже одного раза в 2 месяца начальник дистанции контактной сети должен производить освидетельствование изолированной съёмной вышки и испытание её изоляции мегомметром. Состояние изоляции вышки признаётся удовлетворительным, если её сопротивление составляет не менее 10 мгом.

Поверхность деревянных частей изолированной съёмной вышки, расположенных между верхним шунтирующим и нижним заземлённым поясами, не реже одного раза в месяц должна покрываться слоем изоляционного масла или натуральной олифы, наносимой специальной чистой кистью.

Каждый раз перед началом работ с изолированной съёмной вышкой поверхность изоляторов и деревянных частей, расположенных между верхним шунтирующим и нижним заземлёнными поясами, должна протираться чистыми, сухими тряпками.

Все изолированные съёмные вышки должны иметь приспособления для надёжного закрепления на них подвесных лестниц.

Изолированные штанги

Приёмочные испытания изоляции штанг должны производиться повышенным напряжением выпрямленного тока. Ток утечки при приложенном напряжении 9 кВ в течение 10 мин. не должен превышать 0,9 ма.

Периодическое освидетельствование и испытания напряжением измерительной изолированной штанги должны производиться не реже одного раза в 6 месяцев. Не реже одного раза в два месяца штанга должна проходить текущее освидетельствование и испытание изоляции мегомметром. Штанга допускается к дальнейшей работе, если её сопротивление составляет не менее 30 мгом.

Периодические освидетельствования и испытания изоляции должны производиться начальником дистанции контактной сети или испытательной станцией участка энергоснабжения.

Каждый раз перед началом работы поверхность изолированной штанги должна протираться чистой, сухой тряпкой. В случае если изолированная штанга находилась на открытом воздухе, в дождливую или влажную (туман) погоду, дальнейшая с ней работа может производиться только после полного высыхания поверхности штанги и последующего её покрытия слоем изоляционного масла или натуральной олифы.

Механические испытания приспособлений, применяемых для обслуживания контактной сети, производятся в соответствии с таблицей.

Нормы и сроки испытаний подъёмных механизмов и приспособлений для такелажных работ

Наименование механизма или приспособления	Испытательная нагрузка в кг		Продолжительность испытания в мин.	Периодичность между испытаниями в месяцах
	статическая	динамическая		
Краны, электро-тали, кошки . .	1,25P _н	1,1P _н	10	12
Лебёдки ручные . .	1,25P _н	1,1P _н	10	12
Тали ручные . . .	1,25P _н	1,1P _н	10	12
Блоки и полиспасты	1,25P _н	1,1P _н	10	12
Домкраты реечные, винтовые и гидравлические	1,25P _н	1,1P _н	10	12
Стальные канаты и цепи	2P _н	—	10	6
Пеньковые и хлопчатобумажные канаты . .	2P _н	—	10	6
Приспособления: стропы, скобы, кольца и пр. .	2P _н	—	10	6
Динамометры . .	Проверка	—	—	12
Когти: стальная часть	180	—	—	1 2
ремни	85	—	2	6
Предохранительные пояса . . .	225	—	2	
Лестницы деревянные и металлические	250	—	2	12
То же верёвочные	180	—	2	12

Примечание. P_н — допускаемая нагрузка (длительно допускаемый рабочий груз) механизма или приспособления.

При износе винта или гайки домкрата более чем на 20% домкрат к дальнейшей работе не допускается.

Новые механизмы, приспособления и инструменты, снабжённые соответствующими удостоверениями, допускаются в работу в течение 12 месяцев со дня выдачи удостоверения без нового их испытания, но балки, подвесные скобы, крюки, колонны и т. п., на которых укрепляются подъёмные механизмы, должны быть освидетельствованы и испытаны непосредственно перед их использованием.

Все механизмы после капитального ремонта подлежат испытанию вне зависимости от последнего срока испытания.

Механизмы и приспособления, используемые для подъёма людей, испытываются статической нагрузкой, превышающей в 2 раза номинальную рабочую.

УСТРОЙСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ КОНТАКТНОЙ СЕТИ МЕТРОПОЛИТЕНА

Для электрической тяги на метрополитене принята система постоянного тока со средним напряжением в контактной сети 750—825 в.

Сеть выполняется в виде контактного рельса с нижним токосъёмом.

Контактный рельс размещается в пределах нижней части тоннеля, сбоку по отношению к габариту подвижного состава и подвешивается на кронштейнах, прикрепляемых к шпалам.

Выполнение сети в виде контактного рельса обеспечивает:

а) возможность разместить контактный рельс без увеличения габаритов тоннеля;

б) простоту текущего содержания и ремонта контактной сети;

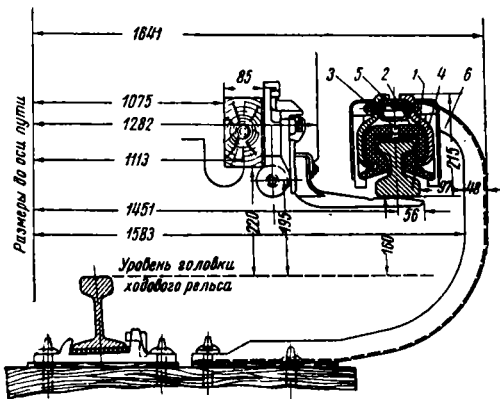
в) экономию цветного металла.

Нижний токосъём обеспечивает защиту от случайного прикосновения, поскольку контактный рельс закрыт защитным коробом с трёх сторон, а также защиту от атмосферных осадков и от образования гололёдной корки на поверхностных участках трассы (депо, поверхностные перегоны).

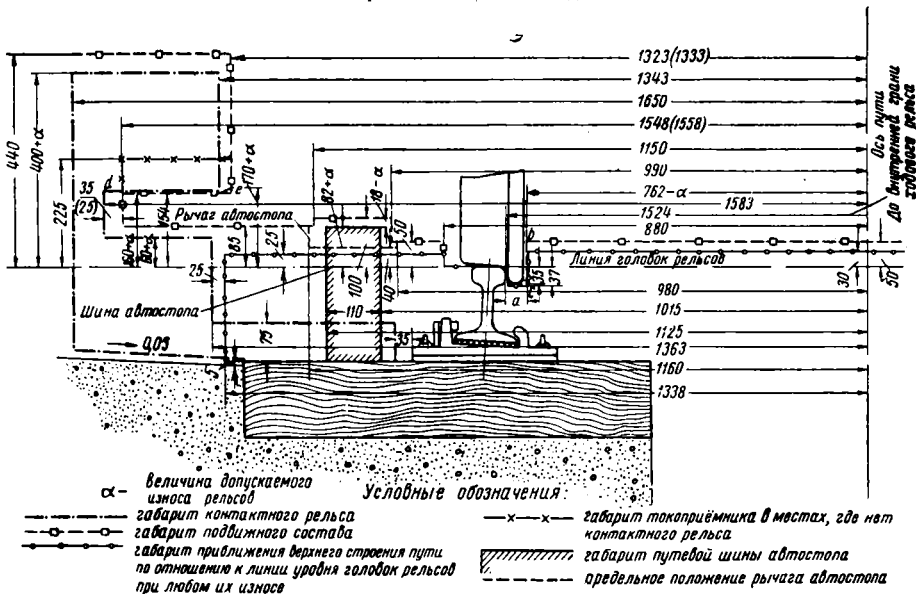
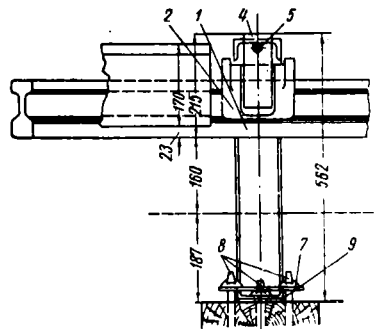
УСТРОЙСТВО КОНТАКТНОГО РЕЛЬСА

Способ подвески контактного рельса, принятый на Московском метрополитене, показан на фиг. 1, а габарит — на фиг. 2.

Контактный рельс должен, как правило, располагаться с левой по ходу движения поездов стороны.



Фиг. 1. Крепление контактного рельса: 1—контактный рельс; 2—изолятор; 3—резиновый шнур; 4—скоба; 5—стяжной болт; 6—кронштейн; 7—накладка; 8—шурупы; 9—нашпальник



Фиг. 2. Габариты контактного рельса, приближения верхнего строения пути и нижних частей подвижного состава

Примечания. 1. Наименьшая ширина жёлоба a допускается равной 44 мм, причём одновременно жёлоб у другой рельсовой нити a_1 должен быть не менее 45 мм, т. е. должно быть соблюдено условие $a+a_1=89$ мм.

2. Габарит подвижного состава совпадает по

линии b_c с габаритом приближения верхнего строения пути, а по линии d_e — с габаритом третьего рельса.

3. Размеры, заключённые в скобки, относятся к участкам пути на закруглениях.

Как исключение, установка контактного рельса с правой стороны допускается в пределах стрелочных переводов, съездов, станционных платформ и т. д.

Применительно к эксплуатируемым и строящимся типам вагонов, а также к путевым устройствам, для метрополитена:

а) возвышение рабочей поверхности контактного рельса над уровнем головок ходовых рельсов должно быть равно 160 мм с допусками ± 6 мм;

б) расстояние по горизонтали от внутренней грани ближайшего ходового до оси контактного рельса должно составлять 689 мм с допуском ± 8 мм.

Расстояние между кронштейнами колеблется в среднем от 4,25 до 5,4 м, а наибольшее допустимое расстояние по условиям жёсткости конструкции составляет 5,5 м.

Неодинаковые расстояния между кронштейнами обуславливаются разными пролётами между шпалами на прямых участках и кривых, а также вынужденным смещением отдельных кронштейнов на соседние свободные шпалы.

Принятая расстановка кронштейнов приведена в табл. 1.

Таблица 1

Расстановка кронштейнов контактного рельса

Число шпал на звено	№ шпал, на которых устанавливаются кронштейны контактного рельса		Примечания
	Нечётное звено	Чётное звено	
20	2, 10, 18	6, 14	Нумерация шпал дана по направлению движения поездов
21	3, 11, 19	7, 15	
22	2, 11, 19	7, 16	
23	4, 13, 21	8, 17	

Крепление кронштейна к шпале производится тремя шурупами.

Расстояние между подкладкой ходового рельса и концом кронштейна должно быть не менее 35 мм.

Контактный рельс изготавливается из мягкой мартеновской стали. Стандартная длина рельсового звена 12,5 м. Принятый профиль контактного рельса, а также расположение болтовых отверстий на конце звена показаны на фиг. 3. Контактный рельс образца 1935 г. (табл. 2) эксплуатируется только на трассе 1-й очереди Московского метрополитена и вновь не изготавливается.

Контактный рельс образца 1938 г. (табл. 3) применён на последующих линиях и выпускается в настоящее время.

Таблица 2

Основные данные контактного рельса образца 1935 г.

Площадь поперечного сечения рельса в мм ²	полная	5 801
	в сечении по отверстию	5 361
Вес в кг	1 пог. м (при удельном весе стали 7,83 г/см ³)	45,424
	одного звена длиной 12,5 м	563,87

Таблица 3

Основные данные контактного рельса образца 1938 г.

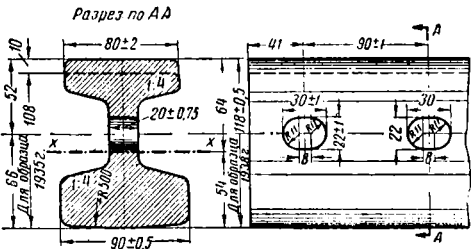
Площадь поперечного сечения в мм ²	полная	6 601
	в сечении по отверстию	6 161
Вес в кг	1 пог. м (при удельном весе стали 7,83 г/см ³)	51,686
	одного звена длиной 12,5 м	645,73
Момент инерции сечения J_x относительно горизонтальной оси $x-x$ в см ⁴		1 042
Момент сопротивления W_x относительно горизонтальной оси по крайнему волокну подошвы рельса в см ³		163

Состав стали контактного рельса обоих образцов приведён в табл. 4.

Таблица 4

Состав стали контактного рельса метрополитена

Элемент	Содержание элемента в стали в %		
	для рельсов образца 1935 г.	для рельсов образца 1938 г.	
		По техническим условиям	Фактически
Углерод . . .	0,05	Не более 0,09	0,05—0,08
Марганец . .	0,25	» » 0,40	0,15—0,25
Кремний . . .	0,02	Следы	до 0,02
Фосфор . . .	0,014	Не более 0,035	0,023—0,06
Сера	0,02	» » 0,035	0,01—0,04



Фиг. 3. Профиль контактного рельса и разметка отверстий для стыковых накладок

Удельное электрическое сопротивление стали контактного рельса при температуре $+15^\circ$ составляет:

для рельса образца
1935 г. $0,12 \frac{\text{ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$
для рельса образца
1938 г. $0,122-0,134 \frac{\text{ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$

Повышенное удельное сопротивление контактного рельса образца 1938 г. потребовало увеличения его сечения по сравнению с рельсом образца 1935 г., что достигнуто утолщением подошвы на 10 мм.

Проверка и отбраковка укладываемых звеньев контактного рельса должны производиться в соответствии с утверждёнными техническими условиями, которые сходны с техническими условиями на ходовые рельсы.

КРЕПЁЖНЫЕ УЗЛЫ КОНТАКТНОГО РЕЛЬСА

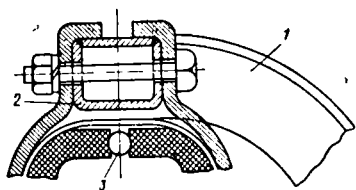
Поддерживающие кронштейны штампуются из швеллера № 10 и имеют прямоугольное отверстие размерами 65×120 мм для скобы и стяжного болта в верхней части и овальное отверстие — для шурупа в горизонтальной полке нижней части. Вес кронштейна составляет 13—13,5 кг. Хвостовая часть кронштейна (со срезанными полками швеллера) крепится стальной накладкой $180 \times 50 \times 10$ мм, привёртываемой к шпале двумя шурупами. Высота подвеса контактного рельса регулируется путём укладки под кронштейны берёзовых напальников разной толщины (от 8 до 29 мм).

Фарфоровые изоляторы передают через поддерживающие скобы нагрузку от контактного рельса на кронштейны.

Вес пары изоляторов составляет 3,6 кг. Вертикальная механическая нагрузка, которую изолятор должен выдерживать без повреждений, составляет 1 800 кг.

Электрическая прочность изоляторов характеризуется: сухоразрядным напряжением — 20 кВ; мокроразрядным напряжением — 10 кВ; разрядным напряжением в масле — 35 кВ.

К прочим крепёжным деталям относятся: а) коробка из полосовой стали $160 \times 60 \times 6$ мм, привариваемая к верхней части кронштейна (фиг. 4);



Фиг. 4. Приварка коробки к кронштейну:
1 — кронштейн; 2 — коробка;
3 — резиновый шнур

б) скобы штампованные (весом 1 кг каждая);
в) стяжной болт длиной 110 мм и диаметром 16 мм.

Между рельсом и изоляторами и между изоляторами и скобами устанавливаются прокладки из мягкого кокемита или резины толщиной 2,5—3 мм, а между изоляторами в их верхней части прокладывается в специальном пазу отрезок круглого резинового шнура диаметром 14—16 мм.

На участках тоннеля с повышенной влажностью воздуха, во избежание замыканий между контактным и ходовым рельсом через межизоляционный шнур и прокладки, допускается изъятие указанного шнура, а также вырезка средней части подизоляционной прокладки.

В пределах станционных платформ и на участках с повышенной влажностью крепёжные узлы контактного рельса должны быть закрыты защитными козырьками съёмного типа.

Стыки контактного рельса подразделяются на нормальные, температурные и изолирующие.

Нормальные стыки осуществляются на накладках и подобны обычным рельсовым стыкам, но торцы рельсов в стыке для увеличения электропроводности должны соприкасаться плотно, без зазоров (фиг. 5). Концы рельсов должны быть оцинкованы на длине 250—300 мм (т. е. на 50—100 мм превышающей длину полунакладки). Накладки, стыковые болты, гайки и пружинные шайбы также должны быть оцинкованы. Стыковые болты устанавливаются гайками к оси пути.

Электрическое сопротивление нормального стыка должно быть не выше сопротивления 1,25 пог. м целого рельса.

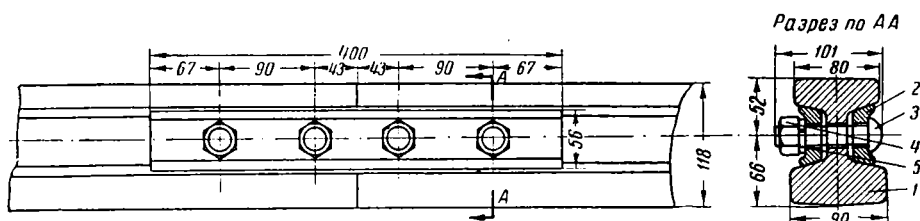
В температурных стыках осуществляются свободные перемещения контактного рельса при изменениях температуры окружающего воздуха.

Температурные стыки в тоннеле выполняются через каждые 100 м, а на поверхностных участках — через каждые два нормальных стыка.

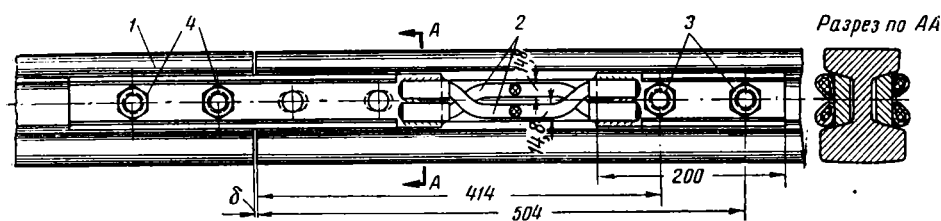
Накладки для температурных стыков применяют того же типа, что и для нормальных стыков. Оцинковка концов рельсов и деталей выполняется так же, как и при нормальных стыках. К концу одного рельсового звена накладка крепится нормально, а к концу другого — с помощью гибких электросоединителей, впаянных в фигурные латунные наконечники или запрессованных в специальные стальные муфты.

Латунные наконечники прикрепляются к накладке и имеют болтовое соединение с рельсом.

Стальные муфты имеют сварное соединение. Каждое электросоединение состоит из медных многожильных гибких проводников. Выполнение температурного стыка показано на фиг. 6. Величины зазоров в стыках даны в табл. 5.



Фиг. 5. Нормальный стык контактного рельса: 1 — контактный рельс; 2 — стыковая накладка; 3 — стыковой болт; 4 — гайка; 5 — пружинная шайба



Фиг. 6. Температурный стык контактного рельса: 1—контактный рельс; 2—электро-соединитель; 3—стыковой болт; 4—гайка

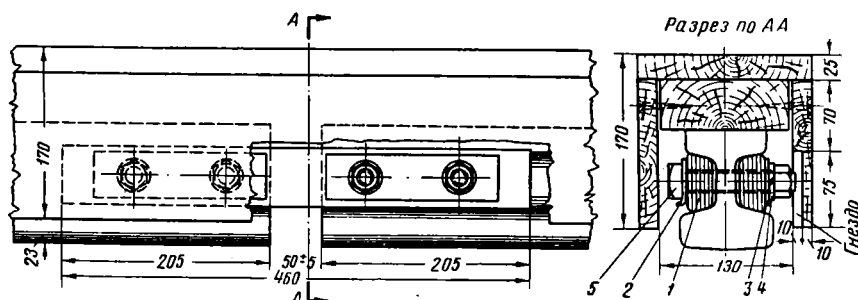
Таблица 5

Величины зазоров в температурных стыках контактного рельса при различных температурах воздуха

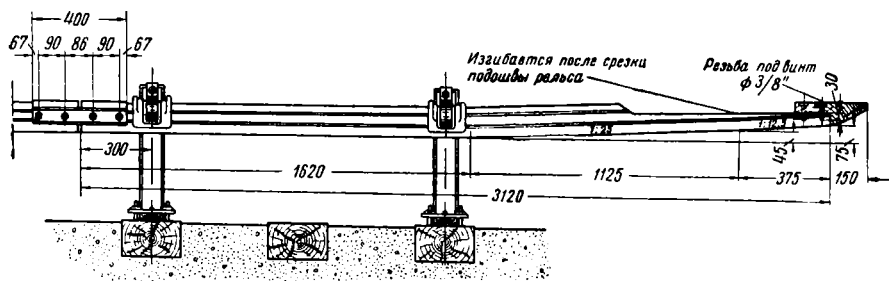
Температура воздуха в °С		Величина зазора в мм		Температура воздуха в °С		Величина зазора в мм	
от	до	для плиты из 8 рельсов (тоннель)	для плиты из 3 рельсов (поверхность)	от	до	для плиты из 8 рельсов (тоннель)	для плиты из 3 рельсов (поверхность)
+40	+30	—	0	—1	—10	35	20
+29	+20	0	5	—11	—20	—	25
+19	+10	12	10	—21	—30	—	30
+9	0	25	15	—31	—40	—	35

Примечание. Отклонения от указанных величин не должны быть более ± 5 мм.

Изолирующий стык собирается на лигнофолевых или деревянных (буковых) накладках (фиг. 7). Зазор между торцами рельсов в изолированном стыке равен 50 мм с допуском ± 5 мм.



Фиг. 7. Изолирующий стык контактного рельса: 1—накладка из лигнофоля; 2—стопорная шайба; 3—плоская шайба; 4—пружинная шайба; 5—болт с квадратной головкой



Фиг. 8. Концевой отвод с уклоном 1/25

Концевые отводы. Плавный сход и набегание башмаков токоприёмников под головку контактного рельса у мест его разрыва достигается при помощи направляющих наконечников, называемых концевыми отводами.

Концевые отводы выполняются с уклоном рабочей поверхности 1/20, 1/25 и 1/30. Типовыми являются концевые отводы с уклоном 1/25, которые могут устанавливаться на принимающем и отдающем концах контактного рельса на главных путях (фиг. 8). Концевые отводы с уклонами 1/30 (принимающий) и 1/20 (отдающий) применяются на ранее введенных в эксплуатацию линиях.

Концевой отвод уклоном 1/25 монтируется на 2 кронштейнах с нормальными крепёжными узлами.

Концевые отводы уклоном 1/25 и 1/20, находящиеся под напряжением, должны быть закрыты защитными коробами. Концевые отводы уклоном 1/30 изолируются от примыкающего контактного рельса.

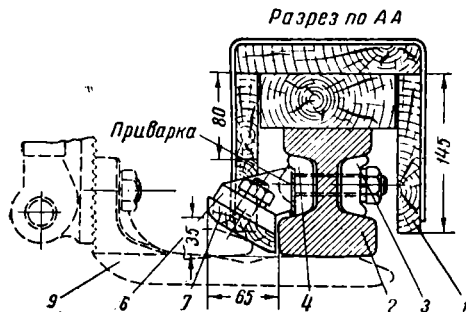
На парковых путях допускаются концевые отводы уклоном 1/20 как на принимаю-

щем, так и на отдающем концах контактного рельса, с установкой на одном кронштейне.

При проверке правильности подвески контактных отводов надлежит замерять расстояния от уровня головок ходовых рельсов до контактной поверхности концевых отводов, которые должны соответствовать величинам, указанным в табл. 6.

Боковые отводы позволяют сохранить непрерывный контактный рельс в местах расположения стрелочных переводов. С помощью бокового отвода токоприёмники вагонов, подходящих к стрелке с отклонённого пути, подводятся под контактный рельс. Боковые отводы могут устанавливаться на стрелочных переводах, расположенных на парковых и служебных путях, где скорость движения поездов не превышает 15 км/час.

Боковой отвод представляет собой плоские стальные планки общей длиной 3,8 м, прикреплённые болтами с потайной головкой к лапкам-держателям; последние привариваются к 5 стыковым накладкам, располагаемым равномерно по длине планки (фиг. 9).



Фиг. 9. Боковой отвод: 1—защитный короб; 2—контактный рельс; 3—внутренняя накладка; 4—наружная накладка; 5 и 6—левый и правый крепёжные уголки; 7 и 8—левая и правая планки отвода; 9—башмак токоприёмника

Отступления от расположения начала и конца бокового отвода в плане не должны превышать ± 100 мм, а на расстоянии наиболее выступающей части отвода до ближайшей рельсовой нити ± 10 мм.

Противоугонные приспособления контактного рельса служат для предотвращения его продольных перемещений. Противоугоны должны располагаться у кронштейна, ближайшего к середине рельсового звена, и устанавливаются по одной паре на каждом пятом рельсе (между температурными стыками) в тоннеле и на каждом третьем рельсе на поверхностных участках.

Противоугон состоит из двух зажимов, надеваемых на подошву рельса, и стяжного винта. Упором для противоугонов служат изоляторы контактного рельса, к которым они должны плотно прилегать с обеих сторон (фиг. 10). Защитным покровом противоугоны в тоннеле не закрываются.

Защитный покров. По условиям безопасности контактный рельс должен быть на всём протяжении закрыт защитным покровом из изолирующего материала. Для этой цели применяют деревянные короба, состоящие из трёх досок, сколачиваемых

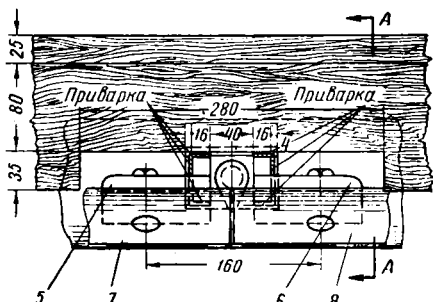
Таблица 6
Расстояние от уровня головок ходовых рельсов до контактной поверхности концевых отводов

Тип концевой отвода	Расстояние от металлического конца отвода до места производства промера в мм	Превышение контактной поверхности отвода над уровнем головок ходовых рельсов в мм
1/20	1 600 600	160 210
1/25	1 500 375	160 205
1/30	2 450 650	160 220

Примечания. 1. Отклонения по высоте допускаются не более ± 6 мм.

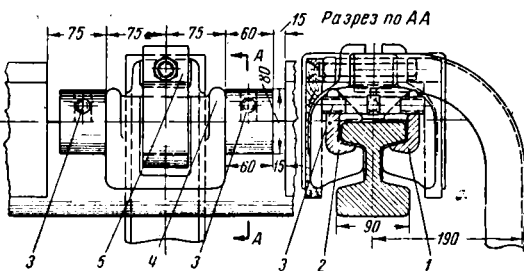
2. Алгебраическая разность отклонений не должна быть более 6 мм.

гвоздями и скрепляемых двумя скобами. Между парой кронштейнов устанавливается два короба длиной 2—2,5 м. Каждый короб



крепится в двух местах и имеет третью опорную точку в середине.

В месте крепления на подошву контактного рельса кладётся буковая доска раз-

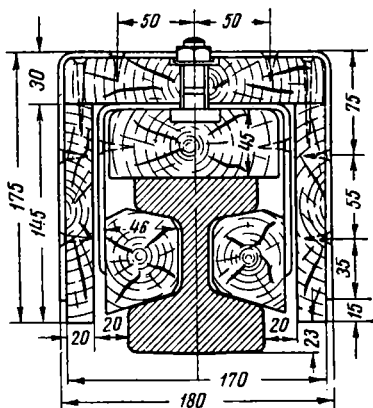


Фиг. 10. Противоугонные приспособления: 1 и 2—правый и левый зажимы; 3—стяжной винт; 4—изолятор; 5—скоба изолятора

мерами $45 \times 100 \times 114$ мм, скрепляемая скобой с буковыми вкладышами. Доска и вкладыши должны быть сделаны из сухого бука и проварены в масле. Выполнение промежуточных и крепёжных точек показано на фиг. 7 и 11.

Короб окрашивается с внутренней стороны огнеупорной, а с наружной — масляной краской. Между концами коробов и изоляторами контактного рельса должен быть зазор величиной 25 мм.

Низ короба должен отстоять от поверхности головки контактного рельса на 23 мм, с допусками +5 и -3 мм.



Фиг. 11. Крепление защитного короба

Внутренняя грань боковой доски должна отстоять от головки рельса не менее чем на 15 мм.

На боковой стенке короба со стороны пути наносятся знаки, обозначающие расположение стыков контактного рельса:

- ▽ — нормальный (глухой) стык;
- △ — температурный стык.

КАБЕЛЬНАЯ СЕТЬ

Для питающей сети 825 в метрополитена применяются одножильные кабели на 3 кв марок СБГ и СБГВ с бумажной изоляцией и марки СРБГ с резиновой изоляцией, допустимые нагрузки для которых приведены в табл. 7.

Таблица 7

Длительно допустимые нагрузки на кабели 3 кв, прокладываемые в туннеле и коллекторах метрополитена

Марка кабеля	Сечение кабеля	Допустимая нагрузка в а при температуре окружающего воздуха в °С					
		15	20	25	30	35	40
СБГ и СБГВ	1×240	645	615	600	545	490	425
	1×400	890	850	830	750	680	590
	1×500	1010	965	945	860	770	670
СРБГ	1×500	900	880	860	780	705	610

Примечание. В таблице указаны допустимые нагрузки при горизонтальном способе прокладки. При вертикальной прокладке допустимые нагрузки снижаются примерно на 10%.

Применение небронированных и покрытых джутом кабелей в туннелях и коллекторах не допускается.

Для отсасывающей сети, а также для между-путных перемычек, соединяющих ходовые

рельсы различных путей, применяются кабели марки СБГВ на 1 кв.

При прокладке кабелей в туннеле должны выполняться следующие основные условия:

1. Расстояние между кабельными кронштейнами не должно превышать 1,0 м на горизонтальных и 0,8 м на вертикальных участках и при прокладке по своду туннеля.

2. При вертикальной прокладке кабелей с пропитанной изоляцией должны предусматриваться стопорные муфты, предотвращающие стекание пропиточного компаунда.

3. Броня кабелей должна быть покрыта двумя слоями лака, предохраняющего от коррозии.

4. На железобетонных участках туннеля, коллекторах, шахтах и прочих железобетонных сооружениях кабельные кронштейны соединяются между собой с помощью привариваемой стальной шины.

5. Во избежание повреждения от вибрации кабели должны присоединяться к контактному рельсу через гибкий компенсатор.

6. В туннеле и коллекторах силовые кабели, как правило, должны прокладываться по одной стороне туннеля, а контрольные кабели и кабели связи — по другой.

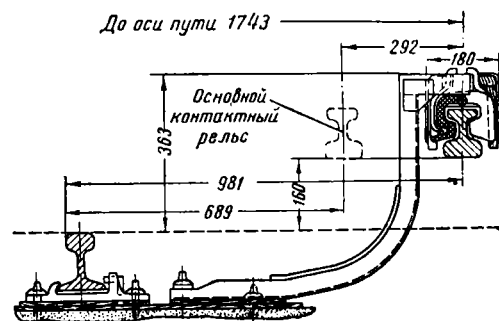
7. В случае совместной прокладки контрольные кабели и силовые напряжения до 400 в включительно должны прокладываться под силовыми кабелями более высокого напряжения.

8. Переход кабелей с одной стены туннеля на другую должен осуществляться только по своду туннеля.

СПОСОБЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОЕДИНЕНИЯ ОТДЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ КОНТАКТНОГО РЕЛЬСА И КОНСТРУКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ УЗЛОВ ПРИСОЕДИНЕНИЯ

Конструкции узлов присоединения. Для соединения контактного рельса с разъединителями постов переключений и распределительных сборок, а также для соединения отдельных участков контактного рельса, разрываемого по тем или другим причинам, применяются отрезки кабелей марок СБГВ и СРБГ.

Более надёжным, чем кабельные перемычки, является соединение разрывов дополнитель-



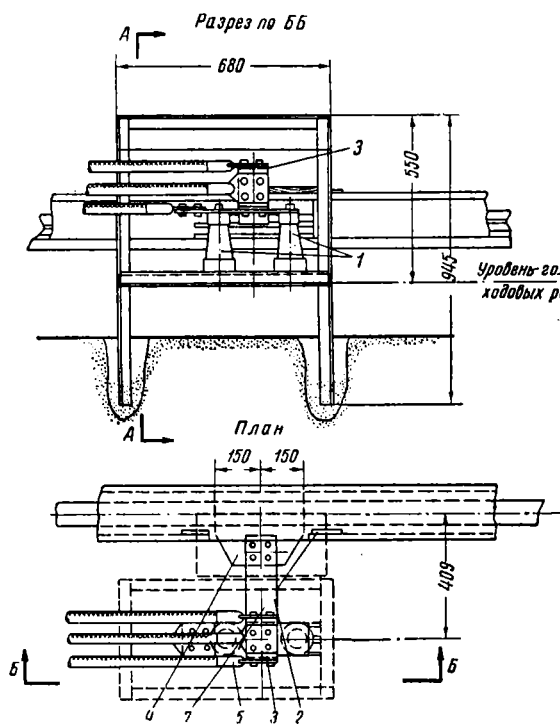
Фиг. 12. Крепление дополнительного контактного рельса

ным контактным рельсом. Поэтому кабельные перемычки применяются в узлах, где установка дополнительного рельса невозмож-

на или затрудняет обслуживание устройств, расположенных в местах разрывов контактного рельса.

Способ крепления и расположение дополнительного контактного рельса приведены на фиг. 12.

Специальные обратные кронштейны позволяют удалить дополнительный контактный рельс на 292 мм от основного. Крепёжный узел и способ подвешивания для дополнительного контактного рельса сохраняются такими же, как и для основного.



Фиг. 13. Компенсаторная сборка: 1 — опорный изолятор; 2 — компенсатор; 3 — медные шины; 4 — стальная пластина; 5 — кабельные наконечники; 6 — доска ограждения компенсатора; 7 — откидные задвижки ограждения

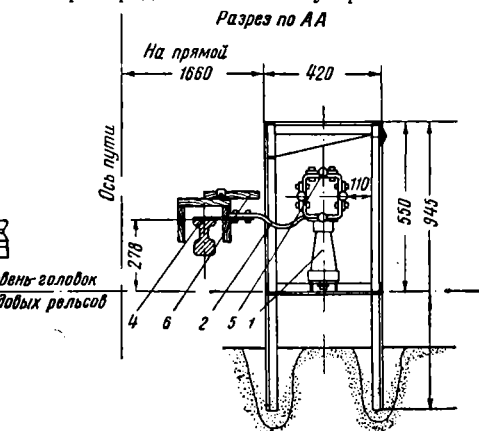
Для увеличения жёсткости кронштейна к полке швеллера приваривается с внутренней стороны усиливающая стальная полоса 120X X 6 мм. Дополнительный контактный рельс используется также в качестве переходного токопровода в местах подсоединения к контактному рельсу питающих фидеров у постов переключения.

Кабели контактной сети подсоединяются к контактному рельсу через компенсаторные сборки. Один из способов выполнения сборки иллюстрируется на фиг. 13 (вариант присоединения четырёх кабелей, подводимых параллельно контактному рельсу). Компенсаторная сборка монтируется на металлическом каркасе. Кабельные наконечники приболчиваются к специальным скобам, укрепленным на опорных изоляторах.

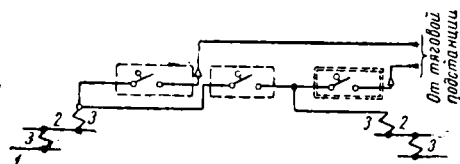
В местах подсоединения к контактному рельсу привариваются стальные пластины (косынки), соединяемые со скобами сборок через компенсаторы, состоящие из набора тонких медных пластин. Компенсатор воспринимает вибрации от контактного рельса, защищая от них кабели. Место подсоединения ограждается откидным деревянным козырьком.

Число медных пластин в компенсаторе подбирается в зависимости от величины расчётного тока.

Посты переключения. Питающие линии при централизованном электропитании контактной сети подводятся от тяговой подстанции к двум постам переключения, расположенным в смежных путевых тоннелях. Схема поста переключений приведена на фиг. 14. Пост переключения представляет собой вынесенное в тоннель небольшое распределительное устройство 825 в,



через которое питающие линии подсоединяются к контактному рельсу. Каждый пост переключения состоит из трёх ячеек, в которых



Фиг. 14. Схема соединения поста переключений с контактным рельсом: 1 — контактный рельс; 2 — дополнительный контактный рельс; 3 — компенсаторы

установлены однополюсные разъединители с электроприводами, имеющими дистанционное управление.

В отдельных отсеках располагаются шины, а в релейном шкафу — аппаратура управления приводами. Ячейки и шинные отсеки размещаются на фундаментах, сооружаемых у одной из стен тоннеля, и выполняются на каркасе из угловой стали, имеющем обшивку из листовой стали.

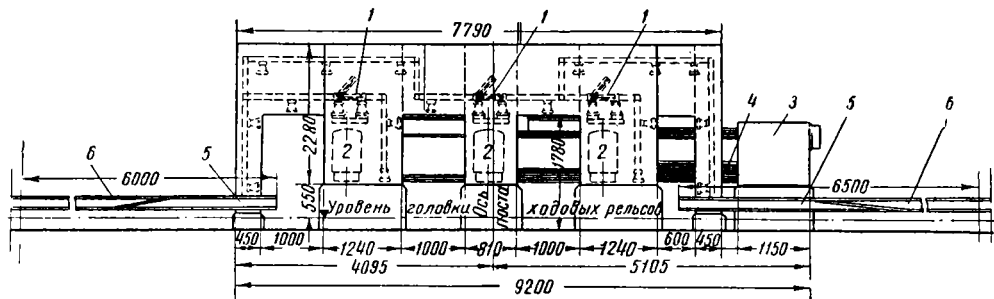
В местах, предназначенных для осмотра оборудования, делаются съёмные стальные дверки, имеющие резиновые уплотнения и запорные устройства.

В одной из боковых стен ячейки вварены трубы диаметром 5—6", через которые заводятся кабели питающих фидеров. Конструкция поста переключений приводится на фиг. 15 и 16.

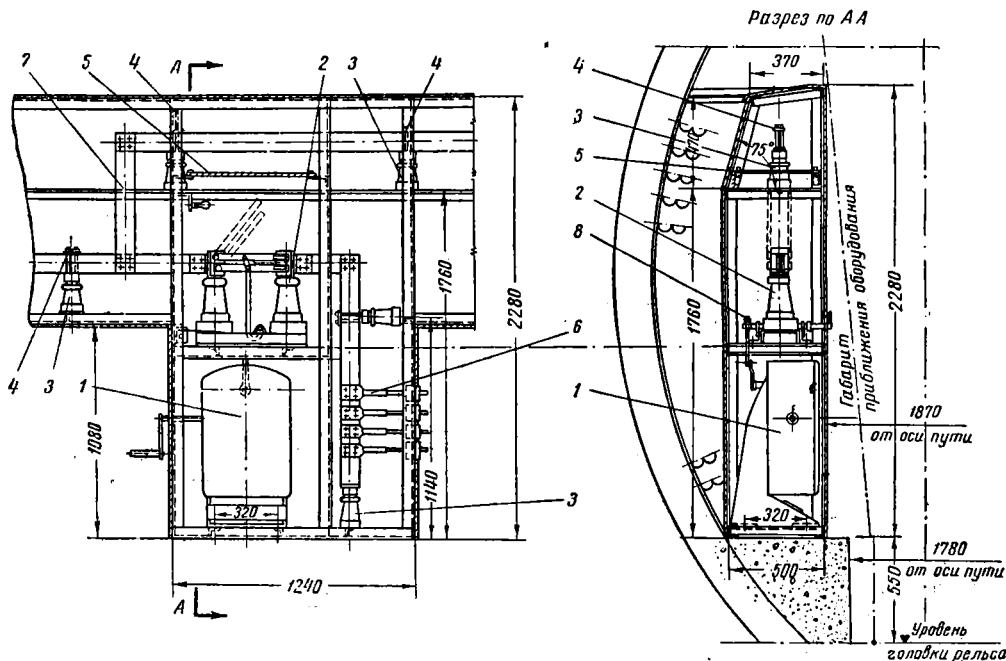
При децентрализованной системе электрообеспечения в связи с близостью подстанции к контактному рельсу надобность в постах переключения отпадает.

На питающих линиях в местах подключения к контактному рельсу устанавливаются одиночные разъединители с электроприводом.

Сборки переключения уста-



Фиг. 15. Расположение оборудования поста переключений: 1—разъединители поста; 2—приводы разъединителей; 3—релейный шкаф; 4—кабели питающих линий; 5—дополнительный контактный рельс; 6—контактный рельс



Фиг. 16. Ячейка поста переключений: 1—электродвигательный привод разъединителя типа МРВ; 2—разъединитель типа РВУ-1; 3—опорные изоляторы типа ОА-10; 4—шинодержатели; 5—асбестоментная плита; 6—кабельные наконечники; 7—медные шины; 8—тяга

Выводы к контактному рельсу обычно выполняются шинами, которые присоединяются через компенсатор к дополнительному контактному рельсу, соединённому также через компенсатор с основным контактным рельсом.

В некоторых случаях, когда места подсоединения удалены от поста переключения, применяются кабельные выводы, подключаемые к контактному рельсу через компенсаторные сборки.

навливаются в местах путевого развития для резервирования секционированных участков контактного рельса и оперативных переключений.

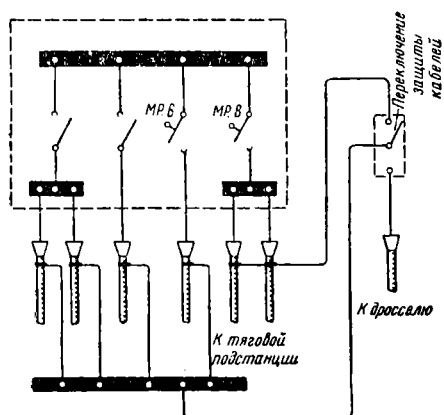
Сборки выполняются в виде небольшого распределительного устройства, расположенного в тоннеле.

Каркас сборки изготавливается из угловой стали с частичной обшивкой из листовой стали. В дверях ячеек имеются створки, обтянутые металлической сеткой.

Разъединители питания и резервирования оборудованы электроприводом с дистанционным управлением.

Прочие распределительные разъединители имеют ручной привод.

На сборке имеется рубильник для переключения защиты кабельных перемычек контактной сети после перевода питания на другую питающую линию при резервировании. Одна из схем сборки переключения приведена на фиг. 17.



Фиг. 17. Схема сборки переключения

Кабели отсасывающих линий подсоединяются к нулевой шине путевых дросселей, связывающих ходовые рельсы на изолированных стыках.

К нулевой шине приболчивается скоба из шинной меди, к которой подключаются кабели отсасывающей линии. Дроссели и подсоединение размещаются у одной из стен тоннеля.

Способ подсоединения кабелей отсасывающей линии приведен на фиг. 18.

Короткозамыкатели. Для создания безопасных условий труда персонала при работах на устройствах контактной сети после снятия напряжения производится глухое электрическое соединение контактного и ходовых рельсов.

Указанное соединение осуществляется так называемым короткозамыкателем, который представляет собой смонтированный на отдельной конструкции разъединитель с ручным приводом, связанный с контактным рельсом и нулевой шиной дросселей. Короткозамыкатель устанавливается вблизи одной из стен тоннеля.

Разъединители контактной сети с электроприводом. Разъединители, оборудованные электроприводом с дистанционным управлением, предназначены для создания схемы резервного питания контактной сети при повреждении питающих линий и при необходимости оперативного изменения её нормальной схемы.

Разъединители с электроприводом устанавливаются на постах переключения, на сборках переключения 825 в, в местах путевого развития и на отдельных конструкциях вблизи контактного рельса. Конструкция одной из

установок с разъединителями, оборудованными электроприводом, приведена на фиг. 19.

Управление указанными разъединителями осуществляется или с центрального электродиспетчерского пункта через устройства телемеханики или оператором с пункта управления.

Используются приводы для питания от сети постоянного или трёхфазного переменного тока (табл. 8).

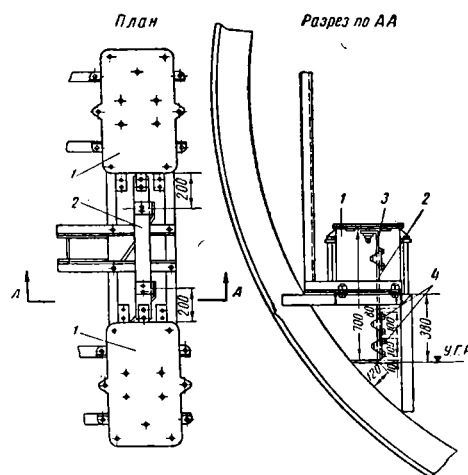
Таблица 8

Основные данные применяемых приводов типа МРВ

Род тока	Напряжение электродвигателя в в	Тип двигателя	Мощность двигателя в квт
Постоянный	110 220	ПН-5 ПН-5	0,52 0,52
Переменный	127/220 220/380	АДО-21/4 АДО-21/4	0,8 0,8

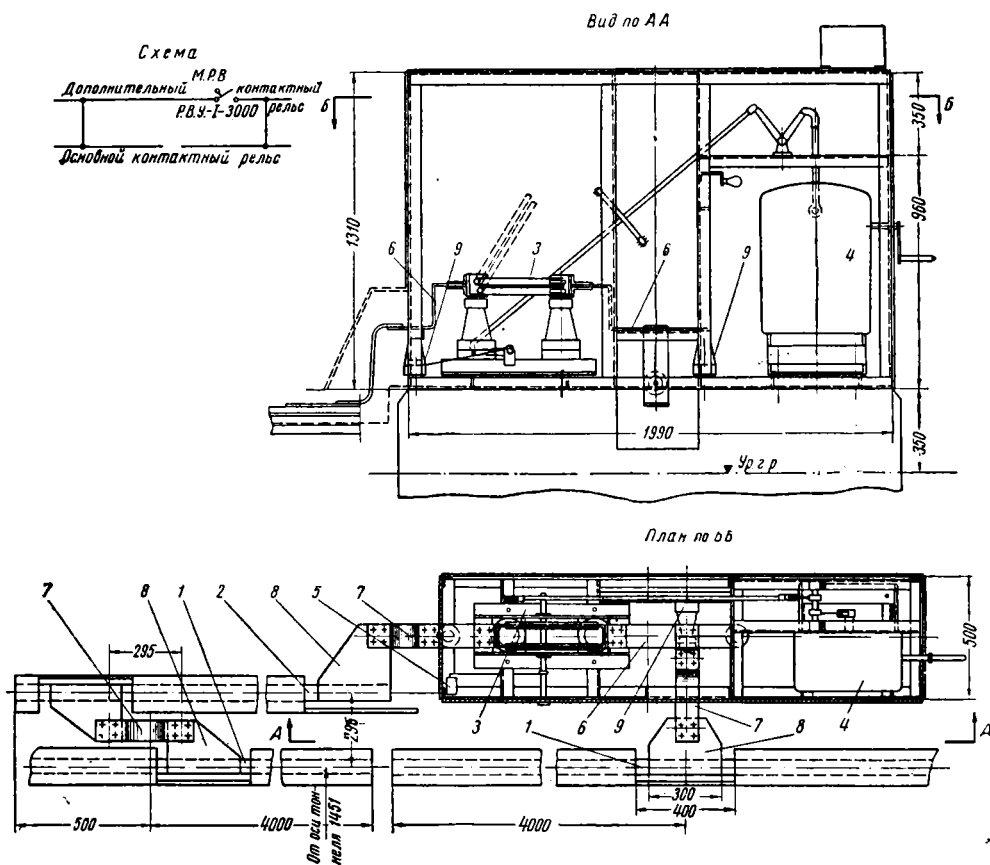
Привод снабжён концевым выключателем, служащим для разрыва цепи питания электродвигателя при конечном положении разъединителя и блок-контактами типа КСА для фиксации положения разъединителя.

Электродвигатель имеет противосрывную изоляцию и обеспечивает надёжную работу привода при напряжении от 80 до 110% номинального значения. Одна из принятых принципиальных схем управления приведена на фиг. 20.

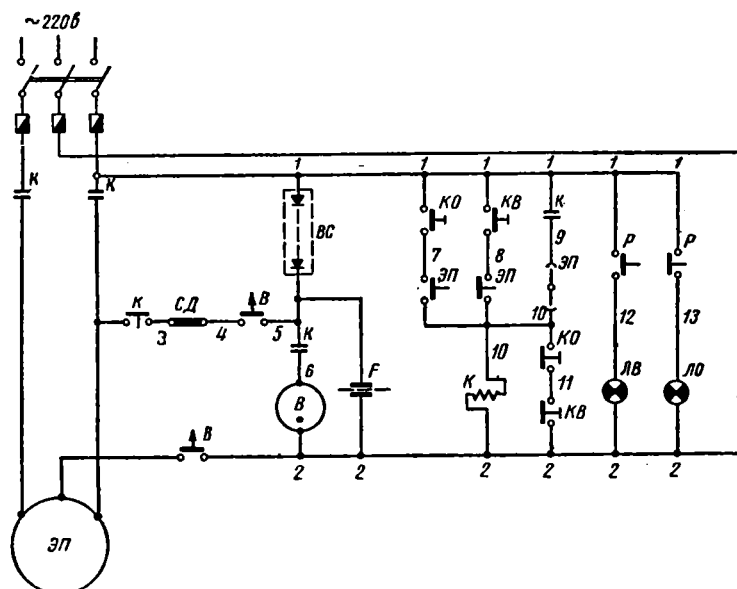


Фиг. 18. Присоединение кабелей отсасывающей линии: 1—дроссели; 2—шина дросселей (медь 100×10); 3—кабельные наконечники; 4—болты

Действие схемы. При воздействии на ключ включения КВ (1—8) через нормально замкнутый контакт ЭП подаётся питание на катушку контактора К, последний срабатывает и включает электродвигатель привода. Средняя фаза подаётся через контакт реле В, которое срабатывает тотчас же после включения контактора. Контакт ЭП (8—10) при этом



Фиг. 19. Установка разъединителя у места разрыва контактного рельса: 1 — основной контактный рельс; 2 — дополнительный рельс; 3 — разъединитель; 4 — электродвигательный привод разъединителя; 5 — сигнальные контакты разъединителя; 6 — медные шины; 7 — компенсаторы; 8 — стальные пластины; 9 — опорные изоляторы



Фиг. 20. Схема управления разъединителями с электродвигательным приводом. Условные обозначения: ЭП — электродвигательный привод, его сигнальные контакты и контакты концевого выключателя привода; Р — сигнальные контакты разъединителя; К — пусковой контактор; В — реле времени; КВ — ключ включения; КО — ключ отключения; ЛВ, ЛО — сигнальные лампы; ВС — слесеный столбик; F — конденсатор; СД — добавочное сопротивление

разрывается, но питание контактора сохраняется через контакт K (1—9) и контакт концевого выключателя ЭП (9—10). При замыкании ключа KB также размыкается участок цепи 10—11—2, служащей для предотвращения самозапуска электродвигателя при ухудшении изоляции на двух фазах сети. При повороте рычага привода на поворот происходит включение разъединителя. По завершении цикла включения контактной выключатель своим контактом ЭП (9—10) разрывает цепь питания катушки контактора.

Строгая фиксация положения ножа разъединителя во включённом и отключённом положениях достигается применением электрического торможения электродвигателя. Для этого после отключения контактора в обмотку статора кратковременно (в течение выдержки времени реле B) подаётся выпрямленный ток через селеновый выпрямитель BC по цепи 1—5—4—3 и контакт B . Величина тока ограничивается добавочным сопротивлением CD . При размыкании контакта реле B цепь выпрямленного тока разрывается. Цикл отключения после воздействия на ключ KO (1—7) происходит аналогично.

В цепях включения и отключения применены перекрывающиеся контакты ЭП (7—10 и 8—10) для сохранения управления приводом при нарушении цепи концевого выключателя.

Сигнализация положения разъединителя осуществляется лампами $ЛВ$ и $ЛО$.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ КАБЕЛЬНОЙ ПИТАЮЩЕЙ И ОТСАСЫВАЮЩЕЙ СЕТИ 825 в

Обслуживание кабельной сети, устройств соединения кабелей с контактным рельсом сборок резервирования и секционирования осуществляется кабельными дистанциями.

Каждая дистанция разбита на участки, персонал которых ведёт повседневное наблюдение за кабельной сетью и её элементами и осуществляет текущее её обслуживание и ревизии. В составе дистанции имеются специализированные ремонтные бригады, ведущие текущий ремонт, и испытательные бригады, проводящие профилактические испытания кабелей и замеры по определению мест повреждений. Эксплуатационное обслуживание постов переключений осуществляется энергоучастками.

Сроки осмотров, проверок и ревизий кабельной сети 825 в и оборудования приведены в табл. 9.

При осмотре проверяется:

- 1) внешнее состояние кабелей и муфт;
- 2) исправность изоляции брони кабелей на участках, где кабели уложены изолированно от кроштейнов;
- 3) исправность маркировки кабелей и муфт;
- 4) состояние восковых сигналов или полос, нанесённых термокраской, и надёжность болтовых соединений кабельных наконечников, шин и гибких компенсаторов;
- 5) исправность замков и наличие пломб на разъединителях; состояние изоляторов разъединителей и компенсаторов;
- 6) исправность отсасывающих линий и зануляющей сети;
- 7) состояние ограждений и правильность расположения съёмных частей как в отношении габаритов приближения оборудования, так и в отношении расстояний до токоведущих частей;
- 8) исправность изоляции между броней и свинцом кабелей, имеющих токовую защиту (изоляционная джутовая или хлорвиниловая подушка должна выступать из-под брони на 15—20 мм);

Таблица 9

Периодичность осмотров, проверок и ревизий кабельной сети 825 в и отсасывающей сети

Наименование работ	Периодичность	Наименование работ	Периодичность
Осмотр и внешняя проверка кабелей и элементов контактной и отсасывающей сети в тоннеле . . .	2 раза в неделю	Ревизия разъединителей короткозамыкателей	1 раз в 6 месяцев
Осмотр и внешняя проверка кабелей, разъединителей и шинных переключателей контактной сети на тракционных путях депо	1 раз в 2 недели	Ревизия компенсаторов, концевых заделок кабелей и клеммных досок сети 825 в	То же
Осмотр и внешняя проверка электроприводов дистанционно управляемых разъединителей	1 раз в неделю	Ревизия фидеров и переключателей сети 825 в, выполненных шиной	»
Осмотр и внешняя проверка пультов управления дистанционно управляемых разъединителей	1 раз в месяц	Ревизия концевых заделок кабелей сети 825 в	»
Контрольный осмотр кабелей и элементов контактной сети	То же	Комплексная ревизия концевых заделок, компенсаторов, клеммных досок и разъединителей кабелей сети 825 в на тракционных путях депо	»
Ревизия разъединителей контактной сети в тоннеле	»	Ревизия кабелей на постах переключения	1 раз в месяц
Ревизия моторных приводов и силовых шкафов дистанционно управляемых разъединителей контактной сети с приводами типа МРВ	1 раз в месяц	Ревизионная проверка прочности крепления кабелей и кроштейнов по своду тоннеля и их состояния	1 раз в год
Ревизия электроприводов стрелочного типа дистанционно управляемых разъединителей контактной сети	То же	Ревизия оборудования сборок тупиковых и депокских фидеров	1 раз в 6 месяцев
		Ревизия пультов управления дистанционно управляемых разъединителей с моторными приводами	То же

9) исправность соединений брони со свинцом на концевых разделах кабелей, не имеющих токовой защиты.

Наружные покровы кабелей в тоннелях, коллекторах, стволах, в наклонных ходах для защиты от коррозии окрашиваются асфальтовым лаком в среднем через 1—2 года.

Распределительные сборки 825 в подвергаются осмотру и ревизии 1 раз в месяц, причём в состав ревизии входят:

- а) проверка состояния кабельных разделок;
- б) проверка состояния ограждений, замков и защитных средств;
- в) проверка состояния разъединителей, чистка, смазка и опробование их приводов;
- г) проверка контактных соединений;
- д) проверка и чистка изоляторов;
- е) осмотр пультов дистанционного управления разъединителей. Опробование электроприводов дистанционно управляемых разъединителей производится ежедневно при ночном перерыве движения поездов персоналом дежурных пунктов (блок-постов, депо и т. д.), откуда они обычно управляются. Сопротивление изоляции цепей управления проверяется 1 раз в 6 месяцев.

Профилактический ремонт электродвигателей приводов разъединителей производится 1 раз в год.

Оборудование постов переключения осматривается и подвергается ревизии 1 раз в месяц. В состав ревизий постов переключений входят:

- а) очистка всего оборудования и аппаратуры от пыли;
- б) проверка всех шинных контактных соединений;
- в) проверка системы заземления;
- г) осмотр и чистка изоляторов;
- д) проверка состояния и действия разъединителей, их электроприводов и всех контрольно-блокировочных устройств;
- е) проверка состояния цепей вторичной коммутации (сопротивление изоляции замеряется 1 раз в 6 месяцев).

Профилактический ремонт двигателей электропривода с полной разборкой, пропиткой обмоток (работающих в условиях повышенной влажности), проверкой всех деталей и кинематической схемы производится 1 раз в год.

Капитальный ремонт кабельной сети и её элементов выполняется кабельным цехом дистанции ремонта. Необходимость капитального ремонта и его объём определяются составляемыми для этой цели дефектными актами.

При капитальном ремонте производится замена участков кабелей, имеющих чрезмерный износ или не поддающееся исправлению, ухудшение изоляции, и замена требующих восстановления бронепокровов.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ КОНТАКТНОГО РЕЛЬСА

Обслуживание контактного рельса осуществляется дистанциями пути, которые подразделяются на околотки.

Ежедневный осмотр контактного рельса выполняется обходчиком во время ночного перерыва в движении поездов. Протяжённость участка, закреплённого за обходчиком, составляет примерно 2,5 км.

Краткое содержание и сроки осмотров, проверок и ревизий контактного рельса приведены в табл. 10.

Планово-предупредительный ремонт производится по графику ремонтной бригадой контактного рельса. В состав планово-предупредительного ремонта входят:

- 1) очистка крепёжных узлов с переборкой их и заменой неполноценных деталей;
- 2) очистка стыков контактного рельса с переборкой, регулирование зазоров в температурных стыках и устранение угона;
- 3) очистка контактного рельса со снятием и последующим закреплением защитного короба;
- 4) перешивка контактного рельса по шаблону.

Т а б л и ц а 10

Содержание и сроки технических осмотров и проверок состояния контактного рельса

Исполнитель	Содержание работы	Периодичность
Обходчик контактного рельса	Осмотр рельса, крепёжных узлов, концевых отводов и защитного короба. Чистка изоляторов	Ежедневно
Бригадир контактного рельса	Осмотр и проверка шаблоном правильности подвески контактного рельса	Один раз в декаду
Дорожный мастер совместно с бригадирами контактного рельса	Сплошной осмотр контактного рельса с проверкой по шаблону и уровню	То же
Старший дорожный мастер	Сплошной осмотр контактного рельса с проверкой на выдержку по шаблону и уровню	Один раз в месяц
Начальник дистанции пути	Сплошной осмотр контактного рельса с проверкой на выдержку по шаблону и уровню	То же
Заместитель начальника дистанции пути	То же	»
Начальник службы пути	Осмотр контактного рельса с проверкой на выдержку по шаблону и уровню	Один раз в квартал
Заместитель начальника службы пути	То же	То же
Путеизмерительная станция	Проверка контактного рельса катушим шаблоном	Один раз в месяц

Один раз в 3 месяца производится геодезическая проверка, включающая в себя точное определение габарита контактного рельса, проверку угонов и уточнение пикетажа основных элементов контактного рельса.

Износ контактного рельса проверяется один раз в год специальным штангенциркулем, причём производятся два замера на пикет.

Общий контроль за правильностью и своевременностью работ, выполняемых на контактном рельсе, осуществляет дорожный мастер.

Капитальный ремонт контактного рельса и устройств его подвески производит путевая ремонтная колонна.

В состав капитального ремонта входят: замена изношенных контактных рельсов, переборка и замена крепёжных узлов, перешивка и замена устройств подвешивания, переборка стыков, замена неполноценных элементов и сплошная покраска коробов контактного рельса. Необходимость производства капитального ремонта устанавливается в результате комиссионной проверки состояния контактного рельса.

Технический учёт и документация

На все устройства контактной сети ведутся технические паспорта. В паспорта, помимо технических данных, заносятся сведения о ремонтах и об обнаруженных недостатках. Ведутся книги организации и учёта осмотров и работ, а также журналы и протоколы испытания кабелей и распределительных сборок 825 в.

На все устройства контактной сети должны иметься чертежи и схемы, отражающие их фактическое состояние.

Во время текущего и капитального ремонта составляются акты состояния соответствующих устройств с предложениями об улучшениях эксплуатации и конструктивных схемных решений.

Отдельная документация ведётся по изучению опыта эксплуатации новых видов оборудования и устройств.

Все виды работ обуславливаются технологическими процессами. В технологических процессах указываются сроки осмотров и работ, состав исполнителей, нормы времени, необходимые инструмент и материал, подробное содержание каждой работы и порядок выполнения, нормы и допуски. Технологические процессы систематически пере-

сматриваются с учётом эксплуатационного опыта и по мере освоения новых видов оборудования, схем и приёмов труда.

Технологические процессы и акты комиссионной проверки элементов контактной сети, для которых не устанавливается периодичность работ, являются основой производственно-технического планирования ревизионно-ремонтных работ.

Порядок действий обслуживающего персонала в нормальном режиме работы устройств и при его нарушении определяется техническими и оперативными инструкциями.

По всем вопросам режима работы контактной сети, результатам проведения работ, случаям нарушения нормального режима ведётся постоянный технический анализ.

ИСПЫТАНИЕ КАБЕЛЕЙ ПОСТОЯННОГО ТОКА ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Испытания кабелей сети 825 в производятся мегомметром и кенотронным аппаратом.

При испытаниях определяются величины сопротивления изоляции кабеля до и после кенотронирования, замеряется ток утечки и снимаются ампер-секундные характеристики. Во время испытания кабелей кенотронным аппаратом ведётся наблюдение за характером изменения показаний приборов при повышении испытательного напряжения и за наличием или отсутствием световых и звуковых эффектов в процессе испытания.

Отнесение кабелей к разряду выдержавших испытание, неполноценных или не выдержавших испытание производится по совокупности показателей, полученных во время испытания. Не выдержавшие испытания кабели выводятся из работы впредь до устранения неисправности, после чего вновь подвергаются испытаниям в полном объёме. Неполноценные кабели могут быть оставлены в работе, однако, на срок не более 3 месяцев, после чего вновь подвергаются испытаниям в полном объёме.

Выдержавшие испытание кабели в последующем испытываются раз в 6 месяцев.

В табл. 11 и 12 приведены данные, определяющие состояние кабелей марок СРГ, СРБГ и СБГ в результате испытаний.


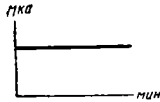
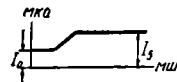
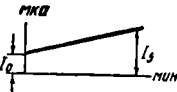
Кабели отсасывающих линий испытываются мегомметром, оценка состояния их изоляции производится в соответствии с табл. 13.

Таблица 11

Оценка состояния изоляции кабелей питающей сети 825 в марок СРГ и СРБГ

Наименование показателей состояния изоляции кабелей	Оценка результатов испытания	Испытательное напряжение 6 кв			
		Линии и перемычки		Анодные, катодные и прочие внутриподстанционные кабели	
		вновь проложенные	в эксплуатации	вновь проложенные	в эксплуатации
Величина отношения $\frac{R_2}{R_1}$, где R_1 — сопротивление изоляции кабеля, измеренное до испытания кенотроном; R_2 — то же после испытания	Выдержал	> 0,5		> 0,5	
	Не выдержал	< 0,5		< 0,5	

Продолжение табл. 11

Наименование показателей состояния изоляции кабелей	Оценка результатов испытания	Испытательное напряжение 6 кВ			
		Линии и перемычки		Анодные, катодные и прочие внутриподстанционные кабели	
		вновь проложенные	в эксплуатации	вновь проложенные	в эксплуатации
Ток утечки при максимальном испытательном напряжении в мкА	Выдержал	< 50	< 100	< 30	< 50
	Неполноценный	≤ 100	≤ 200	< 60	< 100
	Не выдержал	> 100	> 200	> 60	> 100
Ампер-секундная характеристика	Выдержал	 При 5-минутной выдержке роста тока не происходит $I_0 > I_5$			
	Неполноценный	 При 5-минутной выдержке ток утечки повышается, но устанавливается за время выдержки, причём $I_5 < 2 I_0$			
	Не выдержал	 Ток утечки растёт во время 5-минутной выдержки, причём $I_5 > 2 I_0$			
	Наличие световых и звуковых эффектов	Выдержал	Световые и звуковые эффекты отсутствуют		
	Неполноценный	То же			
	Не выдержал	Имеются световые и звуковые эффекты			
Изменение показаний приборов при повышении напряжения	Выдержал	Показания приборов при повышении напряжения изменяются плавно			
	Не выдержал	При повышении напряжения изменение показаний приборов происходит толчками			

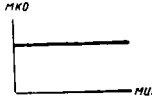
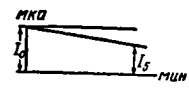
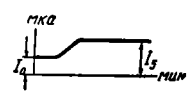
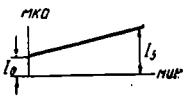
Примечания. 1. Вольт-амперные характеристики снимаются по следующим точкам: 1, 2, 3, 4, 5 и 6 кВ. 2. Ампер-секундные характеристики снимаются по точкам: 1, 2, 3, 4, 5 мин.

Таблица 12

Оценка состояния изоляции кабелей питающей сети 825 в марки СБГ

Наименование показателей состояния изоляции кабелей	Напряжение кабелей	Оценка результатов испытания	Номинальное 3 кВ	
			Испытательное 12 кВ	
			Вновь проложенные	В эксплуатации
Величина отношения $\frac{R_2}{R_1}$, где R_1 — сопротивление кабеля, измеренное до испытания кенотроном; R_2 — то же после испытания		Выдержал	> 0,5	
		Не выдержал	< 0,5	
Ток утечки при максимальном испытательном напряжении в мкА		Выдержал	< 50	< 80
		Неполноценный	≤ 100	< 160
		Не выдержал	> 100	> 160

Продолжение табл. 12

Наименование показателей состояния изоляции кабелей	Напряжение кабелей	Оценка результатов испытания	Номинальное 3 кВ	
			Испытательное 12 кВ	
			Вновь проложенные	В эксплуатации
Ампер-секундная характеристика 		Выдержал		При 5-минутной выдержке рост тока не происходит
		Неполноценный		При 5-минутной выдержке ток утечки повышается, но устанавливается за время выдержки, причём $I_5 < 2 I_0$
		Не выдержал		Ток утечки растёт во время 5-минутной выдержки, причём $I_5 > 2 I_0$
Наличие световых и звуковых эффектов при испытании		Выдержал	Световые и звуковые эффекты отсутствуют	
		Неполноценный	То же	
		Не выдержал	Имеются световые и звуковые эффекты	
Изменение показаний приборов при повышении напряжения		Выдержал	Показания приборов при повышении напряжения изменяются плавно	
		Неполноценный	То же	
		Не выдержал	При повышении напряжения изменение показаний приборов происходит толчками	

Примечания. 1. Вольт-амперные характеристики снимаются по точкам: 2, 4, 6, 8, 10 и 12 кВ. 2. Ампер-секундные характеристики снимаются по точкам: 1, 2, 3, 4 и 5 мин.

Таблица 13

Оценка состояния изоляции кабелей отсасывающих линий, испытываемых мегомметром на 1 кВ

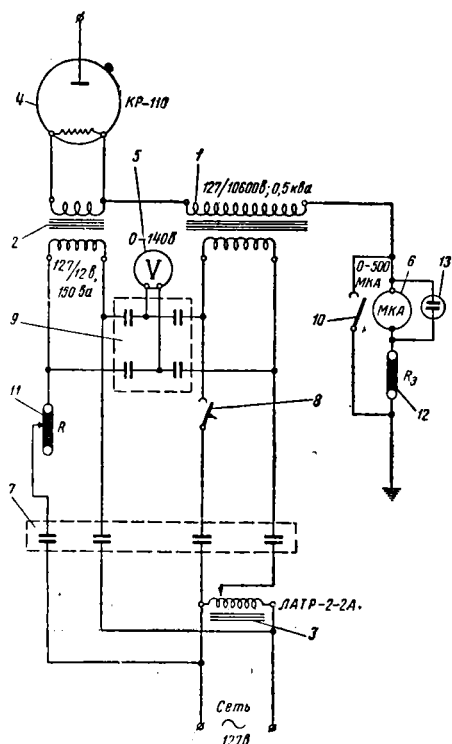
Наименование показателей состояния изоляции кабелей	Оценка результатов испытания	Кабели с бумажной изоляцией		Кабели с резиновой изоляцией	
		Вновь проложенные	В эксплуатации	Вновь проложенные	В эксплуатации
Сопротивление изоляции в мгом	Выдержал Неполноценный Не выдержал	30 15 15	15 8 8	20 10 10	10 5 5
Наличие световых и звуковых эффектов на кабеле	Выдержал Неполноценный Не выдержал	Световые и звуковые эффекты отсутствуют То же Имеются световые и звуковые эффекты			
Изменение показаний прибора во время испытаний	Выдержал Неполноценный Не выдержал	Стрелка мегомметра без толчков и резких колебаний приближается к установившемуся значению То же Стрелка мегомметра приближается к установившемуся значению с толчками и колебаниями			

Примечания. 1. Запись показания мегомметра производят после того, как стрелка прибора займёт устойчивое положение при вращении ручки со скоростью 1 — 2 оборота в сек.
2. Допускается включение на срок до 10 дней находящихся в эксплуатации кабелей отсасывающих линий на 1 кВ, имеющих сопротивление изоляции не ниже 0,5 мгом. В течение указанного срока сопротивление изоляции кабелей должно быть повышено до величины не ниже приведённой в таблице для категории неполноценных кабелей.

ПЕРЕНОСНЫЙ ВЫПРЯМИТЕЛЬ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Для испытаний кабелей постоянного тока, расположенных в тоннеле, применение обычных кенотронных аппаратов заводского изготовления представляет большие трудности. Поэтому на метрополитене изготовлены специальные переносные кенотроны облегченного типа.

Принципиальная схема переносного кенотронного аппарата, работающего по принципу однополупериодного выпрямления напряжения, приведена на фиг. 21.



Фиг. 21. Принципиальная схема переносного кенотронного аппарата на 15 кВ: 1 — повысительный трансформатор; 2 — трансформатор накала; 3 — автотрансформатор; 4 — кенотрон; 5 — вольтметр; 6 — микроамперметр; 7 — главный переключатель; 8 — автоматический выключатель максимального тока; 9 — переключатель вольтметра; 10 — выключатель микроамперметра; 11 — реостат накала; 12 — защитное сопротивление; 13 — неоновая лампа

Напряжение, подводимое к первичной обмотке повысительного трансформатора 1, может плавно регулироваться от 0 до 250 В с помощью регулировочного автотрансформатора 3, что в свою очередь обеспечивает плавную регулировку повышенного и выпрямленного напряжения.

Величины испытательного напряжения и тока утечки измеряются вольтметром 5 и микроамперметром 6.

Для накала катода кенотрона 4 служит трансформатор накала 2. Напряжение накала регулируется реостатом 11 и измеряется вольтметром 5 с двойной шкалой и переключателем 9.

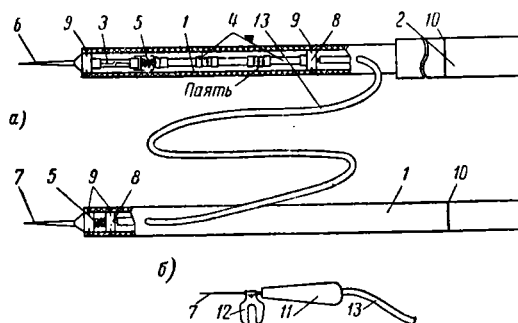
Для защиты установки от тока короткого замыкания, возникающего в случае пробоя изоляции кабеля, служит автоматический выключатель 8. Микроамперметр защищается сопротивлением 12 и неоновой лампой 13, шунтирующей прибор при возникновении перенапряжений. В случае необходимости производить прожог кабеля микроамперметр и защитное сопротивление шунтируются выключателем 10.

Включение и отключение аппарата осуществляются переключателем 9 со съёмной рукояткой. Рукоятка может быть установлена или вынута из гнезда переключателя только при обесточенном положении кенотронного аппарата.

ИНДИКАТОР НАПРЯЖЕНИЯ ДО 1000 В

Для проверки отсутствия напряжения на контактном рельсе метрополитена, а также на оборудовании распределительных устройств и сборок 825 В применяется специальный индикатор, общий вид которого дан на фиг. 22, а.

Индикатор состоит из собственно указателя, держателя (съёмная бакелитовая трубка) и заземлителя, которые соединены меж-



Фиг. 22. Индикатор напряжения до 1000 В: а — общий вид индикатора напряжения для контактного рельса; б — заземлитель индикатора для распределительных устройств; 1 — бакелитовая трубка индикатора; 2 — бакелитовая трубчатая рукоятка; 3 — неоновая лампа; 4 — сопротивления; 5 — пружины; 6 — наконечник указателя; 7 — наконечник заземлителя; 8 — обойма; 9 — крепления обойм и оснований наконечников (пломбируемые); 10 — граница захвата; 11 — деревянная ручка; 12 — наконечник для соединения с заземляющей сетью; 13 — провод

ду собой проводником с высокой изоляцией. Собственно указатель состоит из поллой бакелитовой трубки, внутри которой смонтированы неоновая лампочка и три сопротивления. Надёжность контактов обеспечивается пружинами.

На фиг. 22, б показана деталь индикатора другого вида, отличающегося от первого только устройством держателя (заземлителя).

Первый тип индикатора применяется для проверки отсутствия напряжения на контактном рельсе, а второй — для распределительных устройств, где имеются барашки заземления.

Благодаря низкому напряжению зажигания лампочки индикатора имеется возможность проверять его исправность подключением к штепсельной розетке осветительной сети.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ



ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ВЫБОР АППАРАТОВ

РАСЧЁТЫ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Общие указания

Вычисление токов короткого замыкания (к. з.) производится на основании расчётной схемы, в которую вводятся все источники питания, участвующие в создании тока к. з. в месте предполагаемого повреждения и все элементы системы энергоснабжения (трансформаторы, реакторы, линии), через которые расчётная точка связана с источниками питания.

Расчётная схема выполняется в виде эквивалентной схемы замещения, в которой все элементы связываются между собой электрически. Сопротивления всех элементов выражаются в относительных единицах при выбранных базисных условиях.

Результатирующее сопротивление относительно рассматриваемой точки к. з. находится путём постепенного преобразования и упрощения эквивалентной схемы. Основные формулы преобразования приводятся ниже в табл. 5.

Начала ветвей источников питания в схеме замещения рассматриваются, как эквипотенциальные точки.

Источниками питания места к. з. являются:

- 1) генераторы;
- 2) синхронные двигатели и компенсаторы;
- 3) асинхронные двигатели.

Влияние асинхронных двигателей учитывается только в начальный момент процесса к. з. и во внимание принимаются только крупные машины, подключённые непосредственно к расчётной точке.

Искомые величинами при расчётах токов к. з. являются:

- I'' — начальное значение периодической составляющей полного тока к. з.;
 i_y — ударный ток к. з. (наибольшее значение амплитуды полного тока);
 I_y — наибольшее действующее (эффективное) значение полного тока к. з.;
 I_∞ — действующее значение установившегося тока к. з.;
 $I_{0,2}$ — значение тока к. з. для момента времени спустя 0,2 сек. после начала процесса к. з.;

$S_{0,2}$ — мощность к. з. для момента времени спустя 0,2 сек. после начала процесса к. з.

Базисные величины выбираются исходя из соображений наибольшего упрощения вычислительной работы.

Для базисной мощности $S_б$ целесообразно принимать значения 1000, 100 и т. д. тыс. *квa*. Базисное напряжение $U_б$ для всех элементов схемы (кроме реакторов) рекомендуется принимать равным среднему номинальному напряжению U_n рассматриваемой ступени в соответствии со шкалой: 0,23; 0,4; 0,525; 3,15; 6,3; 10,5; 15,75; 37; 115; 162 и 230 *кв*.

Базисный ток $I_б$ при номинальном напряжении определяется по формуле

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} U_б}.$$

Исходные данные. Для элементов расчётной схемы должны быть известны:

- а) для генераторов, синхронных компенсаторов и двигателей:
номинальная мощность (кажущаяся) S_n в тыс. *квa*;
сверхпереходное реактивное сопротивление x_d' (в дальнейшем обозначаемое x_n') в относительных единицах при номинальных данных машины;
- б) для трансформаторов:
номинальная мощность S_n в тыс. *квa*;
напряжение короткого замыкания u_k в %;
- в) для реакторов:
номинальное напряжение U_n в *кв*;
номинальный ток I_n в *a*;
относительное реактивное сопротивление x_n в %;
- г) для линий:
тип линии (воздушная, кабельная);
напряжение линии U в *кв*;
длина линии l в *км*.

При отсутствии точных сведений средние значения основных расчётных величин следует принимать по данным табл. 1, 2, 3 и 4.

Таблица 1

Сверхпереходные реактивные сопротивления вращающихся машин (в относительных единицах)

Тип машины	$x_{*н}$
Гурбогенераторы	0,125
Тидрогенераторы с успокоительными обмотками	0,20
Гидрогенераторы без успокоительных обмоток	0,27
Синхронные компенсаторы	0,16
Синхронные и асинхронные двигатели	0,20

Таблица 2

Напряжения короткого замыкания трёхфазных двухобмоточных трансформаторов в %

Пределы мощности в кВа	Нормальные силовые трансформаторы при высшем напряжении обмоток в кв			
	10	35	38,5	121
	u_K в %			
180—2 400	5,5	6,5	—	—
3 200—4 200	5,5	—	7,0	10,5
5 600	5,5	—	7,5	10,5
7 500—10 000	—	—	7,5	10,5
15 000—31 500	—	—	—	10,5
Трансформаторы для собственных нужд станций и подстанций				
560—5 600	8			
7 500—10 000	10			

Таблица 3

Напряжения короткого замыкания трёхобмоточных силовых трансформаторов (трёхфазных и однофазных всех мощностей)

Вариант исполнения трансформатора	u_K в %					
	Между обмотками *			Для отдельных обмоток		
	I—II	I—III	II—III	I	II	III
1	17,0	10,5	6,0	10,75	6,25	—0,25
2	10,5	17,0	6,0	10,75	—0,25	6,25

Примечания. 1. Значения u_K даны в % при номинальной нагрузке наиболее мощной обмотки трансформатора.
2. Принятым обозначениям соответствуют:
I — обмотка высшего напряжения;
II — обмотка среднего напряжения;
III — обмотка низшего напряжения.

Таблица 4

Средние значения реактивного сопротивления для одноцепных линий в Ом/км

Тип линии	x_0
Воздушная линия 6—220 кв	0,4
Воздушная линия до 1 кв	0,3
Трёхфазный кабель 35 кв	0,12
» » 6—10 кв	0,08
» » до 1 кв	0,07

Вычисление сопротивлений расчётных схем

Приведение сопротивлений к базисным условиям производится по следующим формулам.

1. Сопротивление генераторов:

$$x_{*б} = x_{*н}'' \frac{S_б}{S_н}$$

где $x_{*б}$ — реактивное сопротивление генератора в относительных единицах, приведённое к базисной мощности;

$x_{*н}''$ — сверхпереходное реактивное сопротивление генератора в относительных единицах при номинальных условиях (см. табл. 1);

$S_б$ — базисная мощность в тыс. кВа;

$S_н$ — номинальная кажущаяся мощность генератора в тыс. кВа.

Активным сопротивлением обмоток генератора пренебрегают.

2. Сопротивление трансформаторов:

а) при номинальной мощности $S_н \geq 750$ кВа

$$x_{*б} = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{S_б}{S_н}$$

где $x_{*б}$ — реактивное сопротивление трансформатора в относительных единицах, приведённое к базисной мощности;

u_K — напряжение короткого замыкания в % (см. табл. 2 и 3);

$S_н$ — номинальная мощность в тыс. кВа.

Для трёхобмоточных трансформаторов за $S_н$ следует принимать наибольшую номинальную мощность обмотки независимо от соотношения между номинальными мощностями его отдельных обмоток;

б) при номинальной мощности $S_н < 560$ кВа

$$x_{*б} = \sqrt{\left(\frac{u_K}{100}\right)^2 + r_{*н}^2} \cdot \frac{S_б}{S_н}$$

где $r_{*н}$ — активное сопротивление обмотки трансформатора в относительных единицах при номинальных условиях, определяемое по формуле

$$r_{*н} = \frac{\Delta P_M}{S_н}$$

где ΔP_M — потери в меди трансформатора в кВт;

$S_н$ — номинальная мощность трансформатора в кВа.

Активное сопротивление трансформатора, отнесённое к базисной мощности:

$$r_{*б} = r_{*н} \frac{S_б}{S_н}$$

3. Сопротивление реакторов:

$$x_{*б} = x_{*н} \frac{I_б}{I_н} \cdot \frac{U_н}{U_б} = x_{*н} \frac{S_б U_н}{\sqrt{3} I_{*н} U_б^2}$$

где x_{*H} — реактивное сопротивление реактора в относительных единицах

$$\left(x_{*H} = \frac{x_H \%}{100} \right);$$

I_H — номинальный ток реактора в ка;
 U_H — номинальное напряжение реактора в кВ;

I_6 — базисный ток в ка;

U_6 — базисное напряжение в кВ;

S_6 — базисная мощность в тыс. кВа.

Активным сопротивлением реакторов пренебрегают.

Учёт действительных номинальных напряжений только для реакторов обусловлен тем, что они могут быть использованы в установках более низких напряжений (например реакторы 10 кВ в установках 6 кВ и др.). Кроме того, сопротивление реактора, особенно линейного, обычно велико по сравнению с сопротивлениями других элементов расчётной схемы. Поэтому целесообразно внести уточнение в расчёт.

4. Сопротивление линий:

а) реактивное

$$x_{*6} = x_0 l \frac{S_6}{U_6^2},$$

где x_0 — реактивное сопротивление на один километр длины линии в ом/км (см. табл. 4);

l — длина линии в км;

S_6 — базисная мощность в тыс. кВа;

U_6 — базисное напряжение в кВ;

б) активное

$$r_{*6} = r_0 l \frac{S_6}{U_6^2},$$

где r_0 — активное сопротивление в ом/км, определяемое по справочным таблицам или по формуле

$$r_0 = \frac{1000}{\gamma s},$$

где s — сечение провода одной фазы в мм²;
 γ — удельная проводимость проводов в м/ом·мм². Значения γ принимаются: для меди — 53, для алюминия — 32 и для стали (в среднем) — 10.

5. Сопротивление системы (при заданной величине мощности к. з. на шинах питающего пункта)

$$x_{*6} = \frac{S_6}{S_K},$$

где S_K — заданная величина мощности к. з. в тыс. кВа.

Преобразование расчётных схем производится по формулам, приведённым в табл. 5. Вычисления ведутся в относительных единицах после приведения всех сопротивлений к базисным условиям.

Относительные сопротивления в долях единицы x_* и в процентах $x\%$ связаны соотношением

$$x\% = 100 x_*.$$

Таблица 5

Основные формулы преобразования расчётных схем

Исходная схема	Упрощённая или преобразованная схема	Формулы перехода
		$x = \sum_{k=1}^n x_k$
		В общем случае $\frac{1}{x} = \sum_{k=1}^n \frac{1}{x_k}$; при двух ветвях $x = \frac{x_1 x_2}{x_1 + x_2}$
		$x_1 = \frac{x_{12} x_{13}}{x_{12} + x_{13} + x_{23}}; x_2 = \frac{x_{12} x_{23}}{x_{12} + x_{13} + x_{23}};$ $x_3 = \frac{x_{13} x_{23}}{x_{12} + x_{13} + x_{23}}$
		$x_{12} = x_1 + x_2 + \frac{x_1 x_2}{x_3}; x_{13} = x_1 + x_3 + \frac{x_1 x_3}{x_2};$ $x_{23} = x_2 + x_3 + \frac{x_2 x_3}{x_1}$

Примечания. 1. В случае учёта активных сопротивлений, наряду с реактивными, в формулы вместо x подставляются величины $z = r + jx$.
 2. Индексы, указывающие на то, что сопротивления выражены в относительных единицах при базисной мощности, условно опущены.

Активное сопротивление цепи к. з. учитывается только при соотношении $r_{\Sigma} \geq 0,3 x_{\Sigma}$, где r_{Σ} и x_{Σ} — эквивалентные активные и реактивные сопротивления цепи до места к. з.

Вычисление периодической составляющей тока при трёхфазном коротком замыкании

При к. з. в точках, имеющих значительную электрическую удалённость от генерирующих источников, т. е. при преобладающем значении реактивности линий, реакторов и трансформаторов можно считать, что ветвь, где рассматривается к. з., питается от источника бесконечно большой мощности. В соответствии с этим сопротивление схемы до точки присоединения данной ветви принимается равным нулю, а величина периодической составляющей тока к. з. принимается неизменной в течение всего процесса к. з. и определяется по формуле

$$I_n^{(3)} = \frac{I_6}{\sqrt{r_{\Sigma}^2(\delta) + x_{\Sigma}^2(\delta)}},$$

где $r_{\Sigma}(\delta)$ и $x_{\Sigma}(\delta)$ — результирующие базисные активное и реактивное сопротивления до точки к. з.;

I_6 — базисный ток при напряжении, соответствующем номинальному для рассматриваемой точки.

При $r_{\Sigma} < \frac{1}{3} x_{\Sigma}$ расчётная формула для I_n принимает упрощённый вид:

$$I_n^{(3)} = \frac{I_6}{x_{\Sigma}(\delta)}.$$

Таким же образом находится величина мощности к. з.

$$S_{\kappa}^{(3)} = \frac{S_6}{\sqrt{r_{\Sigma}^2(\delta) + x_{\Sigma}^2(\delta)}}$$

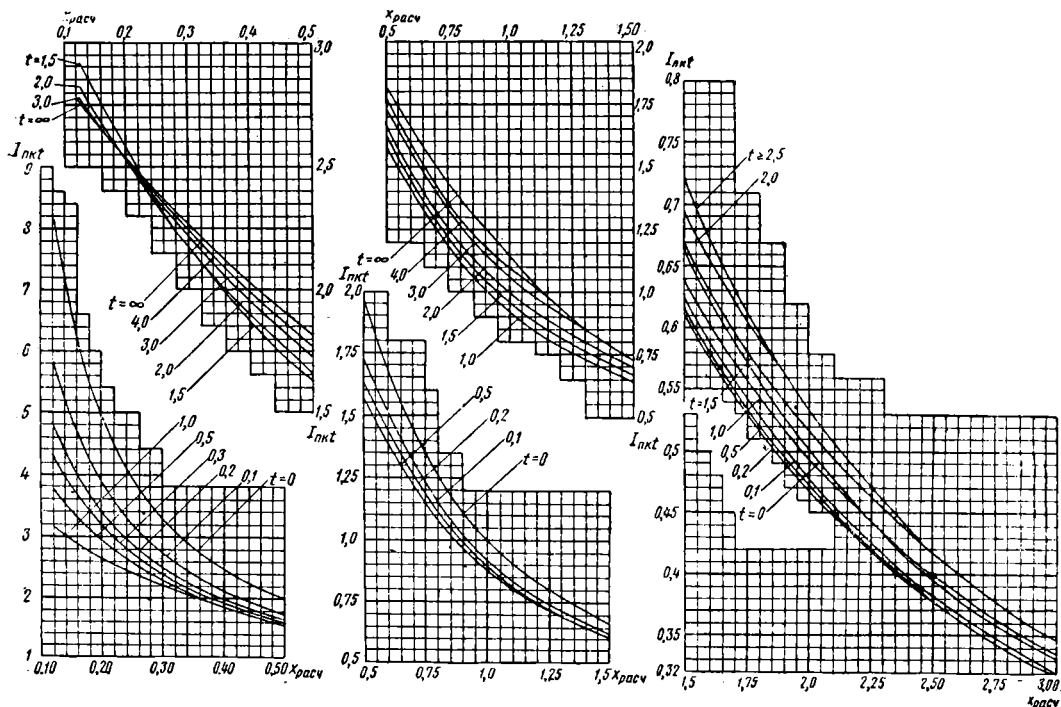
или

$$S_{\kappa}^{(3)} = \frac{S_6}{x_{\Sigma}(\delta)}.$$

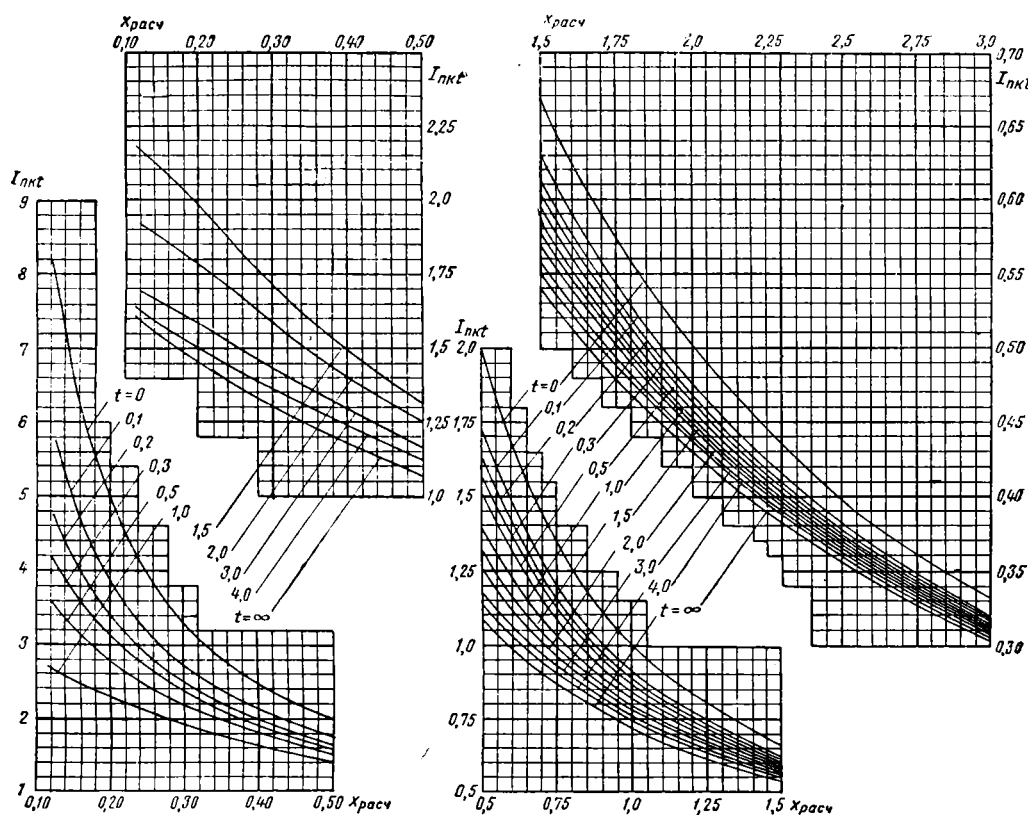
При относительно небольшой электрической удалённости точки к. з. от генерирующих источников определение периодической составляющей тока для произвольного момента времени производится при помощи расчётных кривых (фиг. 1, 2, 3, 4 и 5), представляющих собой зависимости кратности тока к. з. от расчётного сопротивления $x_{расч}$ цепи к. з. для различных моментов времени, отсчитываемого с начала к. з.

При составлении кривых предположено, что генераторы до момента возникновения к. з. работают при номинальной симметричной нагрузке и при $\cos \varphi = 0,8$.

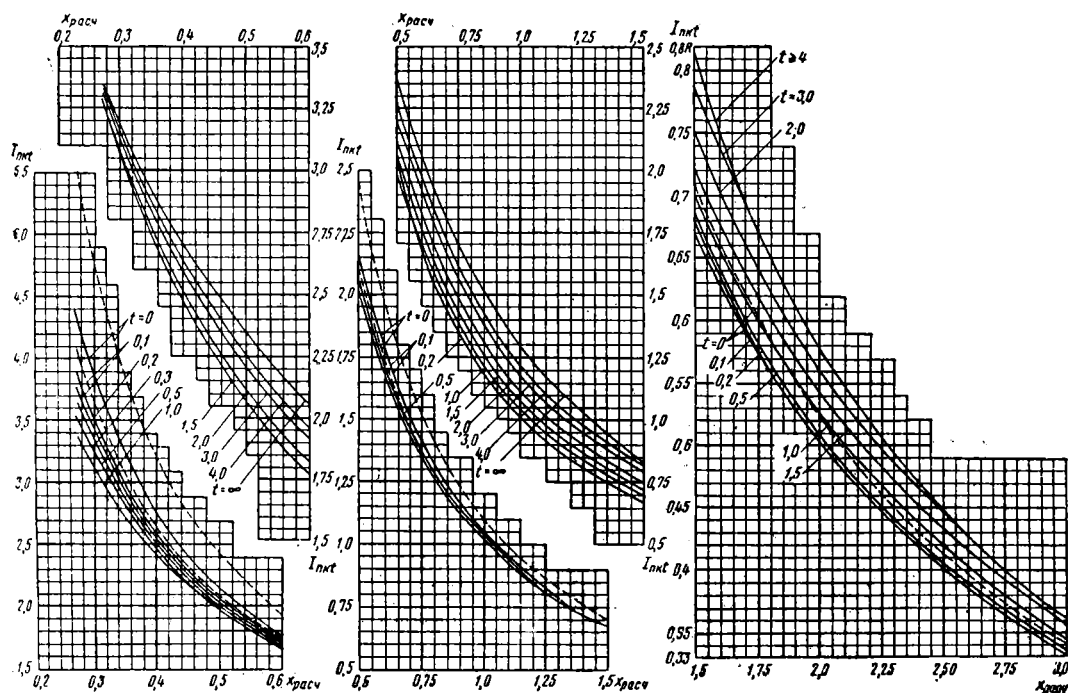
При пользовании расчётными кривыми следует предварительно определить расчётное сопротивление $x_{расч}^{(3)}$, которое представляет собой результирующее сопротивление схемы замещения для данной точки к. з.,



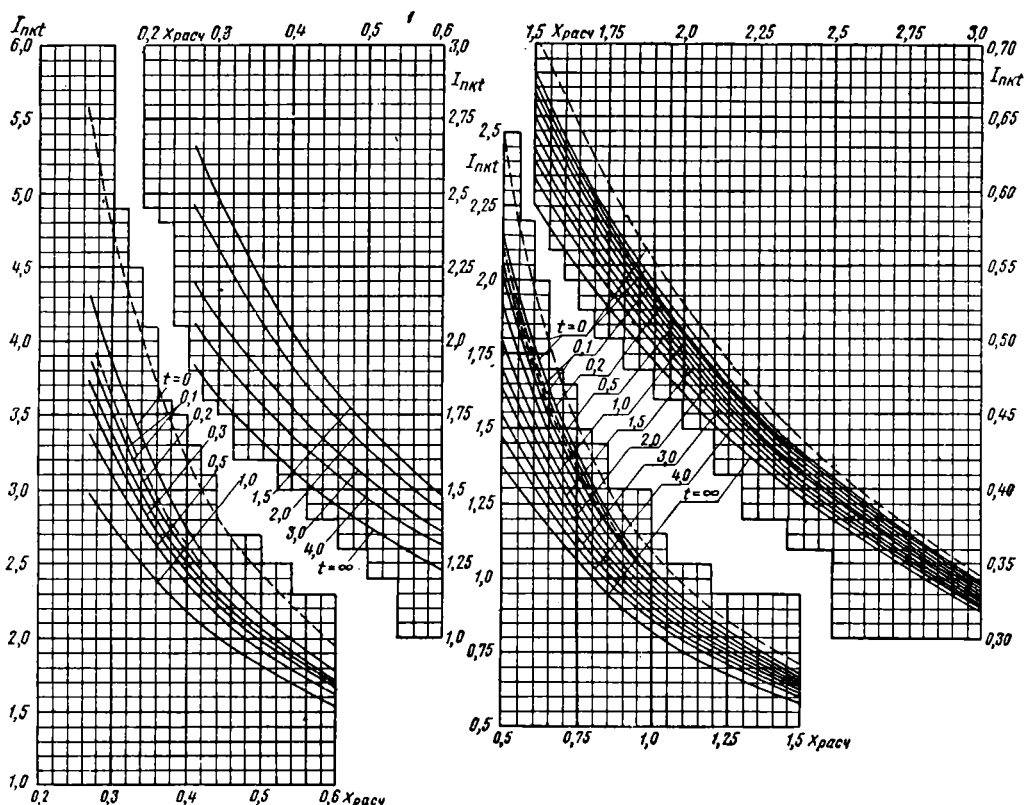
Фиг. 1. Расчётные кривые для типового турбогенератора с регулятором напряжения



Фиг. 2. Расчётные кривые для типового турбогенератора без регулятора напряжения



Фиг. 3. Расчётные кривые для типового гидрогенератора с регулятором напряжения



Фиг. 4. Расчётные кривые для типового гидрогенератора без регулятора напряжения

отнесённое к суммарной номинальной мощности $S_{\Sigma} = (S_{H1} + S_{H2} + S_{H3} + \dots + S_{Hn})$ тыс. *кв*а всех участвующих в питании к. з. источников, т. е.

$$x_{расч}^{(3)} = x_{\Sigma} \frac{S_{\Sigma}}{S_0}.$$

Для полученного расчётного сопротивления $x_{расч}^{(3)}$ по соответствующим кривым находят значение относительного тока (кратность) $I_{\bullet nkt}$ для расчётных моментов времени.

Значение периодической составляющей тока трёхполюсного к. з. определяется по формуле

$$I_{nkt}^{(3)} = I_{\bullet nkt} I_{\Sigma},$$

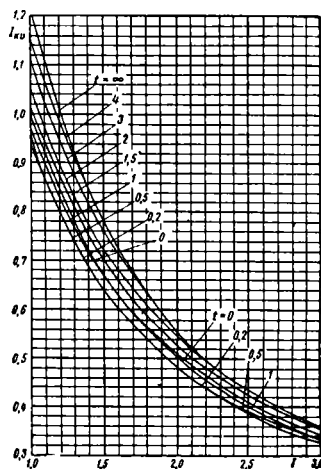
где $I_{\Sigma} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} U_{cp}}$ — суммарный номинальный ток источников, отнесённый к среднему номинальному напряжению U_{cp} той ступени, где рассматривается к. з.

Мощность к. з. для произвольного момента времени определяется по аналогичной формуле

$$S_{nkt}^{(3)} = S_{\bullet nkt} S_{\Sigma}.$$

Для гидрогенераторов с успокоительными обмотками и синхронных двигателей расчёт-

ное сопротивление должно быть увеличено на 0,07, т. е. принимают $x_{расч}^{(3)} + 0,07$, при этом для моментов времени $t \leq 0,1$ сек. сле-



Фиг. 5. Кривые для расчёта периодической составляющей тока к. з. при различных генераторах с регуляторами напряжения

дует пользоваться пунктирными кривыми фиг. 3 и 4, а для остальных моментов — сплошными кривыми.

Если расчётное сопротивление $x_{* расч}^{(3)} > 3$, то значение периодической составляющей тока к. з. принимается неизменным во времени и определяется по формуле

$$I_{пк}^{(3)} = \frac{I_{н\Sigma}}{x_{* расч}^{(3)}} = \frac{I_6}{x_{* \Sigma}^{(3)}(6)}.$$

Мощность к. з. определяется в этом случае по формуле

$$S_{пк}^{(3)} = \frac{S_{н\Sigma}}{x_{*}^{(3)}} = \frac{S_6}{x_{* \Sigma}^{(3)}(6)}.$$

Учёт системы. Если система, от которой питается электрическая установка, частично или полностью не выявлена или же является чрезвычайно мощной и в то же время имеет достаточно большую удалённость относительно точки к. з., то участие такой системы в питании к. з. оценивают приближённо, руководствуясь следующими указаниями.

Когда связь между рассматриваемой электрической установкой и системой имеет достаточно большое сопротивление, то принимают, что за сопротивлением этой связи приключён источник бесконечно большой мощности. Входящую в схему замещения ветвь, соответствующую связи с системой, рассматривают как источник, эквивалентное сопротивление которого относительно точки к. з. определяется по формуле

$$x_{* сб}^{(3)} = \frac{x_{* \delta \Sigma}^{(3)}}{C_c},$$

где $x_{* \delta \Sigma}^{(3)}$ — результирующее базисное сопротивление всей схемы относительно точки к. з.;

C_c — коэффициент распределения для ветви связи с системой, т. е. доля участия в токе к. з.; при наличии нескольких связей под C_c следует понимать сумму коэффициентов распределения всех ветвей, через которые осуществляется связь с системой.

Величина периодической составляющей тока или мощности к. з. от системы при трёхфазном к. з. определяется, как

$$I_{пс}^{(3)} = \frac{I_6}{x_{* сб}^{(3)}},$$

где I_6 — базисный ток при том напряжении, на стороне которого рассматривается к. з.

Для определения тока в месте к. з. вычисленный по данной формуле ток от системы следует прибавить к току от всех остальных источников.

Учёт индивидуального изменения. Если источники питания находятся в резко отличающихся условиях по отношению к точке к. з., то расчёт производится с учётом индивидуального изменения во времени периодической составляющей тока к. з. от отдельных источников или их групп. Источники, непосредственно связанные с точкой к. з., учитываются отдельно от всех остальных, которые в свою очередь при необходимости могут

быть дополнительно разбиты на отдельно учитываемые группы. В одну и ту же группу следует относить источники, находящиеся примерно в одинаковых условиях. Обычно достаточно выделить две-три группы.

Расчётное сопротивление для каждой отдельно учитываемой группы источников при трёхфазном к. з. определяется по формуле

$$x_{* \Sigma}^{(3)} = \frac{x_{\delta \Sigma}}{C} \cdot \frac{S_n}{S_6},$$

где S_n — суммарная номинальная мощность источников, отнесённых к данной группе, в тыс. *квд*;

C — коэффициент распределения для данной группы источников.

Этот коэффициент представляет собой долю тока в месте к. з., принятого за единицу. Нахождение его производится путём постепенного развёртывания схемы замещения и определения в ней токораспределения по ветвям тех источников, участие которых в питании к. з. должно быть выделено.

Для полученных расчётных сопротивлений находят для каждой группы источников по соответствующим расчётным кривым значения относительных токов $I_{* нкт I}$, $I_{* нкт II}$, после чего величина периодической составляющей тока в месте трёхфазного к. з. определяется по формуле

$$I_{нкт} = I_{* нкт I} I_{н I} + I_{* нкт II} I_{н II} + \dots + I_{* нкт n} I_{н n},$$

где $I_{н I} = \frac{S_{н I}}{\sqrt{3} U_n}$; $I_{н II} = \frac{S_{н II}}{\sqrt{3} U_n}$ и т. д. номинальные токи отдельных групп, приведённые к напряжению той ступени, где рассматривается к. з.

Мощность к. з. для момента времени t определяется по формуле

$$S_{нкт}^{(3)} = S_{нкт I} S_{н I} + S_{нкт II} S_{н II} + \dots + S_{нкт n} S_{н n}.$$

Если $x_{*}^{(3)} > 3$, то ток, посылаемый к месту к. з. этой группой источников, следует принимать неизменным во времени.

В тех случаях, когда синхронные двигатели принимают значительное участие в питании к. з., определение посылаемого ими тока следует производить по кривым фиг. 2 не для действительного момента времени t , а для его приведённого значения $t' = 0,5 t$.

Если источники питания связаны с точкой к. з. независимыми друг от друга цепями, то ток в месте к. з. находят как сумму токов к. з. от этих источников. Необходимость определения результирующего сопротивления всей схемы и коэффициентов распределения в этом случае отпадает.

Вычисление периодической составляющей тока при двухфазном коротком замыкании

При не изменяющейся во времени периодической составляющей тока к. з. её величина при двухфазном к. з. определяется по формуле

$$I_n^{(2)} = \frac{\sqrt{3} I_6}{2x_{* \text{ расч}}} = 0,87 \frac{I_6}{x_{* \text{ расч}}}.$$

Учёт изменения периодической составляющей тока при двухфазном к. з. производится при помощи тех же расчётных кривых (см. фиг. 1—5), но при этом за расчётное сопротивление следует принимать

$$x_{*}^{(2)} = 2x_{*}^{(3)}.$$

Величина периодической составляющей тока двухфазного к. з. для произвольного момента времени определяется по формуле

$$I_{nkt}^{(2)} = \sqrt{3} I_{* nkt} I_{n\Sigma},$$

где $I_{* nkt}$ — относительный ток, определённый по расчётным кривым.

При учёте индивидуального изменения величина периодической составляющей тока к. з. определяется по формуле

$$I_{nkt}^{(2)} = \sqrt{3} (I_{* nktI} I_{nI} + I_{* nktII} I_{nII} + \dots + I_{* nktN} I_{nN}).$$

По аналогичным выражениям можно непосредственно определять и мощности к. з.

При $x_{*}^{(2)} > 3$ значение периодической составляющей тока принимается неизменным во времени и её величину определяют по формуле

$$I_{*n}^{(2)} = \sqrt{3} \frac{I_{n\Sigma}}{x_{*}^{(2)}}.$$

Вычисление ударного тока и наибольшего действующего значения полного тока короткого замыкания

Апериодическая составляющая тока к. з. I_{at} для произвольного момента времени t определяется по формуле

$$I_{at} = \sqrt{2} I'' e^{-\frac{t}{T_a}} = \sqrt{2} I'' \alpha_t,$$

где I'' — начальное значение периодической составляющей тока к. з. (сверхпереходной ток);

T_a — постоянная времени затухания апериодической составляющей тока к. з. в сек.;

α_t — коэффициент затухания, значение которого при различных T_a и t определяется по кривым фиг. 6. В качестве средней величины T_a следует принимать 0,05 сек.

При вычислении токов к. з. в удалённых точках сети, где заметно сказывается активное сопротивление цепи, значение T_a определяется по формуле

$$T_a = \frac{x}{314 r},$$

где x и r — результирующие индуктивное и активное сопротивления схемы до точки к. з.

Ударный ток к. з. (т. е. максимальное мгновенное значение полного тока к. з.) практически образуется через 0,01 сек. с момента возникновения к. з., и его величина определяется по формуле

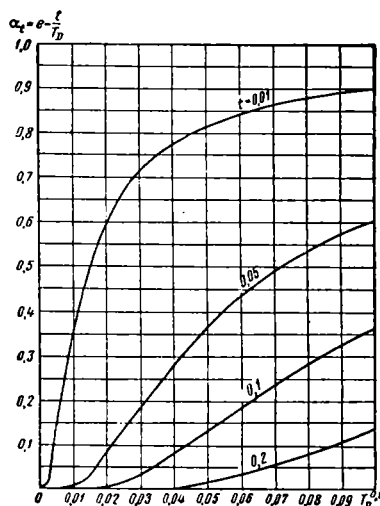
$$i_y = \kappa_y \sqrt{2} I'',$$

где κ_y — ударный коэффициент, среднее значение которого принимается равным 1,8; при этом $i_y = 2,55 I''$.

При к. з. в удалённых точках сети, где заметно сказывается активное сопротивление элементов цепи к. з., значение ударного коэффициента следует определять по формуле

$$\kappa_y = 1 + \alpha_{0,01},$$

где $\alpha_{0,01}$ — коэффициент затухания апериодической составляющей тока к. з. для $t = 0,01$ сек., найденный по соответствующей кривой фиг. 6 для значения T_a , вычисленного по приведённой выше формуле.



Фиг. 6. Кривые для определения коэффициента затухания апериодической составляющей тока к. з.

Наибольшее действующее значение полного тока к. з. имеет место за первый период процесса к. з. и определяется по формуле

$$I_y = I'' \cdot \sqrt{1 + 2(\kappa_y - 1)^2}.$$

При $\kappa_y = 1,8$; $I_y = 1,52 I''$; $i_y = 1,68 I_y$.

Если к точке к. з. подключены крупные асинхронные двигатели, то при определении ударного тока к. з. их следует учитывать как дополнительные источники. Максимальное мгновенное значение тока от этих двигателей при трёхполюсном к. з. определяется по формуле

$$i_m = \sqrt{2} \frac{0,9}{x_{* \text{ АД}}} I_n,$$

где $x_{* \text{ АД}}$ — относительное реактивное сопротивление к. з. двигателей;

I_n — номинальный ток двигателей.

В качестве среднего значения следует принимать $x_{* \text{ АД}} = 0,2$, при котором

$$i_m \approx 6,5 I_n.$$

Для получения величины ударного тока в месте к. з. следует найденное по вышеприведённым формулам значение тока от асинхронных двигателей прибавить к ударному току к. з. от основных источников, вычисленному по формуле

$$i_y = k_y \sqrt{2} I''.$$

Если для двигателя известен относительный пусковой ток $I_{* \text{пуск}}$,

$$\text{то } x_{*AD} = \frac{1}{I_{* \text{пуск}}}.$$

При определении токов для всех остальных моментов времени, а также при определении наибольшего действующего значения полного тока к. з. следует пренебрегать током от асинхронных двигателей ввиду его чрезвычайно быстрого затухания.

При определении ударного тока двухфазного к. з. влияние асинхронных двигателей учитывать не следует, за исключением случаев к. з. в точках, весьма удалённых от основных источников питания.

ВЫБОР ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ АППАРАТОВ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ ПО РЕЖИМУ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Выбор шин и изоляторов

Однополосные шины. Наибольшее механическое напряжение в шине средней фазы от взаимодействия токов при трёхфазном к. з. определяется по формуле

$$\sigma = 1,76 \cdot 10^{-3} \frac{l^2}{aW} i_y^2 \text{ кг/см}^2,$$

где l — расстояние (пролёт) между осями изоляторов в см;

a — расстояние между осями смежных фаз в см;

W — момент сопротивления сечения шины в см³ (выражения для определения W даны в табл. 6);

i_y — ударный ток трёхфазного к. з. в ка

Для обеспечения механической прочности шин должно быть выполнено условие

$$\sigma \leq \sigma_{\text{доп}},$$

где $\sigma_{\text{доп}}$ — допустимое для данного материала напряжение при изгибе.

Для стальных шин

$$\sigma_{\text{доп}} = 1600 \text{ кг/см}^2;$$

для медных шин марки МТ

$$\sigma_{\text{доп}} = 1300 \text{ кг/см}^2;$$

для алюминиевых шин марки АТТ

$$\sigma_{\text{доп}} = 900 \text{ кг/см}^2;$$

для алюминиевых шин марки АТ

$$\sigma_{\text{доп}} = 650 \text{ кг/см}^2.$$

Допустимое значение трёхфазного ударного тока к. з. для однополосных шин из различного материала составляет:

для стальных шин

$$i_{y \text{ макс}} = 953 \sqrt{\frac{aW}{l}} \text{ ка};$$

для медных шин

$$i_{y \text{ макс}} = 860 \sqrt{\frac{aW}{l}} \text{ ка};$$

для алюминиевых шин марки АТТ

$$i_{y \text{ макс}} = 715 \sqrt{\frac{aW}{l}} \text{ ка};$$

для алюминиевых шин марки АТ

$$i_{y \text{ макс}} = 607 \sqrt{\frac{aW}{l}} \text{ ка}.$$

Многополосные шины. При выполнении шин в виде пакетов, собранных из отдельных полос, к напряжению от взаимодействия шин различных фаз добавляется напряжение от взаимодействия полос пакета одной фазы $\sigma_{м.п.}$.

Для увеличения жёсткости пакета между полосами через каждые 30—50 см устанавливаются прокладки.

Величина $\sigma_{м.п.}$ определяется по формуле для однополосных шин, при этом W пакета шин принимается по соответствующей формуле табл. 6.

Таблица 6

Моменты сопротивления шин относительно оси, перпендикулярной к направлению действия усилия

Эскиз расположения шин и форма их сечений	Момент сопротивления W в см ³
	$0,167 bh^3$
	$0,167 hb^3$
	$0,333 bh^3$
	$1,44 hb^3$
	$0,5 bh^3$
	$3,3 hb^3$
	$0,1 d^3$

Для определения $\sigma_{м.п.}$ необходимо предварительно найти:

а) усилие на 1 пог. см длины полосы от взаимодействия остальных полос пакета шины той же фазы $f_{м.п.}$ в кг/см;

б) расчётный пролёт полосы $l_{\text{расч}}$ в см.

Усилие $f_{м.п.}$ для полос пакета, обращённых одна к другой широкой стороной, с расстоянием между полосами, равным толщине полосы, определяется по формулам: для двухполосного пакета

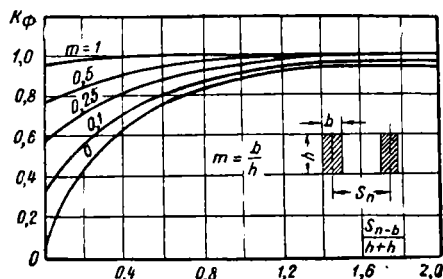
$$f_{м.п.} = 0,26 \cdot 10^{-2} \frac{\kappa \phi}{b} i_y^2 \text{ кг/см};$$

для трёхполосного пакета

$$f_{м.п} = 0,082 \cdot 10^{-2} \frac{\kappa_{\phi 1-2} + \kappa_{\phi 1-3}}{b} i_y^2 \text{ кг/см},$$

где i_y — ударный ток трёхфазного к. з. в ка;
 b — толщина полосы в см;

κ_{ϕ} — коэффициент формы, определяемый по кривым фиг. 7;



Фиг. 7. Кривые для определения коэффициента формы шин

$\kappa_{\phi 1-2}$ — коэффициент формы от взаимодействия крайней и средней полос;

$\kappa_{\phi 1-3}$ — коэффициент формы от взаимодействия крайних полос.

Расчётный пролёт полосы $l_{расч}$ принимается равным меньшему из значений действительного и критического пролётов.

Действительным пролётом полосы l_n является расстояние между осями прокладок пакета (фиг. 8).

Критическим называется такой пролёт, при котором при данной равномерно распределённой нагрузке $f_{м.п}$ наступает соприкосновение между полосами пакета в одной точке.

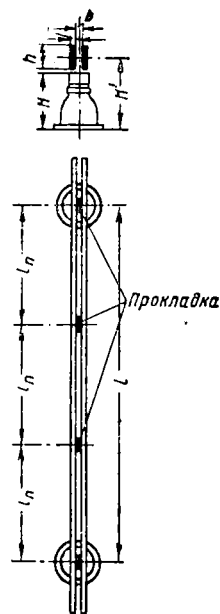
Величина критического пролёта $l_{кр}$ определяется по формуле

$$l_{кр} = \lambda b \sqrt[4]{\frac{h}{f_{м.п}}},$$

где b и h — толщина и ширина полосы в см;

$f_{м.п}$ — усилие в кг/см;

λ — коэффициент, имеющий следующие числовые значения:



Фиг. 8. Расчётные размеры шинных конструкций

для двухполосного пакета: при меди 65, при алюминии 57;

для трёхполосного пакета: при меди 77, при алюминии 68.

Максимальное механическое напряжение

от взаимодействия полос определяется по формуле

$$\sigma_{м.п} = \frac{f_{м.п} l_{расч}^2}{2hb^2} \text{ кг/см}^2.$$

Полное механическое напряжение в полосе

$$\sigma_{расч} = \sigma_{м.п} + \sigma_{м.н}.$$

Для обеспечения механической прочности шин должно быть выполнено условие

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}.$$

Величины допустимых напряжений $\sigma_{доп}$ принимаются такими же, как и для однополосных шин.

Изоляторы. Расчётные усилия, действующие при к. з. на изоляторы, определяются по формулам:

для опорных изоляторов

$$F_{расч} = 1,76 \cdot 10^{-2} \frac{l}{a} i_y^2 \text{ кг};$$

для проходных изоляторов

$$F_{расч} = 0,88 \cdot 10^{-2} \frac{l}{a} i_y^2 \text{ кг}.$$

Расчётное усилие на изолятор не должно превышать 60% от гарантируемого заводом разрушающего усилия при изгибе, т. е.

$$F_{расч} \leq 0,6 F_{разр}.$$

Допустимые значения токов к. з. для различных серий изоляторов приведены в табл. 7.

Таблица 7

Разрушающие усилия $F_{разр}$ и допустимые ударные токи для изоляторов

Серия изоляторов	$F_{разр}$ в кг	Допустимый ударный ток трёхфазного к. з. в ка	
		для опорных изоляторов	для проходных изоляторов
А	375	$i_y = 113 \sqrt{\frac{a}{l}}$	$i_y = 160 \sqrt{\frac{a}{l}}$
Б	750	$i_y = 160 \sqrt{\frac{a}{l}}$	$i_y = 226 \sqrt{\frac{a}{l}}$
В	1 250	$i_y = 207 \sqrt{\frac{a}{l}}$	$i_y = 291 \sqrt{\frac{a}{l}}$
Д	2 000	$i_y = 261 \sqrt{\frac{a}{l}}$	$i_y = 370 \sqrt{\frac{a}{l}}$

Здесь a — расстояние между осями фаз в см;
 l — пролёт между осями опорных изоляторов в см (см. фиг. 8); (при неодинаковых пролётах l_1 по одну сторону и l_2 по другую сторону изолятора $l = \frac{l_1 + l_2}{2}$).

При усилии, направленном перпендикулярно к оси опорного изолятора, и при установке шин на ребро значение $F_{расч}$ должно быть увеличено в отношении $\frac{H'}{H}$, где H — вы-

сота изолятора в см, а $H' = H + b + \frac{h}{2}$, где b — толщина и h — ширина шины в см (см. фиг. 8).

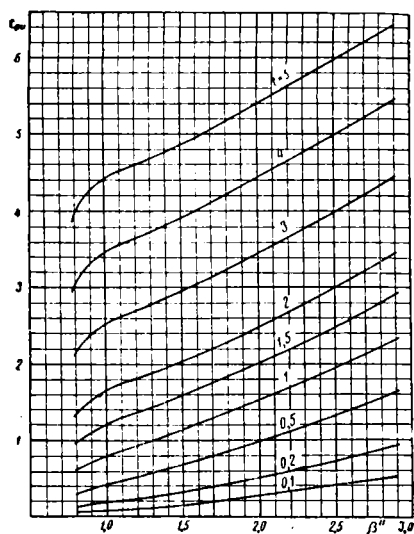
Выбор проводников по условиям термической устойчивости

Проводники электрических установок и сетей, за исключением защищённых плавкими предохранителями и высокоомными токоограничительными сопротивлениями, должны обладать достаточной термической устойчивостью при к. з.

При определении термического действия тока к. з. в качестве расчётного времени t следует принимать сумму времени, состоящую из времени действия защиты, установленного у ближайшего к месту к. з. выключателя, и времени действия этого выключателя.

При отсутствии точных данных время действия выключателя следует принимать: для небыстродействующих выключателей — 0,15 сек., для быстродействующих выключателей — 0,1 сек.

Определение фиктивного времени действия тока к. з. Нагрев, создаваемый действительным током к. з. за время его протекания, вычисляется как эквивалентный нагрев, обусловленный установившимся током к. з. I_{∞} в течение некоторого фиктивного времени t_{ϕ} .



Фиг. 9. Кривые фиктивного времени для периодической составляющей тока к. з. при питании от генераторов с регуляторами напряжения

Фиктивное время t_{ϕ} , соответствующее полному току к. з., определяется как

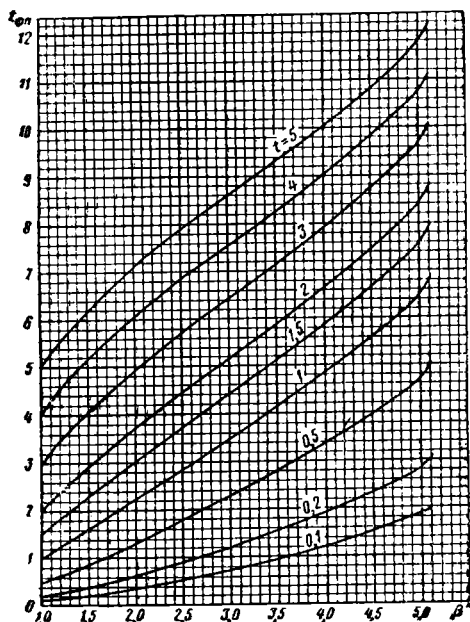
$$t_{\phi} = t_{\phi.n} + t_{\phi.a}$$

где $t_{\phi.n}$ — фиктивное время для периодической составляющей тока к. з.;

$t_{\phi.a}$ — фиктивное время для аperiodической составляющей тока к. з.

При $t > 1$ сек. величиной $t_{\phi.a}$ можно пренебречь.

Фиктивное время для периодической составляющей тока к. з. $t_{\phi.n}$ определяется по кривым фиг. 9 или 10 в зависимости от действительного времени t и коэффициента β'' , пред-



Фиг. 10. Кривые фиктивного времени для периодической составляющей тока к. з. при питании от генераторов без регуляторов напряжения

ставляющего собой отношение начального тока к. з. к установившемуся, т. е.

$$\beta'' = \frac{I''}{I_{\infty}}$$

При расчётном времени $t > 5$ сек. величина $t_{\phi.n}$ определяется по формуле

$$t_{\phi.n} = t_{\phi 5} + (t - 5),$$

где $t_{\phi 5}$ — значение фиктивного времени, найденное по кривым фиг. 9 или 10 при $t = 5$ сек.

Определение фиктивного времени для аperiodической составляющей тока к. з. $t_{\phi.a}$ производится по формуле

$$t_{\phi.a} = T_D \beta''^{1/2} \left(1 - e^{-\frac{t}{0,5 T_D}} \right),$$

где T_D — постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока к. з. в сек.

При среднем значении $T_D = 0,05$ сек. и $t > 0,1$ сек. для $t_{\phi.a}$ имеем:

$$t_{\phi.a} = 0,05 \beta''^{1/2}.$$

При $t > 1$ сек. величиной $t_{\phi.a}$ можно пренебречь.

Выбор расчётного режима. Если $I_{\infty}^{(3)} > I_{\infty}^{(2)}$, то тепловые действия тока к. з. определяют при трёхфазном коротком замыкании. Если же $I_{\infty}^{(2)} > I_{\infty}^{(3)}$, то тепловые действия могут

быть больше либо при трёхфазном либо при двухфазном к. з. в зависимости от длительности протекания тока к. з.

Если $I_{\infty}^{(3)2} t_{\phi}^{(3)} > I_{\infty}^{(2)2} t_{\phi}^{(2)}$, то тепловые действия больше при трёхфазном токе к. з. и наоборот. Так как количество тепла, выделяемого током к. з., пропорционально $I_{\infty}^2 t_{\phi}$, то для выбора расчётного режима достаточно сравнить величины $I_{\infty}^2 t_{\phi}$ для обоих видов короткого замыкания.

При $x_{* расч} > 0,6$ всегда $I_{\infty}^{(3)} > I_{\infty}^{(2)}$. Поэтому при к. з. на стороне вторичного напряжения подстанций в сетях за линейными реакторами и в установках собственных нужд станций тепловые действия всегда больше при трёхфазном к. з.

Кривые фиг. 9 и 10 применимы для определения $t_{\phi n}$ при двухфазном к. з., но в этом случае

$$\beta''(2) = \frac{0,87 I_{\infty}^{(3)}}{I_{\infty}^{(2)}}$$

Определение минимально необходимого сечения проводника. Сечение проводника $q_{мин}$, отвечающее требованиям термической устойчивости при к. з. и соответствующее максимально допустимой для него температуре $\vartheta_{доп}$ при начальной температуре ϑ_n , определяется по формуле

$$q_{мин} = I_{\infty} \sqrt{\frac{t_{\phi}}{A_k - A_n}}$$

где I_{∞} — установившийся ток к. з. в а;
 t_{ϕ} — фиктивное время в сек.;
 A_k и A_n — величины, определяемые по соответствующей для данного материала проводника кривой фиг. 11 при температурах $\vartheta_{доп}$ и ϑ_n . Максимально допустимые температуры $\vartheta_{доп}$ указаны в табл. 8.

Таблица 8

Максимально допустимые температуры токоведущих частей

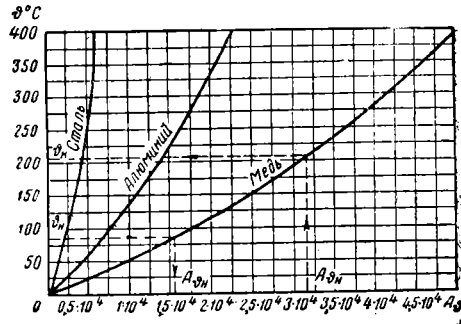
Материал проводника	Вид проводника	Максимально допустимая температура в °C
Медь	Шины	300
	Кабель до 10 кв включительно	250
	Кабель 20 и 35 кв	175
Алюминий	Шины	200
Сталь	Шины, не имеющие непосредственного соединения с аппаратурой	400
	Шины, непосредственно соединённые с аппаратурой	300

Для большинства практических расчётов величину $q_{мин}$ можно определять по формуле

$$q_{мин} = \frac{I_{\infty}}{C} \sqrt{t_{\phi}}$$

где величина C имеет значения:

Для медных шин и кабелей до 10 кв включительно	165
Для алюминия	88
» стали при $\vartheta_{доп} = 400^{\circ}\text{C}$	70
» стали при $\vartheta_{доп} = 300^{\circ}\text{C}$	60



Фиг. 11. Кривые для определения температуры нагрева токоведущих частей

Определение температуры проводника. При необходимости уточнения результатов проверки термической устойчивости проводника при к. з. следует учитывать его действительную начальную температуру ϑ_n , определяя её по формуле

$$\vartheta_n = \vartheta_c + (\vartheta_{доп} - \vartheta_c) \left(\frac{I_n}{I_{доп}} \right)^2,$$

где ϑ_c — расчётная температура окружающей среды в °C;
 $I_{доп}$ и $\vartheta_{доп}$ — допустимый ток и температура данного проводника при нормальной температуре (по табличным данным);
 I_n — действительный нагрузочный ток проводника.

Для средних климатических условий принимают:

для помещений $\vartheta_c = 25^{\circ}\text{C}$;
для земли при прокладке кабелей на глубине 0,6—1 м $\vartheta_c = 15^{\circ}\text{C}$.

Учёт действительной величины ϑ_n производится обычно только для мало загруженных проводников.

Конечная температура проводника ϑ_k , до которой он нагревается током к. з., определяется при помощи кривых фиг. 11. Для этого вычисляют значение A_{ϑ_k} по формуле

$$A_{\vartheta_k} = A_{\vartheta_n} + \left(\frac{I_{\infty}}{q} \right)^2 t_{\phi},$$

где A_{ϑ_n} — определяется по тем же кривым для начальной температуры проводника ϑ_n .

По значению A_{ϑ_k} , пользуясь соответствующей кривой фиг. 11, находят искомую температуру ϑ_k .

Учёт снижения тока к. з. от нагрева проводника. Если $r_{\Sigma} \geq \frac{1}{3} x_{\Sigma}$, следует учитывать, что возрастание сопротивления проводника при нагревании может привести к значительному снижению тока к. з. и тем самым к уменьшению конечной температуры его нагрева.

Учёт этого явления производится по диаграмме фиг. 12, на которой по оси ординат дано отношение

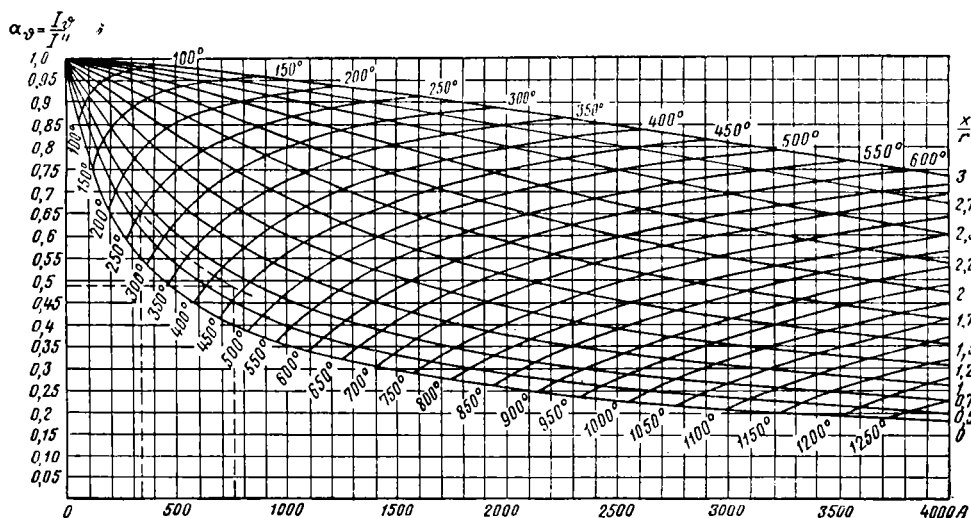
$$\alpha_{\Phi} = \frac{I_{\Phi}}{I''},$$

где I_{Φ} — ток к. з. с учётом возрастания величины r ;

I'' — ток к. з. при значении r , соответствующем температуре θ_n .

По оси абсцисс на фиг. 12 отложена величина A , вычисляемая по формулам для меди

$$A = 4,74 \left(\frac{U_n}{l} \right)^4 t;$$



Фиг. 12. Кривые для определения снижения тока к. з. от нагрева проводников и для определения их температуры

для алюминия

$$A = 3,8 \left(\frac{U_n}{l} \right)^4 t,$$

где U_n — среднее номинальное напряжение цепи, в которую включён проводник, в кВ;

l — длина проводника в км;

t — время, протекающее с момента возникновения к. з., в сек.

Значение начального тока к. з. $I'' = I_n^{(3)}$ вычисляется в соответствии с общими положениями, изложенными выше, причём за r принимают активное сопротивление проверяемого проводника при его начальной температуре θ_n .

Для кабелей большой длины такая проверка производится для каждого следующего строительного участка, пока величина $q_{мин}$

не снизится до сечения, выбранного по нормальному режиму.

Учёт автоматического повторного включения (АПВ). Нагрев проводников при АПВ находится путём добавления к фиктивному времени t_{Φ} величины $t_{\Phi АПВ}$, определяемой аналогично t_{Φ} , но исходя из времени действия защиты после АПВ.

При применении схемы с убыстрением действия защиты после АПВ можно величиной $t_{\Phi АПВ}$ пренебречь в тех случаях, когда расчётное время t , определяющее величину t_{Φ} , больше 1 сек.

Выбор высоковольтных аппаратов

Выбранные по нормальному режиму аппараты должны удовлетворять условиям их работы в данной электрической установке при явлении к. з. Для этого вычисленные величины, характеризующие условия работы аппаратов в режиме к. з., должны находиться в пределах, гарантируемых заводом-изготовителем.

Устойчивость аппарата при сквозных к. з. характеризуется двумя величинами:

1) максимально допускаемым током к. з., характеризующим электродинамическую устойчивость аппарата;

2) током термической устойчивости, характеризующим термическую устойчивость аппарата.

Максимально допустимый сквозной ток к. з. аппарата характеризуется его амплитудой $i_{доп. м}$ и действующим значением $I_{доп. м}$. Наибольшее возможное соотношение между ними

$$\frac{i_{доп. м}}{I_{доп. м}} = 1,73.$$

Если это соотношение гарантируется заводом-изготовителем, то электродинамическая устойчивость данного аппарата вполне характеризуется только значением $I_{доп. м}$.

Ток термической устойчивости аппарата можно пересчитать с одного времени t_1 на другое t_2 , пользуясь следующим соотношением:

$$I_{t_1}^2 t_1 = I_{t_2}^2 t_2,$$

где I_{t_1} и I_{t_2} — токи термической устойчивости соответственно для времени t_1 и t_2 .

Устойчивость аппаратов, в конструкцию которых входят многовитковые обмотки (трансформаторы тока, реакторы), при сквозных токах к. з. характеризуется также величиной, допускаемой электродинамической кратности $\kappa_{дин}$, равной отношению максимально допускаемого тока к амплитуде первичного номинального тока и кратностью термической устойчивости κ_t , равной отношению тока термической устойчивости для заданного времени t к первичному номинальному току.

Электродинамическая кратность выражается формулой

$$\kappa_{дин} = \frac{i_{\max}}{\sqrt{2} I_{1 \text{ ном}}},$$

а кратность термической устойчивости

$$\kappa_t = \frac{I_t}{I_{1 \text{ ном}}}.$$

Обычно кратность термической устойчивости даётся отнесённой к времени $t_1=1$ сек., и если ток термической устойчивости отнесён к времени t_2 , то

$$\kappa_{t_2} = \frac{I_{t_2}}{I_n} = \frac{\kappa_{t_1}}{\sqrt{t_2}}.$$

Выбор выключателей. Устойчивость выключателей в отношении воздействий токов к. з. обеспечивается при соблюдении следующих условий.

1. Величины ударного и действующего токов i_y и I_y при трёхфазном к. з. не должны превосходить соответствующие максимально допустимые значения, т. е.

$$i_y^{(3)} \leq i_{\max};$$

$$I_y^{(3)} \leq I_{\max}.$$

2. Установившийся ток к. з. I_∞ не должен превосходить ток термической устойчивости I_t , отнесённый к фиктивному времени t_ϕ , т. е.

$$I_\infty \leq I_t \sqrt{\frac{t_n}{t_\phi}},$$

где t_n — время в сек., к которому по заводским данным отнесён ток термической устойчивости выключателя.

3. Действующее значение полного тока трёхполюсного к. з. $I_{кт}$ в момент, соответствующий расчётному времени отключения выключателя, не должно превосходить допустимого тока отключения $I_{о. ном}$, указываемого заводом для выключателя при соответствующем номинальном напряжении, т. е.

$$I_{кт} \leq I_{о. ном}.$$

Соответственно, если отключающая способность выключателя характеризуется предельно отключаемой мощностью, то мощность трёхполюсного к. з. $S_{кт}$ в момент времени t не должна превосходить величины допускаемой мощности отключения $S_{о. ном}$, указываемой заводом (при данном номинальном напряжении), т. е.

$$S_{кт} \leq S_{о. ном}.$$

В тех случаях, когда предполагаемый цикл операций выключателя отличается от стандартного, значение тока отключения следует брать в соответствии с указаниями завода-изготовителя.

При отсутствии специальных указаний завода-изготовителя определение тока отключения $I_{ох}$ при номинальном напряжении установки $U_{уст. ном}$ меньше, чем номинальное напряжение выключателя $U_{в. ном}$, производится по формуле

$$I_{ох} = I_{о. ном} \frac{U_{в. ном}}{U_{уст. ном}},$$

где $I_{о. ном}$ — ток отключения при номинальном напряжении.

Пересчёт $I_{о. ном}$ по напряжениям допускается до его наибольшей величины $I_{о. ном. макс.}$.

4. Величины токов $i_y^{(3)}$ и $I_y^{(3)}$ при трёхфазном к. з. не должны превосходить соответствующие величины тока включения, т. е.

$$i_y^{(3)} \leq i_v;$$

$$I_y^{(3)} \leq I_v.$$

Выбор разъединителей производится по тем же условиям, что и выбор выключателей, за исключением проверки по току (мощности) отключения.

Выбор трансформаторов тока. Устойчивость трансформаторов тока по условиям работы первичной обмотки в режиме к. з. обеспечивается при соблюдении следующих условий.

1. Ударный ток трёхфазного к. з. $i_y^{(3)}$ или его отношение к амплитуде номинального тока первичной обмотки трансформатора тока

$$\kappa_{дин. расч} = \frac{i_y^{(3)}}{\sqrt{2} I_{1 \text{ ном}}}$$

не должны превосходить соответственно амплитуды $i_{дм}$ или кратности $\kappa_{дин}$ максимально допустимого тока, т. е.

$$i_y^{(3)} \leq i_{дм}$$

или

$$\kappa_{дин. расч} = \frac{i_y^{(3)}}{\sqrt{2} I_{1 \text{ ном}}} \leq \kappa_{дин}.$$

Для многовитковых трансформаторов тока должно быть соблюдено дополнительное условие, чтобы усилия $F_{расч}$, действующие на головки трансформатора тока к. з., не превышали допускаемых заводом величин $F_{доп}$.

Расчётное усилие определяется по формуле

$$F_{расч} = 0,88 \frac{l}{a} i_y^2 \cdot 10^{-2} \text{ кг},$$

где l — расстояние от торца головки трансформатора тока до ближайшего опорного изолятора;

a — расстояние между осями фаз;

i_y — ударный ток к. з. в ка.

Для однофазных трансформаторов тока заводом даются указания, как изменяются величины $i_{дм}$ и $k_{дин}$ в зависимости от места установки ближайших опорных изоляторов и расстояния между фазами. Эти указания должны учитываться при проверке трансформаторов тока.

2. Установившийся ток к. з. I_∞ или его отношение к номинальному току первичной обмотки трансформатора тока

$$k_t = \frac{I_\infty}{I_{1ном}}$$

не должны превосходить соответственно величины I_t , или кратности k_t , односекундного тока термической устойчивости, отнесённого к фиктивному времени t_ϕ , т. е.

$$I_\infty \leq I_t \sqrt{\frac{1}{t_\phi}}$$

или

$$k_t \leq k_{t1} \sqrt{\frac{1}{t_\phi}}.$$

Электродинамическая устойчивость проходных шинных трансформаторов тока характеризуется допустимыми усилиями $F_{доп}$ (в кг) на головки трансформаторов тока.

Расчётное усилие $F_{расч}$ определяется по приведённой выше формуле и должно удовлетворять условию

$$F_{расч} \leq F_{доп}.$$

Поскольку первичной обмоткой проходного шинного трансформатора тока служит сама шина, то её термическая устойчивость проверяется соответствующим образом.

Выбор реакторов. Определение сопротивления линейного реактора с целью ограничения тока к. з. до заданной величины I_k производится по формуле

$$x_{p\%} = \left(\frac{I_\phi}{I_k} - x_{\Sigma\phi} \right) \frac{I_{p.н}}{I_\phi} \cdot \frac{U_{ср}}{U_{p.н}},$$

где $x_{\Sigma\phi}$ — суммарное базисное относительное сопротивление всей схемы до точки присоединения выбираемого реактора;

$U_{ср}$ — среднее номинальное напряжение той ступени, где включён реактор;

$I_{p.н}$ и $U_{p.н}$ — номинальный ток и напряжение реактора.

Проверка реактора по остаточному напряжению производится по формуле

$$U_{0\%} = x_{p\%} \frac{I''}{I_{p.н}} \geq U_{\partial\%}.$$

где $x_{p\%}$ и $I_{p.н}$ — номинальное относительное сопротивление в % и номинальный ток реактора;

I'' — начальный (сверхпереходной) ток при трёхфазном к. з. за реактором;

$U_{\partial\%}$ — допустимое остаточное напряжение (в среднем 60%).

Устойчивость реактора при сквозных токах к. з. обеспечивается при выполнении следующих условий.

1. Ударный ток $i_y^{(3)}$ при трёхфазном к. з. непосредственно за реактором не должен превосходить амплитуду $i_{дм}$ максимально допустимого для него тока, т. е.

$$i_y < i_{дм}.$$

Для бетонных реакторов этой проверки можно не производить.

2. Установившийся ток I_∞ при трёхфазном к. з. непосредственно за реактором не должен превосходить тока термической устойчивости I_t , отнесённого к фиктивному времени t_ϕ , т. е.

$$I_\infty \leq I_t \sqrt{\frac{1}{t_\phi}},$$

где t — время в секундах, к которому по заводским данным отнесён ток термической устойчивости реактора.

Выбор предохранителей. Высоковольтные предохранители удовлетворяют условиям работы в режиме к. з., если ток трёхфазного к. з. I_k не превосходит допускаемый для данного предохранителя, отключаемый ток $I_{о.пр}$, т. е.

$$I_k \leq I_{о.пр}.$$

ИЗОЛЯТОРЫ

Высоковольтные изоляторы подразделяются на станционные и линейные.

Станционные изоляторы опорные (табл. 1) и проходные (табл. 2) предназначаются для применения в распределительных устройствах электрических станций и подстанций и в высоковольтных аппаратах.

Штыревые линейные изоляторы (табл. 3) предназначаются для линий напряжением до 35 кВ.

Подвесные линейные изоляторы (табл. 4) предназначаются для линий электропередач и используются также в открытых распределительных устройствах подстанций и в контактных сетях электрифицированных железных дорог.

Обозначение типов опорных изоляторов расшифровывается следующим образом.

Изоляторы для внутренней установки: первая буква О является обозначением для опорных изоляторов данной серии; вторая буква (А, Б, В или Д) указывает группу по механической прочности, а следующая за ней цифра — номинальное напряжение; последние две буквы указывают форму нижнего основания (кр — круглое, ов — овальное, кв — квадратное).

Изоляторы для открытой установки: первая буква Ш является обозначением штыревых изоляторов; вторая буква Н указывает, что изолятор предназначается для наружной установки; ИШД — изолятор штыревой группы Д; ШТ-35 — штыревой на 35 кВ; ЗШТ-35,

Таблица 1

Технические данные высоковольтных опорных станционных изоляторов

Тип изолятора	Номиналь- ное на- пряжение в кВ	Наибольшее рабочее напря- жение в кВ	Сухоразрядное напряжение в кВ	Минимальная разрушающая нагрузка на изгиб в кг	Вес в кг	Размеры в мм			№ фиг.
						А	Б	В	
Изоляторы для внутренних установок									
ОА-6-кр . . .	6	6,9	35	375	2,2	165	107	62	1, а
ОА-6-ов . . .	6	6,9	35	375	2,4	165	160	62	1, б
ОА-10-кр . . .	10	11,5	46	375	2,4	190	107	62	1, а
ОА-10-ов . . .	10	11,5	46	375	2,7	190	160	62	1, б
ОА-35-кр . . .	35	40,5	110	375	6,6	380	130	80	2, а
ОА-35-ов . . .	35	40,5	110	375	7,4	380	215	80	2, б
ОБ-6-кр . . .	6	6,9	35	750	4,0	185	136	82	1, а
ОБ-6-ов . . .	6	6,9	35	750	4,8	185	215	82	1, б
ОБ-10-кр . . .	10	11,5	46	750	4,4	215	136	82	1, а
ОБ-10-ов . . .	10	11,5	46	750	5,2	215	215	82	1, б
ОБ-35-кр . . .	35	40,5	110	750	12,5	400	190	93	2, а
ОБ-35-ов . . .	35	40,5	110	750	12,5	400	215	93	2, б
ОВ-10-кр . . .	10	11,5	46	1 250	7,9	225	175	98	1, а
ОВ-10-ов . . .	10	11,5	46	2 000	11,2	235	190	128	1, б
ОД-10-кр . . .	10	11,5	46	2 000	11,2	235	190	128	1, а
ОД-20-кр . . .	20	23,0	75	2 000	16,5	315	220	128	2, а
Изоляторы для наружных установок									
Отдельные изоляторы									
ШН-6	6	6,9	38/28*	375	2,8	170	140	92	3, а
ШН-10	10	11,5	50/34	500	4,1	183	160	106	3, б
ИШД-10	10	11,5	50/34	2 000	12,7	210	250	150	3, в
ШТ-35	35	40,5	120/80	1 250	32,0	400	370	170	3, г
ИШД-35	35	40,5	120/80	2 000	44,6	400	430	175	3, д
ОС-1	35	40,5	130/57	1 250	28,4	—	—	—	—
СО-35/100 . . .	35	40,5	130/100	650	16,0	—	—	—	—
Сборные колонки									
ЗШТ-35	110	121	315/220	325	—	1 200	—	—	—
4ИШД-35 . . .	154	169	440/305	325	—	1 600	—	—	—
5ИШД-35 . . .	220	242	610/430	325	—	2 000	—	—	—

* В числителе указано сухоразрядное напряжение, а в знаменателе — мокроразрядное напряжение.

Таблица 2

Технические данные высоковольтных проходных станционных изоляторов

Тип изоляторов	Номинальное напряжение в кВ	Номиналь- ный ток в а	Наибольш- ее рабо- чее на- пряжение в кВ	Сухораз- рядное на- пряжение в кВ	Минималь- ная разру- шающая на- грузка на изгиб в кГ	Вес в кГ	Размеры в мм			№ фиг.
							А	Б	В	
Проходные изоляторы для внутренних установок										
ПА-6/200	6	200	6,9	35	375	3,3	375	167	140	4, а
ПА-6/400	6	400	6,9	35	375	3,5	375	167	140	4, а
ПБ-6/400	6	400	6,9	35	750	4,8	415	185	144	4, а
ПБ-6/600	6	600	6,9	35	750	5,2	415	185	144	4, а
ПБ-6/1000	6	1 000	6,9	35	750	7,3	426	185	144	4, б
ПБ-6/1500	6	1 500	6,9	35	750	9,3	426	185	144	4, б
ПБ-10/200	10	200	11,5	46	750	5,9	425	205	164	4, а
ПБ-10/400	10	400	11,5	46	750	6,1	455	205	164	4, а
ПБ-10/600	10	600	11,5	46	750	6,6	455	205	164	4, а
ПБ-10/1000	10	1 000	11,5	46	750	9,1	655	290	240	4, в
ПБ-10/1500	10	1 500	11,5	46	750	10,1	655	190	240	4, в
ПБ-35/400	35	400	40,5	110	750	26,8	925	250	380	5
ПБ-35/600	35	600	40,5	110	750	28,5	940	250	380	5
ПБ-35/1000	35	1 000	40,5	110	750	32,0	970	250	380	5
ПБ-35/1500	35	1 500	40,5	110	750	36,3	970	250	380	5
ПВ-6/1000	6	1 000	6,9	35	1 250	20,5	570	190	205	4, в
ПВ-6/1500	6	1 500	6,9	35	1 250	23,3	570	190	205	4, в
ПВ-6/2000	6	2 000	6,9	35	1 250	26,7	590	190	205	4, в
ПВ-10/1000	10	1 000	11,5	46	1 250	22,9	468	205	164	4, б
ПВ-10/1500	10	1 500	11,5	46	1 250	26,0	468	205	164	4, б
ПВ-10/2000	10	2 000	11,5	46	1 250	29,7	675	190	240	4, б

Продолжение

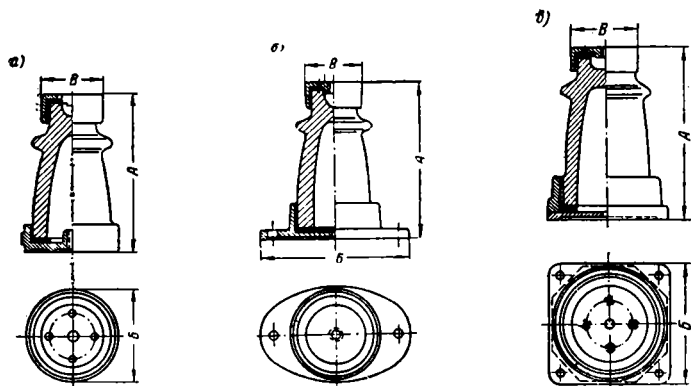
Тип изоляторов	Номинальное напряжение в кВ	Номинальный ток в а	Наибольшее рабочее напряжение в кВ	Сухоразрядное напряжение в кВ	Минимальная разрушающая нагрузка на изгиб в кВ	Вес в кг	Размеры в мм			№ фиг.
							А	Б	В	
Проходные изоляторы шинного типа для внутренних установок										
ИПШ-I-10	10	—	11,5	46	2 000	17,0	480	240	202	6, а
ИПШ-II-10	10	—	11,5	46	3 000	25,0	484	270	202	6, а
ИПШ-III-10	10	—	11,5	46	4 000	33,8	488	305	205	6, а
ИПШ-II-20	20	—	23,0	75	3 000	39,0	722	305	256	6, б
Проходные изоляторы для наружных установок										
ПНБ-6/400	6	400	6,9	38/28*	750	10,3	530	215	205	7, а
ПНБ-6/600	6	600	6,9	38/28	750	11,3	550	215	205	7, а
ПНБ-6/1000	6	1 000	6,9	38/28	750	13,6	580	215	205	7, а
ПНБ-6/1500	6	1 500	6,9	38/28	750	16,3	580	215	205	7, а
ПНБ-10/400	10	400	11,5	50/34	750	11,4	605	215	245	7, а
ПНБ-10/600	10	600	11,5	50/34	750	12,6	625	215	245	7, а
ПНБ-10/1000	10	1 000	11,5	50/34	750	15,2	650	215	245	7, а
ПНБ-10/1500	10	1 500	11,5	50/34	750	18,3	650	215	245	7, а
ПНБ-35/400	35	400	40,5	120/80	750	30,3	980	250	430	7, а
ПНБ-35/600	35	600	40,5	120/80	750	32,1	1 000	250	430	7, а
ПНБ-35/1000	35	1 000	40,5	120/80	750	35,8	1 025	250	430	7, а
ПНБ-35/1500	35	1 500	40,5	120/80	750	40,2	1 025	250	430	7, а
ПНБ-10/1000	10	1 000	11,5	50/34	1 250	21,5	710	190	262	7, б
ПНБ-10/1500	10	1 500	11,5	50/34	1 250	24,5	710	190	262	7, б
ПНБ-10/2000	10	2 000	11,5	50/34	1 250	31,0	730	190	262	7, б
ПНБ-20/2000	20	2 000	23,0	80/57	1 250	45,0	920	270	360	7, в
ПНБ-20/2500	20	2 500	23,0	80/57	1 250	47,6	920	270	360	7, в
ПНБ-20/3000	20	3 000	23,0	80/57	1 250	51,0	920	270	360	7, в
Маслонаполненные вводы										
МН-110	110	600	—	315/220	500/710	470	3 150	554	1 055	8

* В числителе указано сухоразрядное напряжение, а в знаменателе — мокроразрядное напряжение.

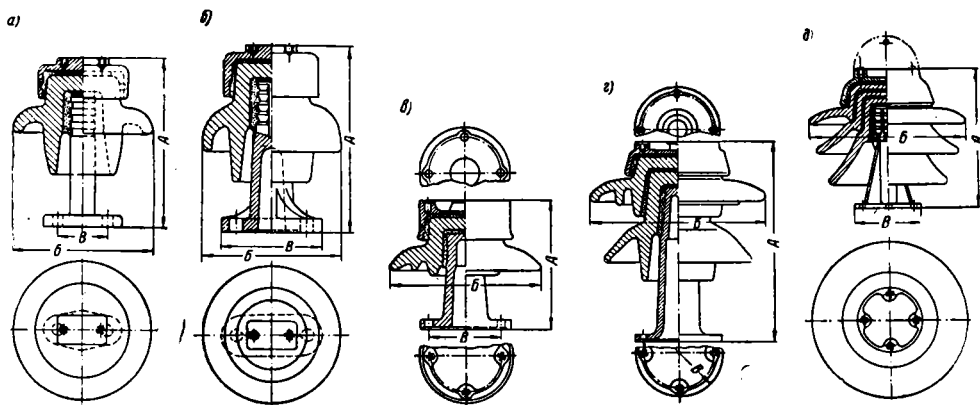
Таблица 2

Технические данные штыревых изоляторов для линий электропередачи, силовых и осветительных линий (фиг. 9)

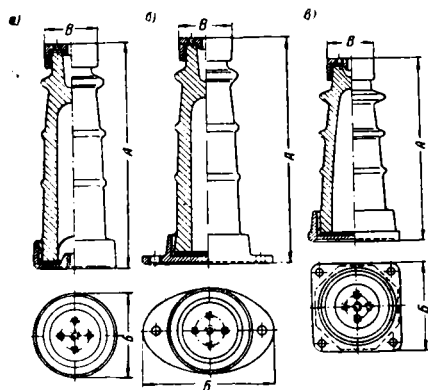
Тип изолятора	Номиналь- ное на- пряжение в кВ	Разрядное напряжение				Размеры в мм		Минимальная разрушающая нагрузка в кг	Вес в кг
		при 50 гц в кВэфф (не менее)		при импульсах 1,5/40 в кВмакс		Высота А	Диаметр Б		
		сухое	мокрое	минималь- ное	макси- мальное				
Изоляторы линейные штыревые высоковольтные									
ШС-6	6	50	25	83	109	90	120	1 400	0,82
ШС-10	10	60	33	101	130	105	140	1 400	1,8
ШД-20	20	85	52	132	170	190	185	2 000	3,5
ШД-35	35	120	80	179	233	275	255	3 000	9,75
УШЛ	6	58,5	27,9	—	—	79	42	800	0,8
Изоляторы линейные штыревые для силовых и осветительных линий									
ШО-70	0,5	—	—	—	—	120	80	600	0,7
ШО-16	0,5	—	—	—	—	87	61	450	0,27
ШО-12	0,5	—	—	—	—	70	57	300	0,26
АИК-1	0,5	—	—	—	—	98	96	1 500	0,53
АИК-2	0,5	—	—	—	—	78	80	1 200	0,38
АИК-3	0,5	—	—	—	—	61	63	800	0,18
АИК-4	0,5	—	—	—	—	48	54	800	0,12
ШН-1	0,5	—	—	—	—	108	80	800	0,7
ТФ-2	1,0	—	—	—	—	108	75	800	0,62
ТФ-3	1,0	—	—	—	—	—	—	600	—



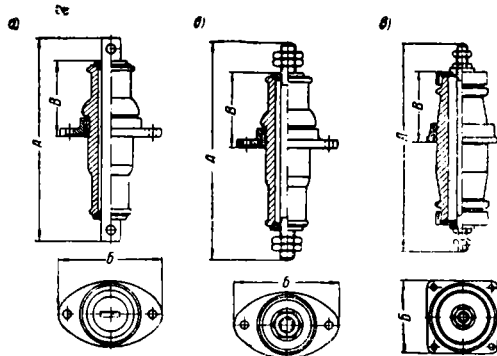
Фиг. 1. Опорные изоляторы на 6—10 кВ: а—с круглым фланцем; б—с овальным фланцем; в—с квадратным фланцем



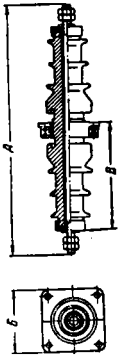
Фиг. 2. Опорно-штыревые изоляторы: а—типа ШН-6; б—типа ШН-10; в—типа ИШД-10; г—типа ШТ-35; д—типа ИШД-35



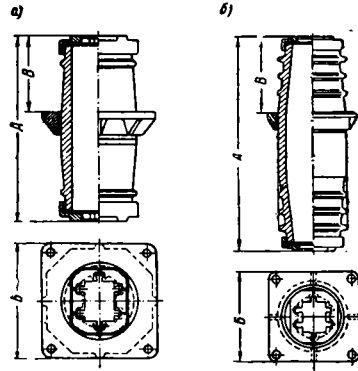
Фиг. 3. Опорные изоляторы на 20—35 кВ: а—с круглым фланцем; б—с овальным фланцем; в—с квадратным фланцем



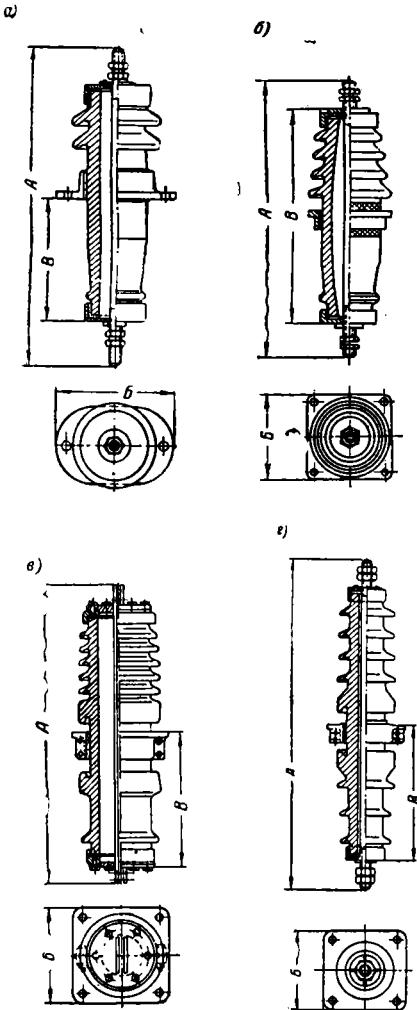
Фиг. 4. Проходные изоляторы: а—группы А и В на 6 кВ и группы В на 10 кВ на ток 200—600 А; б—группы В на 6 кВ и группы В на 10 кВ на ток 1 000—1 500 А; в—группы В на 6 кВ и группы В на 10 кВ на ток 1 000—2 000 А



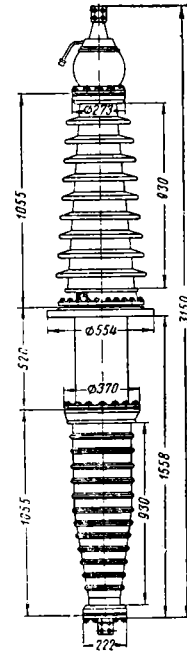
Фиг. 5. Проходной изолятор на 35 кВ, 400—1500 а



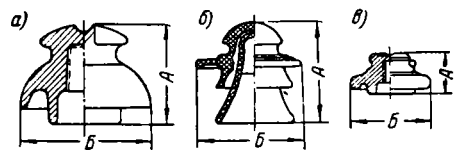
Фиг. 6. Проходные изоляторы шинного типа: а—на 10 кВ; б—на 20 кВ



Фиг. 7. Проходные изоляторы для наружной установки: а—группы В на 6—10 кВ; б—группы В на 10 кВ; в—группы В на 20 кВ; г—группы В на 35 кВ



Фиг. 8. Маслонаполненный ввод типа МН-110



Фиг. 9. Штыревые изоляторы: а—типа ШС и АИК; б—типа ШД; в—типа УШЛ

Таблица 4

Высоковольтные подвесные изоляторы

Тип изолятора	Испытательная нагрузка в кг		Электро-механическая разрушающая нагрузка в кг (не менее)	Размеры в мм		Вес в кг приблизительно
	механическая одно-минутная	электро-механическая одно-часовая		высота	диаметр	
П-3	2 400	3 000	4 000	150	245	4,75
П-4,5	3 600	4 500	6 000	170	270	6,7
П-6	4 800	6 000	8 000	180	300	8,4
П-8,5	5 500	8 500	11 000	203	320	11,8
ПР-3,5	3 000	3 500	5 000	195	250	10,4
НС-2	3 600	4 500	6 000	200	270	8,2
НЗ-6	4 800	6 000	8 000	215	300	14,2

4ИШД-35, 5ИШД-35 — сборные колонки из 3, 4 и 5 изоляторов.

Изоляторы СО-35/100 и ОС-1 предназначены для разъединителей, причём ОС-1 — для районов с атмосферой, загрязнённой угольной пылью, уносами котельных установок и т. п.

Обозначение типов проходных изоляторов расшифровывается следующим образом.

Изоляторы для внутренней установки:

первая буква П является обозначением для проходных изоляторов данной серии; вторая буква (А, Б, В) указывает группу по механической прочности; следующая за ней дробь—числитель—номинальное напряжение, знаменатель — номинальный ток. У изоляторов для наружной установки добавляется вторая буква Н.

Для проходных шинных изоляторов ИПШ—изолятор проходной шинный, следующие цифры—группа механической прочности и номинальное напряжение.

Для вводов: первая буква М является обозначением маслонеполненных изоляторов; вторая буква Н указывает на то, что изолятор предназначен для наружной установки; цифра — номинальное напряжение.

Обозначение типов подвесных изоляторов: П — подвесной, Н — натяжной, С — специальный, З — для загрязняемых районов, СП — стержневой подвесной. Цифра обозначает испытательную нагрузку в тоннах. Изоляторы типов ПР, НЗ и НС предназначены для применения в районах с атмосферой, загрязнённой угольной пылью, уносами котельных установок, химических и металлургических производств, содержащих вещества, растворимые в холодной воде (ПР — в поддерживающих, НС и НЗ — в натяжных гирляндах).

АППАРАТЫ ВЫСОКОГО НАПЯЖЕНИЯ

ПРЕДОХРАНИТЕЛИ (ГОСТ 2213—43)

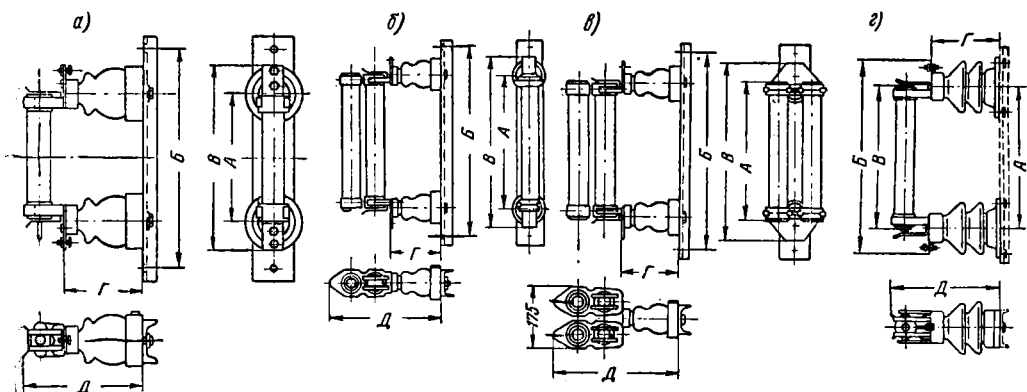
Высоковольтные предохранители выпускаются: для внутренней установки типов ПК и ПКТ с кварцевым наполнением (фиг. 1), для наружной установки стреляющие типа ПСН (фиг. 4 и 5) и роговые типов ПР-35 (фиг. 6) и ПР-35-ТН.

Предохранители типов ПК, ПСН и ПР-35 применяются для защиты силовых цепей от

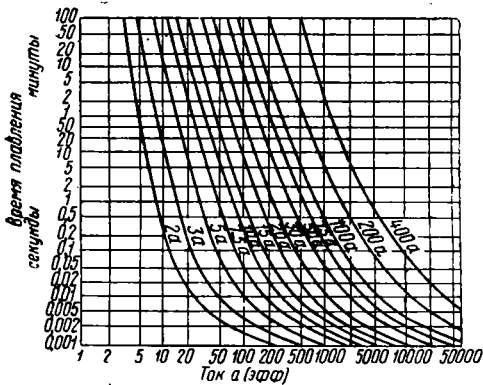
токов перегрузок и коротких замыканий, а типов ПКТ и ПР-35-ТН — для защиты трансформаторов напряжения.

Шкала номинальных токов плавких вставок для высоковольтных предохранителей: 2; 3; 5; 7,5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 200; 300 и 400 а.

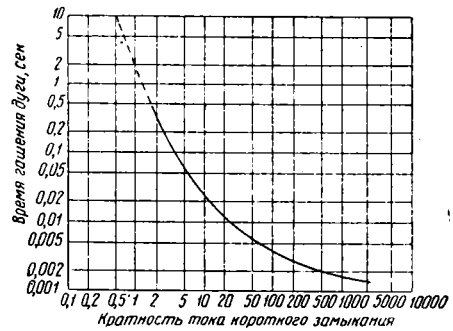
Зависимости времени срабатывания от тока для предохранителей типа ПК даны на фиг. 2 и 3.



Фиг. 1. Предохранители типов ПК и ПКТ: а — на ток до 200 а; б — на 300 а; в — на 400 а; г — для наружной установки



Фиг. 2. Время плавления плавких вставок предохранителей типа ПК



Фиг. 3. Среднее значение наибольшего времени гашения дуги при срабатывании предохранителей типа ПК

Таблица 1

Основные характеристики и размеры предохранителей высокого напряжения

Тип	Номинальное напряжение сети в кВ	Номинальный ток патрона в а	Отключаемый ток		Наибольшая отключаемая мощность (трёхфазная) в тыс. кВа	Вес с патроном без цоколя в кг	№ фиг.	Размеры в мм				
			предельный в кА****	наименьший в долях номинального				А	Б	В	Г	Д
Силовые предохранители для внутренней установки												
ПК-3/30	3	30	40	Не ограничен	300	6	1,а	220	400	340	170	250
ПК-3/100	3	100	40	1,3	300	7,1	1,а	265	400	390	170	285
ПК-3/200	3	200	40	1,3	300	9	1,а	265	400	390	170	365
ПК-3/400	3	400	40	1,3	300	13,6	1,а	265	400	400	170	365
ПК-6/30	6	30	20	Не ограничен	300	6,5	1,а	320	500	440	170	250
ПК-6/75	6	75	20	1,3	300	7,6	1,а	365	500	490	170	285*
ПК-6/150	6	150	20	1,3	300	8,1	1,а	365	500	490	170	365
ПК-6/300	6	300	20	1,3	300	15,6	1,а	365	500	500	170	365
ПК-10/30	10	30	12	Не ограничен	300	7,5	1,а	420	600	540	195	275
ПК-10/50	10	50	12	1,3	300	8,7	1,а	465	600	590	195	310*
ПК-10/100	10	100	12	1,3	300	11,8	1,а	465	600	590	195	390
ПК-10/200	10	200	12	1,3	300	18,5	1,а	460	620	600	195	390
ПК-35/10	35	10	3,5	Не ограничен	300	18	1,а	620	825	750	385	460
ПК-35/20	35	20	3,5	3	300	20,2	1,а	665	825	800	385	500
ПК-35/40	35	40	3,5	3	300	24,5	1,а	665	825	800	385	580
Предохранители к трансформаторам напряжения для внутренней установки												
ПКТ-10	3	—	Не ограничен	—	Не ограничена	7	1,а	220	400	340	175	275
ПКТ-10	6	—	То же	—	То же	7	1,а	220	400	340	175	275
ПКТ-10	10	—	50	—	1 000	7	1,а	220	400	340	175	275
ПКТ-20	15	—	Не ограничен	—	Не ограничена	16	1,а	420	600	540	285	360
ПКТ-20	20	—	30	—	1 000	16	1,а	420	600	540	285	360
ПКТ-35	35	—	17	—	1 000	17	1,а	620	825	750	385	460
Силовые предохранители для наружной установки												
ПК-6Н/30	6	30	20	Не ограничен	300	7,2	1,а	320	440	310	175	250
ПК-10Н/30	10	30	12	То же	300	7,7	1,а	420	540	410	175	250
ПСН-10	10	100	12	—	200	23**	4	—	—	—	—	—
ПСН-35	35	100	8	—	500	84**	4	—	—	—	—	—
ПР-35-2	35	2***	0,12	—	—	65	6	—	—	—	—	—
ПР-35-3	35	3***	0,18	—	—	65	6	—	—	—	—	—
ПР-35-5	35	5***	0,8	—	—	65	6	—	—	—	—	—
ПР-35-7,5	35	7,5	0,45	—	—	65	6	—	—	—	—	—
Предохранители к трансформаторам напряжения наружной установки												
ПР-35/ТН	35	—	—	—	—	65	6	—	—	—	—	—

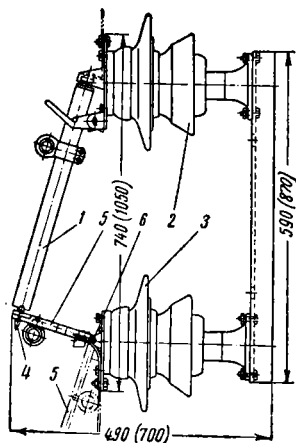
* Размер с замком, предусмотренным для этих предохранителей.

** Вес одного полюса с цоколем и патроном.

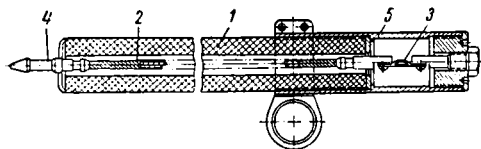
*** Номинальный ток плавкой вставки.

**** Симметричная составляющая.

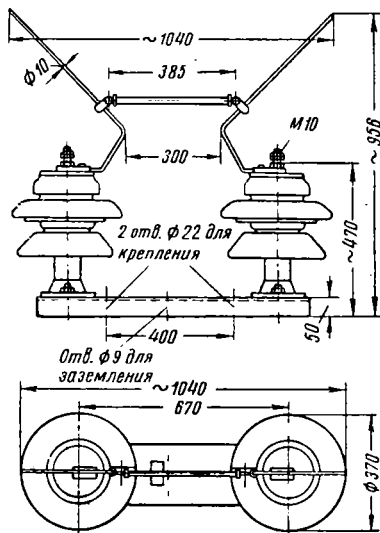
Предохранители ПКТ-10 должны устанавливаться последовательно с токоограничивающими сопротивлениями в тех случаях, когда величина тока короткого замыкания превышает допустимое значение.



Фиг. 4. Предохранитель типа ПСН-10 на 10 кВ для наружной установки. В скобках указаны размеры для ПСН-35

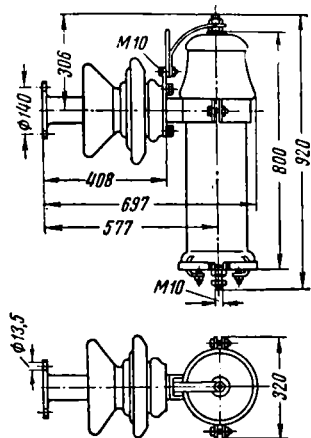


Фиг. 5. Патрон предохранителя типа ПСН-35 на 35 кВ: 1 — дугогасящая трубка; 2 — гибкий проводник; 3 — плавкий элемент; 4 — контактный наконечник; 5 — металлическая головка



Фиг. 6. Роговой предохранитель типа PR-35

Предохранители типа PR-35-ТН поставляются комплектно с токоограничивающими сопротивлениями СДН-35 (фиг. 7).



Фиг. 7. Дополнительное сопротивление типа СДН-35

Характеристики и размеры высоковольтных предохранителей даны в табл. 1.

РАЗРЯДНИКИ

Разрядники предназначены для защиты от опасных атмосферных перенапряжений подстанционной и линейной изоляции.

Вентильные разрядники для установок переменного тока изготавливаются:

- а) станционные типа РВС (фиг. 8);
- б) подстанционные облегченные типа РВП (фиг. 9);

в) для защиты вращающихся машин типа РВВМ (фиг. 10) и

г) для защиты цепей постоянного тока тяговых подстанций типа РМВП (фиг. 11).

Разрядники рассчитаны на установку как в закрытых помещениях, так и на открытом воздухе.

Вольтамперная характеристика вентильных вилтовых разрядников нелинейна; при повышении напряжения их электрическое сопротивление понижается.

В разрядниках типа РМВП для гашения дуги применены постоянные магниты.

Характеристики вентильных разрядников даны в табл. 2 и 3.

Трубчатые разрядники изготавливаются с трубками из фибробакелита (тип РТ) или винилпласта (тип РТВ) и включаются между линейным проводом и заземлением, причём от линейного провода они обязательно отделяются внешним искровым промежутком в целях предохранения органической изоляции разрядника от повреждений токами утечки. Характеристики разрядников типа РТ даны в табл. 4.

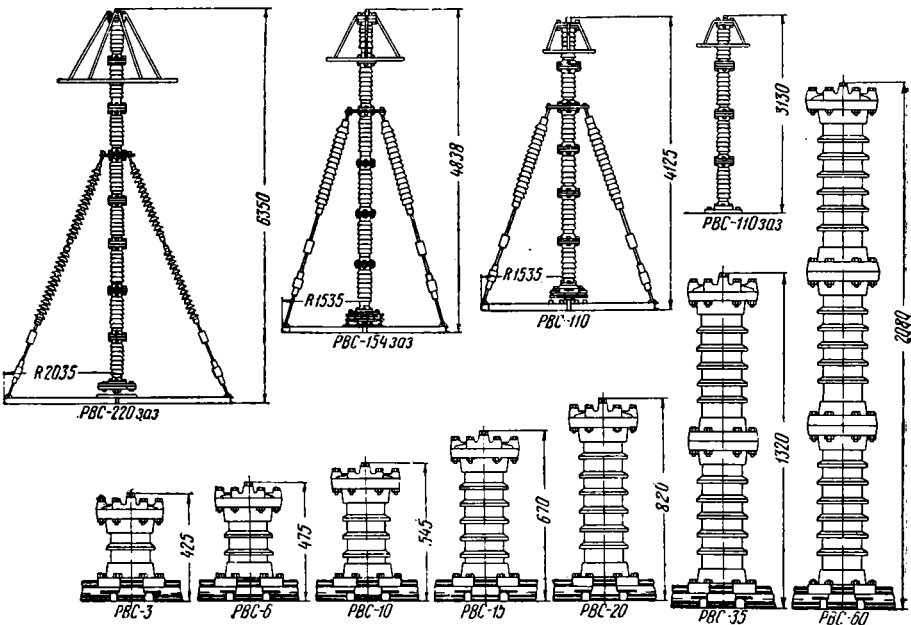
Выбор разрядника по защитным характеристикам производится в соответствии с действующими «Руководящими указаниями по защите от перенапряжений» (см. ПУЭУ).

Отдельные варианты исполнения разрядников типов РТ и РТВ различаются между собой по напряжению установки, для которой

Таблица 2

Основные характеристики подстанционных и станционных разрядников типа РВП и РВС (фиг. 8)

Тип	Номинальное напряжение сети в кВ		Номинальное напряжение разрядника в кВ	Наибольшее допустимое напряжение разрядника в кВ	Пробивное напряжение разрядника в кВ (эффективное значение)		Остаточное напряжение на рабочем сопротивлении разрядника в кВ		Высота разрядника в мм	Радиус основания разрядника в мм	Вес разрядника в кг
	Изолированная нейтраль	Глухозаземлённая нейтраль			при промышленной частоте	при косоголовном импульсе и предразрядном времени 1,5 мксек	в эксплуатации	при выпуске с завода			
РВП-3	3	—	3	3,8	8,5	25	19	17	340	71	8
РВП-6	6	—	6	7,6	16	35	33	30	450	71	11
РВП-10	10	—	10	12,8	25	50	55	50	590	71	16
РВС-3	3	—	3	3,8	8,5	25	19	17	425	236	38
РВС-6	6	—	6	7,6	16	35	33	30	475	236	41
РВС-10	10	—	10	12,8	25	50	55	50	545	236	46
РВС-15	15	—	15	21	37	75	71	65	670	236	52
РВС-20	20	—	20	25	45	85	86	78	820	236	62
РВС-35	35	—	35	42	75	130	140	130	1320	236	90
РВС-60	60	—	60	71	127	215	245	221	2080	236	125
РВС-110	—	110	110	96	224	340	360	324	3130	275	230
РВС-110	—	110	110	132	238	405	460	420	4125	1535	500
РВС-154	—	154	154	144	315	480	540	486	4800	1535	600
РВС-220	—	220	220	192	445	680	720	650	6350	2035	900



Фиг. 8. Разрядники типа РВС

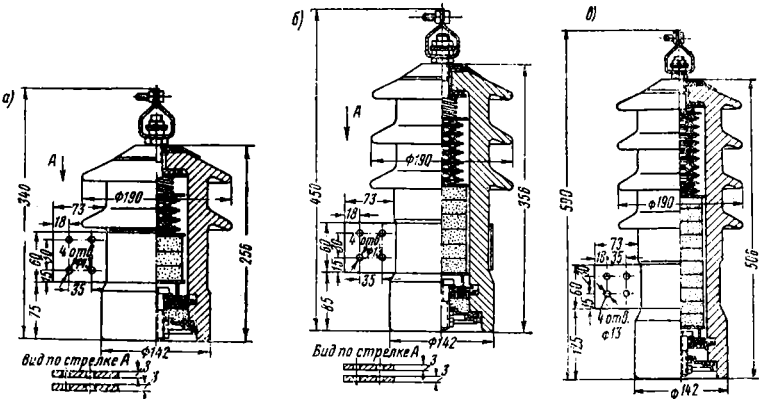
разрядники предназначаются, и по диапазону токов, в котором гарантируется надёжное отключение разрядником электрической дуги. Напряжение и диапазоны токов отключения указываются в полном номенклатурном обозначении разрядника, где напряжение выложено в киловольтах эффективных, а нижний и верхний пределы токов отключения — в килоамперах эффективных.

Например, РТ— $\frac{110}{1,2-7}$ обозначает разрядник трубчатый, фибробакелитовый, предназначенный для работы в установках с линейным напряжением (эффективным) 110 кВ и с диапазоном токов отключения от 1,2 до 7 кА. Разрядники типа РВТ изготавливаются для напряжений 6, 10, 15, 20 и 35 кВ.

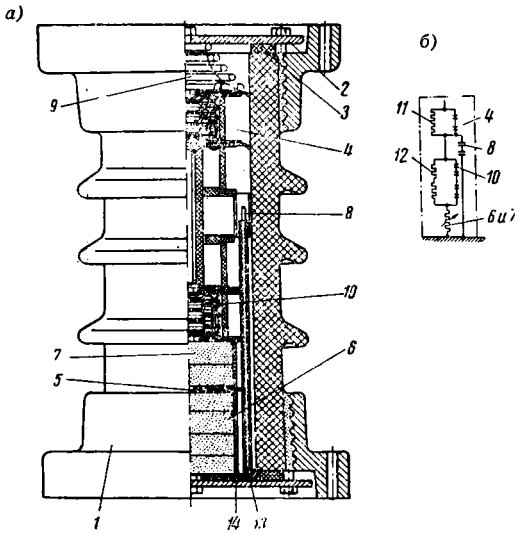
Таблица 3

Основные характеристики вентильных разрядников типа РВВМ для защиты вращающихся машин и разрядников типа РМВП для защиты цепей постоянного тока тяговых подстанций

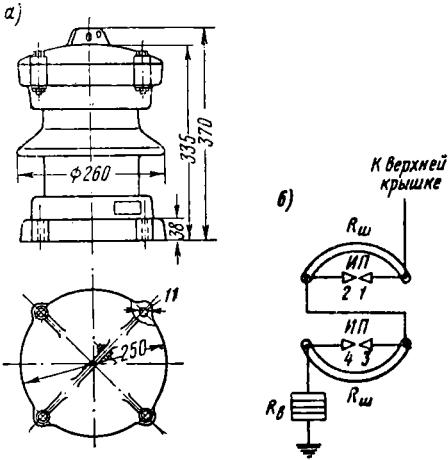
Тип	Номинальное напряжение в кВ	Наибольшее допустимое напряжение на разряднике (эффективное значение) в кВ	Пробивное напряжение при промышленной частоте (эффективное значение)		Импульсное пробивное напряжение при косогольной волне и предразрядном времени 15 мксек в кВ не более	Остающееся напряжение на разряднике при токе 3 000 а в кВ	Высота разрядника в мм	Радиус основания разрядника в мм	Вес разрядника в кг
			не менее	не более					
РВВМ-3 . .	3	3,8	7,5	8,5	12	12	475	236	40
РВВМ-6 . .	6	7,6	15	16,5	23	23	745	236	45
РВВМ-10 . .	10	12,8	24	26,8	38	38	1176	236	52
РМВП . . .	3,3	4	10	12	—	13,6	370	125	26



Фиг. 9. Разрядники типов: а—РВП-3; б—РВП-6; в—РВП-10



Фиг. 10. Разрядник типа РВВМ: а—разрез; б—принципиальная схема; 1—фарфоровый кожух; 2—диск уплотняющий; 3—уплотняющее кольцо; 4—два искровых промежутка; 5—фиксатор; 6—блок из четырёх вилитовых дисков; 7—блок из двух вилитовых дисков; 8—конденсаторы; 9—пружина; 10—четыре искровых промежутка; 11—шунтирующее сопротивление (одно полукольцо); 12—шунтирующее сопротивление (два полукольца); 13—провод в миканитовой гильзе; 14—изолирующая обмазка на блоке дисков



Фиг. 11. Разрядник типа РМВП: а—общий вид; б—принципиальная схема

РЕАКТОРЫ

Реакторы предназначены для ограничения токов короткого замыкания в мощных электрических установках, а также для сохранения на шинах определённого уровня

Таблица 4

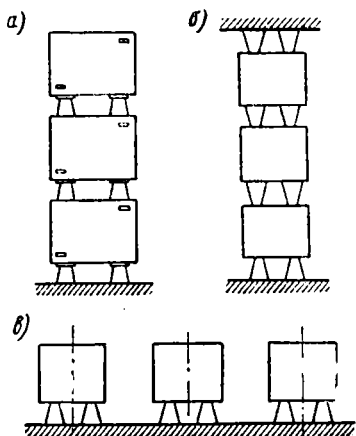
Основные характеристики трубчатых разрядников типа РТ

Тип	Наибольший отклю- чаемый ток (эффе- ктивное значение) в кА	Длина искро- вых проме- жутков в мм		Импульсные разрядные напряжения при волне 1,5/40 мксек (амплитудное значение) в кВ				Разрядное напряжение при 50 гц (эффективное значение) в кВ		Длина разрядника в мм	Внутренний диаметр фибровой трубки в мм	Вес в кг
		внутрен- него	внешнего	минимальные при поляр- ности		при 2 мксек и при полярно- сти		сухое мокрое				
				+	—	+	—					
РТ-3/0,2-1,5 . .	1,5	40	5-10	35	40	45	10	7	357±8	8	1,0	
РТ-3/1,5-7 . . .	7	40	5-10	35	40	45	10	7	357±8	8	1,0	
РТ-3/0,3-7 . . .	7	130	8	61	61	71	42	39	489±20	10	1,8	
РТ-6/1,5-10 . .	10	80	20	55	55	67	—	—	489±20	10	1,8	
РТ-10/0,5-7 . .	7	130	60	80	80	83	—	—	489±20	10	1,8	
РТ-35/0,4-3 . .	3	175	60	145	150	170	85	63	663±15	8	1,4	
РТ-35/0,8-5 . .	5	175	60	165	165	195	105	83	783±30	10	2,5	
РТ-35/1,8-10 . .	10	140	250	195	195	230	105	73	723±30	12	4,2	
РТ-110/0,4-2,2 .	2,2	300	350	170	170	195	83	73	1 242±10	8	9	
РТ-110/0,8-5 . .	5	350	250	366	380	440	211	167	1 242±10	16	9,2	
РТ-110/1,2-7 . .	7	300	350	420	460	505	184	165	1 242±15	16	9,7	
РТ-110/2-10 . .	10	250	300	385	420	460	—	—	1 139±15	20	9	

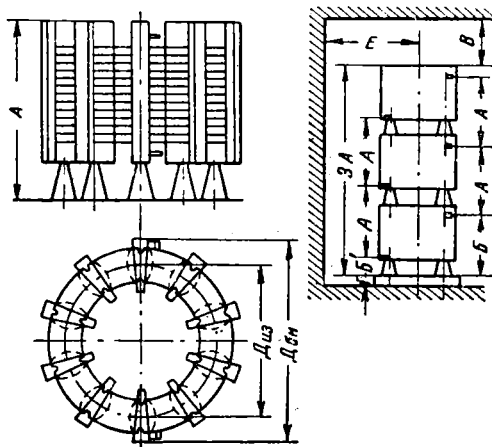
напряжения при коротких замыканиях за реактором.

Благодаря отсутствию стального сердечника реактор обладает постоянным индуктив-

ся для внутренней установки с воздушным охлаждением на напряжение 6 и 10 кВ переменного тока, на номинальные токи от 150 до 2 000 а с относительной реактивностью от 3 до 10% (см. табл. 5).



Фиг. 12. Варианты установки бетонных реакторов: а — вертикальное расположение фаз без упора сверху; б — то же с упором сверху; в — горизонтальное расположение фаз



Фиг. 13. Габаритные и установочные размеры бетонных реакторов

ным сопротивлением, не зависящим от величины протекающего по нему тока.

Токоограничивающие реакторы бетонной конструкции с медной обмоткой изготовляют-

Реакторы бетонные с алюминиевой обмоткой изготавливаются на напряжение 6 и 10 кВ, на номинальные токи 150, 200, 300, 500 и 600 а с относительной реактивностью от 4 до 10% (см. табл. 6).

Таблица 5

Основные характеристики и размеры бетонных реакторов с медной обмоткой

Тип	Номинальная индуктивность в мкГн	Номинальные потери на фазу в кВт	Реактивная мощность в квар	Размеры в мм (фиг. 13)			Вес фазы в кг	Устойчивость	
				высота А	диаметр			динамическая в а	термическая (относительная) в а
					по бетону $D_{\text{бн}}$	по осям изоляторов $D_{\text{из}}$			
РБ-6-150-3	2,20	1,18	15,6	905	980	685	498	9 740	9 000
РБ-6-150-4	2,95	1,44	20,8	995	1 005	710	580	9 550	8 250
РБ-6-150-5	3,70	1,63	26	995	1 105	810	6,2	7 650	7 500
РБ-6-150-6	4,40	2,23	31,2	1 085	1 105	810	771	6 400	6 750
РБ-6-150-8	5,90	2,18	41,5	995	1 160	795	777	4 800	6 000
РБ-6-150-10	7,35	2,96	52	1 175	1 175	845	882	3 820	6 000
РБ-6-200-3	1,65	1,32	20,8	905	1 030	735	520	13 000	12 000
РБ-6-200-4	2,20	1,68	27,8	1 085	990	695	645	12 750	11 000
РБ-6-200-5	2,75	2,0	34,7	995	985	690	600	10 200	10 000
РБ-6-200-6	3,30	2,10	41,6	995	935	655	573	8 500	9 000
РБ-6-200-8	4,40	2,50	55,5	995	1 035	670	690	6 400	8 000
РБ-6-200-10	5,50	2,66	69,3	995	1 130	765	837	5 100	8 000
РБ-6-300-3	1,10	1,73	31,1	815	970	675	493	19 500	18 000
РБ-6-300-4	1,45	2,34	41,0	815	915	620	432	19 100	16 500
РБ-6-300-5	1,85	2,82	52	905	915	620	502	15 300	15 000
РБ-6-300-6	2,20	3,02	62,5	995	900	605	557	12 800	13 500
РБ-6-300-8	2,95	3,46	83	995	1 010	715	697	9 550	12 000
РБ-6-300-10	3,70	3,79	104	995	1 105	810	822	7 650	12 000
РБ-6-400-3	0,85	2,15	41,5	875	820	665	467	26 000	24 000
РБ-6-400-4	1,10	2,65	55,3	905	1 055	770	592	25 500	22 000
РБ-6-400-5	1,34	2,97	69,2	905	955	660	546	20 400	20 000
РБ-6-400-6	1,65	3,82	82,9	995	955	660	580	17 000	18 000
РБ-6-400-8	2,20	4,2	111,0	905	985	690	687	12 750	16 000
РБ-6-400-10	2,75	4,97	138,7	995	990	695	753	10 200	16 000
РБ-6-500-3	0,65	2,86	52,0	890	1 045	750	583	32 500	30 000
РБ-6-500-4	0,880	2,86	69,2	905	1 040	675	662	31 900	27 500
РБ-6-500-5	1,10	3,75	86,5	995	1 035	670	710	25 500	25 000
РБ-6-500-6	1,33	3,75	104,0	1 055	1 100	770	853	21 200	22 500
РБ-6-500-8	1,75	4,55	139,0	1 085	1 150	785	1 011	15 900	20 000
РБ-6-500-10	2,20	5,57	173,4	1 265	1 125	760	1 173	12 750	20 000
РБ-6-600-3	0,55	2,46	62,3	905	1 155	860	685	39 000	36 000
РБ-6-600-4	0,74	3,15	83,0	995	1 010	715	711	38 200	33 000
РБ-6-600-5	0,92	3,79	104,0	995	1 105	810	795	30 600	30 000
РБ-6-600-6	1,10	4,71	124,2	905	1 125	760	785	25 500	27 000
РБ-6-600-8	1,47	5,77	166,0	995	1 160	795	863	19 100	24 000
РБ-6-600-10	1,84	6,24	208,0	1 175	1 175	845	1 118	15 300	24 000
РБ-6-750-3	0,44	2,95	77,9	995	1 180	815	766	48 750	45 000
РБ-6-750-4	0,58	3,98	104,0	1 085	1 010	715	776	47 800	41 250
РБ-6-750-5	0,74	4,38	130,0	1 085	1 105	775	891	38 200	37 500
РБ-6-750-6	0,88	4,82	156,0	1 085	1 195	900	916	31 900	33 750
РБ-6-750-8	1,18	6,46	208,5	905	1 160	795	920	23 900	30 000
РБ-6-750-10	1,47	7,10	260,0	905	1 265	900	1 049	19 100	30 000
РБ-6-1000-4	0,44	4,07	138,6	1 175	990	695	877	63 800	55 000
РБ-6-1000-5	0,55	4,84	173,3	1 175	1 090	785	1 028	51 000	50 000
РБ-6-1000-6	0,66	5,05	208,0	1 220	1 175	880	1 093	42 500	45 000
РБ-6-1000-8	0,88	5,9	277	1 175	1 336	1 035	1 263	31 900	40 000
РБ-6-1000-10	1,10	7,34	316	1 445	1 240	945	1 571	25 500	40 000
РБ-10-150-3	3,68	1,68	26	1 115	1 025	730	633	9 740	9 000
РБ-10-150-4	4,9	1,94	34,6	1 025	1 150	820	680	9 550	8 250
РБ-10-150-5	6,13	2,19	43,3	1 025	1 145	810	767	7 650	7 500
РБ-10-150-6	7,35	2,62	52,0	1 205	1 175	815	938	6 400	6 750
РБ-10-150-8	9,8	3,26	69,3	1 115	1 315	955	930	4 800	6 000
РБ-10-200-3	2,76	2,10	34,7	1 025	985	690	605	17 000	12 000
РБ-10-200-4	3,68	2,23	46,3	1 025	1 025	695	593	10 200	11 000
РБ-10-200-5	4,60	2,52	57,8	1 025	1 120	790	721	10 200	10 000
РБ-10-200-6	5,50	2,86	69,3	1 025	1 130	765	842	8 500	9 000
РБ-10-200-8	7,35	3,45	92,3	1 115	1 175	810	834	6 880	8 000
РБ-10-300-3	1,84	2,40	52	1 035	990	695	664	25 500	18 000
РБ-10-300-4	2,45	3,02	69,3	1 025	940	645	560	19 100	16 500
РБ-10-300-5	3,07	3,42	86,6	1 025	1 025	730	678	15 300	15 000
РБ-10-300-6	3,68	3,97	104,0	1 025	1 105	810	828	12 800	12 000
РБ-10-300-8	4,91	4,83	138,5	1 115	1 065	735	867	9 550	12 000

Продолжение

Тип	Номинальная индуктивность в мгн	Номинальные потери на фазу в кеп	Реактивная мощность в квар	Размеры в мм (фиг. 13)			Вес фазы в кг	Устойчивость	
				высота А	диаметр			динамическая в а	термическая (односекундная) в а
					по бетону Д _{бн}	по осям изоляторов Д _{из}			
РБ-10-400-4	1,84	—	92,4	1 205	1 105	740	980	25 500	22 000
РБ-10-400-5	2,30	4,29	115,4	1 025	1 080	785	723	20 400	20 000
РБ-10-400-6	2,76	4,987	138,7	1 025	935	690	745	17 000	53 000
РБ-10-400-8	3,68	5,75	185	1 025	1 105	810	874	12 750	16 000
РБ-10-500-3	1,10	3,13	86,7	1 025	1 040	675	711	32 500	30 000
РБ-10-500-4	1,47	3,82	105,6	1 115	1 145	815	859	31 900	27 500
РБ-10-500-5	1,94	4,54	144,8	1 115	1 175	810	969	25 500	25 000
РБ-10-500-6	2,21	5,58	173	1 295	1 125	760	1 150	21 209	22 500
РБ-10-500-8	2,94	6,44	231	1 295	1 260	895	1 374	15 900	20 000
РБ-10-600-3	0,93	3,56	104	1 025	1 105	810	826	39 000	36 000
РБ-10-600-4	1,23	4,45	138,5	1 025	1 175	810	870	38 200	33 000
РБ-10-600-5	1,53	5,66	173	1 205	1 090	760	970	30 600	30 000
РБ-10-600-6	1,84	6,24	208	1 205	1 175	845	1 124	25 500	27 000
РБ-10-600-8	2,45	7,79	277	1 115	1 320	955	1 302	19 100	24 000
РБ-10-600-10	3,07	8,71	347	1 115	1 450	1 085	1 240	15 300	24 000
РБ-10-750-5	1,23	5,86	216,5	1 025	1 255	960	1 025	38 200	37 500
РБ-10-750-8	1,96	8,61	345	1 215	1 325	1 030	1 338	23 900	30 000
РБ-10-1000-6	1,1	6,91	346	1 205	1 335	1 005	1 425	42 500	45 000
РБ-10-1000-8	1,47	8,99	462	1 295	1 315	915	1 675	31 900	40 000
РБ-10-1000-10	1,84	10,0	576	1 205	1 440	1 040	1 868	25 500	40 000
РБ-6-1500-5	0,37	6,64	260	1 130	1 150	820	1 088	76 500	75 000
РБ-6-1500-6	0,44	7,05	312	1 130	1 235	905	1 178	63 800	67 500
РБ-6-1500-8	0,98	9,4	416	1 310	1 145	780	1 360	47 800	60 000
РБ-6-1500-10	1,23	10,6	520	1 235	1 250	885	1 553	38 200	60 000
РБ-6-2000-6	0,33	8,02	415	1 445	1 340	1 045	1 661	85 000	90 000
РБ-6-2000-10	0,551	11,37	692	1 715	1 480	1 185	2 279	51 000	80 000
РБ-10-1500-8	0,93	12,23	693	1 295	1 410	1 045	1 808	47 600	60 000
РБ-10-1500-10	1,23	13,61	866	1 295	1 550	1 105	1 950	33 200	60 000
РБ-10-2000-8	0,74	17,01	923	1 295	1 312	910	1 755	58 800	60 000
РБ-10-2000-10	0,92	17,6	1 152	1 295	1 442	1 040	2 274	51 000	80 000

Таблица 6

Основные характеристики и размеры бетонных реакторов с алюминиевой обмоткой

Тип	Номинальная индуктивность в <i>мгн</i>	Номинальные потери на фазу в <i>квт</i>	Реактивная мощ- ность в <i>квар</i>	Размеры в <i>мм</i> (фиг. 13)			Вес фазы в <i>кг</i>	Устойчивость	
				высота <i>A</i>	диаметр			динамиче- ская в <i>a</i>	термиче- ская (односе- кундная) в <i>a</i>
					по бетону <i>Д_{бн}</i>	по осям изолято- ров <i>Д_{из}</i>			
РБА-6-150-4	2,94	1,434	20,8	995	1 005	710	526	9 550	8 250
РБА-6-150-5	3,68	1,575	26,0	995	1 105	810	606	7 650	7 500
РБА-6-150-6	4,41	2,033	31,2	1 085	1 105	810	695	6 400	6 750
РБА-6-150-8	5,88	2,216	41,5	995	1 160	795	697	4 800	6 000
РБА-6-150-10	7,35	2,592	52,0	1 175	1 175	845	882	3 820	6 000
РБА-6-200-4	2,21	1,835	27,8	1 085	990	660	568	12 750	11 000
РБА-6-200-5	2,76	2,48	34,7	905	1 095	800	567	10 200	10 000
РБА-6-200-6	3,31	2,69	41,6	905	1 070	740	542	8 500	9 000
РБА-6-200-8	4,41	3,2	55,5	995	1 035	670	537	6 400	8 000
РБА-6-200-10	5,51	3,67	69,4	995	1 130	765	698	5 100	8 000
РБА-6-300-4	1,47	2,42	41,6	905	985	655	490	19 000	14 000
РБА-6-300-5	1,835	2,72	52	905	915	620	416	15 000	15 000
РБА-6-300-6	2,21	3,26	62,4	995	900	605	326	12 800	13 500
РБА-6-300-8	2,94	3,53	83	905	1 025	695	477	9 500	15 000
РБА-6-300-10	3,68	4,42	104	995	1 105	810	666	7 650	12 000

Продолжение

Тип	Номинальная индуктивность в мГн	Номинальные потери на фазу в кВт	Реактивная мощность в квар	Размеры в мм (фиг. 13)			Вес фазы в кг	Устойчивость	
				высота А	диаметр			динамическая в а	термическая (односекундная) в а
					по бетону $D_{бн}$	по осям изоляторов $D_{из}$			
РБА-6-500-4	0,883	3,175	69,2	905	1 040	675	552	31 900	27 500
РБА-6-500-5	1,1	3,2	69,2	905	1 140	775	665	25 500	25 000
РБА-6-500-6	1,325	4,03	104	1 085	1 100	770	690	21 200	22 500
РБА-6-500-8	1,76	4,405	139	1 085	1 150	785	825	15 900	20 000
РБА-6-500-10	2,21	5,44	173,4	1 265	1 125	760	908	12 750	20 000
РБА-6-600-4	0,735	3,172	83	995	1 010	715	580	38 200	33 000
РБА-6-600-5	0,92	3,9	104	995	1 105	810	656	30 000	30 600
РБА-6-600-6	1,1	4,42	139	1 085	1 105	810	585	25 400	28 800
РБА-6-600-8	1,47	6,627	166	995	1 160	795	705	19 100	24 000
РБА-6-600-10	1,84	7,37	208	1 175	1 175	845	881	15 300	24 000
РБА-10-150-4	4,9	2,0	34,6	995	1 150	820	607	9 550	8 250
РБА-10-150-5	6,13	2,26	43,2	995	1 175	810	684	7 650	7 500
РБА-10-150-6	7,35	2,56	52	1 175	1 175	845	890	6 380	6 750
РБА-10-150-8	9,8	3,069	69,3	1 095	1 315	955	905	4 800	6 000
РБА-10-200-4	3,68	2,35	46,2	995	1 025	695	505	10 200	11 000
РБА-10-200-5	4,6	2,21	57,8	995	1 125	795	665	10 200	10 000
РБА-10-200-6	5,51	3,56	69,3	995	1 130	765	700	8 500	9 000
РБА-10-200-8	7,35	3,77	92,3	1 085	1 175	810	769	6 880	8 000
РБА-10-300-4	2,45	3,65	69,4	995	940	645	434	17 000	14 500
РБА-10-300-5	3,06	3,22	86,5	995	1 025	730	540	15 300	15 000
РБА-10-300-6	3,68	4,02	104	950	1 055	660	572	12 800	12 000
РБА-10-300-8	4,9	5,697	138,5	905	1 175	810	538	9 550	12 000
РБА-10-500-4	1,474	4,44	118	1 095	1 145	815	723	31 900	27 500
РБА-10-500-5	1,84	5,48	144,3	1 095	1 175	810	796	25 500	25 000
РБА-10-500-6	2,21	4,9	173	1 265	1 160	745	908	21 200	22 500
РБА-10-500-8	2,94	7,645	231	1 265	1 260	895	1 125	15 900	20 000
РБА-10-600-5	1,53	5,325	173	1 175	1 060	760	789	30 600	30 000
РБА-10-600-6	1,84	7,53	208	1 160	1 210	825	748	25 400	27 000
РБА-10-600-8	2,45	8,85	277	1 085	1 320	955	1 073	19 100	24 000
РБА-10-600-10	3,07	10,0	346	1 085	1 450	1 085	1 078	15 300	24 000

Обозначение типа реактора условно характеризует его основные параметры. Например, РБ10-600-3 расшифровывается: Р — реактор; Б — бетонный; 10 — напряжение 10 кВ; 600 — ток 600 А; 3 — реактивность 3%.

Реакторы с алюминиевой обмоткой имеют обозначение РБА.

Реакторы комплектуются для вертикальной или для горизонтальной установки (фиг. 12).

При установке реакторов в камере должны соблюдаться следующие наименьшие расстояния (фиг. 13):

$B=0,5 D_{бн}-130$ мм;

$G=0,5 D_{бн}-325$ мм;

$E=D_{бн}-120$ мм.

Высота выводных шин равна $B=A-(45 \div 50)$ мм и $B'=285$ мм для 6 кВ и 351 мм для 10 кВ.

Для сглаживающих устройств, устанавливаемых на тяговых подстанциях, оборудованных ртутными выпрямителями, применяются бетонные реакторы на 1 000, 1 500, 2 000, 3 000, 4 000 и 5 000 А с индуктивностью 6,5 мГн.

ВЫСОКОВОЛЬТНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА (ГОСТ 687—41)

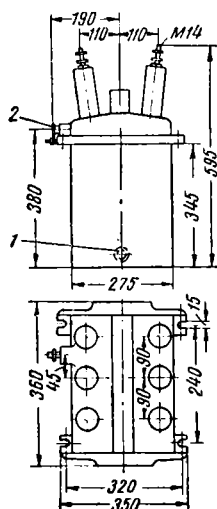
Высоковольтные выключатели предназначены для включения и отключения цепей высокого напряжения под нагрузкой, а также для отключения их при коротких замыканиях.

Основные типы выключателей:

Выключатель типа ВМЭ-6 (фиг. 14) однобаковый, предназначен для закрытой установки и выпускается в двух исполнениях: А — для стационарных установок и Б — для передвижных установок (электроэкскаваторы, электротрактора и т.п.). Гашение дуги производится простым размыканием контактов в масле, т. е. выключатель не имеет специального дугогасительного устройства.

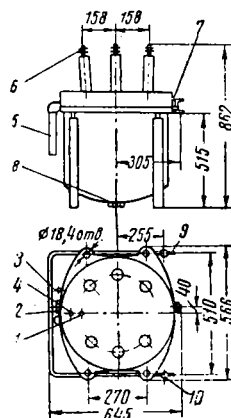
Выключатель типа ВМБ-10 (фиг. 15) однобаковый, предназначен для закрытой установки на электростанциях малой мощности, подстанциях и электропечных установках и выпускается в двух исполнениях:

а) оси фаз перпендикулярны передней стенке камеры; б) оси фаз параллельны передней стенке камеры. Дугогасительных устройств не имеет.

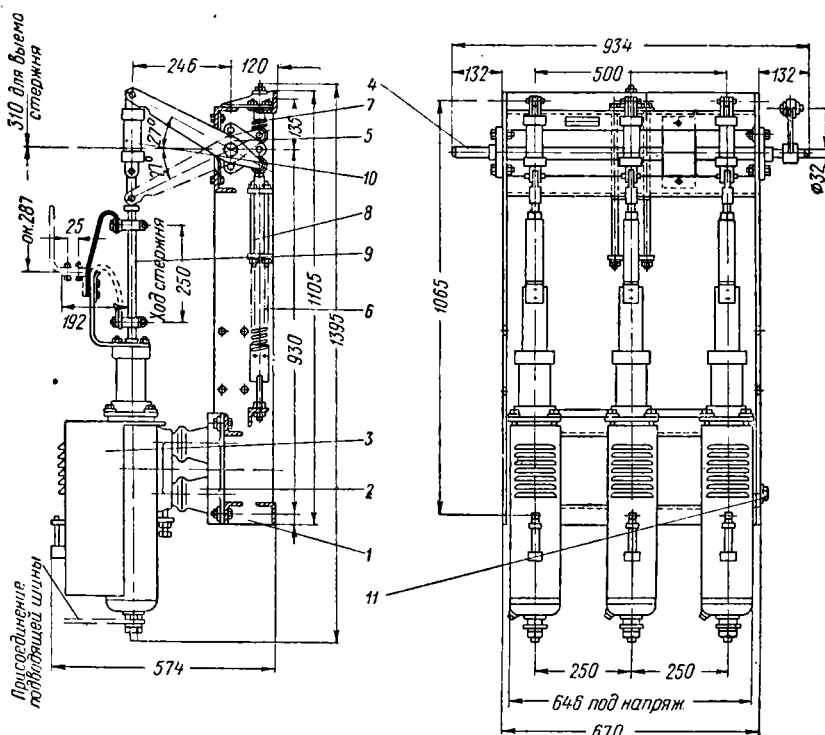


Фиг. 14. Выключатель типа ВМЭ-6:
1 — маслопусковой винт;
2 — рычаг для соединения с приводом

мые мощности и токи. Выключатель имеет дугогасительную камеру продольно-поперечного дутья. Малый объем масла в выключателе



Фиг. 15. Выключатель типа ВМБ-10: 1 — пробка для заполнения бака маслом; 2 — указатель положения; 3 — маслоуказатель; 4 — болт заземления; 5 — газотвод; 6 — подвод тока; 7 — вилка для присоединения привода; 8 — пробка для спуска масла и взятия пробы; 9 — устройство для подъема и опускания бака; 10 — отверстия для крепления устройства для подъема бака



Фиг. 16. Выключатель типа ВМГ-133: 1 — сварная рама; 2 — опорные изоляторы; 3 — цилиндры; 4 — вал; 5 — двуплечие рычаги; 6 — пружина; 7 — буфер; 8 — масляный буфер; 9 — токоведущий стержень; 10 — фарфоровые тяги; 11 — винт заземления

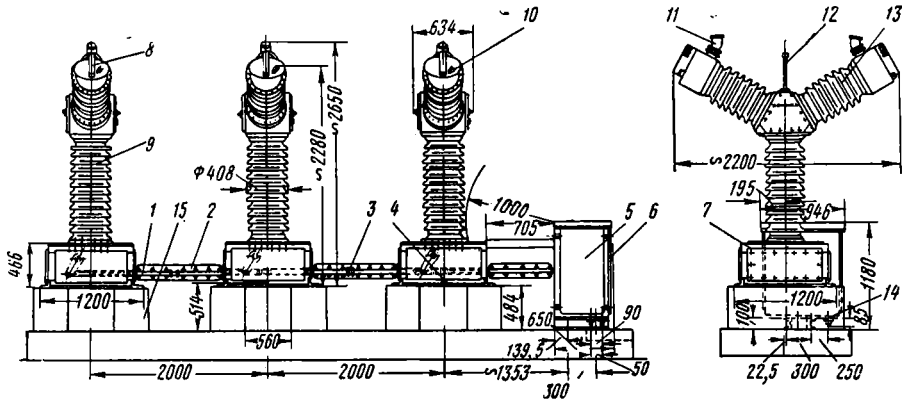
Выключатель типа ВМГ-133 (фиг. 16) трёхбаковый малообъемный, горшкового типа, предназначен для закрытой установки на электростанциях и подстанциях промышленных предприятий и выпускается в трёх исполнениях на различные отключае-

мые мощности и токи. Выключатель имеет дугогасительную камеру продольно-поперечного дутья. Малый объем масла в выключателе

позволяет устанавливать его без взрывных камер. Выключатель типа ВМО-10 имеет баки, выполненные из изоляционного материала (гетинакса) и в остальном сходен с выключателем типа ВМГ-133.

Выключатель типа МГ-110 (фиг. 20) малообъемный, горшкового типа, предназначен для открытой установки.

дым газогенерирующим веществом (органическое стекло), предназначен для внутренней установки на подстанциях промышленных



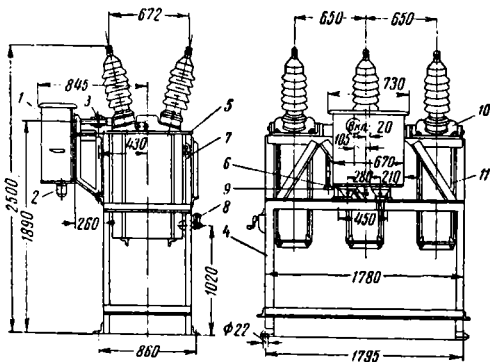
Фиг. 20. Выключатель типа МГ-110 с приводом ШПС-30:

1—тяги; 2—кожух; 3—стяжка; 4—болт для заземления; 5—привод; 6—кнопка ручного отключения; 7—рама; 8—газоотвод; 9—опорный изолятор; 10—контактный угольник; 11—аварийный клапан; 12—маслоуказатель; 13—дугогасительная камера; 14—кабельные муфты; 15—фундамент

Выключатели типов ВМД-35 и ВМ-35 (фиг. 21 и 22) многообъемные, с тремя баками и общей крышкой, предназначены для открытой установки на подстанциях. Выключатели имеют продольно-щелевые камеры масляного дутья и снабжены шестью встроенными втулочными трансформаторами тока (по два на фазу).

предприятий и снабжается пружинным приводом ПРВ-22 с ручным управлением и автоматическим отключением. При замене ручного привода электродвигательным (типа ППМ-32) может управляться дистанционно.

Выключатели типа ВВН (фиг. 26 и 27) воздушные, предназначены для внутренней

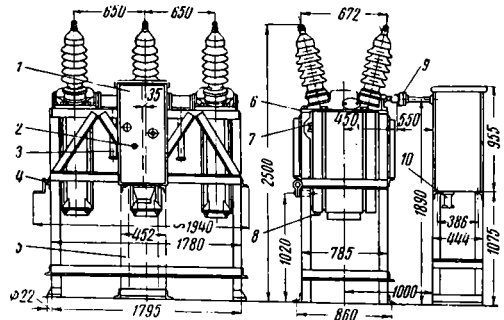


Фиг. 21. Выключатель типа ВМД-35: 1—шкаф с приводом; 2—кабельная муфта; 3—муфта шарнирная; 4—масловыпускной вентиль; 5—болт заземления; 6—ручное отключение; 7—указатель уровня масла; 8—лебедка с рукояткой; 9—газоотводная труба и аварийный клапан; 10—крышка; 11—бак;

Выключатели типа МКП (фиг. 23 и 24) многообъемные, с дугогасящими камерами, предназначены для наружной установки на мощных подстанциях.

Выключатели снабжаются встроенными втулочными трансформаторами тока по шесть на фазу; по особому заказу количество трансформаторов тока может быть увеличено до двенадцати.

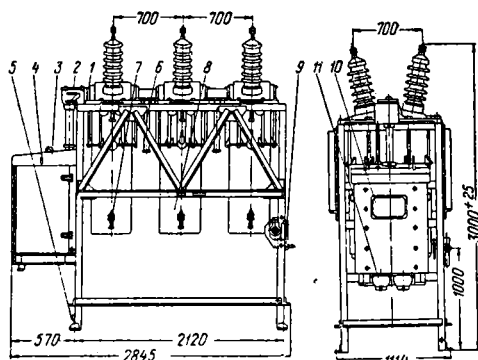
Выключатель типа ВГ-10 (фиг. 25) безмасляный, автогазовый с твер-



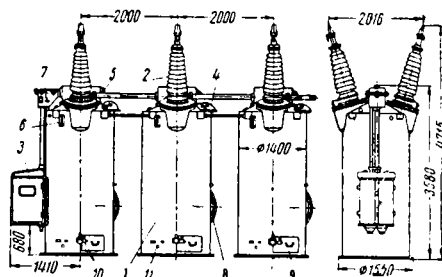
Фиг. 22. Выключатель типа ВМ-35: 1—шкаф с приводом; 2—ручное отключение; 3—газоотводная труба и аварийный клапан; 4—съемная лебедка для подъема и опускания баков; 5—поддерживающая конструкция; 6—болт заземления; 7—указатель уровня масла; 8—масловыпускной вентиль; 9—шарнирная муфта; 10—кабельная муфта

и наружной установки на мощных подстанциях и управляются пневматическим приводом. Выключатели приспособлены для фазового и трёхфазного управления и допускают использование быстродействующих устройств автоматического повторного включения.

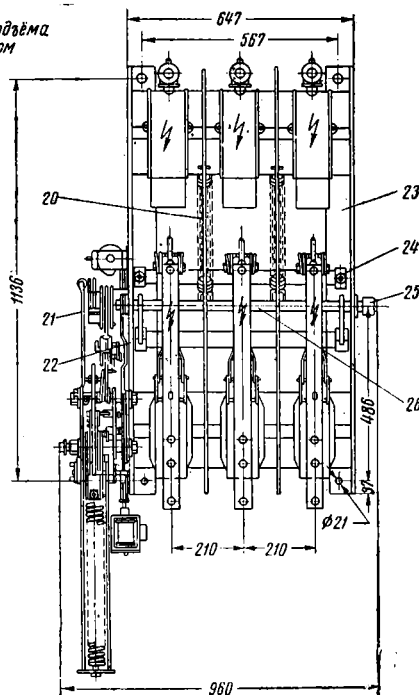
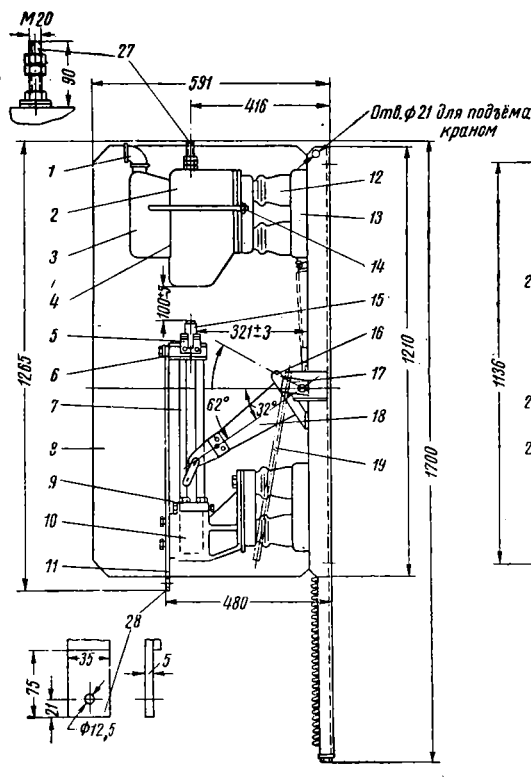
Выключатель на нагрузки типа ВНП-16 (фиг. 28 и 29) комплектуется с предохранителями типа ПК и может отключать и включать токи нагрузки до 400 а при напряжении 6 кВ и до 200 а при напряжении 10 кВ.



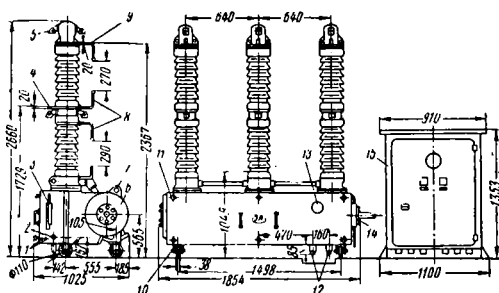
Фиг. 23. Выключатель типа МКП-35: 1—указатель уровня масла; 2—указатель положения; 3—привод ШПС-30; 4—рычажок ручного отключения; 5—болт заземления; 6—газоотвод и аварийный клапан; 7—маслоспускной кран; 8—табличка с данными выключателя и трансформаторов тока; 9—лебедка с рукояткой; 10—заводской щиток; 11—кабельные муфты



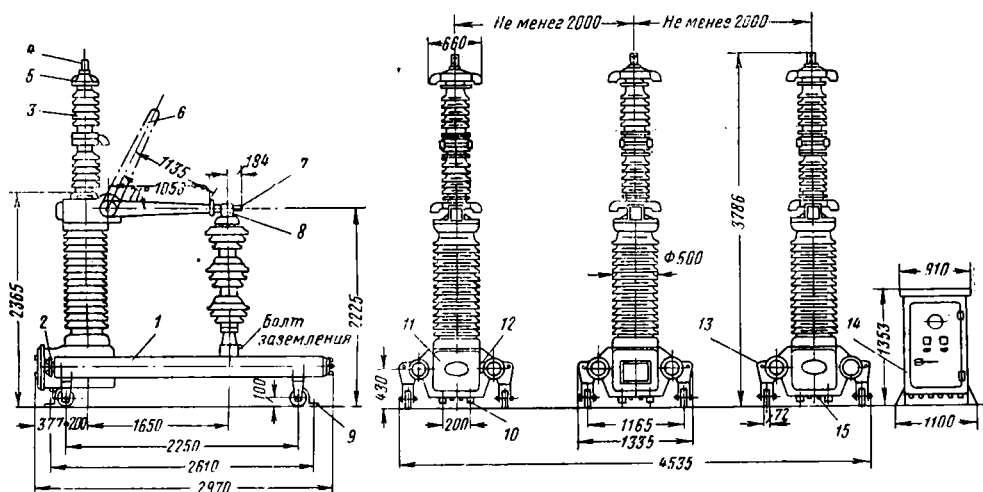
Фиг. 24. Выключатель типа МКП-110: 1—бак; 2—ввод; 3—привод; 4—предохранительный клапан; 5—газоотвод; 6—маслоуказатель; 7—указатель положения; 8—лаз для производства работ внутри бака; 9—лаз для производства работ под баком по устройству для подогрева; 10—маслоуказательные краны; 11—болт для заземления



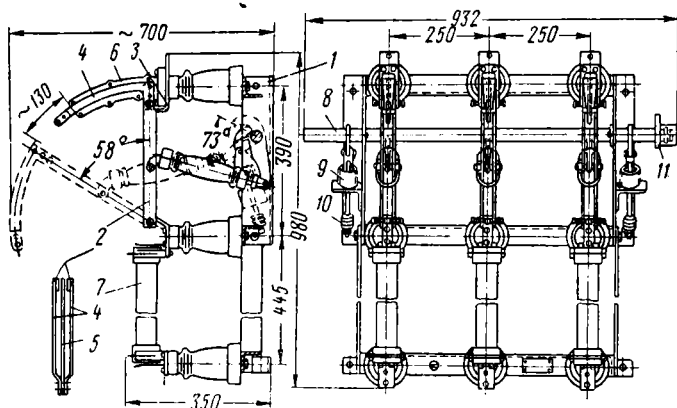
Фиг. 25. Выключатель типа ВГ-10: 1—выхлопные патрубки; 2—дугогасящие камеры; 3—газоотводы; 4—асбестовые прокладки; 5—скользящие пальцевые контакты; 6—латунные колодки; 7—направляющие стальные стержни; 8—междуфазные изолирующие перегородки; 9—крышка направляющего кронштейна; 10—кронштейн; 11—подводящие шины; 12—опорные изоляторы; 13—основания опорных изоляторов; 14—крепление газоотводов; 15—подвижные контакты; 16—рычаги буферного устройства; 17—отверстие для штанги ручного включения; 18—гетинаксовые рычаги; 19—штанга ручного включения (съёмная); 20—отключающие пружины; 21—приводной рычаг; 22—буфера, ограничивающие угол поворота вала при отключении; 23—сварная рама; 24—буфера, ограничивающие угол поворота вала при включении; 25—головка ручного включения; 26—вал выключателя; 27—подвод тока; 28—отвод тока



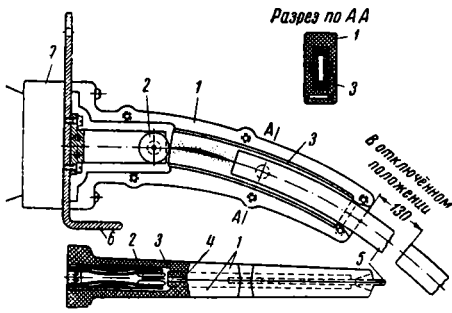
Фиг. 26. Воздушный выключатель типа ВВН-35: 1—ниппели для присоединения трубопроводов от устройства ручного управления; 2—болт для заземления; 3—указатель поступления воздуха для вентиляции; 4 и 9—наконечники для присоединения шин; 5—выхлопные козырьки; 6—тележка; 7—рымы для подъема выключателя; 8—защитные рога; 10—поворотные катки; 11—съемная дверца; 12—кабельные муфты; 13—механический указатель положения выключателя; 14—присоединение воздухопровода; 15—распределительный шкаф.



Фиг. 27. Воздушный выключатель типа ВВН-110: 1—тележка; 2—присоединение воздухопровода; 3—газительная камера; 4 и 7—наконечники для присоединения шин; 5—ушки для подвеса газительной камеры; 6—нож отделителя; 8—неподвижный контакт отделителя; 9—упоры для крепления выключателя; 10—кабельная муфта; 11—шкаф управления; 12—указатель поступления воздуха для вентиляции; 13—рымы для подвеса выключателя; 14—распределительный шкаф; 15—ниппель для присоединения трубок от устройства ручного управления



Фиг. 28. Выключатель нагрузки типа ВНП-16: 1—рама; 2 и 3—рабочие контакты; 4—стальные пластины; 5—дугогасительный нож; 6—дугогасительная камера; 7—предохранитель; 8—вал; 9—отключающая пружина; 10—буфер; 11—приводной рычаг



Фиг. 29. Дугогасительная камера выключателя нагрузки типа ВМП-16: 1—щёки камеры; 2—неподвижные дугогасительные контакты; 3—вкладыши от газогенерирующего материала; 4—канал; 5—дугогасительный нож; 6—неподвижный рабочий контакт; 7—колпачок опорного изолятора

Таблица 7

Основные характеристики высоковольтных выключателей
Для внутренней установки

Тип	Номинальное напряжение в кВ	Номинальный ток в А	Наибольший допустимый ток (амплитудное значение) в кА	Пятисекундный ток термической устойчивости в кА	Допускаемые токи отключения в кА при напряжениях в кВ				Допускаемые мощности отключения в тыс. кВА при напряжениях в кВ				Тип привода	Вес в кг	
					3	6	10	20	3	6	10	20		конструкция	масла
ВМЭ-6 . . .	3—6	200	16,8	8,5	3,3	1,4	—	—	17	15	—	—	ПРБА	55	15
ВМБ-10 . .	6—10	200	25	10	9,7	9,7	5,8	—	50	100	100	—		120	50
		400	25	10	10	9,7	5,8	—	50	100	100	—		125	50
		600	25	10	10	9,7	5,8	—	50	100	100	—		100	50
		1 000	25	10	10	9,7	5,8	—	50	100	100	—	116	50	
ВМГ-133-I .	10	600	52	20	10	20	11,6	—	100	200	200	—	ПРА; ПС-10	170	5
ВМГ-133-II	10	600	52	20	20	20	20	—	100	200	350	—		190	10
ВМГ-133-III	10	1 000	52	20	20	20	20	—	100	200	350	—	ПРБА; ПС-10	200	10
ВМО-10/200	10	600	52	20	—	20	11,6	—	—	200	200	—		140	3
МГГ-10-I .	10	2 000	75	30	29	29	29	—	150	300	500	—	ПЭ-2	580	20
МГГ-10-II .	10	3 000	75	30	29	29	29	—	150	300	500	—		600	20
МГГ-229 . .	10	4 000	200	116	—	90	90	—	—	940	1 500	—	ПС-30	1 900	55
	10	5 000	200	116	—	90	90	—	—	940	1 500	—		1 900	55
МГ-20 . .	20	5 000	200	93	—	72	58	43,5	—	750	1 000	2 500	ПС-31	2 300	55
	6 000	200	93	—	72	58	43,5	—	750	1 000	2 500	2 300		50	
ВГ-10м . . .	6—10	400	52	12	—	20	20	—	—	200	300	—	ПС-10м	—	—

Для наружной установки

Тип	Номинальное напряжение в кВ	Номинальный ток в А	Наибольший допускаемый ток (амплитудное значение) в кА	Пятисекундный ток термической устойчивости в кА	Допускаемые токи отключения в кА при напряжениях в кВ				Допускаемые мощности отключения в тыс. кВА при напряжениях в кВ				Тип привода	Вес в кг	
					20	35	110	220	20	35	110	220		конструкция	масла
ВМ-35	35	600	17,3	10	6,6	6,6	—	—	230	400	—	—	ШНР-35	900	300
ВМД-35	35	600	17,3	8	6,6	6,6	—	—	230	400	—	—		ШПС-10	1 025
МКП-35	35	600	30	12,5	12,5	12,5	—	—	430	750	—	—	ШПЭ-2	2 600	800
		1 000	45	16,5	16,5	—	—	570	1 000	—	—	ШПЭ-2	2 600	800	
МГ-35	35	600	20	10	—	6,6	—	—	—	400	—	—	ШПС-20	926	35
МГ-110	110	600	49	20	—	—	13,2	—	—	2 500	—	—	ШПС-30	3 000	600
МКП-160	110	600	49	20	—	—	13,2	—	—	2 500	—	—	ШПС-30	11 20	11 700
МКП-160-П . . .	110	1 000	49	20	—	—	13,2	—	—	2 500	—	—	ШПС-30	11 200	11 700
МКП-110	110	600	50	18,4	—	—	13,2	—	—	2 500	—	—	ШПЭ-2	9 380	8 500
МКП-110-М . . .	110	600	50	18,4	—	—	18,4	—	—	3 500	—	—	ШПЭ-3	9 830	8 500
МКП-274-П . . .	220	600	39	14	—	—	—	6,6	—	—	2 500	—	ШПС-30	48 000	51 000
ВВН-35	35	600 и 1 000	42	30	—	16,5	—	—	—	1 000	—	—	Воздушное управление То же	1 200	—
ВВН-110	110	800 и 2 000	55	21	—	—	21	—	—	—	4 000	—		5 900	—
ВВН-220	220	1 000	50	20	—	—	—	13,2	—	—	—	5 000	18 000	—	

Таблица 8

Характеристики выключателей нагрузки ВН-16 с предохранителями типа ПК

Номинальное напряжение в кВ	Для выключателя					Для предохранителя					
	Номинальный ток в А		Устойчивость при сквозных токах короткого замыкания			Наибольший номинальный ток патрона в А	Предельный ток отключения эффективный в кА		Мощность отключения (трёх-фазная) в тыс. кВА		Амплитудное значение предельного тока отключения (ток ограничения) в кА
Предельный ток отключения в А	амплитудный	эффективный	Десятисекундный ток термической устойчивости								
6	400	800	25	14,5	6	30 75 150	20	200			6,7 14 30
10	200	400	25	14,5	6	30 50 100	12	200			5,8 8,6 15,5

Защита при ненормальных режимах и повреждениях, не сопровождающихся недопустимыми для выключателей нагрузки сверхтоками, должна предусматриваться при помощи соответствующих защитных реле (токовых, газовых и др.), воздействующих через вспомогательные реле на отключающую катушку привода выключателя нагрузки.

Выключатели нагрузки допускают дистанционное отключение от кнопки.

Исходя из параметров выпускаемых в настоящее время выключателей нагрузки и предохранителей комплекты ВНП-16 могут быть применены в цепях: а) тупиковых линий с рабочим током до 100 А при напряжении 10 кВ и до 200 А — при напряжении 3—6 кВ; б) силовых трансформаторов мощностью до 1 000—1 800 кВА (при мощности трансформатора до 320 кВА вместо выключателя нагрузки может быть применён обычный разъединитель в комплекте с предохранителями, если не требуется отключения трансформатора под нагрузкой); в) батарей статических конденсаторов мощностью до 400 кВАр; г) асинхронных и синхронных электродвигателей с прямым пуском мощностью до 600 кВт на напряжения 6—10 кВ, при условии отстройки предохранителей от пускового тока; д) асинхронных электродвигателей с фазным ротором и синхронных электродвигателей на напряжения 3—6 кВ с пуском от пониженного напряжения мощностью примерно до 1 500 кВт.

Установка шинных и линейных разъединителей в схемах с выключателями нагрузки и предохранителями ПК не требуется.

Выключатели нагрузки ВН-16 без пристроенных предохранителей могут применяться при величине тока до 400 А при напряжении 6 кВ и 200 А при напряжении 10 кВ, когда на данном присоединении не требуется защита от короткого замыкания.

Выключатель нагрузки предназначен для

установки в закрытых помещениях — отапливаемых и неотапливаемых.

Выключатели нагрузки могут поставляться: с ручным приводом ПР-16 (без отключающего электромагнита), с ручным автоматическим приводом ПРА-12 (с отключающим электромагнитом) или с соленоидным приводом типа ПС-10.

Основные технические характеристики высоковольтных выключателей приводятся в табл. 7, а выключателей нагрузки — в табл. 8.

ПРИВОДЫ К ВЫСОКОВОЛЬТНЫМ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯМ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА (ГОСТ 688—41)

Ручные автоматические приводы применяются для выключателей на номинальное напряжение не свыше 35 кВ в тех случаях, когда наибольшее мгновенное значение токов короткого замыкания в месте установки не превышает 30 кА. Основные сведения о ручных автоматических приводах даны в табл. 9 и 10.

Ручные приводы предназначены для внутренней установки. При наружной установке привод ПРБА встраивается в специальный шкаф.

Таблица 9

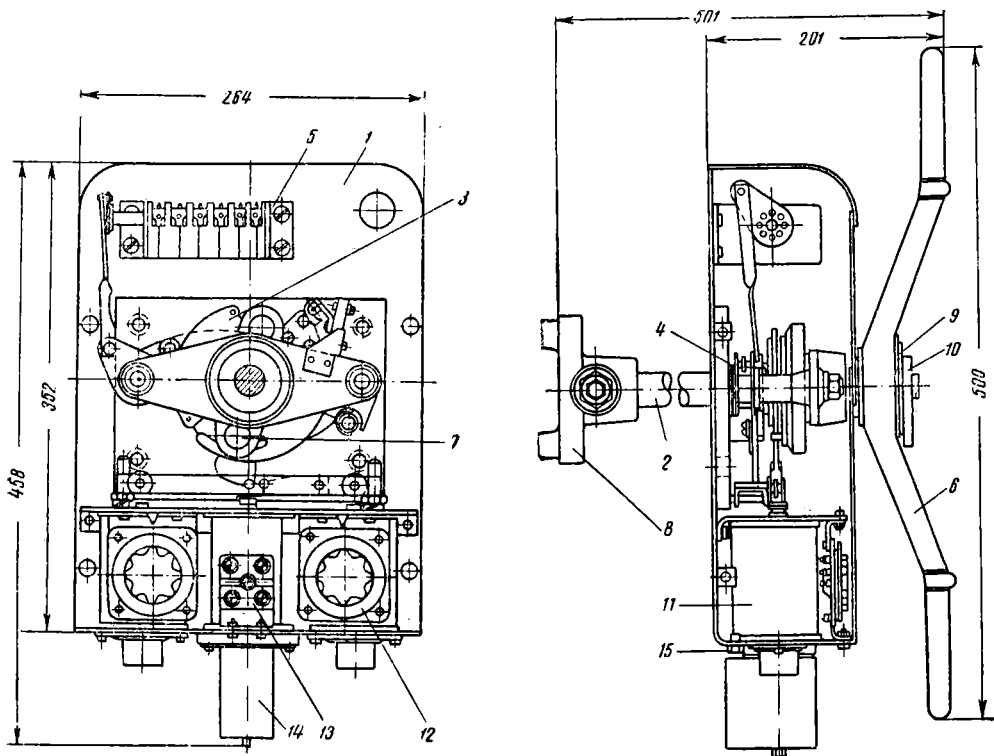
Варианты исполнения ручных автоматических приводов

Тип и вариант исполнения	Количество реле и отключающих катушек, встроенных в привод						Вес в кг
	Реле максимального тока		Реле минимального напряжения РНН	Отключающая катушка с питанием			
	с выдержкой времени РМВ	без выдержки времени РММ		от независимого источника	от трансформатора тока ТКВ		
ПРБА-100	—	1	—	—	—	28	
ПРБА-110	—	2	—	—	—	26	
ПРА10-110	—	2	—	—	—	30	
ПРМА10-220	2	—	—	—	—	33	
ПРА10-111	—	3	—	—	—	32	
ПРБА-111	—	3	—	—	—	28	
ПРА10-222	3	—	—	—	—	34	
ПРБА-300	—	1	—	—	—	22	
ПРБА-130	—	1	1	—	—	24	
ПРА10-113	—	2	1	—	—	33	
ПРБА-113	—	2	1	—	—	27	
РА(М)-10-223	2	1	—	—	—	36	
ПРА(М)-10-225	2	—	—	—	1	37	
ПРА10-400	—	—	—	1	—	28	
ПРБА-400	—	—	—	1	—	22	
ПРА(М)-10-223	3	1	1	—	—	28	
ПРБА-340	—	1	1	—	—	24	
ПРА10-114	—	2	—	1	—	31	
ПРБА-114	—	2	—	1	—	27	
ПРА(М)-10-224	2	—	—	1	—	33	
ПРБА-500	—	—	—	—	1	22	
ПРА10-500	—	—	—	1	—	28	
ПРБА-550	—	—	—	—	1	28	
ПРА10-550	—	—	—	—	2	30	
ПРБА-450	—	1	—	—	2	29	
ПРА10-450	—	1	1	1	—	30	
ПРБА-350	—	1	—	—	1	24	
ПРБА-455	2	—	—	1	2	23	
ПРБА-220	—	—	—	—	—	27	
ПРБА-222	3	—	—	—	—	29	
ПРБА-223	2	—	1	—	—	28	
ПРБА-112	1	2	—	—	—	26	
ПРБА-224	2	—	—	1	—	28	

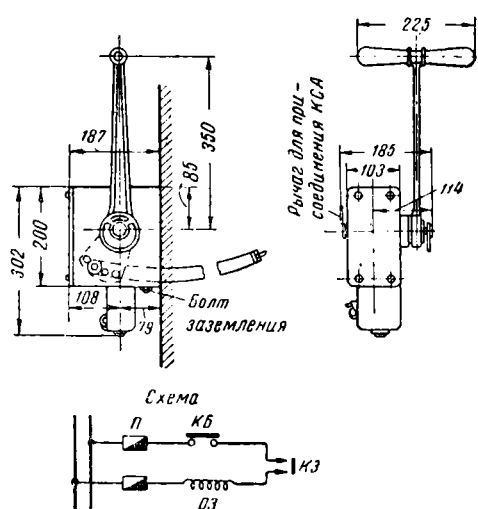
Таблица 10

Типы ручных приводов и условия их применения

Тип привода	№ фиг.	Тип выключа- теля, с ко- торым при- меняется привод	Способ управления	Примечание
ПРА-10 ПРМА-10 ПРАМ-10	30 — —	ВМБ-10	Поворот рычага по часовой стрелке	Применим к любым выключателям при угле поворота не более 105° , при работе включения не более 20 кгм и вклю- чающем моменте до 14 кгм
ПРА-12	31	ВН-16 ВНП-16	Поворот рычага снизу вверх	—
ПРБА	32	ВМГ-133 ВМ-35 ВМЭ-6	То же	Применим при работе включения не более 20 кгм и усилии на рычаге до 30 кг
ПР-16	—	ВН-16 ВНП-16	»	Ручной рычажный со свободным расцеплением
ППР-21	33	ВГ-10 м	»	Ручной автоматический пружинный
ПР-3В	—	ВГ-10 м	—	Ручной привод для завода пружины



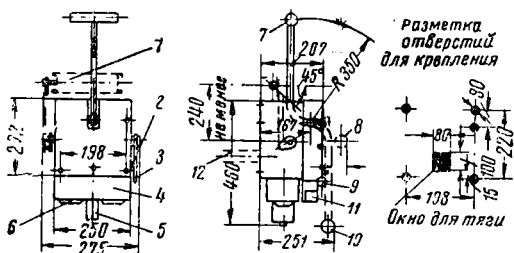
Фиг. 30. Привод типа ПРА-10; 1—стальное основание; 2—вал; 3—механизм свободного расцепления; 4—сигнальный рычаг; 5—сигнальные контакты; 6—включающий рычаг; 7—вилка; 8—муфта; 9—указатель положения; 10—медальон; 11—отключающие электромагниты; 12—переключатель числа витков; 13—зажимы; 14—реле минимального напряжения; 15—болт для заземления



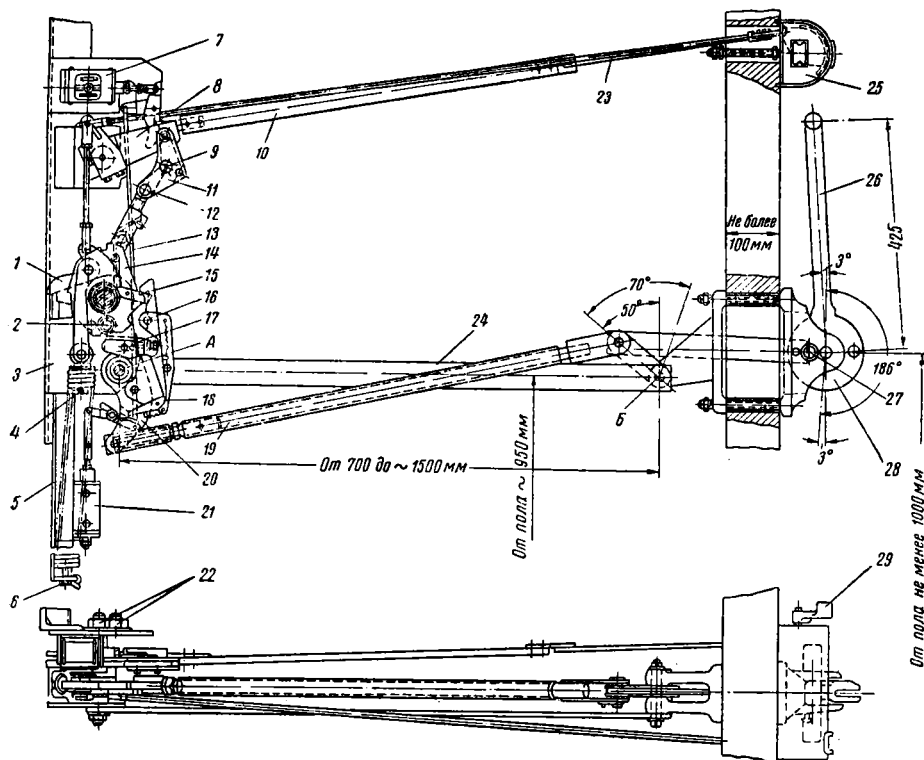
Фиг. 31. Привод типа ПРА-12: П — предохранитель; КБ — блок-контакт; КЗ — кнопка замыкающая; ОЗ — отключающий электромагнит

Приводы имеют механизм свободного расцепления, позволяющий производить отключения как вручную, так и автоматически посредством встроенных электромагнитов или реле.

Приводы типов ПРА-10, ПРА-12, ПРБА, ППР-21 изображены на фиг. 30, 31, 32, 33.



Фиг. 32. Привод типа ПРБА: 1 — контакты сигнальные КСА; 2 — болт заземления; 3 — блинкер; 4 — клемник; 5 — реле минимального напряжения; 6 — реле максимального тока; 7 — положение «включено»; 8 — положение блинкера при отключении от реле; 9 — положение блинкера при включённом выключателе; 10 — положение «отключено»; 11 — окно для проводов; 12 — тяга к выключателю. Для крепления привода 5 отверстий диаметром 13 мм



Фиг. 33. Привод пружинный типа ППР-21: 1 — включающий рычаг; 2 — палец; 3 — стальные пластины; 4 — включающая пружина; 5 — лоток; 6 — натяжной болт; 7 — отключающий электромагнит; 8 — приводной рычаг; 9 — защёлка; 10 — текстолитовый брусок; 11 — механизм свободного расцепления; 12 — ось; 13 — тяга; 14 — заводящий храповик; 15 — собачка; 16 — палец; 17 — толкач; 18 — защёлка; 19 — тяга; 20 — заводящий рычаг; 21 — включающий электромагнит; 22 — гайки; 23 — тяга ручной команды; 24 — распорка; 25 — блок управления и сигнализации (типа БУС-6-8); 26 — заводящая рукоятка; 27 — запорный палец; 28 — заводящий рычажный механизм; 29 — рычаг ручной команды

Ниже приводятся технические данные реле и электромагнитов отключения, встраиваемых в ручные автоматические приводы типов ПР-10 и ПРБА.

1. Реле максимального тока мгновенного действия (РММ).

Потребляемая мощность около 50 в_а.

Шкала уставки отключающего тока:

Для привода ПРА-10 5; 7; 5; 8; 10; 12;

» » ПРБА 5; 7; 9; 11; 13; 15 а

2. Реле максимального тока с ограниченно зависимой характеристикой выдержки времени (РМВ).

Пределы шкалы отключающих токов 5—10 а. Реле допускает уставку выдержки времени 0—4 сек.; время действия реле при нулевой уставке не превышает 0,1 сек.

3. Реле минимального напряжения мгновенного действия (РНН).

Потребляемая мощность около 30 в_а.

Реле приходит в действие при понижении напряжения до величины, лежащей в пределах от 65 до 35% номинального значения, и допускает включение при величине напряжения, начиная от 65—85% его номинального значения.

4. Электромагнит отключения, действующий от быстронасыщающегося трансформатора тока ТКБ-1.

Действие электромагнита — мгновенное.

Потребляемая мощность — 40 в_а.

Отключающий ток — 3,5 а.

5. Действие электромагнитов отключения гарантируется в пределах от 65 до 120% номинального напряжения. Данные электромагнитов приведены ниже в табл. 11.

Таблица 11

Технические данные отключающих электромагнитов, действующих от независимого источника напряжения

Род тока	Номинальное напряжение в в	Потребляемая мощность в в _а	Установившийся ток при номинальном напряжении в а
Приводы ПРА-10, ПРАМ-10 и ПРБА			
Постоянный . .	24	120	5
	48	120	2,52
	110	138	1,25
	220	154	0,7
Переменный . .	110	341	3,1
	127	440	3,45
	220	473	2,15
	330	312	0,82
Привод ПРА-12			
Постоянный . .	24	160	6,5
	48	230	4,7
	110	320	2,9
	220	330	1,5
Переменный . .	110	600	4,6
	127	600	4,0
	220	600	2,7

Электромагнитные приводы постоянного тока типа ПС, ПЭ, ШПС и ШПЭ (П — привод; С — соленоидный или Э — электромагнитный; Ш — в шкафу) применяются для дистанционного управления высоковольтными выключателями.

Основные характеристики приводов даны в табл. 12.

Таблица 12

Основные характеристики электромагнитных приводов к высоковольтным выключателям

Выключатель		Тип привода	Установившиеся токи, потребляемые приводами в а			
Тип	Номинальный ток в а		Включение при нормальном напряжении		Отключение при нормальном напряжении	
			110 в	220 в	110 в	220 в
ВМБ-10	До 600	ПС-10М	116	58	5	2,5
ВМГ-133	До 1 000	ПС-10	195	98	5	2,5
МГГ-10	3 000	ПЭ-2	146	73	5	2,5
МГГ-229	5 000	ПС-30	310	155	5	2,5
МГГ-529	5 000	ПС-30	490	245	8	4
ВМ-35	600	ШПС-10	196	98	5	2,5
МКП-35	До 1 000	ШПЭ-2	225	113	5	2,5
МГ-35	600	ШПС-20	150	75	—	—
МГ-110	600	ШПС-30	310	155	8	4
МКП-160	600	ШПС-30	490	245	8	4
МКП-110	600	ШПЭ-33	488	244	5	2,5
МКП-274	600	ШПС-30	310	155	8	4

Приводы обеспечивают автоматическое отключение выключателя с помощью встроенного в них отключающего электромагнита. Они приспособлены также для ручного отключения.

Приводы изготавливаются для внутренних установок без шкафа и для наружных установок со шкафом.

Контакты для замыкания и размыкания силовой цепи в приводах для внутренней установки поставляются комплектно отдельной частью, а в приводах для наружной установки они монтируются вместе с приводом в шкафу. Кроме контактора, в шкафу монтируются дополнительные зажимы для присоединения проводки от встроенных в высоковольтные выключатели трансформаторов тока.

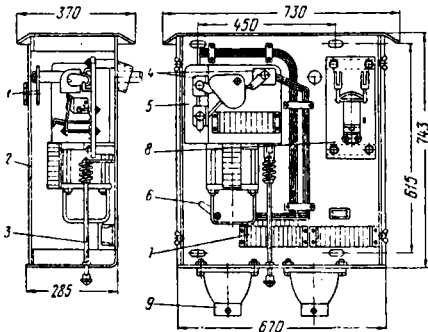
Приводы изготавливаются для напряжений 110 и 220 в; по специальному заказу обмотки отключающих электромагнитов могут быть выполнены на номинальное напряжение 24 и 48 в.

Пределы оперативной работы приводов в процентах номинального напряжения составляют: для включающих электромагнитов 80—110%, для отключающих 65—120%. Для приводов к выключателям типов ВМГ и МГГ, которые предназначены для включения на токи короткого замыкания свыше 50 к_а (амплитудное значение), пределы оперативного действия включающего электромагнита составляют 85—110% номинального напряжения.

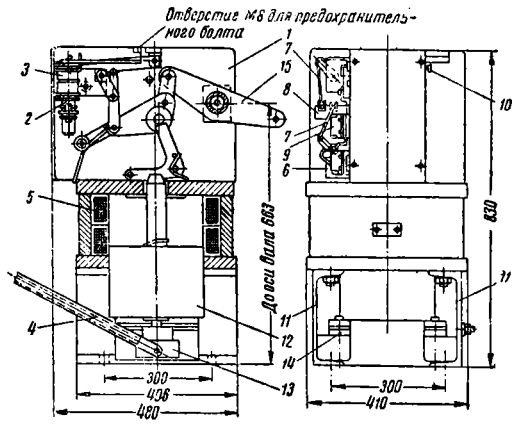
Приводы типов ШПС-10 и ПС-30 изображены на фиг. 34 и 35.

Схема управления электромагнитным приводом типа ПС-30 представлена на фиг. 36.

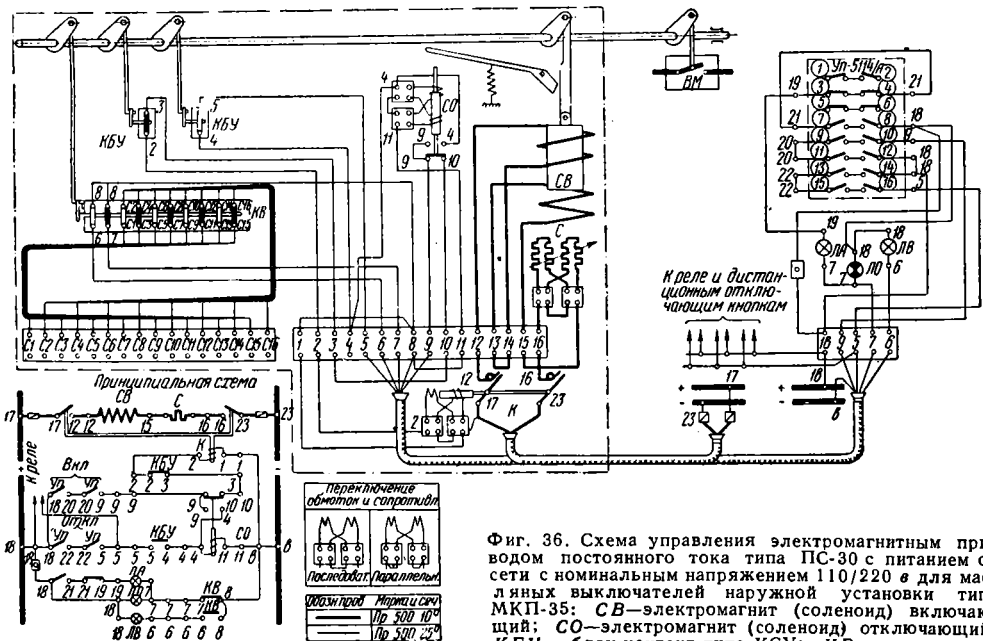
Положение элементов схемы соответствует отключенному состоянию масляного выключателя.



Фиг. 34. Привод типа ШПС-10: 1—указатель положения; 2—съемный кожух; 3—ручное отключение; 4—сигнально-блокировочные контакты общим количеством на 10 направлений; 5—привод ПС-10; 6—рычаг ручного включения; 7—зажимы для проводки от встроенных трансформаторов тока; 8—контактор; 9—кабельная муфта



Фиг. 35. Привод типа ПС-30: 1—сварной корпус; 2—отключающий электромагнит; 3—отключающая катушка; 4—рычаг ручного включения; 5—включающая катушка; 6—блок-контакты; 7—тяги блок-контактов; 8—вал; 9—зажимы; 10—рычажок ручного отключения; 11—основание привода; 12—сердечник включающего электромагнита; 13—домкрат для ручного включения; 14—резиновые прокладки; 15—рычаг



Фиг. 36. Схема управления электромагнитным приводом постоянного тока типа ПС-30 с питанием от сети с номинальным напряжением 110/220 в для масляных выключателей наружной установки типа МКП-35: СВ—электромагнит (соленоид) включающий; СО—электромагнит (соленоид) отключающий; КБУ—блок-контакт типа КСУ; КВ—контакт вспомогательный типа КСА; К—контактор двухполюсный; УП—ключ управления; ЛО—лампа, сигнализирующая об отключенном положении; ЛВ—лампа, сигнализирующая о включенном положении; ЛА—лампа, сигнализирующая об отключении от реле (авария), от дистанционной кнопки и вручную. В кружках указана стандартная нумерация зажимов УП; С—сопротивление добавочное (устанавливается только при необходимости по согласованию с заводом)

БЫСТРОДЕЙСТВУЮЩИЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ ПОСТОЯННОГО ТОКА (ГОСТ 25 85—44)

Автоматические быстродействующие выключатели постоянного тока типа ВАБ-2 предназначены для защиты ртутных выпрямителей, электрических машин и линий от токов коротких замыканий, перегрузок, а также токов обратного направления.

Выключатели выполняются поляризован-

ными, т. е. они реагируют на токи одного направления.

Собственное время выключателя не превышает 0,005 сек. Полное время отключения зависит от параметров защищаемой цепи, которые определяют скорость нарастания тока короткого замыкания. Для средних скоростей нарастания тока короткого замыкания (от $2 \cdot 10^6$ до $3 \cdot 10^8$ а/сек) полное время не превышает 0,02 сек.

Таблица 13

Основные характеристики быстродействующих автоматических выключателей постоянного тока типа ВАБ-2

Тип	Номиналь- ный ток в а	Номинальное напряжение в в	Ток уставки выключате- лей обрат- ного тока в а	Пределы токов уставки выключателей прямого тока в а				Ток держа- щей катушки в а	Ток включаю- щей катушки в а при напряжении		Вес в кг
				Исполнение					110 в	220 в	
				А	В	С	Д				
ВАБ-2-600/15	600	1 500	400	400— 1 000	—	—	—	0,5	80	40	125
ВАБ-2-1000/15 . . .	1 000	1 500	600	800— 2 000	—	—	—	0,5	80	40	130
ВАБ-2-2000/15 . . .	2 000	1 500	1 200	1 600— 4 000	—	—	—	0,5	80	40	145
ВАБ-2-3000/15 . . .	3 000	1 500	2 000	—	1 600— 4 000	2 400— 6 000	3 600— 9 000	0,5	80	40	160
ВАБ-2-600/30	600	3 000	400	400— 1 000	—	—	—	0,5	80	40	137
ВАБ-2-1000/30 . . .	1 000	3 000	600	800— 2 000	—	—	—	0,5	80	40	142
ВАБ-2-2000/30 . . .	2 000	3 000	1 200	800— 2 000	1 600— 4 000	—	—	0,5	80	40	157

Таблица 14

Габаритные размеры быстродействующих выключателей ВАБ-2

Тип выключателя	Пределы токов уставки в а	Общие размеры				Размеры для обслуживания		Расстояние до токопроводных шин		Расстояние до металлических заземлённых и незащищённых частей	
		А	Б	В	Г	Д	Е	Ж	З	не менее	
										И	К
										в мм	
ВАБ-2-600/15	400—1 000	600	1 090	800	173	1 145	1 371	148	60	800	400
ВАБ-2-1000/15	800—2 000	606	1 090	800	173	1 151	1 371	148	66	800	400
ВАБ-2-2000/15	800—2 000	606	1 090	800	173	1 151	1 371	148	66	800	400
ВАБ-2-2000/15	1 600—4 000	726	1 090	800	173	1 270	1 371	68	186	800	400
ВАБ-2-3000/15	1 600—4 000	723	1 090	800	173	1 285	1 367	68	188	800	400
ВАБ-2-3000/15	2 400—6 000	724	1 090	800	173	1 280	1 367	68	188	800	400
ВАБ-2-3000/15	3 600—9 000	726	1 090	800	173	1 281	1 367	68	186	800	400
ВАБ-2-600/30	400—1 000	600	1 290	900	223	1 174	1 411	148	60	800	400
ВАБ-2-1000/30	800—2 000	606	1 290	900	223	1 180	1 411	148	66	800	400
ВАБ-2-2000/30	800—2 000	606	1 920	900	223	1 180	1 411	148	66	800	400
ВАБ-2-2000/30	1 600—3 000	726	1 920	900	223	1 300	1 411	68	186	800	400

Автоматические быстродействующие выключатели постоянного тока 3 300 а типа ВАБ-27 (фиг. 38,а) предназначены для установки на постах секционирования и служат для защиты от токов коротких замыканий и недопустимых перегрузок.

Выключатели выполняются неполяризованными, т. е. они реагируют на токи любого направления.

После открытия контактов при отключении выключателя (фиг. 38,б) цепь, состоящая из подмагничивающей катушки 1, сопротивления 2 и подмагничивающей обмотки реактора насыщения 3, оказывается подключённой на рабочее напряжение, причём ампервитки подмагничивающей катушки 1 действуют согласно с ампервитками катушки главного тока 4, усиливая притяжение якоря выключателя.

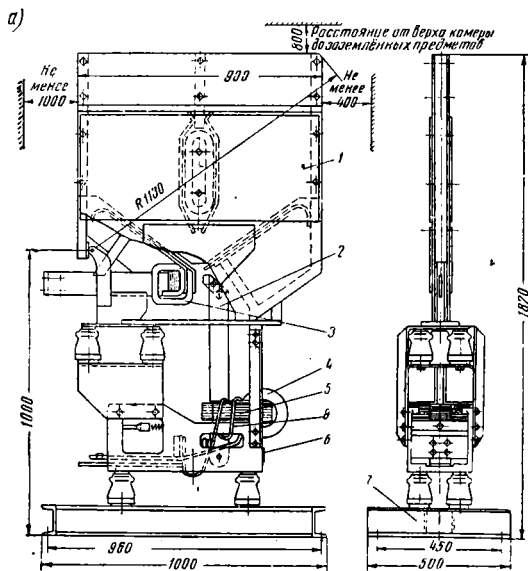
Выключатель остаётся в отключённом положении до прекращения режима короткого

замыкания или перегрузки, или же отключения линейных выключателей на тяговых подстанциях, так как в этих случаях ток в цепи подмагничивающей катушки 1 уменьшится или исчезнет.

Ток уставки выключателя типа ВАБ-27 меняется в зависимости от того, какая из выходных шин выключателя используется. При использовании шины Б ток уставки равен приблизительно 2 500 а. При использовании шины В включается дополнительная катушка 7 и ток уставки составляет около 1 000 а. Уменьшая количество дополнительных витков с двух до одного, можно довести уставку до 1 300 а. В незначительных пределах ток уставки можно повысить за счёт усиления натяга пружин. При нормальном натяге пружин нажатие между контактами составляет 7 кг. С увеличением нажатия до 8—10 кг ток уставки возрастает на 25—30%.

Реактор насыщения 3 служит для целей

сигнализации. Когда контакты выключателя замкнуты, обмотка переменного тока реактора 3 имеет большое сопротивление и сиг-



Фиг. 38. Быстродействующий выключатель типа ВАБ-27:

а—габаритные и установочные размеры:

1—камера дугогашения; 2—подвижный контакт; 3—неподвижный контакт; 4—катушка подмагничивания; 5—магнитопровод; 6—корпус; 7—рама; 8—дополнительная катушка главного тока;

б—схема включения и управления:

1—катушка подмагничивания; 2—дополнительное сопротивление 1500 ом; 3—реактор насыщения (изолированный); 4—катушка главного тока; 5—катушка магнитного дутья; 6—сигнальная лампа; 7—дополнительная катушка главного тока; 8—магнито-провод

нальная лампа слабо накалена. При отключении выключателя сигнальная лампа вспыхивает полным накалом.

РАЗЪЕДИНИТЕЛИ И ПРИВОДЫ К НИМ (ГОСТ 689—55 и 690—55)

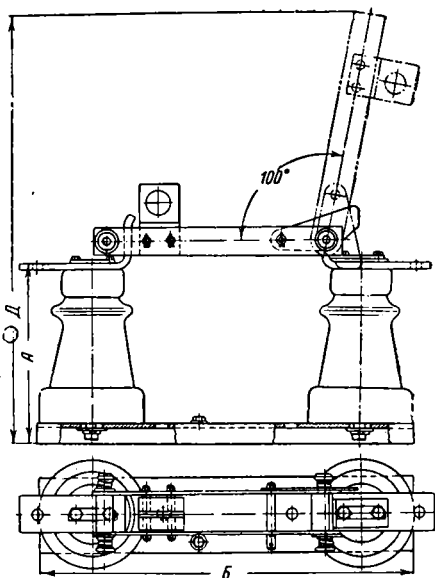
Разъединители являются коммутационными аппаратами с видимым местом разрыва цепи и предназначены для соединения и

разъединения элементов электрической установки при отсутствии тока нагрузки. В виде исключения разъединителями допускается производить включение и отключение:

- 1) трансформаторов напряжения;
- 2) зарядного тока воздушных линий напряжением до 35 кВ длиной не более 10 км и кабельных линий до 10 кВ длиной не более 5 км (при условии, что в момент включения или отключения в сети нет однофазных замыканий на землю);
- 3) токов холостого хода силовых трансформаторов мощностью до 320 кВА при напряжении 10 кВ, до 560 кВА при напряжении 20 кВ и до 1000 кВА при напряжении 35 кВ (разъединители, которыми отключается ток холостого хода трансформаторов напряжением 20 кВ и выше, должны быть трёхполюсными с механическим приводом);
- 4) уравнивающих токов величиной до 10 А в кабельных и воздушных сетях напряжением 10 кВ и ниже.

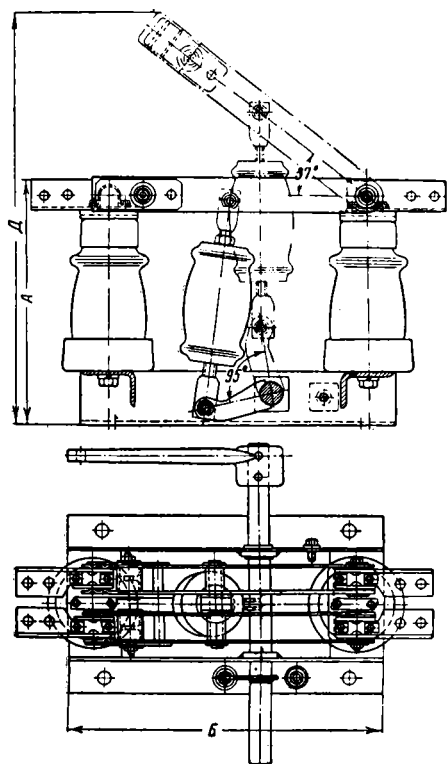
Столбовыми трёхполюсными разъединителями с механическим приводом могут включаться и отключаться линии электропередачи напряжением 10 кВ и ниже с током нагрузки до 15 А.

Разъединители изготавливаются для наружной и внутренней установки. Технические данные и размеры разъединителей приводятся в табл. 15. Буквы, из которых составляется обозначение типа разъединителя, означают: Р — разъединитель; Л — линейный (с линейным контуром тока); В — внутренней установки; Н — наружной установки; О (или цифра 1) — однополюсный; Т (или цифра III) — трёхполюсный; З — с заземляющим ножом; М — на малогабаритных изоля-

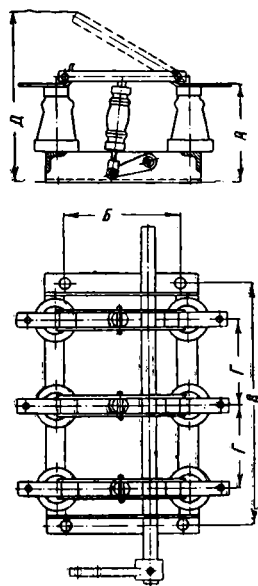


Фиг. 39. Однополюсный разъединитель на 10 кВ, 600 А

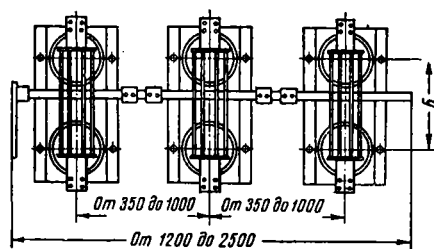
торах; У — усиленный; С — для работы в сырых и химически загрязнённых условиях (для разъединителей наружной установки).



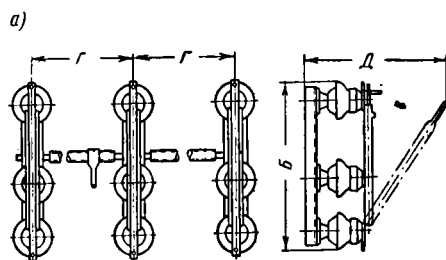
Фиг. 40. Однополюсный разъединитель на 10 кВ, 2000 А типа РЛВО-10/2000



Фиг. 41. Трёхполюсный разъединитель типа РЛВ-III



Фиг. 42. Разъединитель типа РВУ-10 на 3000 ÷ 4000 А



Фиг. 43. Разъединители для наружной установки типа РЛН: а — на 6 ÷ 10 кВ; б — на 35 ÷ 110 кВ

Таблица 15

Основные технические данные и размеры разъединителей

Тип	Предельный сквозной ток короткого замыкания в кА		Пятисекундный ток термической устойчивости в кА	№ фиг.	Размеры в мм					Вес
	Амплитуда	Действующее значение			А	Б	В	Г	Д	в кг
Однополюсные внутренней установки										
РВО-6/400	50	29	14	39	143	480	—	—	404	7,0
РВО-6/600	60	35	20		147	480	—	—	403	7,5
РВО-10/400	50	29	14		168	480	—	—	429	7,1
РВО-10/600	60	35	20		172	480	—	—	433	7,6
РВО-10/1000	80	47	36	40	195	380	—	—	462	15
РЛВО-10/1000	80	47	36		328	442	—	—	580	20
РЛВО-10/2000	85	50	50		328	442	—	—	580	25
Трёхполюсные внутренней установки										
РВ-6/400	50	29	14	41	174	280	546	200	435	24
РВ-6/600	60	35	20		178	280	546	200	440	24,6
РВ-10/400	50	29	14		194	280	646	250	460	26,5
РВ-10/600	60	35	20		198	280	646	250	465	27,1
РВ-10/1000	80	47	36	—	—	—	—	—	—	70
РВ-10/2000	85	50	50	—	—	—	—	—	—	80
РВ-10/3000	140	81	70	—	—	—	—	—	—	152
РЛВ-III-10/1000	80	47	36	41	328	346	910	350	580	75
РЛВ-III-10-2000	85	50	50		328	346	910	350	580	85
РЛВ-III-10/3000	140	81	70		355	480	966	350	666	185
РЛВ-III-35/400	50	30	14		460	635	1 140	450	950	83
РЛВ-III-35/600	50	30	20	42	460	635	1 140	450	970	84
РЛВ-III-35/1000	80	46	28		544	635	1 200	450	1 000	165
РВТ-24(6/1000)	84	49	40		320	320	985	350	620	81
РВТ-34(10/1000)	84	49	40		350	320	985	350	650	88
РВУ-10/3000	200	120	120	42	355	350	—	—	740	212
РВУ-10/4000	200	120	120		355	350	—	—	740	213
Трёхполюсные наружной установки										
РЛН-6/200	15	9	7	43, а	—	580	—	600	540	36
РЛН-6/400	25	15	14		—	580	—	600	540	36
РЛН-6/600	35	21	21		—	580	—	600	600	38
РЛН-10/200	15	9	7		—	670	—	600	600	60
РЛН-10/400	25	15	15	43, б	—	670	—	600	600	60
РЛН-10/600	35	21	21		—	670	—	600	600	60
РЛН-35м/600	50	29	14		—	1 420	—	1 200	1 400	435
РЛН-35/1000	50	29	14		—	1 420	—	1 200	1 400	420
РЛНЗ-35м/600	50	29	14		—	1 895	—	1 200	1 400	450
РЛНЗ-35/1000	50	29	14		—	1 895	—	1 200	1 400	435
РЛН-110м/600	50	29	14		—	2 080	—	3 000	2 520	1 295
РЛН-110/1000	50	29	14		—	2 080	—	3 000	2 520	1 245
РЛНЗ-110м/600	50	29	14		—	3 490	—	3 000	2 520	1 325
РЛНЗ-110/1000	50	29	14		—	3 490	—	3 000	2 520	1 275
РЛНЗ-154м/600	50	29	14		—	4 200	—	4 000	4 120	2 500
РЛНЗ-154/1000	50	29	14		—	4 200	—	4 000	4 120	2 400
РЛНЗ-220м/600	50	20	14		—	4 750	—	—	4 820	2 780
РЛНЗ-220/1000	50	29	14		—	4 750	—	—	4 820	2 700
РЛНЗ-220/1000	35	20	14		—	4 740	—	—	4 820	4 550

Одноколонковые наружной установки для подстанций с жёсткими трубчатыми шинами (фиг. 44)

РЛНО-I-110/600	50	29	14	Для установки на металлической конструкции; привод под средним полюсом	480
РЛНО-I-110/1000	50	29	14		760
РЛНО-II-110/600	50	29	14		480
РЛНО-II-110/1000	50	29	14		760
РЛНО-III-110/600	50	29	14	Для установки на металлической конструкции; привод вынесен в сторону	480
РЛНО-III-110/1000	50	29	14		760

Примечания. 1. Разъединители типа РВО выпускаются с опорными малогабаритными изоляторами. На номинальный ток до 600 а выпускаются также разъединители на одном опорном и одном проходном изоляторе с разъединением на опорном изоляторе (например РВО-6/400-II), с разъединением на проходном изоляторе (например РВО-6/400-III) и на двух проходных изоляторах (например РВО-6/400-IV).

2. Разъединители типа РВ выпускаются с опорными малогабаритными изоляторами, а также с ножами заземления (тип РВЗ). Кроме того, на номинальный ток до 600 а выпускаются трёхполюсные разъединители на одном опорном и одном проходном изоляторе типов РВФ-6÷10/400÷600-II и III и на двух проходных изоляторах РВФ6÷10/400÷600-IV. Разъединители опорно-проходные и проходные выпускаются также с ножами заземления (тип РВФЗ).

3. Разъединители типа РЛВ-III выпускаются только на напряжение 20 кВ и ток 400 и 600 а.

4. Трёхполюсные разъединители для наружной установки изготавливаются также с усиленной изоляцией для работы в сырых и химически загрязнённых условиях. В обозначении таких разъединителей добавляется буква «с» (например РЛНЗ-110с/1000).

Числами в обозначении типа указывается: номинальное напряжение в *кв* (числитель) и номинальный ток в *а* (знаменатель).

Разъединители для внутренней установки в обычном исполнении монтируются на опорных изоляторах.

Если разъединитель смонтирован на сочетании опорных и проходных изоляторов, то в обозначении его типа (после чисел, характеризующих напряжение и ток) добавляется буква Ф—фигурный (для трехполюсных разъ-

единителей) и цифра II, III или IV, что означает:

II — исполнение на трёх опорных и трёх проходных изоляторах с разъединением на опорных изоляторах;

III — то же, но с разъединением на проходных изоляторах;

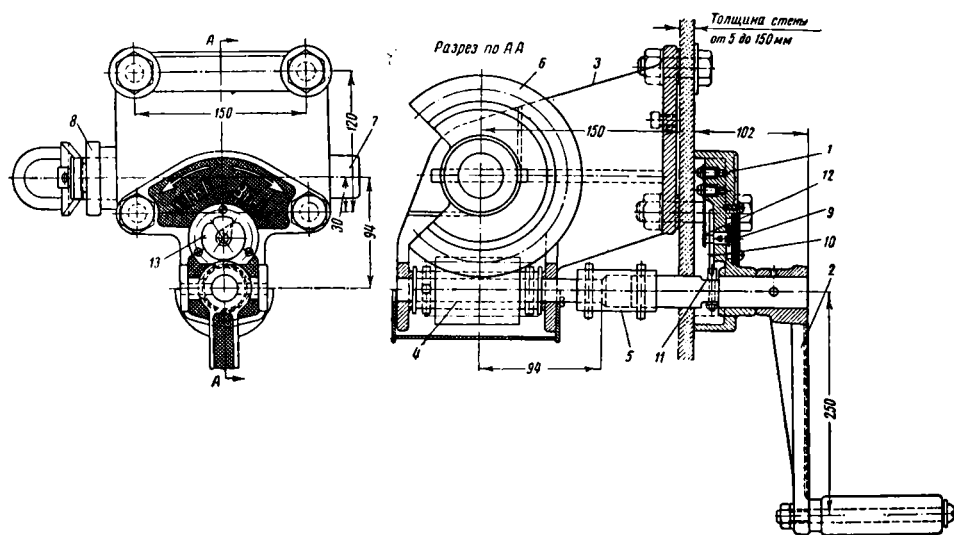
IV — исполнение на шести проходных изоляторах.

Данные о приводах для управления разъединителями сведены в табл. 16.

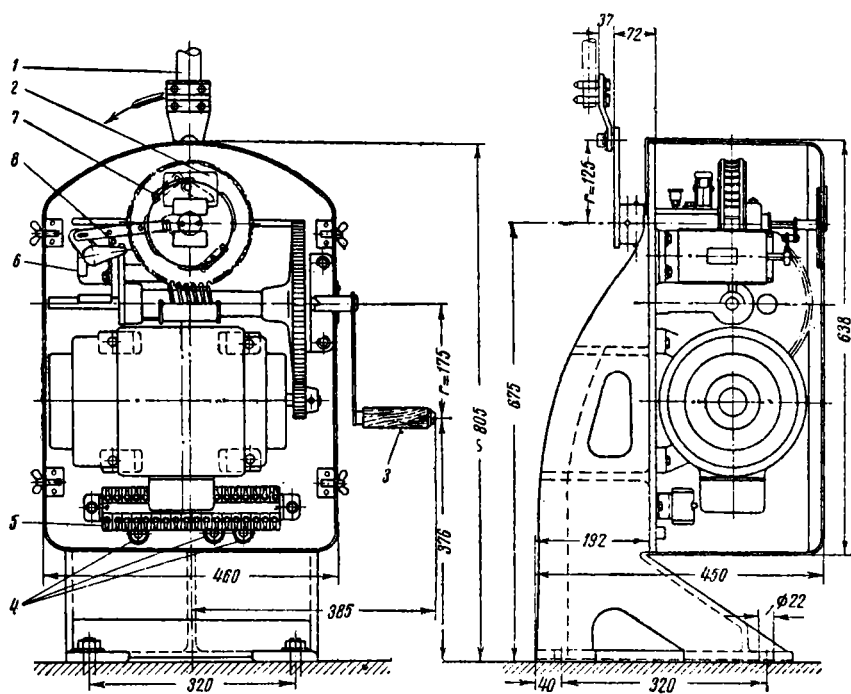
Таблица 16

Приводы к разъединителям

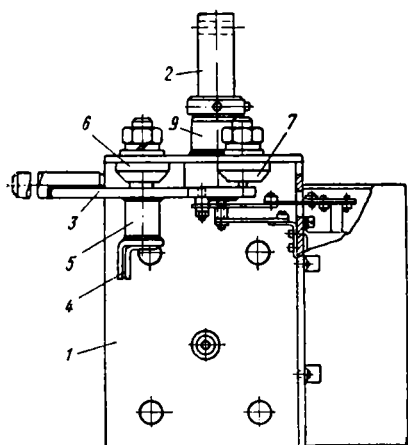
Наименование привода	№ фиг.	Т и п		Вес в кг
		привода	разъединителя	
Для внутренней установки				
Привод ручной рычажный; исполнение I—для присоединения тяги сзади, исполнение II—для присоединения тяги спереди для стен толщиной до 140 мм. Рукоятка 250 мм	45	ПР-2I ПР-2II	Трёхполюсные РЛВ и РВ на 6—10 кв, 400—600 а. Однополюсные РЛВО-10/1000	3,5(I) 3(II)
Привод ручной рычажный; исполнение I—для присоединения тяги сзади, исполнение II—для присоединения тяги спереди для стен толщиной до 140 мм. Рукоятка 350 мм	—	ПР-3I ПР-3II	Трёхполюсные РЛВ и РВ на 10 кв, 1 000—3 000 а; 20—35 кв, 400÷600 а, Однополюсные РЛВО-10/2000. Полюс РВУ-10/3000—4000а	6,6(I) 5,4(II)
Привод ручной рычажный; исполнение I, II, III для стен толщиной 15, 100 и 140 мм (тяга расположена сзади привода). Рукоятка 250 мм	46	ПРТ-2М/15 ПРТ-2М/100 ПРТ-2М/140	РВТ на 400—600 а	8
Привод ручной рычажный, исполнение I, II и III для стен толщиной 15, 100 и 140 мм. Рукоятка 350 мм	46	ПРТ-3М/15 ПРТ-3М/100 ПРТ-3М/140	РВ-10/1000 и РВТ-1000	8,3
Привод ручной рычажный для стен от 15 до 100 мм. Присоединение тяги сзади. Рукоятка 425 мм	—	ПРВ-22Р	РЛВ и РВУ на 10 кв, 3 000÷4 000 а	19
Привод рычажный со стержневым запором (тяга расположена на лицевой стороне стены)	47	ПРБ-2М	РВТ на 400—600 а	35
То же	47	ПРБ-3М	РВ-10/1000 и РВТ-1000	38
Привод ручной червячный, исполнение I, II, III и IV для стен толщиной от 5 до 25 мм, от 45 до 65 мм, от 90 до 110 мм и от 130 до 150 мм	48	ПЧ-50/15 ПЧ-50/55 ПЧ-50/100 ПЧ-50/140	РВУ-10/3000—4000 РО-10—20/2000—6000	24 25,4 26,5 27
	49	МРВ	РВУ-10/3000—4000 РО-10—20/2000—6000	100
Для наружной установки				
Привод ручной рычажный со встроенными блок-контактами	—	ПРН-10	РЛН-6, РЛН-10	8
То же	50	ПРН-110	РЛН-35м, РЛН-110м	15
То же, но с механической блокировкой	51	ПРНЗ-35	РЛНЗ-35м, РЛНЗ-110м	22
Привод ручной червячный со встроенными блок-контактами и механической блокировкой	52	ПЧНЗ	РЛНЗ-154м, РЛНЗ-220м	20
Привод ручной червячный со встроенными блок-контактами	—	ПЧН	РЛНО-110, РЛНО-110с	15
Привод электродвигательный для дистанционного управления разъединителями с электродвигателем трёхфазного переменного тока 230/380 а	—	ПДН-220	РЛНЗ-220с, РЛНЗ-220	300



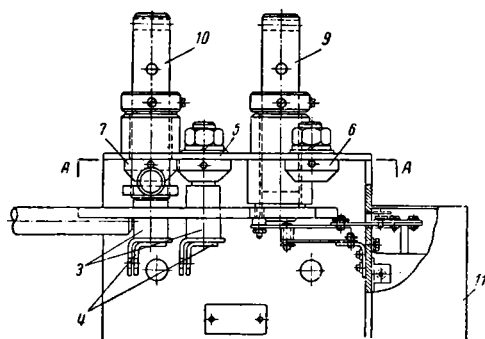
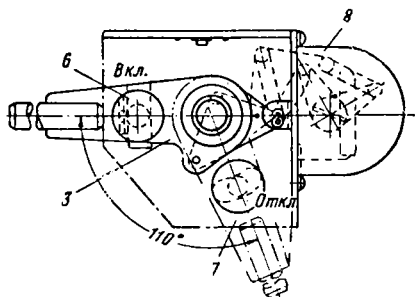
Фиг. 48. Привод червячный типа ПЧ-50: 1—медальон; 2—рукоятка; 3—подшипник; 4—червяк; 5—муфта; 6—червячное колесо; 7—вал; 8—рычаг; 9—указатель положения; 10—шестерня указателя; 11—палец; 12—плоская пружина; 13—защитное стекло



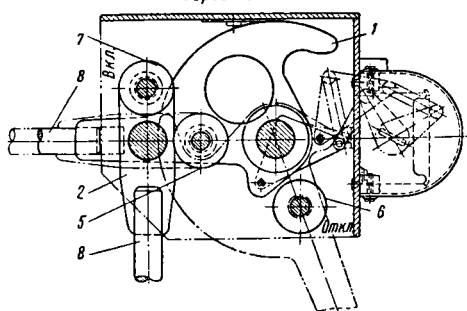
Фиг. 49. Электродвигательный привод типа МРВ: 1—тяга; 2—блокировочный контакт; 3—съёмная рукоятка; 4—втулки для подвода тока; 5—зажимы для подводящих проводов; 6—сигнальные контакты; 7—пальцы для регулирования моментов пуска; 8—упор для ограничения хода сигнальных контактов



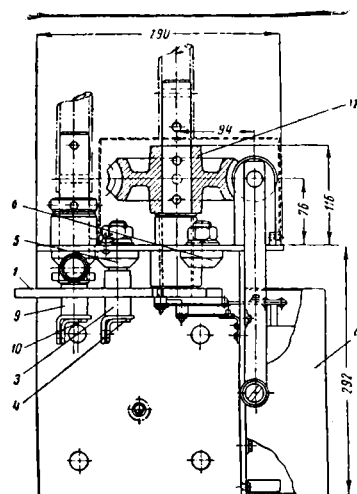
Фиг. 50. Привод рычажный типа ПРН-110: 1—корпус; 2—вал; 3—рычаг; 4—фиксатор; 5—втулка фиксатора; 6 и 7—упоры; 8—блок-контакты; 9—втулка вала



Разрез по АА



Фиг. 51. Привод рычажный типа ПРН-35: 1—фасонный рычаг вала главных ножей; 2—рычаг вала заземляющих ножей; 3—втулки фиксаторов; 4—фиксаторы; 5, 6 и 7—упоры; 8—стержни для съёмных рычагов управления; 9—вал главных ножей; 10—вал заземляющих ножей; 11—блок-контакты



Фиг. 52. Привод червячный типа ПЧНЗ: 1—рычаг главных ножей; 2—блок-контакты; 3—втулка; 4—фиксатор; 5 и 6—упоры; 7—рычаг заземляющих ножей; 8—стержень для съёмного рычага; 9—втулка; 10—фиксатор; 11—упор; 12—червячное колесо; 13—червяк; 14—рукоятка привода

ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА (ГОСТ 7746—55)

Трансформаторы тока применяются в установках переменного тока низкого и высокого напряжения для питания последовательных катушек измерительных приборов и реле защиты, автоматики и сигнализации.

Обозначения, применяемые для трансформаторов тока: Т — трансформатор тока; Ф — с фарфоровой изоляцией между первичной и вторичной обмотками; П — проходной; Ш — шинный; У — усиленный; Н — для наружной установки; Д — для дифференциальной защиты; З — для защиты от замыканий на землю; Р — с разъемным сердечником; О — одновитковый; К — катушечный; В — встроенный в выключатель; М — модернизированный; Б — быстронасыщающийся.

Первая цифра после буквенного обозначения указывает номинальное напряжение в кВ; вторая — класс точности (для двухобмоточных трансформаторов классы точности обеих обмоток даются дробью); третья цифра указывает номинальный первичный ток в а.

Шкала номинальных первичных токов, согласно ОСТ ЭЛ 4-40 установлена: 5, 7,5, 10, 15, 20, 30, 40, 50, 60, 75, 100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 750, 1 000, 1 500, 2 000, 3 000, 4 000, 5 000, 6 000, 7 500, 10 000, 15 000 а.

Номинальный вторичный ток 5 а; для сердечников типа З — 10 а.

Характеристики классов точности трансформаторов тока даются в табл. 17.

Таблица 17

Классы точности трансформаторов тока

Класс точности	Первичный ток в % от номинального	Наибольшие значения		Область применения
		токовой погрешности в %	угловой погрешности в мин.	
0,2	От 120 до 100	±0,20	±10	Для специальных лабораторных измерений
	20	±0,5	±15	
	10	±0,50	±20	
0,5	От 120 до 100	±0,5	±40	Для всех технических приборов точного учёта
	20	±0,75	±50	
	10	±1,0	±60	
1	От 120 до 100	±1,0	±80	Для всех технических приборов, за исключением расчётных счётчиков энергии
	20	±1,5	±100	
	10	±2,0	±120	
3	От 120 до 50	±3,0	Не нормируется	Для амперметров и максимальных реле
10	От 120 до 50	±10,0		

Максимальные кратности вторичного тока n по отношению к номинальному при номинальной нагрузке во вторичной цепи a (в высшем классе точности) и гарантированной

устойчивости к токам короткого замыкания даются ниже в технических характеристиках трансформаторов тока различных типов.

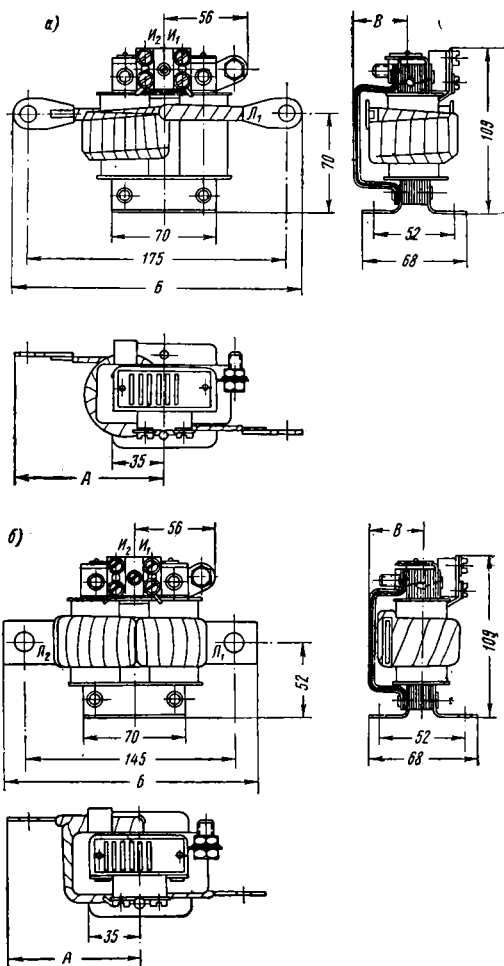
Максимальная кратность вторичного тока n_1 при вторичной нагрузке a_1 (ом), отличной от номинальной, подсчитывается приближённо по формуле

$$n_1 = n \frac{\beta + a}{\beta + a_1},$$

где β — коэффициент, величины которого даются ниже, в таблицах технических характеристик трансформаторов тока.

Низковольтные катушечные трансформаторы тока выпускаются типов О-49У, ТКМ-05, ТТМ и ТНШ.

Катушечные трансформаторы тока типа О-49У (фиг. 53) выпуска-



Фиг. 53. Катушечный трансформатор тока типа О-49У: а — на токи 5—150 а; б — на токи 150—750 а

ются на номинальное напряжение 500 в с номинальными значениями первичного тока от 5 до 750 а и вторичного тока 5 а в двух исполнениях:

а) нормальное исполнение — класс точности 0,5 при номинальной вторичной нагрузке 5 *ва*;

б) исполнение повышенной мощности — класс точности 1 при номинальной вторичной нагрузке 10 *ва*.

Кратность насыщения для трансформаторов тока нормального исполнения—6 (трансформатор тока 400/5 *а* имеет кратность 4). Для трансформаторов тока повышенной мощности кратность насыщения—4 (трансформатор тока 400/5 *а* имеет кратность 3, а трансформатор 750/5 *а*—кратность 5).

Односекундная термическая устойчивость (кратность)—50, динамическая устойчивость (кратность)—100.

Размеры трансформаторов тока типа О-49У даны в табл. 18.

Таблица 18

Размеры трансформаторов тока типа О-49У

Номинальный первичный ток в <i>а</i>	№ фиг.	Размеры в мм			Вес в кг
		А	Б	В	
5—20	53,а	102	195	36	1,4
20—100	53,а	102	195	36	1,4
150	53,б	95	175	40	1,55
200	53,б			40	1,6
300	53,б			40	1,65
400	53,б	95	175	47	1,9
600	53,б	100	200	36	1,7
750	53,б	105	210	36	1,8

Трансформаторы тока типа ТКМ-0,5 (фиг. 54) выпускаются на номинальное напряжение 500 *в* с номинальными значениями первичного тока от 5 до 750 *а* и вторичного тока 5 *а* в двух исполнениях:

а) нормальное исполнение — класс точности 0,5 при номинальной вторичной нагрузке 10 *ва* (при нагрузке 15 *ва*—класс точности 1);

б) исполнение повышенной мощности — класс точности 1 при номинальной вторичной нагрузке 20 и 30 *ва*.

Кратность насыщения для трансформаторов тока нормального исполнения — 6; для трансформаторов повышенной мощности с номинальной вторичной нагрузкой 20 *ва*—4 (для трансформаторов на 300 и 600 *а*—3) и с номинальной вторичной нагрузкой 30 *ва*—2,5.

Односекундная термическая устойчивость—50; динамическая устойчивость — 100 (для трансформаторов на 600 и 750 *а*—70).

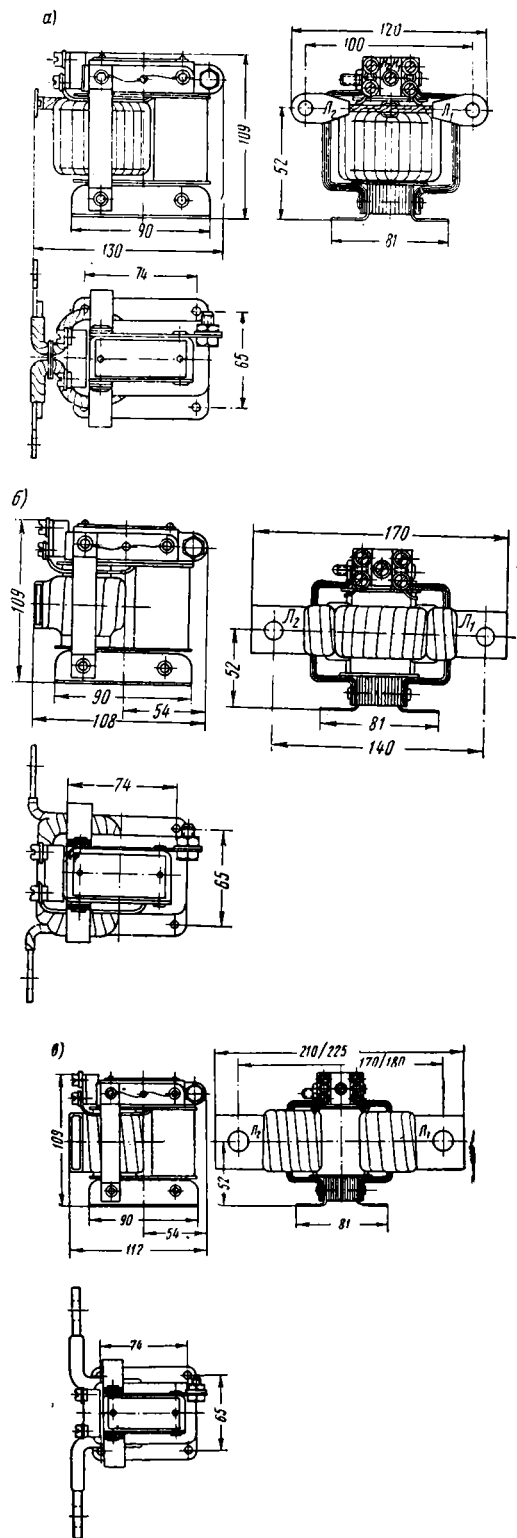
Малогабаритные трансформаторы тока типа ТТМ (табл. 19) выпускаются на напряжение до 500 *в*.

Трансформаторы от 50 до 200 *а*—катушечные, а на 400 *а* и выше—шинные.

Класс точности—I; номинальная вторичная нагрузка—20 *ва*.

Трансформаторы тока типа ТНШ. Шинные низковольтные трансформаторы тока типа ТНШ (табл. 20) выпускаются на напряжение 500 *в* и на номинальные первичные токи от 750 до 25 000 *а* и вторичный ток 5 *а*.

Проходные трансформаторы тока типов ТПФМ и ТПФМУ (фиг. 55) выпускаются на номинальное напряжение 10 *кв*.



Фиг. 54. Катушечный трансформатор тока типа ТКМ-0,5: а—на токи 5—100 *а*; б—на токи 150—400 *а*; в—на токи 600 и 750 *а* (в числителе указаны размеры для 600 *а*, в знаменателе—для 750 *а*)

Таблица 19

Технические данные трансформаторов тока ТТМ

Тип	Устойчивость		Кратность насыщения	Вес в кг
	Динамическая	Термическая (односекундная)		
TTM-50/0,5	45	45	9,4	1,26
TTM-100/0,5	46	46	9,4	1,29
TTM-150/0,5	45	45	7,5	1,3
TTM-200/0,5	35	35	9,4	1,32
TTM-600/0,5	35	35	8,2	1,8
TTM-400/0,5	55	55	4,8	1,76
TTM-700/0,5	65	65	8,4	2,1
TTM-1000/0,5	55	55	8,6	2,21

Таблица 21

Варианты исполнения трансформаторов тока ТПФМ и ТПФМУ

Вариант исполне- ния по классу точности	Номинальные первичные токи в а		Вариант исполне- ния по классу точности	Номинальные первичные токи в а	
	ТПФМ	ТФМУ		ТПФМ	ТФМУ
0,5	5÷400	5÷300	1/1	5÷400	5÷300
0,5/0,5	5÷400	—	1/3	5÷400	5÷300
0,5/3	5÷400	5÷300	3	5÷400	5÷200
1	5÷400	5÷300			

Т а б л и ц а 22

Варианты исполнения трансформаторов тока ТПФМД, ТПФМУД, ТПФМЗ и ТПФМУЗ

Вариант исполнения по классу точности	Номинальные первичные токи в а		Вариант исполнения по классу точности	Номинальные первичные токи в а	
	ТПМФД	ТПМФУД		ПФМЗ	ТПФМЗ
Д	75—400	75—300	З	75—400	75—300
Д/Д	75—400	75—300	З/Д	75—400	75—300
Д/0,5	75—400	75—300	З/0,5	75—400	75—300
Д/1	—	75—300	З/0,15	75—400	75—300
Д/3	75—400	75—300	З/3	75—400	75—300

Таблица 20

Характеристики и размеры трансформаторов тока типа ТНШ

Тип	Класс точности	Вторичная нагрузка в вз	Кратность насыщения	Максимальная кратность вторичного тока	Односекундная термическая устойчивость	Вес в кг
ТНШ-1-0,5/750 . .	1	20	6	13	70	8,5
ТНШ-0,5-0,5/1000 . .	0,5	20	10	16	70	8,7
ТНШ-0,5-0,5/1500 . .	0,5	20	14	19	70	9,1
ТНШ-95-0,5/2000 . .	0,5	20	18	23	70	9,5
ТНШ-0,5-0,5/4000 . .	0,5	20	20	27	70	12
ТНШ-0,5-0,5/4000 . .	0,5	20	10	15	70	18,9
ТНШ-0,5-0,5/5000 . .	0,5	20	10	14	70	14
ТНШ-3-0,5/75000 . .	3	20	5	10	90	25
ТНШ-3-0,5/10000 . .	3	20	3	9	90	30
ТНШ-3-0,5/15000 . .	3	50	3	8	120	46,5
ТНШ-3-0,5/25000 . .	3	50	3	8	180	170

Т а б л и ц а 23

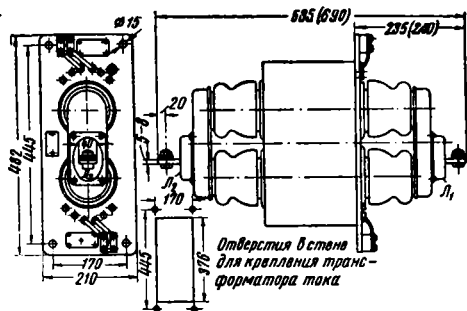
Номинальные вторичные нагрузки трансформаторов тока ТПФМ и ТПФМУ

Класс точности	Номинальные нагрузки в классе точности							
	0,5		1		3		10	
	ом	ва	ом	ва	ом	ва	ом	ва
0,5	0,6	15	1,2	30	3	75	—	—
1	—	—	0,6	15	1,6	40	—	—
3	—	—	—	—	1,2	30	2,4	60
Д и З	—	—	—	—	0,6	15	1,2	30

Таблица 24

Кратности насыщения для трансформаторов типов ТПФМ и ТПФМУ

Тип	Кратность насыщения	
	первично-го сердечника	вторично-го сердечника
ТПФМ-10-0,5-5÷400	13—15	—
ТПФМ-10-0,5/0,5-5÷400	13—15	13—15
ТПФМ-10-0,5/3-5÷400	13—15	4—5
ТПФМ-10-1-5÷300	12	4—5
ТПФМ-10-1-400	14	4—5
ТПФМ-10-1-5÷300	14	4—5
ТПФМ-10-1/1-5÷300	12	12
ТПФМ-10-1/1-400	14	14
ТПФМ-10-1/3-5÷300	14	14
ТПФМ-10-1/3-400	14	4
ТПФМ-3-3-5-400	14	—
ТПФМУ-10-0,5-30÷300	12	—
ТПФМУ-10-0,5/1-30÷300	12	12
ТПФМУ-10-0,5/3-5÷300	12	4
ТПФМУ-10-1-5-300	12	—
ТПФМУ-10-1/1-5÷300	12	12
ТПФМУ-10-1/3-5÷200	12	4
ТПФМУ-10-3-5÷200	6	—



Фиг. 55. Проходной трансформатор тока типа ТПФМ
(и ТПФМУ)

Возможные варианты исполнения трансформаторов тока по числу сердечников, классам точности и величинам номинальных первичных токов приведены в табл. 21 и 22, а технические характеристики — в табл. 23—25.

Габаритные размеры трансформаторов тока типов ТПФМ и ТПФМУ указаны непосредственно на фиг. 55; размеры, заключённые

Т а б л и ц а 28

Кратности насыщения и максимальные кратности вторичного тока для трансформаторов типов ТПОФ и ТПОФУ

Обозначение или класс точности сердечника	Номинальный первичный ток в а	Кратность насыщения	Максимальная кратность вторичного тока (n) при номинальной нагрузке	Коэффициент β	Обозначение или класс точности сердечника	Номинальный первичный ток в а	Кратность насыщения	Максимальная кратность вторичного тока (n) при номинальной нагрузке	Коэффициент β
0,5	600	45	50	0,33	3	750	6,5	10	0,19
	750	36	44	0,32		1 000	6	10	0,23
	1 000	38	44	0,32		1 500	9	14	0,35
	1 500	27	32	0,38		600	—	42	0,27
1	400	28	38	0,22	Д и З	750	—	45	0,31
	600	25	30	0,21		1 000	—	43	0,37
	750	25	30	0,25	Д	1 500	—	50	0,46
	1 000	20	25	0,26	З	1 500	—	20	0,14
	400	7	12	0,14					
	600	5	10	0,15					

Т а б л и ц а 29

Динамическая устойчивость трансформаторов тока типов ТПОФ и ТПОФУ

Класс точности или обозначение сердечника	ТПОФ10, ТПОФД10, ТПОФЗ10, ТПОФЗД10								ТПОФУ10, ТПОФУД10, ТПОФУЗ10, ТПОФУЗД10							
	При номинальном токе в а															
	600	750	1 000	1 500	600	750	1 000	1 500	400	600	750	1 000	400	600	750	1 000
	Кратность по отношению к амплитуде номинального тока				Внешняя динамическая устойчивость в ка				Кратность по отношению к амплитуде номинального тока				Внешняя динамическая устойчивость в ка			
0,5	130	133	100	66	112	141	141	141	—	130	133	100	—	112	141	141
0,5/0,5	—	105	80	66	—	112	112	141	—	—	105	80	—	—	112	112
0,5/3	130	120	90	66	112	127	127	141	—	130	120	90	—	112	127	127
1	166	133	100	—	141	141	141	—	200	166	133	100	112	141	141	141
1/1	130	120	100	—	112	127	141	—	—	130	120	100	—	112	127	141
1/3	150	120	100	—	127	127	141	—	200	150	120	100	112	127	127	141
3	166	133	100	66	141	141	141	141	250	166	133	—	141	141	141	—
Д и З	166	133	100	66	141	141	141	141	—	166	133	100	—	141	141	141
Д/Д и З/Д	130	105	80	60	112	112	112	127	—	130	105	80	—	112	112	112
Д/0,5 и З/0,5	—	105	80	60	—	112	112	127	—	—	105	80	—	—	112	112
Д/1 и З/1	130	105	90	—	112	112	127	—	—	130	105	90	—	112	112	127
Д/3 и З/3	130	120	90	60	112	127	127	127	—	130	120	90	—	112	127	127

Примечание. Значения внешней динамической устойчивости, приведённые в таблице, действительны при расстоянии между фазами $a=400$ мм и расстоянии от торцов изоляторов трансформатора тока до ближайших опорных изоляторов в 500 мм. При расстоянии между фазами, отличающемся от 400 мм, динамическая устойчивость изменяется в отношении $\sqrt{\frac{a}{4}}$.

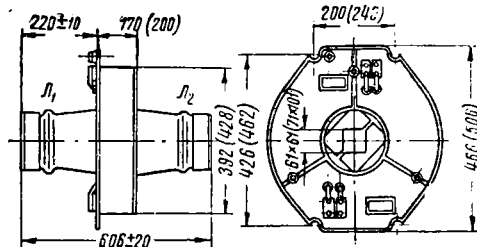
При расстоянии от обоих торцов до ближайших опорных изоляторов 200 мм динамическая устойчивость увеличивается на 15%, а при увеличении расстояния до 1 000 мм — уменьшается на 20%.

Расчётная односекундная термическая устойчивость трансформаторов тока: ТПОФ10, ТПОФД10, ТПОФЗ10, ТПОФЗД10 — 80; ТПОФУ10 (кроме ТПОФУ10-3), ТПОФУД10, ТПОФУЗ10, ТПОФУЗД10—120; ТПОФУ10-3 — 240.

Проходные шинные трансформаторы тока типа ТПШФ (фиг. 57, основные характеристики см. табл. 30 и 31) выпускаются на напряжение 10 кВ и ток от 2 000 до 5 000 а и на напряжение 20 кВ и ток 6 000 а в следующих исполнениях:

ТПШФ10-0,5/0,5; ТПШФ10-0,5/3; ТПШФ10-Д/0,5; ТПШФ10-Д/3; ТПШФ20-05/05; ДПШФД20-Д/0,5; ТПШФ10-Д/Д; ТПШФ10-3/0,5; ТПШФ10-3/3; ТПШФ10-3/Д; ТПШФД20-Д/Д; ТПШФК20-К.

Сердечник К применяется для схем компаундирования генераторов и имеет номинальный вторичный ток 10 а.



Фиг. 57. Проходной шинный трансформатор тока типа ТПШФ

Таблица 30
Номинальные вторичные нагрузки трансформаторов тока типа ТПШФ

Класс точности или обозначение сердечника	Номинальная вторичная нагрузка в классе точности							
	0,5		1		3		10	
	ом	ва	ом	ва	ом	ва	ом	ва
Для ТПШФ10								
0,5	1,2	30	3	75	6	15	Не нормируется	
3	—	—	—	—	2	50	4	100
Д	0,6	15	2	50	6	150	Не нормируется	
Для ТПШФ20								
0,5	2	50	4	100	—	—	—	—
Д	2	50	4	100	—	—	—	—
К	—	—	1,2	30	—	—	—	—

Таблица 31
Кратность насыщения и максимальные кратности вторичного тока трансформаторов типа ТПШФ

Обозначения или класс точности сердечника	Номинальный первичный ток в а	Кратность насыщения	Максимальная кратность вторичного тока (л) при номинальной вторичной нагрузке	Коеф. фидцент β
0,5	2 000	32	42	0,7
	3 000	26	35	1
	4 000	25	32	0,8
	5 000	30	35	1
3	2 000	5	10	0,36
	3 000	8	12	0,6
	4 000	6	10	0,6
	5 000	8	12	0,7
Д	2 000	—	65	0,9
	3 000	—	60	1,2
	4 000	—	60	1,0
	5 000	—	45	1,0
3	2 000	—	30	0,23
	3 000	—	32	0,31
	4 000	—	30	0,37
	5 000	—	20	0,41
0,5 Д К	6 000	—	18	1,4
	6 000	—	23	1,4
	6 000	—	27	1,2

Гарантируемые средние значения десятипроцентной кратности сердечников Д при вторичной нагрузке 0,6 ом составляют для трансформаторов тока: на 2 000 и 3 000 а — 55; на 4 000 а — 50; на 5 000 а — 35; на 6 000 а при вторичной нагрузке 1,2 ом — 20.

Расчётная односекундная термическая устойчивость вторичных обмоток трансформаторов тока ТПШФ10 при температуре окружающей среды 35° с учётом предварительного длительного нагрева их номинальным током в виде кратности по отношению к номинальному току равна 75.

Усилия, допускаемые на головки изоляторов, составляют:

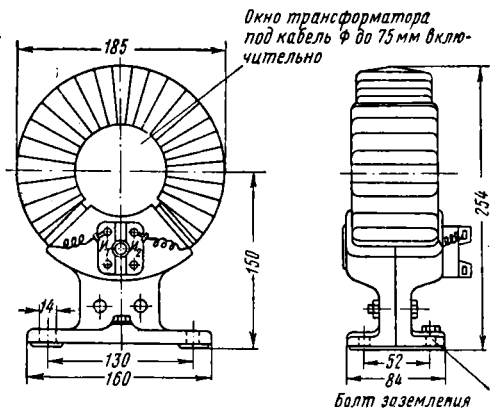
а) для трансформаторов на 2 000 и 3 000 а — 700 кг на головку Л₁ и 325 кг на головку Л₂;

б) для трансформаторов на 4 000 и 5 000 а — 900 кг на головку Л₁ и 425 кг на головку Л₂;

в) для трансформаторов на 6 000 а — 700 кг на головку Л₁ и 400 кг на головку Л₂.

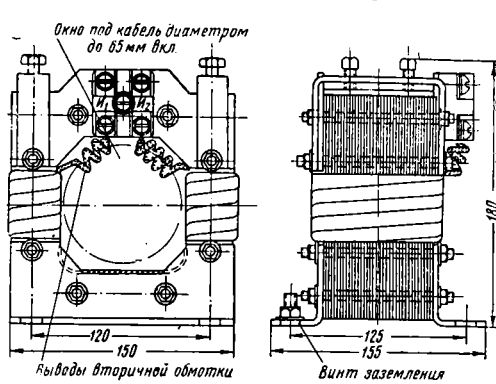
Габаритные размеры трансформаторов тока типа ТПШФ указаны на фиг. 57; размеры, заключённые в скобки, относятся к трансформаторам на первичные токи 4 000 и 5 000 а.

Трансформаторы тока типов ТЗ (фиг. 58) и ТЗР (фиг. 59) изготавливаются для внутренней установки и предназначены для трансформации токов нулевой последовательности; они надеваются на трёхфазный высоковольтный бронированный кабель диаметром до 65 мм.



Фиг. 58. Трансформатор тока типа ТЗ

Трансформаторы типа ТЗР применяются для установки на кабели существующих сетей без демонтажа кабельной муфты.



Фиг. 59. Трансформатор тока типа ТЗР

Чувствительность защит с трансформаторами типов ТЗ и ТЗР характеризуется номограммами (фиг. 60—61) и данными, приведёнными в табл. 32.

Максимальная чувствительность защиты с реле типа ЭТ-521 у трансформаторов ТЗ составляет 10 а и ТЗР—13 а.

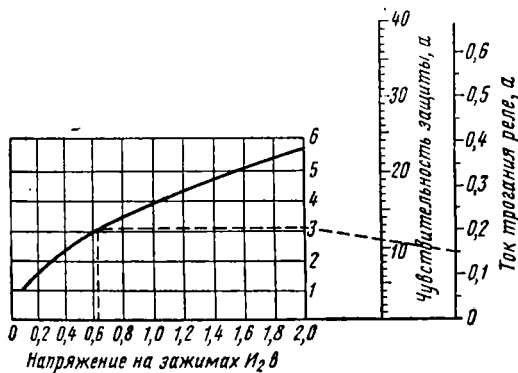
Односекундная термическая устойчивость реле— 200 а.

Быстронасыщающиеся трансформаторы тока типа ТКБ-1 (фиг. 62) предназначены для схем защиты к выключателям с ручными автоматическими приводами ПРБА и ПРА. Трансформатор типа ТКБ-1 является низковольтным и

Таблица 32

Ток срабатывания защиты на землю в зависимости от токов замыкания (для трансформаторов типа ТЗР)

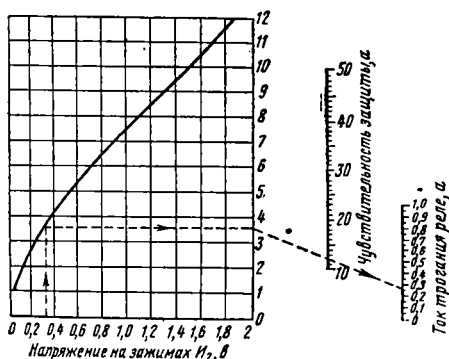
Количество параллельно включенных трансформаторов тока (количество кабелей)	Тип реле	Ток срабатывания в а	Первичный ток замыкания в а
1	ЭТ-521	0,129	10,26
2	ЭТД-551	0,058	4,71
	ЭТ-521	0,198	15,96
3	ЭТД-551	0,09	7,23
	ЭТ-521	0,256	20,4
	ЭТД-553	0,116	9,18



Фиг. 60. Номограмма для определения чувствительности защиты с трансформатором тока типа ТЗ

включается во вторичную цепь другого трансформатора тока, который должен иметь класс точности 1 или 0,5.

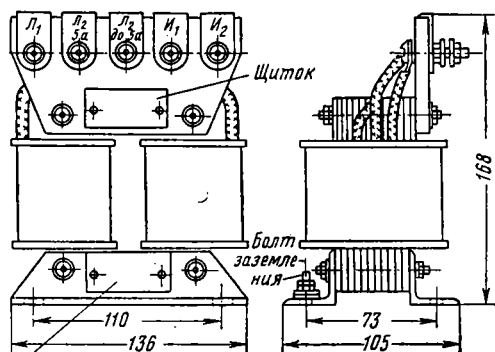
Трансформаторы рассчитаны на продолжительную работу с разомкнутой вторичной об-



Фиг. 61. Номограмма для определения чувствительности защиты с трансформатором тока типа ТЗР

моткой; амплитудное значение напряжения на ней при длительно допустимом токе, протекающем через первичную обмотку, достигает 200—300 в. Зависимость полного сопро-

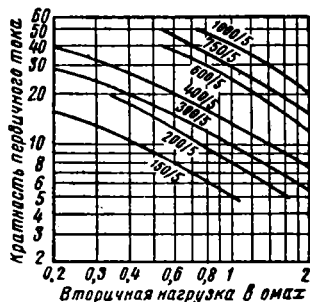
тивления трансформатора при разомкнутой вторичной обмотке от первичного тока показана на фиг 63.



Щиток, предупреждающий о высоком напряжении на разомкнутой вторичной обмотке

Фиг. 62. Трансформатор тока типа ТКБ-1

По термической и динамической устойчивости трансформатор выдерживает максимально возможные токи, протекающие во вторичной цепи трансформатора.



Фиг. 63. Кривая зависимости полного сопротивления трансформатора тока ТКБ-1 при разомкнутой вторичной обмотке от первичного тока

Длительный допустимый ток в первичной обмотке ТКБ-1 — 9,5 а; максимально возможный вторичный ток — 8 а.

Опорные трансформаторы типа ТФН (фиг. 64) с масляным наполнением выпускаются для наружной установки в следующих исполнениях:

- ТФН35-0,5/3 — 15 ÷ 1 000 а;
- ТФНД35-Д/0,5 — 15 ÷ 1 000 а;
- ТФНУ35-0,5/1 — 15 ÷ 600 а;
- ТФНУД35-Д/0,5 — 15 ÷ 600 а;
- ТФН110-0,5/1 — 50 ÷ 600 а;
- ТФНД110-Д/1 — 50 ÷ 600 а.

Основные технические характеристики трансформаторов тока ТФН даны в табл.33—36.

Трансформаторы тока на 110 кВ имеют два номинальных первичных тока, находящихся в отношении 1 : 2 (50—100; 75—150; 100—200 и т. д.). Осуществляется это переключением первичной обмотки, состоящей из двух секций, соединяемых параллельно или последовательно.

Таблица 33

Номинальные вторичные нагрузки трансформаторов тока типа ТФН

Класс точности или обозначение сердечника	Вариант исполнения по классу точности и номинальному напряжению	Номинальная вторичная нагрузка в классе точности							
		0,5		1		3		10	
		ом	ва	ом	ва	ом	ва	ом	ва
0,5	0,5/3	2	50	4	100	8	200	16	400
	Д/0,5 и 0,5 на 35 кВ	1,2	30	3	75	5	125	10	250
1	0,5/1 на 35 кВ	—	—	1,2	30	3	75	10	250
	0,5/1 на 110 кВ	—	—	1,2	30	4	100	6	150
Д	Д/0,5 на 35 кВ	—	—	1,2	30	3	75	10	250
	Д/1 на 110 кВ	—	—	1,2	30	2,4	60	4	100
3	0,5/3	—	—	—	—	2	50	4	100

Таблица 34

Кратности насыщения и максимальные кратности вторичного тока трансформаторов типа ТФН

Вариант исполнения	Номинальный первичный ток в а	Класс точности сердечника	Кратность насыщения	Максимальная кратность вторичного тока (n) при номинальной вторичной нагрузке	Коэффициент β
ТФН35-0,5/3	15÷1000	0,5	28	35	0,7
ТФН35-0,5/3	—	0,5	5	12	0,5
ТФНД35-Д/0,5	15÷750	0,5	15	25	0,55
ТФНУД35-Д/0,5	1 000	0,5	15	28	0,58
ТФНУ35-0,5/1	15÷600	0,5	15	25	0,55
ТФН110-0,5/1	50÷600	1	30	35	0,56
		1	30	35	0,65
		1	15	20	0,55

Таблица 35

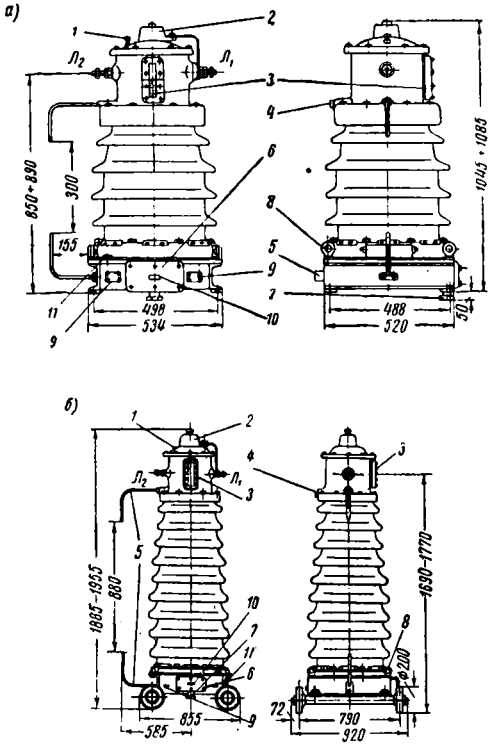
10%-ные и максимальные кратности вторичного тока сердечников класса Д трансформаторов тока типов ТФНД и ТФНУД

Вариант исполнения трансформатора тока	Первичный номинальный ток в а	Вторичная нагрузка в ом	10%-ная кратность при вторичной нагрузке 0,8 ом	Максимальная кратность (n)	Коэффициент β
ТФНД35-Д/0,5	15÷600	0,8	35	45	0,56
ТФНД35-Д/0,5	750	0,8	35	50	0,67
ТФНД35-Д/0,5	1 000	0,8	50	55	0,94
ТФНД110-Д/1	50÷600	1,2	50	35	0,65

Таблица 36

Термическая и динамическая устойчивость трансформаторов тока типа ТФН

Тип	Номинальный первичный ток в а	Односекундная термическая устойчивость (кратность по отношению к номинальному току)	Динамическая устойчивость (кратность по отношению к амплитуде номинального тока)
ТФН35	15÷1 000	65	100
ТФНД35	15÷750	65	150
ТФНД35	1 000	65	100
ТФНУ35	15÷600	90	150
ТФН110	50÷600	75	150



Фиг. 64. Опорные трансформаторы тока типа ТФН: а — на 35 кВ; б — на 110 кВ; 1 — предохранительный клапан; 2 — разрядник; 3 — маслоуказатель; 4 — выпускатель конденсированной влаги; 5 — масловыпускатель; 6 — клеммовая коробка; 7 — кабельная муфта; 8 — рым для подъема трансформатора; 9 — табличка технических данных; 10 — табличка с указанием напряжения и разомкнутой вторичной обмотке; 11 — винт заземления

Встроенные трансформаторы тока типов ТВ и ТВД. Некоторые типы высоковольтных выключателей комплектуются встроенными трансформаторами тока. Основные технические данные встроенных трансформаторов тока приводятся в табл. 37—42.

Трансформаторы тока частично могут быть в исполнении для дифференциальной защиты (тип ТВД).

Таблица 37

Типы и количество трансформаторов тока, встроенных в высоковольтные выключатели

Т и п		Количество встроенных трансформа- торов тока
выключателя	трансформатора тока	
МКП-274	ТВ-274	12
МКП-160	ТВ-160	12
МКП-110	ТВ-110	12
МКП-35	ТВ-35 МКП или ТВ-35	12
ВМ-35	ТВ-35	6
МГ-35	ТМГ-35	6

Таблица 38

Технические данные встроенных трансформаторов тока для выключателей МГ-35

Номиналь- ный первич- ный ток в а	Вариант ис- полнения на ток в а	Номинальная вторичная нагрузка в ом в классе точности							
		Для ТМГ-35				Для ТМГД-35			
		0,5	1	3	10	0,5	1	3	10
100	300	—	—	0,4	—	—	—	—	0,4
150	300	—	—	0,8	—	—	—	—	—
200	300	—	—	1,6	—	—	—	—	0,4
200	600	—	—	1,2	—	—	—	—	—
300	300	—	0,6	—	—	—	0,4	—	—
300	600	—	0,4	—	—	—	0,2	—	—
400	600	—	0,8	—	—	—	0,4	—	—
600	600	1,2	—	—	—	0,8	—	—	—

Таблица 39

Технические данные встроенных трансформаторов тока для выключателей МКП-160

Номиналь- ный первич- ный ток в а	Вариант исполнения на ток в а	ТВ-160			ТВД-160		Коэффициент β	Сопротивление вторичной обмотки в ом	
		Номинальная вторичная нагрузка (ом) в классе точности						X_2	r_2
		1	3	10	3	10			
75	200	Точность ниже класса 10			—	—	0,45	0,15	0,03
100	200 и 300				—	—	1	0,15—0,2	0,04
150	200 и 300				—	—	2	0,2	0,06
200	200, 300 и 600				—	0,6	—	0,6	2,5
300	300 и 600	—	0,4	1,2	—	1,2	5	0,1—0,3	0,13
400	600 и 1 000	—	0,8	2,0	0,6	2,0	8,5	0,3—0,6	0,18
600	600 и 1 000	—	1,2	4,0	1,2	4,0	18	0,1—0,8	0,27
750	1 000	—	3,0	—	2,0	—	25	0,7	0,33
1 000	1 000	1,2	3,0	—	3,0	—	40	0,1	0,44

П р и м е ч а н и е. При включении двух трансформаторов тока на фазу последовательно вторичная нагрузка при том же классе точности может быть увеличена вдвое.

Таблица 40

Технические данные встроенных трансформаторов тока для выключателей МКП-110-М

Номиналь- ный первичный ток в а	Вариант испол- нения на ток в а	Номинальная вторич- ная нагрузка в ом для трансформаторов типов ТВ-110 и ТВД-110 в классе точности				Номинальная вторичная нагрузка в ом для транс- форматоров типов ТН-110 и ТНД-110 в классе точ- ности				Номинальная вторичная нагрузка в ом		Коэффициент β	Сопротивле- ние вторичной обмотки в ом	
		0,5	1	3	10	0,5	1	3	10	ТВ-110 и ТВД-110	ТН-110 и ТНД-110		r_2	X^*
75	200	Для ТВ-110 точность ниже класса 10				Точность ниже класса 10				1,3	0,45	1,3	0,03	0,15
100	200	—	—	—	0,6	»	»	»	»	1,9	1,0	1,9	0,0428	0,15
100	300	—	—	—	0,6	»	»	»	»	1,9	1,0	1,9	0,0428	0,2
150	200	—	—	0,4	—	—	—	—	—	4,0	2,0	4	0,0642	0,2
150	300	—	—	—	0,6	Точность ниже класса 10				4,0	2,0	4	0,0642	0,2
200	200	—	0,4	—	—	—	—	—	0,6	6,4	2,5	6,4	0,0855	0,1
200	300	—	—	0,6	—	—	—	—	0,6	6,4	2,5	6,4	0,0855	0,2
200	600	—	0,4	—	—	—	—	—	0,6	6,4	2,5	6,4	0,0855	0,3
300	300	—	0,6	—	—	—	—	0,4	1,2	12,0	5,0	12	0,128	0,1
300	600	—	0,6	—	—	—	—	0,4	1,2	12,0	5,0	12	0,128	0,3
400	600	—	0,8	—	—	—	—	0,8	2,0	19,0	8,5	19	0,171	0,3
400	1 000	—	0,8	—	—	—	—	0,8	2,0	19,0	8,5	19	0,171	0,8
600	600	0,8	—	—	—	—	—	1,2	4,0	27,0	18,0	27	0,28	0,1
600	1 000	0,8	—	—	—	—	—	1,2	4,0	27,0	18,0	27	0,28	0,8
750	1 000	1,2	—	—	—	—	—	3,0	—	57,0	25,0	57	0,33	0,7
1 000	1 000	1,2	—	—	—	—	1,2	3,0	—	64,5	40,0	64,5	0,4	0,1

Таблица 41

Технические данные встроенных трансформаторов тока для выключателя МКП-35

Номинальный первичный ток в а	Вариант исполнения на ток в а	ТВ-35 МКП и ТВД-35 МКП				Коеффи- циент β	Сопротивление вторичной обмотки в ом	
		Номинальная вторичная нагрузка в ом в классе точности					X_2	r_2
		0,5	1	3	10			
75	200	—	—	—	0,8	2	0,1	0,02
100	200 и 300	—	—	0,8	0,8	3,5	0,1—0,15	0,026
150	200 и 300	—	—	0,8	—	6,5	0,15	0,04
200	200, 300 и 600	—	—	0,8	—	10,5	0,1—0,2	0,05
300	300 и 600	—	0,4	0,8	—	20	0,1—0,3	0,7
400	600	—	0,8	—	—	32	0,3	0,95
600	600—1 500	0,4	1,2	—	—	62,5	0,1—0,4	0,142
750	1 500	1,2	—	—	—	89	0,1	0,245
1 000	1 500	1,2	—	—	—	161,5	0,6	0,326
1 500	1 500	1,2	—	—	—	—	0,1	0,495

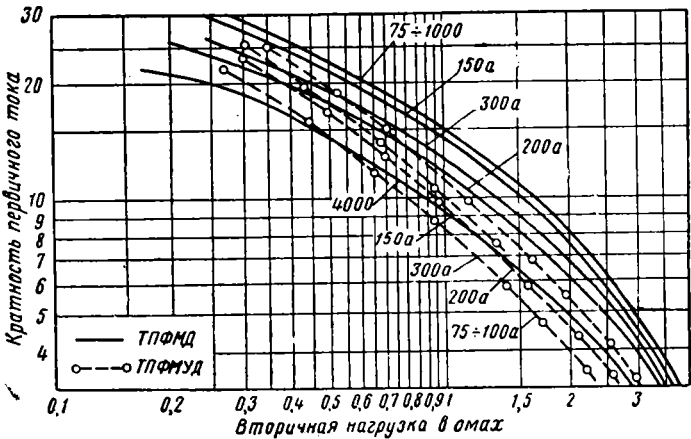
Таблица 42

Технические данные встроенных трансформаторов тока для выключателей ВМ-35 и ВМД-35

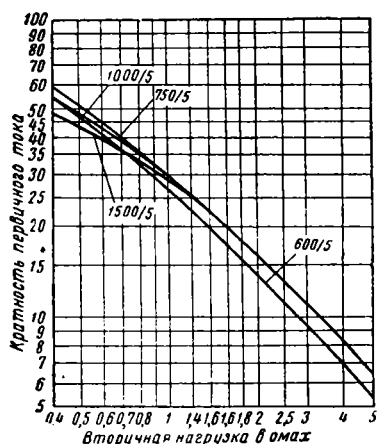
Номинальный первичный ток в а	Вариант исполнения на ток в а	ТВ-35			ТВД-35			Коеффи- циент β	Сопротивление вторичной обмотки в ом	
		Номинальная вторичная нагрузка в ом в классе точности							X_2	r_2
		1	3	10	1	3	10			
50	150	Точность ниже класса 10						0,9	0,05	0,03
75	150	Точность ниже класса 10						1,9	0,05	0,05
100	150 и 300	—	—	0,8	Точность ниже класса 10			2,8	0,06—0,08	0,06
150	150 и 300	—	—	0,8	—	—	0,8	5	0,1—0,15	0,1
200	300 и 600	—	—	1,0	—	—	1,0	9	0,15—0,2	0,1
300	300 и 600	—	0,8	3,0	—	0,8	3,0	17	0,1—0,2	0,14
400	600	—	1,2	4,0	—	1,2	4,0	28	0,2	0,2
600	600	0,6	3,0	—	0,4	3,0	—	53	0,1	0,25

Примечания. 1. Трансформаторы тока ТВ-35 и ТВД-35 с номинальными токами до 100 а могут соединяться только по два параллельно; данные в таблице приведены для такого соединения.
2. Для первичных токов от 150 а и выше при включении двух трансформаторов тока на фазу последовательно вторичная нагрузка при том же классе точности и коэффициенте трансформации может быть увеличена вдвое.

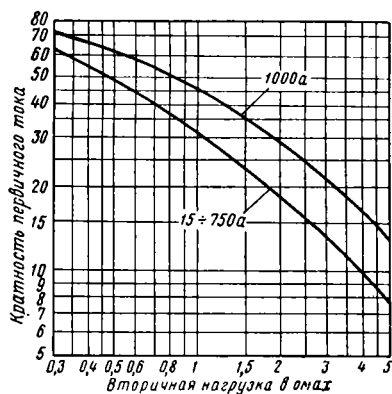
На фиг. 65—72 приведены для трансформаторов тока различного типа кривые зависимости допустимой кратности (n_1) тока короткого замыкания по отношению к номинальному первичному току трансформатора, при которой токовая погрешность при заданной нагрузке вторичной цепи (z_2) не выходит за пределы 10%.
Более подробные данные по трансформаторам тока помещены в каталогах МЭП СССР.



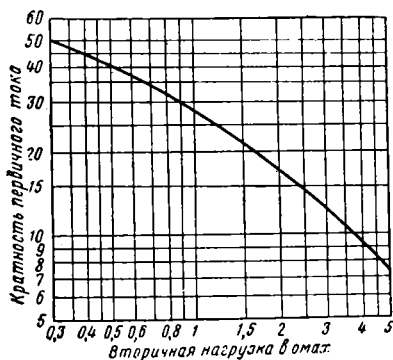
Фиг. 65. Кривые 10%-ной кратности трансформаторов тока типов ТПФМД и ТПФМУД



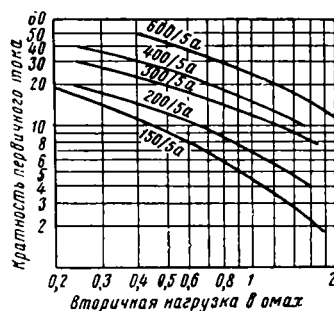
Фиг. 66. Кривые 10%-ной кратности сердечника класса Д трансформаторов тока типов ТПОФД-10, ТПОФЗД-10, ТПОФУД-10 и ТПОФУЗД-10



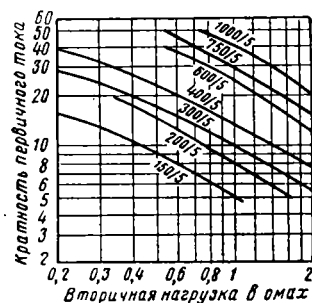
Фиг. 67. Кривые 10%-ной кратности трансформаторов тока типа ТФНД-35



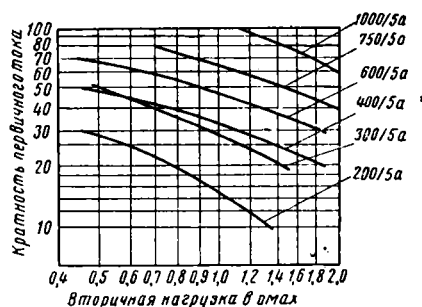
Фиг. 68. Кривая 10%-ной кратности трансформатора тока типа ТФНД-110



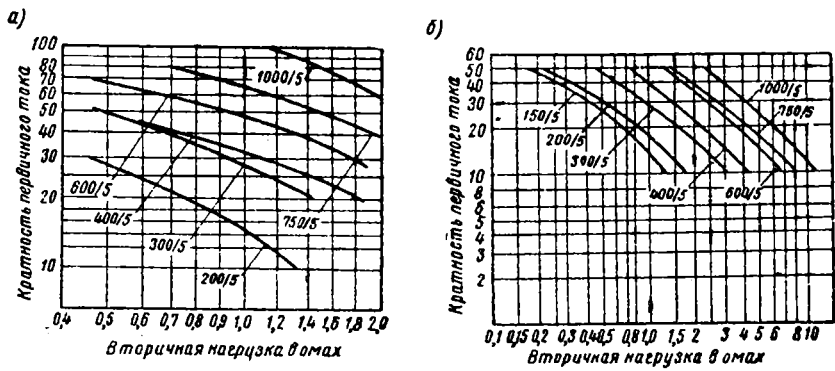
Фиг. 69. Кривые 10%-ной кратности трансформаторов тока типа ТВД-35



Фиг. 70. Кривые 10%-ной кратности трансформаторов тока типа ТВД-35 МКП



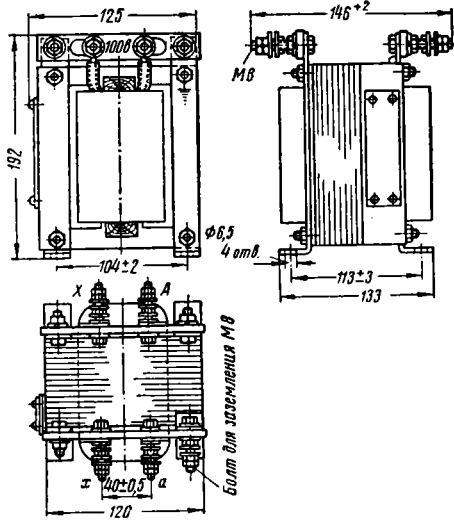
Фиг. 71. Кривые 10%-ной кратности трансформаторов тока ТД-160



Фиг. 72. Кривые 10%-ной кратности трансформаторов тока типов ТНД-110 и ТВД-110

**ТРАНСФОРМАТОРЫ НАПРЯЖЕНИЯ
(ГОСТ 1983—43)**

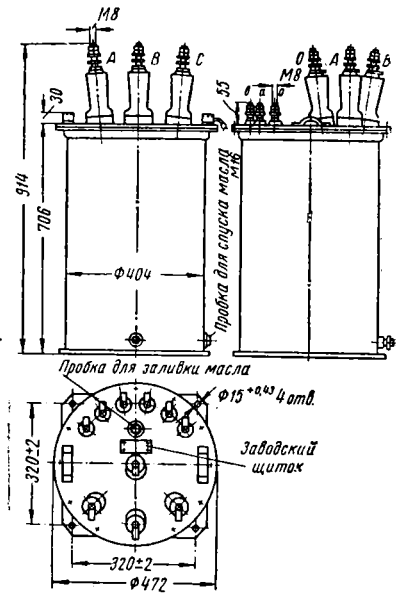
Трансформаторы напряжения применяются в установках переменного тока высокого напряжения для питания параллельных катушек измерительных приборов и реле защиты, автоматики и сигнализации. Технические характеристики трансформаторов напряжения даны в табл. 43 и 44 (фиг. 73—81).



Фиг. 73. Трансформатор напряжения типа НОС-0,5

Трансформаторы напряжения разделяются на три основные группы.

- 1. Сухие трансформаторы с естественным воздушным охлаждением типа НОС-0,5, НОСК-3, НОСК-6, НТС-0,5, НТСИ-0,5.
- 2. Трансформаторы с естественным масляным охлаждением типа НОМ-6, НОМ-10, НОМ-15, НОМ-35, ЗНОМ-35, НТМК-6, НТМК-10, НТМИ-6, НТМИ-10.
- 3. Каскадные масляные трансформаторы в фарфоровых рубашках типа НКФ-110 и НКФ-220.



Фиг. 74. Трансформатор напряжения типа НТМИ-10

Т а б л и ц а 43
Классы точности трансформаторов напряжения

Класс точности	Пределы погрешности		Примечание
	в напряжении, %	в угле между векторами высшего и низшего напряжения в мин.	
0,2	±0,2	±10	Погрешности трансформаторов напряжения не должны превышать величин, соответствующих их классу точности, при изменении их мощности от нуля до номинальной, при изменении их номинального напряжения от 0,9 до 1,1 от номинального, при cos φ = 0,8 и при окружающей температуре +35°С.
0,5	±0,5	±20	
1	±1	±40	
3	±3	Не нормируется	

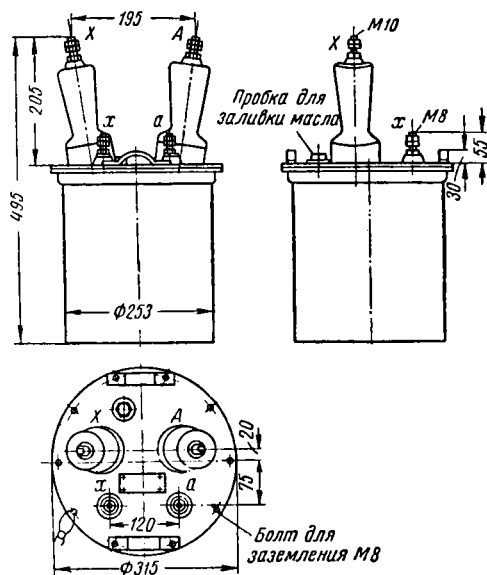
Таблица 44

Технические данные трансформаторов напряжения

Тип	Номинальное напряжение в в		Номинальная мощность (ва) при классе точности			Максимальная мощность в ва	Схема соединения обмоток	№ фиг.	Вес в кг	
	первичное	вторичное	0,5	1	3				полный	масла
НОС-0,5	380	100	25	40	100	200	1/1-12	73	8	—
НОС-0,5	500	100	25	40	100	200	1/1-12		8	—
НОСК-3	3 000	100	30	50	120	240	1/1-12	81	12,7	—
НОСК-6	6 000	100	50	80	200	400	1/1-12		13,5	—
НОМ-6	3 000	100	30	50	120	240	1/1-12	75	23	4,7
НОМ-6	6 000	100	50	80	200	400	1/1-12		23	4,7
НОМ-10	10 000	100	80	150	320	640	1/1-12	76	36,2	7,3
НОМ-15	15 000	100	80	150	320	640	1/1-12		81	23
НОМ-35	35 000	100	150	250	600	1 200	1/1-12	77	248	75
ЗНОМ-35	35 000 : $\sqrt{3}$	100 : $\sqrt{3}$ — 100	150	250	600	1 200	1/1-12		209	74
НТС-0,5	380	100	50	80	200	400	Y/Y ₀ -12	79	20	—
НТС-0,5	500	100	50	80	200	400	Y/Y ₀ -12		20	—
НТСИ-0,5	330	100	50	80	250	340	Y/Y ₀ -12	80	20	—
НТСИ-0,5	500	100	50	80	250	340	Y/Y ₀ -12		42	—
НТМК-6	3 000	100	50	80	200	400	Y/Y ₀ -12	77	47,5	15
НТМК-6	6 000	100	80	150	320	640	Y/Y ₀ -12		47,5	15
НТМК-10	10 000	100	120	200	480	960	Y/Y ₀ -12	79	110	27
НТМИ-6	3 000	100	50	80	200	400	Y/Y ₀ -12		105	32
НТМИ-6	6 000	100	80	150	320	640	Y/Y ₀ -12	74	105	32
НТМИ-10	10 000	100	120	200	480	960	Y/Y ₀ -12		190	70
НКФ-110	110 000 : $\sqrt{3}$	100 : $\sqrt{3}$ — 110	—	500	1 000	2 000	1/1-12	78	1 360	315
НКФ-220	220 000 : $\sqrt{3}$	100 : $\sqrt{3}$ — 100	—	500	1 000	2 000	1/1-12		2 650	660

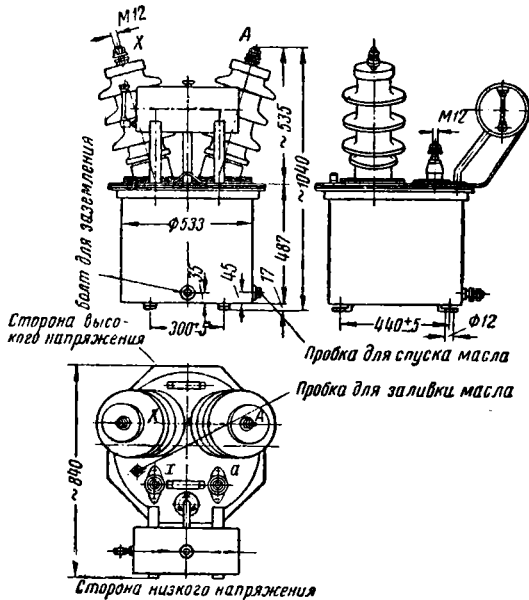
Расшифровка обозначений, применяемых для трансформаторов напряжения: НОС — трансформатор напряжения однофазный сухой; НОСК — то же, для комплектования

кой; НТМИ — то же, но трёхобмоточный пятистержневой; НКФ — трансформатор напряжения однофазный каскадный в фарфоровом кожухе.



Фиг. 75. Трансформатор напряжения типа НОМ-10

распределительных устройств; НТС — трансформатор напряжения трёхфазный сухой; НТСИ — то же, но трёхобмоточный пятистержневой; НОМ — трансформатор напряжения однофазный масляный; ЗНОМ — то же, но трёхобмоточный; НТМК — то же трёхфазный масляный с компенсирующей обмот-



Фиг. 76. Трансформатор напряжения типа НОМ-35

Цифра после буквенного обозначения показывает высшее номинальное напряжение в кВ.

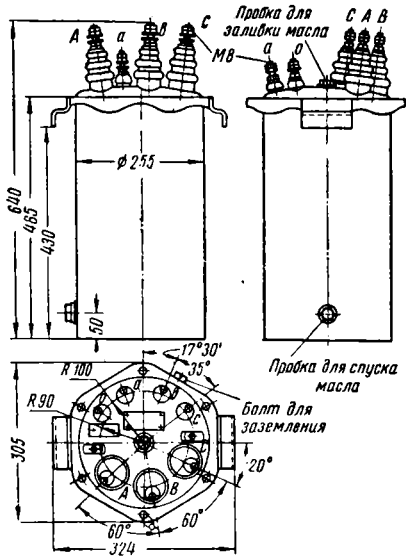
Трансформаторы напряжения НОМ-35, ЗНОМ-35, НКФ-110, НКФ-220 предназначены для наружной установки, остальные — для внутренней.

У трансформаторов напряжения НТМИ дополнительная обмотка соединена в разомкнутый треугольник.

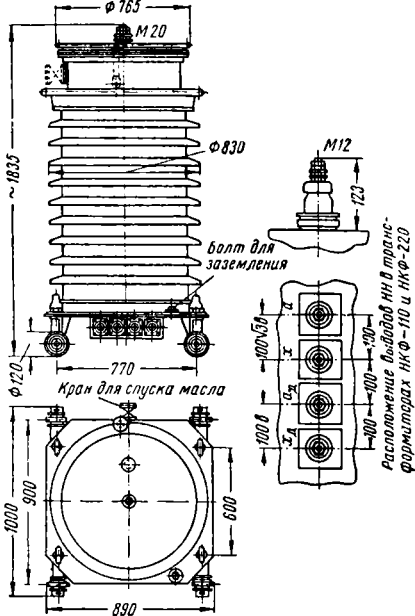
Схема из трёх однофазных трёхобмоточных трансформаторов напряжения с дополнитель-

НКФ-110 и НКФ-220 предназначены для работы только в сетях с глухозаземлённой нейтралью.

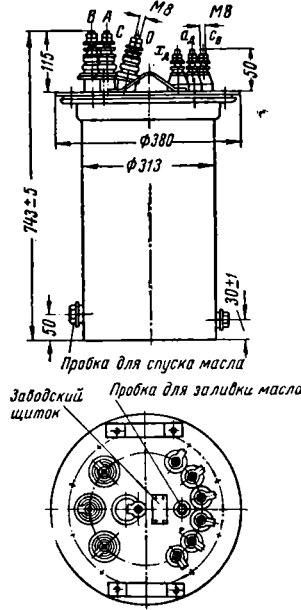
Трансформаторы напряжения класса 0,2 применяются для точных лабораторных из-



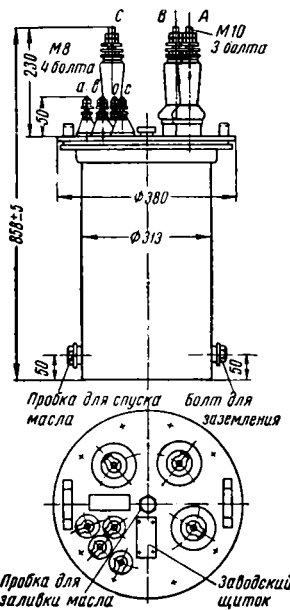
Фиг. 77. Трансформатор напряжения типа НТМК-6



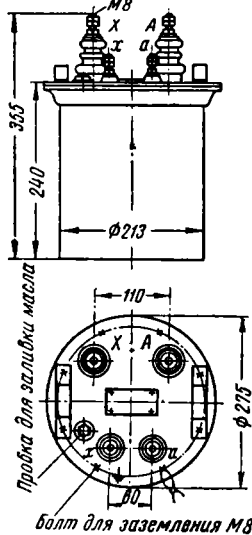
Фиг. 78. Трансформатор напряжения типа НКФ-110



Фиг. 79. Трансформатор напряжения типа НТМИ-6



Фиг. 80. Трансформатор напряжения типа НТМК-10



Фиг. 81. Трансформатор напряжения типа НОМ-6

ной обмоткой на каждом и с заземлённой нейтралью звезды первичных обмоток аналогична схеме с одним трёхфазным пятистержневым трансформатором напряжения.

Трансформаторы напряжения типа

мерений, класса 0,5 — для питания счётчиков электроэнергии и измерительных приборов, класса 1 — для питания измерительных приборов, класса 3 — для реле защиты.

Таблица 45

Конденсаторы для улучшения коэффициента мощности

Т и п	Рабочее напряжение в кв	Емкость в мкф	Мощность в квар	Габаритные размеры в мм					Испытательное напряжение в кв		Вес в кг
				Длина бака	Ширина бака	Высота бака	Высота с изоляторами	Расстояние между осями изоляторов	между обкладками	на корпус	
КМ-0,24-4-3	240	220	4	380	110	350	425	116	0,55	2,5	24
КМ-0,24-6-3	240	330	6	380	110	350	425	116	0,55	2,5	24
КМ-0,42-6-3	420	110	6	380	110	350	425	116	0,95	2,5	24
КМ-0,42-8-3	420	140	8	380	110	350	425	116	0,95	2,5	24
КМ-0,42-10-3	420	180	10	380	110	350	425	116	0,95	2,5	24
КМ-0,55-8-3	550	85	8	380	110	350	425	116	1,2	2,5	23
КМ-0,55-10-3	550	105	10	380	110	350	425	116	1,2	2,5	23
КМ-1,1-10-1	1 100	26	10	380	110	350	455	232	2,4	6	23
КМ-3,3-10-1	3 300	2,92	10	380	110	350	455	232	7,3	18	23
КМ-6,6-10-1	6 600	0,73	10	380	110	350	490	232	14,5	25	24
КМ-11-10-1	11 000	0,264	10	380	110	360	520	232	24	35	25

Таблица 46

Конденсаторы для индукционных электротермических установок

Тип	Рабочее напряжение в кв	Емкость в мкф	Мощность в квар	Частота в Гц	Ток в а	Габаритные размеры в мм					Вес в кг
						Длина банки	Ширина банки	Высота банки	Высота с изоляторами	Расстояние между осями изоляторов	
ПМВ $\frac{0,75}{1,5} - 1$	750 1 500	4×7,12	100	1 000	4×33,5	333	129	390	450	60	26
ПМВ $\frac{0,75}{1,5} - 2,5$	750 1 500	4×3,55	125	2 500	4×41,8	333	129	350	450	60	26
ПМВ $\frac{0,375}{0,75} - 2,5$	375 750	4×14,2	125	2 500	4×83,5	333	129	350	450	60	26
ПМВ $\frac{0,375}{0,75} - 8$	375 750	4×5,32	150	8 000	4×100	333	129	350	450	60	26
ПМВ $\frac{0,5}{1} - 2,5$	500 1 000	4×8	125	2 500	4×62,5	333	129	350	450	60	26
ПМВ $\frac{0,5}{1} - 8$	500 1 000	4×3,5	175	8 000	4×87,5	333	129	350	450	60	26
ПМВ $\frac{0,5}{1} - 1$	500 1 000	4×127,5	80	1 000	4×40	333	129	350	450	60	27
ПМВ-2-1	2 000	2×1,63	80	1 000	2×20	333	129	350	450	90	127

КОНДЕНСАТОРЫ

Конденсаторы типа КМ (табл. 45) предназначены для повышения коэффициента мощности электрических установок нормальной частоты.

Обозначение типа: К — косинусный, М — масляный, первое число — рабочее напряжение в кв , второе число — типовая мощность в квар , третье число — количество фаз.

Конденсаторы типа ПМВ (табл. 46) предназначены для повышения коэффициента мощности электрических установок повышенной частоты (печи для плавки металла, закалочные установки и т. д.).

Обозначение типа: П — для электропечей, М — масляный, В — с водяным охлаждением.

Конденсаторы типа ФМТ4-8 (табл. 47)

предназначаются для работы в контурах сглаживающих устройств тяговых подстанций. Обозначение типа: Ф — фильтровый, М — масляный, Т — для тяговых подстанций.

Таблица 47

Конденсаторы для сглаживающих устройств тяговых подстанций

Т и п	Рабочее напряжение в кв	Емкость в мкф	Габаритные размеры в мм				Испытательное напряжение в кв
			Длина бака	Ширина бака	Высота бака	Высота с изоляторами	
ФМТ4-8	4 000	8	380	110	310	450	12

АППАРАТЫ НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

ПРЕДОХРАНИТЕЛИ

Предохранители ПР-2 (табл. 1) выпускаются для установки в цепях постоянного и переменного тока с напряжением 220 и 380 в (предохранители 1-го габарита, имеющие маркировку 220 в), а также 380 и 500 в (предохранители 2-го габарита, имеющие маркировку 500 в).

Предохранители выпускаются для переднего и заднего присоединения проводов.

Таблица 1

Основные характеристики и размеры предохранителей ПР-2

Номинальный ток патрона в а	Номинальные токи плавких вставок в а	Габаритные размеры в мм (фиг. 1)					
		При напряжении 220 в			При напряжении 500 в		
		А	Б	В	А	Б	В
15	6, 10, 15	22	40	26	24,5	113	33
60	15, 20, 25, 35, 60	24,5	63	33	31	115	43
100	60, 80, 100	43	125	61	43	175	63
200	100, 125, 160, 200	56	135	73	56	200	74
350	200, 225, 260, 300, 350	72	160	96	72	235	98

Предохранители закрытые, неразборные с наполнителем типа НПН выпускаются на напряжение до 500 в, переменного тока на номинальный ток 15 а (НПН-15) для плавких вставок 6, 10 и 15 а и на номинальный ток 60 а (НПН-60) для плавких вставок 15, 20, 25, 35, 45 и 60 а.

Предохранители изготавливаются для переднего и заднего присоединения проводов.

Предохранители типа ПН-Р (табл. 2) закрытые, разборные с наполнителем, выпускаются на напряжение до 500 в переменного тока.

Таблица 2

Основные характеристики и размеры предохранителей ПН-Р

Тип предохранителя	Номинальный ток патрона в а	Номинальные токи плавких вставок в а	Габаритные размеры в мм (фиг. 1)					
			Переднее присоединение			Заднее присоединение		
			А	Б	В	А	Б	В
ПН-Р-100	100	30, 40, 50, 60, 80, 100	53	112	80,5	53	112	80,5
ПН-Р-250	250	80, 100, 120, 150, 200, 250	64	122	106	64	122	106
ПН-Р-400	400	200, 250, 300, 350, 400	80	122	115,5	80	122	106,5

Предохранители типа НПР (табл. 3) разборные с наполнителем выпускаются на напряжение 500 в переменного тока в исполнении для переднего и заднего присоединения проводов.

Таблица 3

Основные характеристики и размеры предохранителей НПР

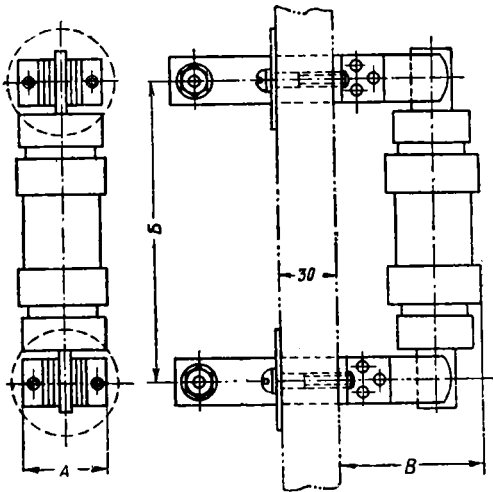
Тип предохранителя	Номинальный ток патрона в а	Номинальные токи плавких вставок в а	Габаритные размеры в мм (фиг. 1)		
			А	Б	В
НПР-100	100	60, 80, 100	35	124	61
НПР-200	200	100, 125, 160, 200	48	134	87,5

Испытательные токи для плавких вставок предохранителей низкого напряжения приведены в табл. 4.

Таблица 4

Испытательные токи для плавких вставок

Номинальные токи плавких вставок в а	Испытательный ток в % от номинального	
	не расплавляющий вставку	расплавляющий вставку
6—10	150	210
15—25	140	175
35—1 000	130	160

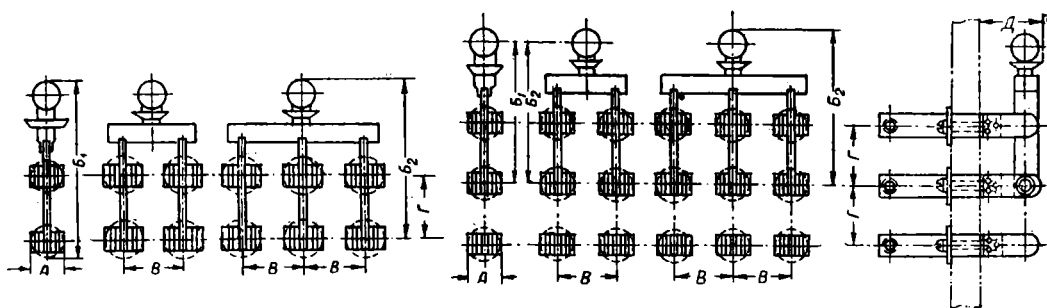


Фиг. 1. Предохранитель ПР-2

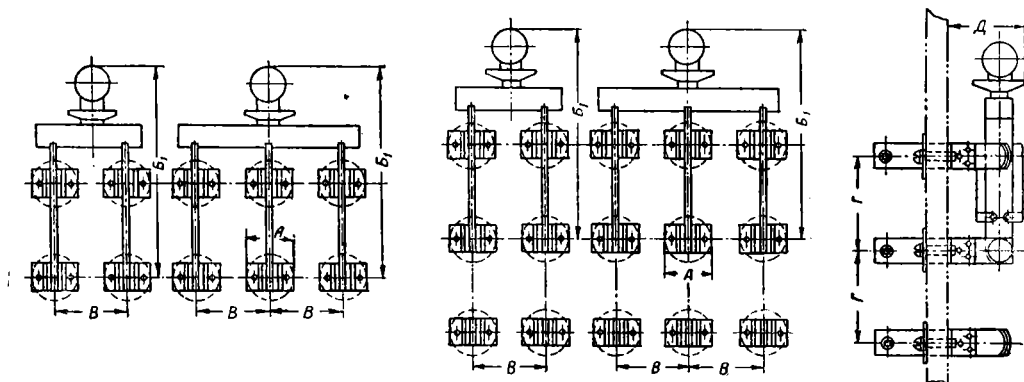
Длительность приложения испытательного тока для плавких вставок от 6 до 35 а — 1 час.

РУБИЛЬНИКИ И ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛИ

Номинальные токи рубильников и переключателей, указанные в табл. 5 и 6, соответствуют продолжительному режиму работы при температуре окружающего воздуха, не превышающей +35°. При установке в помещении с температурой воздуха от 35 до 60°



Фиг. 2. Рубильник РО-3 и переключатель ПО-3



Фиг. 3. Рубильник РО-5 и переключатель ПО-5

расчётный ток для рубильников и переключателей на 200 а и выше должен быть увеличен на 30—40%.

Рубильники и переключатели с центральной рукояткой (табл. 5, фиг. 2 и 3) не имеют разрывных контактов и предназначены только для снятия напряжения.

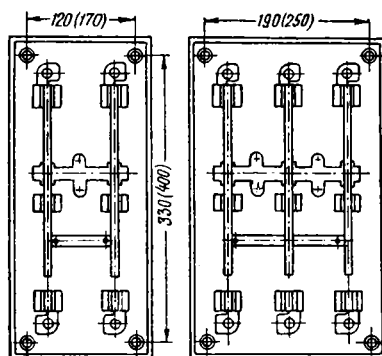
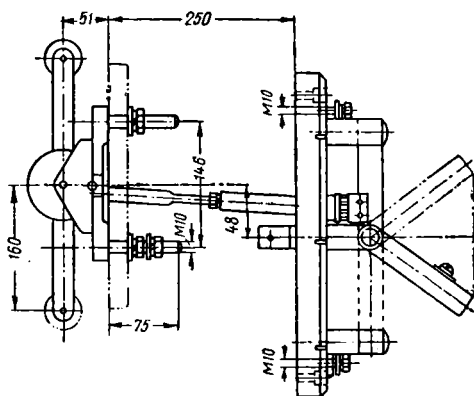
Рубильники с центральной рукояткой изготавливаются с задним или передним присоединением проводов или шин и поставляются без плиты; переключатели изготавливаются только с задним присоединением.

Таблица 5

Основные характеристики и размеры рубильников и переключателей типа РО и ПО (ГОСТ 2327—43)

Серия	Номинальный ток в а	Число полюсов	Габаритные размеры в мм (фиг. 2 и 3)					
			A	B ₁	B ₂	B	Г	Д
РО-3 и ПО-3	100	1, 2, 3	36	128	142	50	50	67
	200		36	128	142	60	50	67
	400		50	188	198	70	65	86
РО-5 и ПО-5	600	1, 2, 3	48	242	—	80	85	96
	1000		62	280	—	90	105	103

Рубильники с задним присоединением изготавливаются на ток до 100 а, а с передним присоединением — до 600 а.



Фиг. 4. Переключатель ППО-5

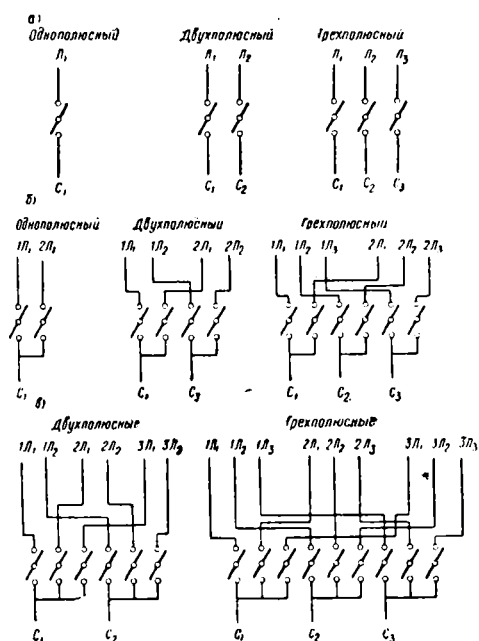
Таблица 7

Отключающая способность рубильников и переключателей с рычажными приводами

Род тока	Напряжение в в	Допустимый ток отключения		
		рубильники		переключатели
		без разрывных контактов	с разрывными контактами	без разрывных контактов
Постоянный	220	Отключение тока не допускается; применяются в качестве разъединителей	Номинальный	Отключение тока не допускается; применяются в качестве разъединителей
Переменный	220 и 380	Номинальный	Номинальный	Номинальный
Постоянный Переменный	400 500	Отключение тока не допускается; применяются в качестве разъединителей		

ПАКЕТНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ И ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛИ

Пакетные выключатели и переключатели применяются в цепях переменного и постоянного тока при напряжении до 380 в.

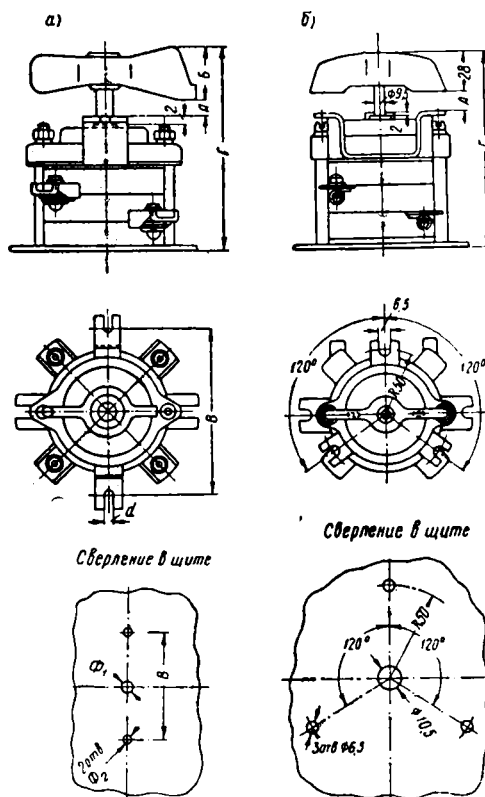


Фиг. 7. Схемы пакетных выключателей и переключателей: а — выключатели; б — переключатели на два направления; в — переключатели на три направления

Схемы пакетных выключателей и переключателей приведены на фиг. 7.

Пакетные переключатели на два направления имеют два нулевых положения, а переключатели на три направления — одно нулевое положение.

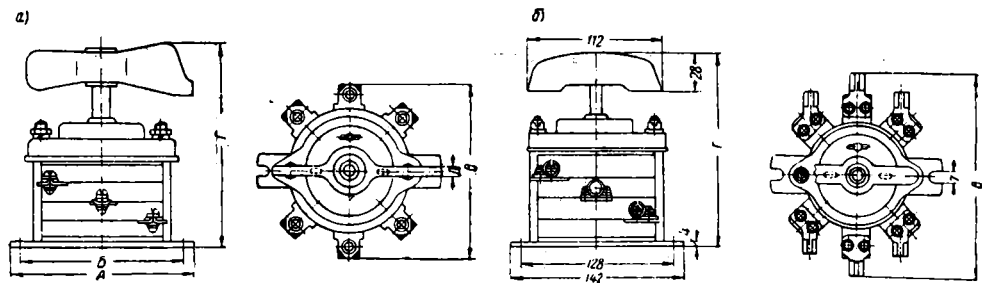
Пример обозначения типа: ПК2-10/Н2 — пакетный переключатель, двухполюсный, величина отключаемого тока при 220 в — 10 а, на два направления.



Фиг. 8. Пакетные выключатели и переключатели утолщенного исполнения:

а — типы от ПК1-10 до ПК2-25/Н2
б — типы от ПК3-25/Н2 до ПК3-100/Н2 } см. табл. 8

Основные характеристики и размеры пакетных переключателей приведены в табл. 8 — 11 и на фиг. 8 и 9.



Фиг. 9. Пакетные выключатели и переключатели открытого исполнения:
а—I и II величины; б—III и IV величины

Таблица 8

Основные характеристики пакетных выключателей и переключателей

Величина	Тип	Наименование	Количество направлений	Число полюсов	Исполнение	Длительно допустимый номинальный ток в а	Наибольшие отключаемые токи в а				
							Омическая нагрузка		Индуктивная нагрузка при переменном токе 50 гц (cos φ > 0,3)		
							220 в постоянного и переменного тока	350 в постоянного и переменного тока	220 в постоянного и переменного тока	350 в постоянного и переменного тока	380 в переменного тока
I	ПК1-10	Выключатель	—	1	Открытое	10	10	6	7,5	4,5	
	ПК2-10	»	—	2	»	10	10	6	7,5	4,5	
	ПК3-10	»	—	3	»	10	10	6	7,5	4,5	
	ПК1-10/Н2	Переключатель	2	1	»	10	10	6	7,5	4,5	
	ПК2-10/Н2	»	2	2	»	10	10	6	7,5	4,5	
	ПК3-10/Н2	»	2	3	»	10	10	6	7,5	4,5	
	ПК2-10/Н3	»	2	2	»	10	10	6	7,5	4,5	
	ПК3-10/Н3	»	2	3	»	10	10	6	7,5	4,5	
	ПК3	Вольтметровый переключатель	3	3	»	10	10	6	7,5	4,5	
II	ВПК-10	Выключатель	—	2	Защищенное	10	10	6	7,5	4,5	
	ПК2-25	Выключатель	—	2	Открытое	25	25	15	18,5	11	
	ПК3-25	»	—	3	»	25	25	15	18,5	11	
	ПК1-25/Н2	Переключатель	2	1	»	25	25*	—	18,5*	—	
	ПК2-25/Н2	»	2	2	»	25	25	15	18,5	11	
	ПК3-25/Н2	»	2	3	»	25	25	15	18,5	11	
	ПК2-25/Н3	»	2	2	»	25	25	15	18,5	11	
	ПК3-25/Н3	»	2	3	»	25	25	15	18,5	11	
	ПК-25/1С	Переключатель со звезды на треугольник	—	3	»	25	25	15	18,5	11	
III	ПК2-60	Выключатель	—	2	Открытое	60	60	35	45	26	
	ПК3-60	»	—	3	»	60	60	35	45	26	
	ПК2-60/Н2	Переключатель	2	2	»	60	60	35	45	26	
	ПК3-60/Н2	»	2	3	»	60	60	35	45	26	
	ПК2-60/Н3	»	2	2	»	60	60	35	45	26	
	ПК3-60/Н3	»	2	3	»	60	60	35	45	26	
	ПК-60/1С	Переключатель со звезды на треугольник	—	3	»	60	60	35	45	26	
IV	ПК2-100	Выключатель	—	2	Открытое	100	100	60	75	45	
	ПК3-100	»	—	3	»	100	100	60	75	45	
	ПК2-225	»	—	2	»	225	225	160	168	120	
	ПК3-225	»	—	3	»	225	225	160	168	120	
	ПК2-100/Н2	Переключатель	2	2	»	100	100	60	75	45	
	ПК3-100/Н2	»	2	3	»	100	100	60	75	45	
	ПК2-360	»	2	—	»	360	360	250	270	187	
	ПК3-360	»	2	—	»	360	360	250	270	187	

Примечание. Пакетные выключатели на 225 и 360 а выпускаются также в герметическом исполнении (ГПК).

* Только на 120 а.

Основные размеры пакетных выключателей и переключателей I и II величины
открытого исполнения (фиг. 8,а)

Величина	Наименование	Тип	Число полюсов	Размеры в мм					Вес в кг
				А	Б	В	Г	Д	
I	Выключатель	ПК1-10	1	65	55	58	59	5	0,125
	»	ПК2-10	2	65	55	—	65	5	0,140
	»	ПК3-10	3	65	55	58	71	5	0,155
	Переключатель на два направления	ПК1-10/Н2	1	65	55	—	65	5	0,14
	То же	ПК2-10/Н2	2	65	55	—	76,5	5	0,17
	»	ПК3-10/Н2	3	65	55	—	89	5	0,20
	Переключатель на три направления	ПК2-10/Н3	2	65	55	—	88,5	5	0,2
	То же	ПК3-10/Н3	3	65	55	—	138	5	0,6
	Вольтметровый переключатель . .	ПК-3	3	65	55	—	77	5	0,175
II	Выключатель	ПК2-25	2	100	90	—	100,5	6,5	0,47
	»	ПК3-25	3	100	90	90	110,5	6,5	0,52
	Переключатель на два направления	ПК1-25/Н2	1	100	90	—	100,5	6,5	0,47
	То же	ПК2-25/Н2	2	100	90	—	120,5	6,5	0,57
	»	ПК3-25/Н2	3	100	90	—	166,5	6,5	1,2
	Переключатель на три направления	ПК2-25/Н3	2	100	90	—	166,5	6,5	1,2
	То же	ПК3-25/Н3	3	100	90	—	196,5	6,5	1,42
	Переключатель со звезды на треугольник	ПК-25/1С	3	142	128	110	165	6,5	1,25

**Основные размеры пакетных выключателей и переключателей III и IV величины
открытого исполнения (фиг. 8, б)**

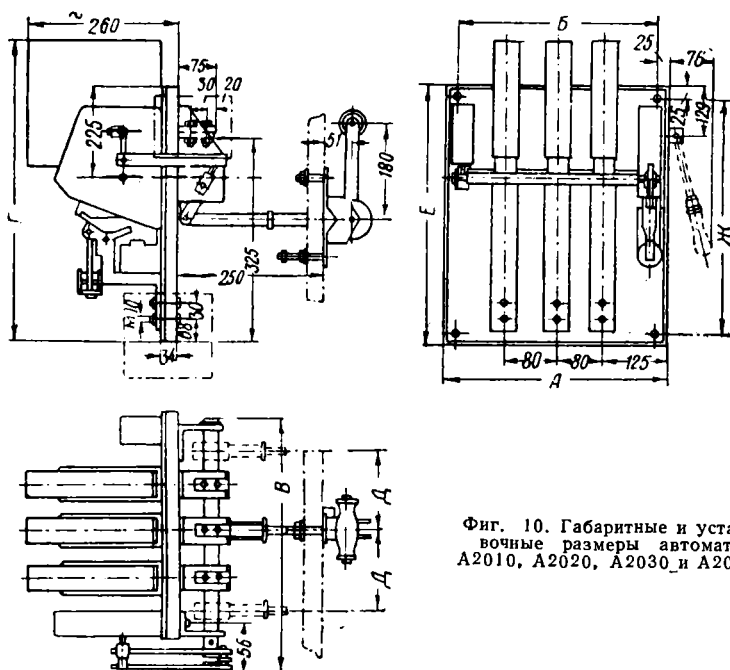
Величина	Наименование	Тип	Число полюсов	Размеры в мм		Вес в кг
				В	Г	
III	Выключатель	ПК2-60	2	—	130,5	1,2
	»	ПК3-60	3	154	145,5	1,4
	Переключатель на два направления	ПК2-60/Н2	2	—	160,5	1,6
	То же	ПК3-60/Н2	3	—	195,5	2,03
	Переключатель на три направления	ПК2-60/Н3	2	—	195,5	2,05
	То же	ПК3-60/Н3	3	—	200,5	2,75
	Переключатель со звезды на треугольник	ПК-60/1С	3	183	195,5	2,5
IV	Выключатель	ПК2-100	2	—	136,5	1,3
	»	ПК3-100	3	163	158,5	1,6
	Переключатель на два направления	ПК2-100/Н2	2	—	175,5	2,5
	То же	ПК3-100/Н2	3	—	209,5	3,0

Основные размеры пакетных выключателей и переключателей утопленного исполнения

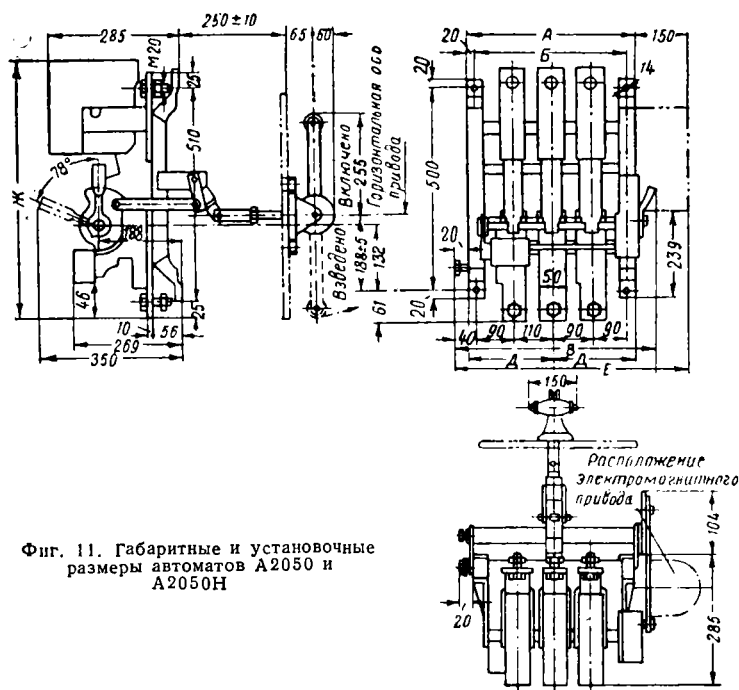
Тип аппарата	Размеры в мм							№ фиг.	
	А		Б	В	d	Φ ₁	Φ ₂		Н
	для металли- ческой плиты толщиной до 4 мм	для изоляци- онной плиты толщиной до 25 мм							
ПК1-10, ПК2-10, ПК3-10, ПК2-10/Н2, ПК3-10/Н2, ПК2-10/Н3	—	—	19	53	5,5	7	5,5	Меняется в зависи- мости от исполне- ния	Фиг. 9, а
ПК3-10/Н3, ПК2-25, ПК3-25, ПК2-25/Н2	14	32	27,5	78	6,5	9	6,5		Фиг. 9, б
ПК3-25/Н2, ПК2-25/Н3, ПК3-25/Н3, ПК2-60, ПК3-60, ПК2-60/Н2, ПК2-60/Н3, ПК3-60/Н2, ПК3-60/Н3, ПК2-100, ПК3-100, ПК2-100/Н2, ПК3-100/Н2	—	—	Указаны на фигуре						Фиг. 9, в

4) по виду расцепителей: с максимальными расцепителями, с максимальными и минимальными расцепителями, с независимыми расцепителями.

Тип автомата	Номинальный ток катушки максимального расцепителя в а	Токи уставки, маркируемые на шкале максимальных расцепителей, в а	Тип автомата	Номинальный ток катушки максимальных расцепителей в а	Токи уставки, маркируемые на шкале	
					замедленного срабатывания в а	мгновенного срабатывания в а
A2010	{ 100 140 200	100—150—200	A2030H	{ 100 140 200	100—250	От 450 до 750
A2020		140—200—280			140—300	» 550 » 875
A2030		200—280—400			200—400	» 700 » 1 150
A2050	{ 400 600 1 500 1 500	400—600—800	A2050H	{ 300 400 550 800 1 500 1 500	300—600	» 1 000 » 1 600
		600—900—1200			400—800	» 1 300 » 2 000
		800—1200—1600			550—1 100	» 1 700 » 2 600
		1000—1500—2000			800—1 600	» 2 500 » 4 000
					1 200—1 800	» 3 200 » 4 500
					1 800—3 000	» 4 500 » 5 000



Фиг. 10. Габаритные и установочные размеры автоматов А2010, А2020, А2030 и А2030Н



Фиг. 11. Габаритные и установочные размеры автоматов А2050 и А2050Н

Т а б л и ц а 14

Мощности, потребляемые катушками
расцепителей автоматов (при пусковом токе)

Тип автомата	Назначение катушки	Потребляемая мощность	
		переменный ток в а	постоянный ток в вт
A2010, A2020, A2030	Катушка минимального расцепителя	30	8
A2030H	Катушка независимого расцепителя	350	100
A2050	Катушка минимального расцепителя	70	8
A2050H	Катушка независимого расцепителя	350	200

Т а б л и ц а 15

Мощности, потребляемые включающими катушками
электромагнитных приводов автоматов
A2050 и A2050H

Число полюсов автомата	Потребляемая мощность в квт при напряжении	
	48 и 110 в	220 в
1	4	4
2	7,5	7,5
3	10	13

Минимальный расцепитель срабатывает при падении напряжения до 40% номинальной величины. Независимый расцепитель действует при включении его катушки на источник постоянного или переменного тока.

Катушки минимального и независимого расцепителей исполняются для номинальных напряжений 127, 220, 380 и 500 в переменного тока и 110, 220 и 440 в постоянного тока;

5) по числу максимальных расцепителей: с одним расцепителем (однополюсный), с дву-

мя расцепителями (двухполюсный и трёхполюсный) и с тремя расцепителями (трёхполюсный для трёхфазных сетей с заземлённой нейтралью);

6) по времени срабатывания максимальных расцепителей: а — мгновенного действия (без демпфера, автоматы A2010, A2020, A2030 и A2050); б — с некоторой выдержкой времени, не поддающейся точному регулированию (с масляным демпфером, автоматы A2010, A2020, A2030); в — с определённой выдержкой времени при перегрузках и мгновенного действия при коротких замыканиях (с часовым механизмом, автоматы A2030H и A2050H);

7) по наличию коммутатора: с коммутатором, без коммутатора.

При напряжении 440 в катушка минимального расцепителя включается через добавочное сопротивление. В этом случае общее потребление катушки минимального расцепителя около 25 вт.

Т а б л и ц а 16

Допустимые значения тока, размыкаемого контактами коммутатора автомата

Тип контакта	Отключаемый ток в а при номинальном напряжении					
	переменного тока			постоянного тока		
	127—220 в	380 в	500 в	110 в	220 в	440 в
Нормально открытый .	15	10	6	3	1,5	0,5
Нормально закрытый .	15	10	6	2	1	0,5

МАГНИТНЫЕ ПУСКАТЕЛИ ПЕРЕМЕННОГО
ТОКА (ГОСТ 2491—44)

Магнитные пускатели серии П (табл. 17—20) служат для дистанционного управления короткозамкнутыми асинхронными электродвигателями и защиты их от перегрузок.

Т а б л и ц а 17

Типы магнитных пускателей серии П и их обозначения

Величина пускателя	И с п о л н е н и е							
	Открытое				Защищённое			
	Нереверсивные		Реверсивные		Нереверсивные		Реверсивные	
	Без тепловой защиты	С тепловой защитой	Без тепловой защиты	С тепловой защитой	Без тепловой защиты	С тепловой защитой	Без тепловой защиты	С тепловой защитой
I	П-111а	—	—	—	П-121а	—	—	—
II	П-211	П-212	П-213	П-214	П-221	П-222	П-223	П-224
III	П-311	П-312	П-313	П-314	П-321	П-322	П-323	П-324
IV	П-311П	П-312П	П-313П	П-314П	П-321П	П-322П	П-323П	П-324П
V	П-411	П-412	П-413	П-414	П-421	П-422	П-423	П-424
	П-511	П-512	П-513	П-514	П-521	П-522	П-523	П-524

П р и м е ч а н и е. Пускатели типа П-300П—прямоходовые, новой конструктивной разработки.

Таблица 18

Основные технические данные магнитных пускателей серии П

Величина пускателя	Максимальная мощность двигателя в кВт при напряжении				Номинальный ток пускателя в а	
	127 в	220 в	380 в	500 в	защищённого	открытого
I	1	1,7	1,7	1,8	—	—
II	2,5	4,0	5,0	5,5	20	22,5
III	6	11	15	18	40	45
III	7	10	14	20	—	—
IV	10	20	28	40	90	100
V	20	37	53	75	135	150

Таблица 19

Обмоточные данные втягивающих катушек магнитных пускателей и потребляемый ими ток

Величина пускателя	Номинальное напряжение в в	127	220	380	500
II	Диаметр провода в мм	0,25	0,20	0,15	0,13
	Число витков	1600	2700	4700	6100
	Рабочий ток в а	0,185	0,110	0,065	0,050
III	Диаметр провода в мм	0,31	0,25	0,20	0,17
	Число витков	1220	2120	3650	4800
	Рабочий ток в а	0,220	0,125	0,073	0,055
IV	Диаметр провода в мм	0,83	0,64	0,47	0,44
	Число витков	490	850	1470	1935
	Рабочий ток в а	0,825	0,475	0,275	0,210
V	Диаметр провода в мм	1,16	0,86	0,64	0,59
	Число витков	400	700	1200	1580
	Рабочий ток в а	1,10	0,65	0,365	0,280

Примечание. Кратность пускового тока около 8—10.

Таблица 20

Количество и вид добавочных блок-контактов магнитных пускателей

№ комбинаций блок-контактов		1	2	3	4
Величина пускателя	II и III	Нормально открытые	1	—	—
		Нормально закрытые	—	1	—
IV и V	Нормально открытые	1	—	2	1
	Нормально закрытые	—	1	—	1

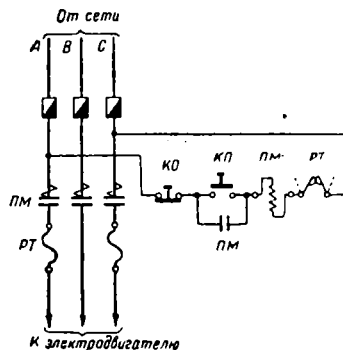
Пускатели серии П различаются:

- 1) по величинам (габаритам) I, II, III, IV и V, предназначенным для различных диапазонов мощности управляемых электродвигателей;
- 2) по роду защиты от окружающей среды: открытые и защищённые;
- 3) по возможности изменения направления вращения электродвигателя: нереверсивные и реверсивные;

4) по наличию или отсутствию тепловой защиты (тепловых реле); тепловые реле снабжаются нагревательными элементами, отличающимися номерами от 1 до 65;

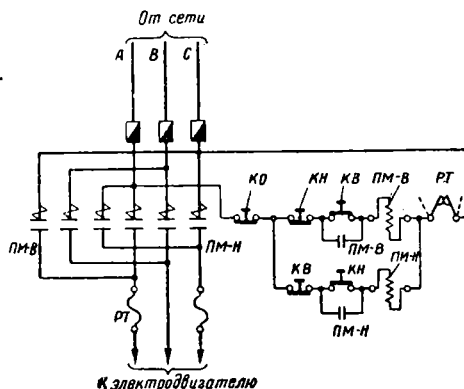
5) по номинальному напряжению втягивающих катушек: 127, 220, 380 и 500 в;

6) по количеству и виду дополнительных блок-контактов.



Фиг. 12. Схема управления нереверсивным магнитным пускателем: ПМ—катушка и контакты пускателя; РТ—тепловые реле; КП—кнопка пуска; КО—кнопка остановки

Принципиальные схемы управления магнитными пускателями нереверсивного и реверсивного исполнений приведены на фиг. 12 и 13.



Фиг. 13. Схема управления реверсивным магнитным пускателем: ПМ-В—катушка и контакты пускателя «вперед»; ПМ-Н—катушка и контакты пускателя «назад»; РТ—тепловые реле; КВ—кнопка пуска «вперед»; КН—кнопка пуска «назад»; КО—кнопка остановки

Все нереверсивные пускатели имеют по одному, а реверсивные — по два основных нормально открытых блок-контакта, которые используются в схеме управления и обеспечивают нулевую защиту электродвигателей.

Кроме того, пускатели могут иметь добавочные блок-контакты, возможное число и вид которых для пускателей нереверсивного исполнения указаны в табл. 20. У пускателей реверсивного исполнения число добавочных блок-контактов может быть удвоено для всех номеров комбинаций.

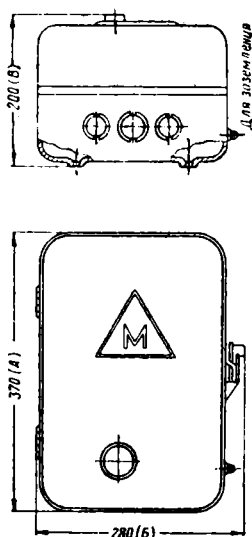
Выбор нагревательных элементов тепловых реле для магнитных пускателей произ-

Нагревательные элементы тепловых реле для магнитных пускателей серии П

Номер нагрева- тельного элемента	Номинальные токи электродвигателей в а и типы пускателей					Номер нагрева- тельного элемента	Номинальные токи электродвигателей в а и типы пускателей				
	П-222 и П-224	П-322 и П-424	П-322 и П-324	П-422 и П-424	П-522 и П-524		П-222 и П-224	П-322 и П-424	П-322 и П-324	П-422 и П-424	П-522 и П-524
1	0,64—0,72	—	—	—	—	33	13,81—15,20	16,21—19,00	—	—	—
2	0,73—0,79	—	—	—	—	34	15,21—16,80	—	—	—	—
3	0,80—0,89	—	—	—	—	35	16,81—18,30	—	—	—	—
4	0,90—0,99	—	—	—	—	36	18,31—20,00	—	—	—	—
5	1,00—1,10	—	—	—	—	37	—	—	—	—	—
6	1,11—1,20	—	—	—	—	38	—	—	—	—	—
7	1,21—1,30	—	—	—	—	39	—	—	—	—	—
8	1,31—1,40	—	—	—	—	40	—	—	—	—	—
9	1,41—1,50	—	—	—	—	41	—	—	—	—	—
10	1,51—1,70	—	—	—	—	42	—	—	—	—	—
11	1,71—1,90	—	—	—	—	43	—	—	—	—	—
12	1,91—2,10	—	—	—	—	44	—	—	—	—	—
13	2,11—2,30	—	—	—	—	45	—	—	—	—	—
14	2,31—2,50	—	—	—	—	46	—	—	—	—	—
15	2,51—2,70	—	—	—	—	47	—	—	—	—	—
16	2,71—2,90	—	—	—	—	48	—	—	—	—	—
17	2,91—3,30	—	—	—	—	49	—	—	—	—	—
18	3,31—3,60	—	—	—	—	50	—	—	—	—	—
19	3,61—3,90	—	—	—	—	51	—	—	—	—	—
20	3,91—4,20	4,41—4,80	—	—	—	52	—	—	—	—	—
21	4,21—4,70	4,81—5,30	—	—	—	53	—	—	—	—	—
22	4,71—5,20	5,31—5,90	—	—	—	54	—	—	—	—	—
23	5,21—5,80	5,90—6,50	—	—	—	55	—	—	—	—	—
24	5,81—6,30	6,51—7,20	—	—	—	56	—	—	—	—	—
25	6,31—7,20	7,21—8,00	—	—	—	57	—	—	—	—	—
26	7,21—8,00	8,01—8,80	—	—	—	58	—	—	—	—	—
27	8,01—8,90	8,81—9,70	—	—	—	59	—	—	—	—	—
28	8,91—9,70	9,71—10,70	—	—	—	60	—	—	—	—	—
29	9,71—10,70	10,71—11,70	—	—	—	61	—	—	—	—	—
30	10,71—11,60	11,71—13,00	—	—	—	62	—	—	—	—	—
31	11,61—12,80	13,01—14,50	—	—	—	63	—	—	—	—	—
32	12,81—13,80	14,51—16,20	—	—	—	64	—	—	—	—	—

водится на основании данных, приведённых в табл. 21.

На фиг. 14 изображён магнитный пускатель типа П-322.



Фиг. 14. Магнитный пускатель П-322

Габаритные размеры пускателей всех остальных типов, условно отнесённые к фиг. 14, приводятся в табл. 22.

АВТОМАТИЧЕСКИЕ И НЕАВТОМАТИЧЕСКИЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ ТИПОВ АП-16 И АП-25

Выключатели типов АП-16 и АП-25 (табл. 23) служат для ручного управления короткозамкнутыми асинхронными двигателями, а при наличии расцепителей осуществляют также защиту двигателей (см. табл. 24 и 25).

Таблица 22
Габаритные размеры и вес магнитных пускателей

Тип	Размеры в мм			Вес в кг
	А	Б	В	
П-211	195	110	108	1,8
П-212	195	125	108	2,2
П-221	240	157	146	3,6
П-222	240	157	146	4,0
П-213	201	240	108	4,0
П-214	201	255	108	4,4
П-223	280	370	150	8,0
П-224	280	370	150	8,4
П-311	280	235	125	5,2
П-311П	280	235	125	5,6
П-312	280	235	125	5,6
П-312П	280	235	125	5,6
П-321	370	280	200	9,6
П-321П	370	280	200	9,9
П-322	370	280	200	10,0
П-322П	370	280	200	10,8
П-313	280	495	145	11,0
П-313П	280	495	145	12,6
П-314	280	495	145	11,4
П-314П	280	495	145	20
П-323	395	525	210	23,0
П-323П	395	525	210	20,1
П-324	395	525	210	23,4
П-324П	395	525	210	20,5
П-411	306	200	160	11,6
П-412	306	230	167	13,0
П-421	493	305	202	22,6
П-422	493	305	202	24,0
П-413	328	423	183	25,6
П-414	328	423	183	27,0
П-423	490	503	203	42,6
П-424	490	503	203	44,0
П-511	380	258	196	14,1
П-512	380	278	200	15,7
П-521	630	400	260	35,9
П-522	630	400	260	37,5
П-513	420	530	212	30,4
П-514	420	580	212	32,0
П-523	620	655	250	66,4
П-524	620	655	250	68,0

Тепловые расцепители выключателей изготавливаются с обратной зависимостью от тока выдержкой времени. Время срабатывания тепловых расцепителей при наличии тока пе-

Таблица 23
Основные характеристики автоматических и неавтоматических выключателей типов АП-16 и АП-25

Исполнение	Число полюсов	Номинальные данные аппарата			Номинальный ток уставки расцепителей в а	
		Род тока	Напряже- ние в в	Ток в а	тепловых	электромагнитных
Автоматические (с расцепителями)						
АП-16-2МТ	2	Переменный	380	16	1,6; 2,5; 4; 6,4; 10; 16	1,6; 2,5; 4; 6,4; 10; 16
АП-16-2МТ	2	Постоянный	220	16	1,6; 2,5; 4; 6,4; 10; 16	1,6; 2,5; 4; 6,4; 10; 16
АП-25-3МТ	3	Переменный	380	25	1,6; 2,5; 4; 6,4; 10; 16; 25	1,6; 2,5; 4; 6,4; 10; 16; 25
АП-25-2МТ	2	Постоянный	220	25	То же	То же
АП-25-3М	3	Переменный	380	25	Отсутствуют	»
АП-25-2М	2	Постоянный	220	25	»	»
АП-25-3Т	3	Переменный	380	25	1,6; 2,5; 4; 6,4; 10; 16; 25	Отсутствуют
АП-25-2Т	2	Постоянный	220	25	То же	»
Неавтоматические (без расцепителей)						
АП-25-3	3	Переменный	380	25	—	—
АП-25-2	2	Постоянный	220	25	—	—

Таблица 24

Мощность трёхфазных асинхронных двигателей, для управления которыми могут применяться автоматические выключатели типов АП-16 и АП-25

Тип выключателя	Наибольшая мощность двигателя в кВт при номинальном напряжении		
	127 в	220 в	380 в
АП-16	1,7	4,5	7
АП-25	2,8	7	10

Таблица 25

Основные технические данные расцепителей

Расцепитель					
Тепловой				Электромагнитный	
Номинальный ток в а	Пределы регулирования тока уставки в а	Время срабатывания при нагрузке		Номинальный ток в а	Пределы регулирования тока уставки в а
		1,35 от тока уставки	6-кратный ток уставки		
1,6	1—1,6	Не более 30 мин.	От 1 до 30 сек.	1,6	10—15
2,5	1,6—2,5			2,5	15—25
4	2,5—4			4	25—40
6,4	4—6,4			6,4	40—65
10	6,4—10			10	65—100
16	10—16			16	100—160
25	16—25			25	160—250

перегрузки во всех полюсах и температуре окружающей среды +35°C составляет:

а) не более 1 часа — при кратности тока перегрузки по отношению к номинальному току уставки расцепителя, равной 1,2;

б) не менее 2 сек. и не более 7 сек. — при кратности тока перегрузки по отношению к номинальному току уставки расцепителя, равной 6.

Автоматические выключатели АП-16 и АП-25 изготавливаются в пластмассовом или чугунном корпусе и могут снабжаться блок-контактами в количестве от двух до четырех.

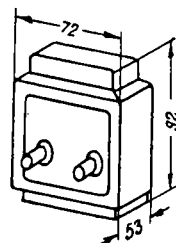
Блок-контакты рассчитаны на номинальное напряжение 220 в и ток до 1 а.

КНОПочНЫЕ ПУСКАТЕЛИ КА-73А

Кнопочные пускатели КА-73А (фиг. 15) предназначены для неавтоматического замыкания и размыкания цепей постоянного тока напряжения до 220 в и переменного до 500 в, а также для непосредственного управления электродвигателями малой мощности.

Предельная мощность электродвигателей, для которых допускается применение кнопочных пускателей КА-73А, не должна превышать 2,7 кВт при напряжении 220 в и 2,3 кВт при напряжении 380 в.

При использовании кнопочного пускателя для управления двигателем постоянного тока должно быть предусмотрено пусковое или постоянно включенное сопротивление.



Фиг. 15. Основные размеры кнопочных пускателей КА-73А

СХЕМЫ ПЕРВИЧНОЙ КОММУТАЦИИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Ниже приводятся наиболее характерные однолинейные схемы первичной коммутации электрических станций и подстанций, которые нашли применение в железнодорожной энергетике или могут быть применены в дальнейшем в связи с питанием железнодорожных потребителей от крупных электростанций и энергосистем.

СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Схемы электростанций малой мощности при напряжении генераторов 400/230 в и при редко употребляемом генераторном напряжении 525 в представлены на фиг. 1 и 2.

При указанных напряжениях в качестве коммутационных аппаратов применяются рубильники или автоматы, а для защиты от перегрузок и коротких замыканий используются плавкие предохранители. Для возможности ремонта сборные шины делятся на части, соединяемые накладками или разъединителями.

Схемы электростанций напряжением 6—10 кВ с одиночными сборными шинами обычно имеют две или три секции сборных шин по числу генераторов. Секционирование осуществляют или разъединителем (фиг. 3)

или выключателем (фиг. 4). В последней схеме ответственные потребители присоединяются к разным секциям для обеспечения бесперебойной работы в случае повреждения одной из секций.

В некоторых случаях три генератора присоединяют по схеме, изображенной на фиг. 5, причём вместо секционных выключателей ставят иногда разъединители.

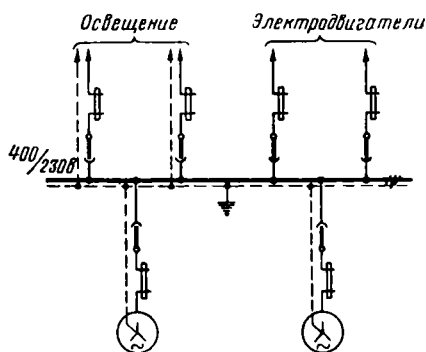
При наличии четырёх генераторов применяют схему с двумя секциями сборных шин, соединёнными через выключатель. Каждая секция делится на две полусекции разъединителями. Каждый генератор с соответствующими потребителями присоединяют к отдельным полусекциям.

Схемы электростанций напряжением 6—10 кВ при наличии связи с системой. При одном трансформаторе связи в схеме с одиночными секционированными сборными шинами трансформатор присоединяют к одной из секций, причём на первом этапе развития электростанции для большей надёжности работы первый устанавливаемый генератор и трансформатор связи присоединяют к разным секциям сборных шин.

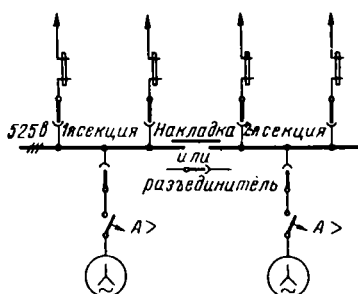
При двух трансформаторах связи в схеме с одиночными секционированными сборными

шинами каждый трансформатор присоединяют к отдельным секциям сборных шин.

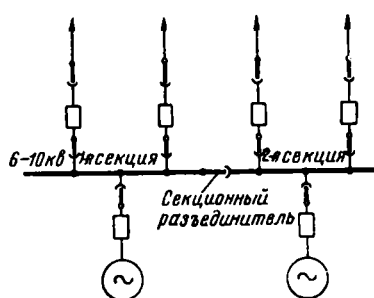
Иногда в целях создания одинаковых условий работы каждой секции при одном трансформаторе связи применяют схему фиг. 6.



Фиг. 1. Схема электростанции малой мощности при напряжении генераторов 400/230 в



Фиг. 2. Схема электростанции малой мощности при напряжении генераторов 525 в



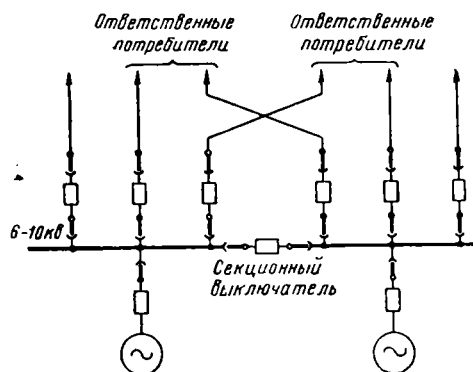
Фиг. 3. Схема электростанции с одиночными сборными шинами 6—10 кВ, секционированным разъединителем

Схемы электростанций напряжением 6—10 кВ с двойными сборными шинами применяют при большом числе присоединённых генераторов, трансформаторов и линий.

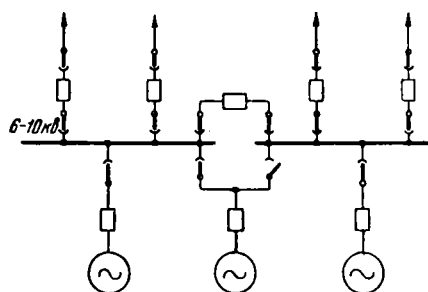
Схема электростанции с двойными несекционированными сборными шинами (фиг. 7) даёт возможность вести работу в двух вариантах:

1) работа только на одной системе сборных шин (другая находится в резерве).

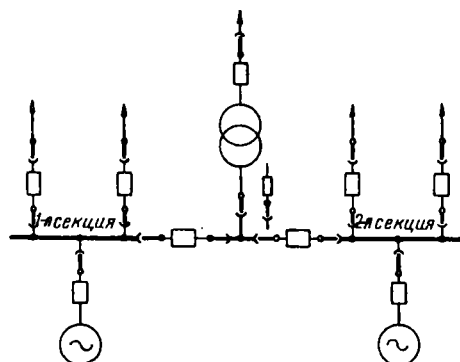
В этом случае можно осуществить следующие операции: ремонт любой системы сборных шин; ремонт любого шинного разъединителя при отключении соответствующего выключателя и переводе нагрузки на другую систему шин; ремонт любого выключателя;



Фиг. 4. Схема электростанции с одиночными сборными шинами 6—10 кВ, секционированным выключателем



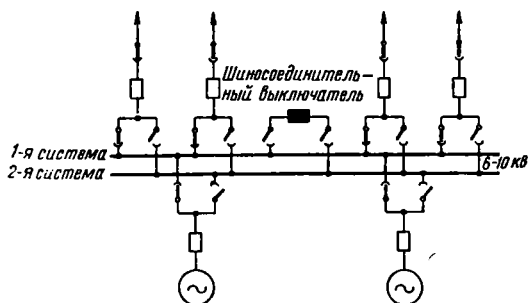
Фиг. 5. Схема электростанции с тремя генераторами и двумя секциями сборных шин 6—10 кВ



Фиг. 6. Схема электростанции с одним трансформатором связи

чателя; замена любого выключателя шиносоединительным выключателем; быстрое и полное восстановление работы электростанции после аварии на шинах; разделение электростанции на две несинхронно работающие части;

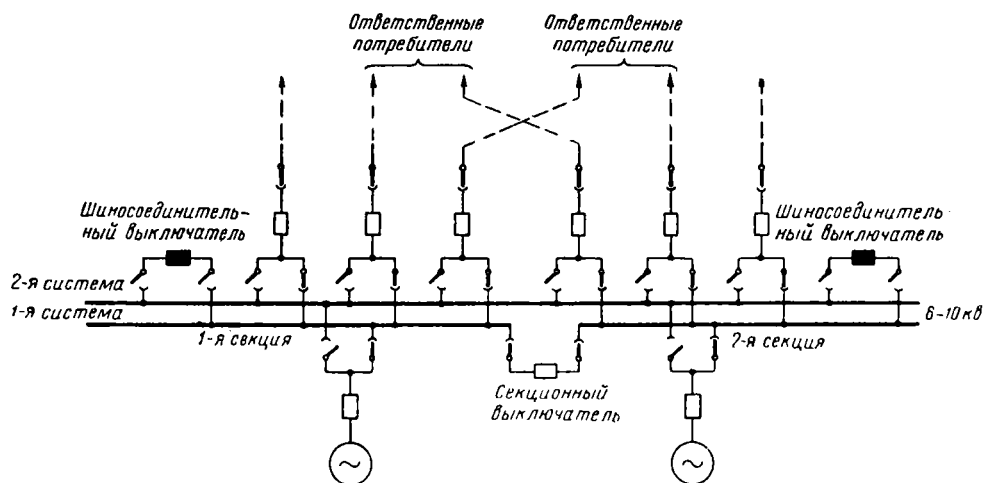
2) работа одновременно на двух системах сборных шин. В этом случае шинносоединительный выключатель используется как секционный, а генераторы и линии распределяют поровну между обеими системами шин. Получается схема как бы с одиночными секциями



Фиг. 7. Схема электростанции с двойными несекционированными сборными шинами

нированными шинами, но с тем преимуществом, что генераторы и линии благодаря развилке разъединителей можно произвольно подключать к любой секции, так что схема обладает весьма большой гибкостью.

Схема электростанции с секционированием одной из систем двойных сборных шин (фиг. 8) при работе по первому варианту обеспечивает ещё большую надёжность электроснабжения.



Фиг. 8. Схема электростанции с секционированием одной из систем двойных сборных шин

Выбор между одиночными секционированными и двойными несекционированными сборными шинами. Для большинства электростанций и подстанций при наличии сетевого резервирования, т. е. когда потребители могут получать энергию от других источников, предпочтительнее применять одиночные сборные шины, секционированные выключателями, так как:

1) короткое замыкание или повреждение

на шинах вызывает отключение только одной секции на время, необходимое для её ремонта;

2) ремонт одной из секций, а также шинных разъединителей возможен после отключения генераторов и линий этой секции на время ремонта, в течение которого потребители могут получать питание с других секций;

3) схема требует меньшего количества аппаратуры и цветного металла, благодаря чему существенно снижается стоимость сооружения;

4) относительная простота схемы способствует надёжной эксплуатации.

Двойные системы сборных шин следует применять для электростанций и подстанций значительной мощности в специально обоснованных случаях, например когда предполагается режим одновременной работы обеих систем с использованием шинносоединительного выключателя в качестве секционного (см. выше).

Схемы мощных электростанций с реакторами. Реакторы применяют на мощных электростанциях для ограничения токов короткого замыкания, а следовательно, для использования более лёгкой аппаратуры и токоведущих частей, а также для поддержания напряжения на сборных шинах при коротком замыкании на одной из отходящих линий.

Реакторы ставят на отходящих линиях и между секциями сборных шин.

Мощность генераторов присоединяемых к одной секции сборных шин может составлять:

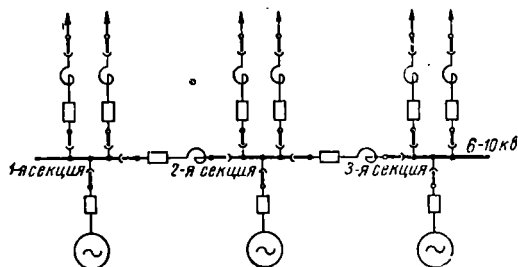
а) до 25 000 квт при напряжении 6,3 кв;

б) 50 000 квт и выше при напряжении 10,5 кв.

На фиг. 9 дана широко применяемая в промышленности схема электростанции с прямолинейными сборными шинами, секционированными реакторами при числе секций не более трёх.

При большем числе секций целесообразнее применять схемы кольца или звезды, которые здесь не рассматриваются.

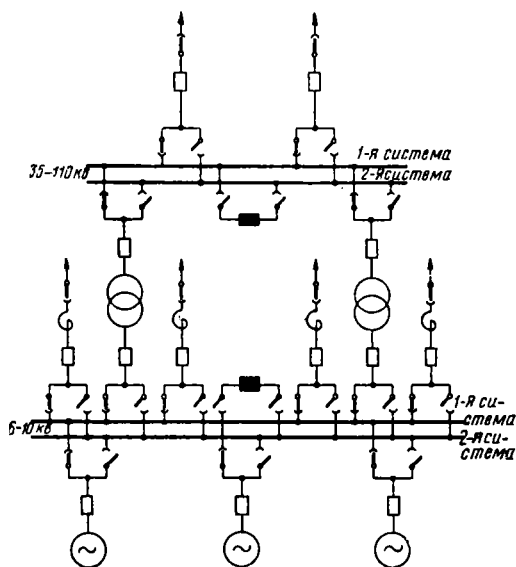
Электростанции с повысительными трансформаторами применяются для первичного электроснабжения при напряжениях 35—110 кВ и выше понизительных подстанций, питающих электротяговую нагрузку и нагрузку прочих, преимущественно сельскохозяйственных объектов, расположенных в полосе,



Фиг. 9. Схема электростанции с реактивными шинами и линиями

прилегающей к линии железной дороги, на расстоянии нескольких километров друг от друга.

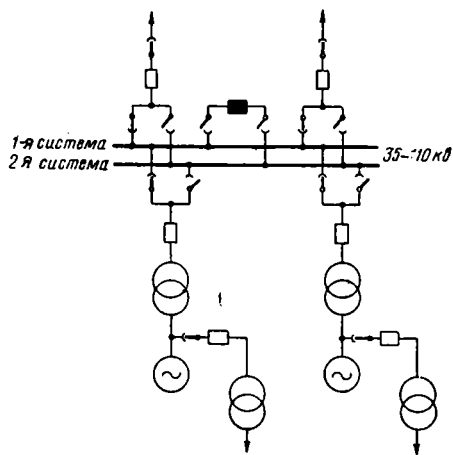
На фиг. 10 изображена одна из возможных схем, применяемых при отдаче энергии как на генераторном, так и на повышенном напряжении.



Фиг. 10. Схема электростанции с повысительными трансформаторами

При отдаче всей энергии удалённым потребителям при напряжении 35—110 кВ и выше применима схема фиг. 11. Ввиду отсутствия потребителей вблизи электростанции сборных шин генераторного напряжения не предусматривается и каждый генератор соединяют со своим повысительным трансформатором по схеме блока «генератор—трансформатор», чем достигается упрощение схемы,

повышение надёжности работы и уменьшение затрат на оборудование. Энергия для собственных нужд получается от трансформатора



Фиг. 11. Схема электростанции в случае соединения генераторов с трансформаторами по системе блоков

тов собственных нужд, подключаемых к ответвлениям от генераторов.

В случае необходимости иметь два повышенных напряжения, например 35 и 110 кВ, применяют схемы с трёхобмоточными трансформаторами.

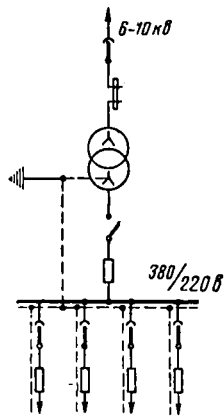
СХЕМЫ ПОНИЗИТЕЛЬНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Понизительные подстанции с первичным напряжением 6—10 кВ широко применяют в железнодорожных узлах и на заводах для электроснабжения мелких потребителей или их групп.

На фиг. 12 дана схема простейшей понизительной подстанции напряжением 6÷10/0,38/0,22 кВ для питания четырёхпроводных сетей.

При мощности трансформатора до 340 кВА его присоединяют к линии высокого напряжения через разъединитель и плавкий предохранитель. Разъединитель служит для отключения подстанции от линии высокого напряжения при ремонтах, а предохранитель — для автоматического отключения подстанции при повреждении трансформатора. Защита трансформатора от перегрузки осуществляется предохранителями на стороне низшего напряжения.

При мощности трансформатора выше



Фиг. 12. Схема простейшей понизительной подстанции с первичным напряжением 6—10 кВ

320 *кв*а его приключают через разъединитель и выключатель или через выключатель нагрузки и предохранитель.

В двух последних случаях предохранитель на стороне низшего напряжения не устанавливают. В случае же возможности получения напряжения на шины низшего напряжения от других подстанций через сеть необходимо иметь рубильник на стороне низшего напряжения для ремонта трансформатора.

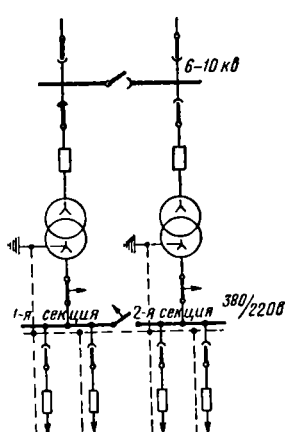
Присоединение трансформаторов через выключатель нагрузки и предохранитель рекомендуется осуществлять при мощностях трансформатора до 1 000—1 800 *кв*а. После-

менимы при электроснабжении крупных железнодорожных узлов, заводов, а также сельскохозяйственных и других объектов, расположенных вдоль линии железной дороги.

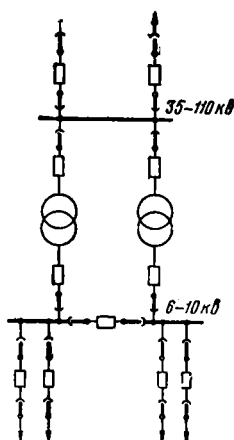
При двух трансформаторах и двух линиях повышенного напряжения для конечных подстанций может быть выбрана схема со сборными шинами (фиг. 14) и схема блока «линия—трансформатор» (фиг. 15).

Первая схема хотя и даёт большую гибкость в эксплуатации, но требует не менее четырёх выключателей.

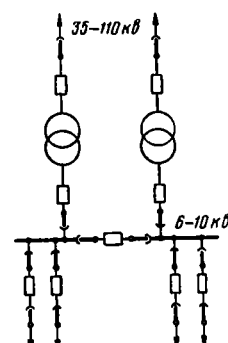
Вторая схема хотя и осуществляется с минимальным количеством аппаратуры и без



Фиг. 13. Схема понизительной подстанции с двумя трансформаторами



Фиг. 14. Схема понизительной подстанции с первичным напряжением 35—110 *кв* и сборными шинами



Фиг. 15. Схема понизительной подстанции в случае соединения линий с трансформаторами по системе блоков

довательность размещения аппаратуры при этом должна быть такова, что по ходу энергии сначала ставят предохранитель, а затем выключатель нагрузки. Такая последовательность даёт возможность отсоединять выключатель нагрузки от сборных шин, находящихся под напряжением.

При напряжении вторичной сети 220/127 *в*, т. е. при напряжении сети, которое по существующим правилам считается низким даже без заземления нейтрали, схема подстанции сохраняет вид, изображённый на фиг. 12, с той лишь разницей, что вместо глухого заземления нейтрали её присоединяют к земле через пробивной предохранитель для защиты на случай повреждения изоляции обмоток трансформатора и перехода высокого напряжения в сеть низкого.

Наиболее характерная схема подстанции с двумя трансформаторами изображена на фиг. 13.

В случае использования различных напряжений для силовых и осветительных нагрузок и значительной мощности подстанции применяют аналогичную схему с двумя трансформаторами для освещения, присоединяемыми к разным секциям сборных шин напряжением 6—10 *кв* и двумя трансформаторами для силовой нагрузки, присоединяемыми также к разным секциям.

Схемы понизительных подстанций с первичным напряжением 35—110 *кв* и выше при-

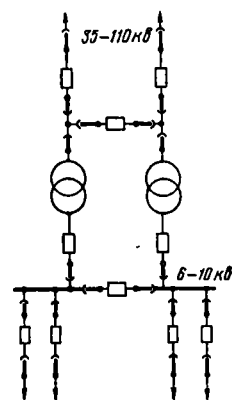
сборных шин на стороне повышенного напряжения и является более дешёвой, чем первая, но имеет тот недостаток, что повреждение или ремонт одной из линий или одного из трансформаторов вызывает отключение всего блока.

Промежуточным решением являются схемы мостика и из них, например, схема мостика с нижней перемычкой (фиг. 16).

При значительном числе линий высокого напряжения может быть применена схема с обходной системой шин.

Для подстанций с двумя трансформаторами применяют иногда кольцевую схему квадрата (фиг. 17), имеющую в своих сторонах выключатели, а в углах — линии или трансформаторы.

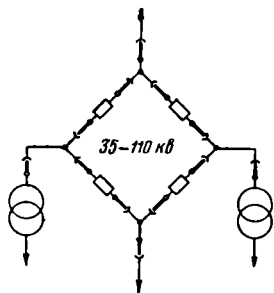
Ремонт каждого выключателя производится без прерыва эксплуатации и без специальных переходных устройств, одна-



Фиг. 16. Соединение элементов двухтрансформаторной подстанции по схеме мостика с нижней перемычкой

ко существенным недостатком схемы является невозможность расширения распределительного устройства без его реконструкции.

В случае однотрансформаторных подстанций простейшей схемой, применяемой для неответственных потребителей, является схема подстанции, присоединённой в ответвлении (фиг. 18). Для избежания отключения всей магистрали



Фиг. 17. Соединение элементов двухтрансформаторной подстанции по схеме квадрата

и прекращения питания всех подстанций, присоединённых к магистрали при коротком замыкании в трансформаторе или на сборных шинах 6—10 кВ, в схеме предусмотрен выключатель B_1 , автоматически отключающий подстанцию в этих случаях и используемый также для включения и отключения трансформатора при ремонтах.

Если однотрансформаторная подстанция в ответвлении присоединена к кольцевой магистрали, необходимо по обе стороны от от-

повреждения магистрали обеспечивает питание подстанции с одной стороны от исправного участка сети.

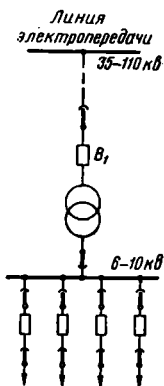
При повреждении в трансформаторе отключается выключатель B_3 , не нарушая работы магистрали.

Вынужденный разрыв магистрали будет только в случае ремонта одного из выключателей B_1 или B_2 .

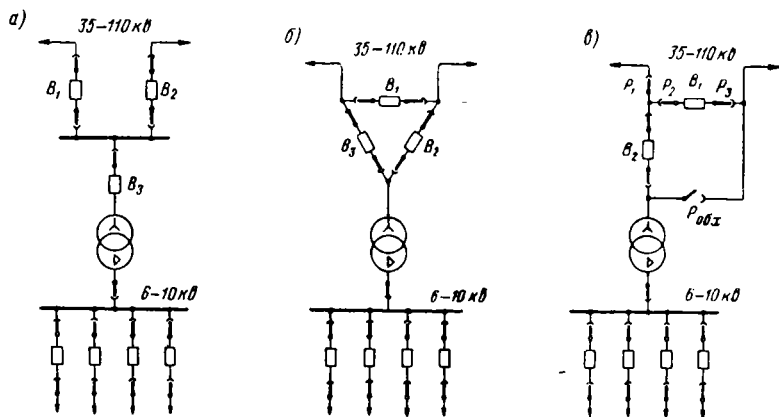
Схема треугольника (фиг. 19, б) даёт возможность при том же числе выключателей, что и в предыдущей схеме, производить ремонт любого выключателя без перерыва работы как линии, так и подстанции.

Если в одной стороне схемы треугольника оставить только разъединитель, то получим схему (фиг. 19, в), представляющую собой схему «неполного мостика», которая по сравнению с двумя предыдущими позволяет обойтись только двумя выключателями. Выключатель B_1 играет ту же роль, что и одинимённый выключатель в схеме треугольника, т. е. служит для замыкания линий кольца, а другой — B_2 для присоединения трансформатора.

Особенностью схемы является наличие обходной перемычки с нормально отключённым разъединителем $P_{обх}$, используемой при ремонте выключателей B_1 и B_2 . Например,



Фиг. 18. Схема однотрансформаторной подстанции в ответвлении



Фиг. 19. Схема однотрансформаторных подстанций, врезаемых в магистраль 35—110 кВ
а—схема со сборными шинами; б—схема треугольника; в—схема неполного мостика

ветвления поставить разъединители для возможности питания подстанции в случае повреждений магистрали с какой-либо из сторон.

Если однотрансформаторная подстанция врезаётся в магистраль, питаемую с двух сторон, можно применить одну из схем, изображённых на фиг. 19.

Схема со сборными шинами (фиг. 19, а) при наличии выключателей B_1 и B_2 в случае

при ремонте выключателя B_1 после включения разъединителя перемычки $P_{обх}$ отключаются выключатель и его разъединители P_2 и P_3 .

Недостатком схемы является отключение выключателя B_1 при коротком замыкании левой питающей линии и следствием этого — отключение трансформатора на время, необходимое для размыкания разъединителя P_1 и включения выключателя B_1 .

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫМ УСТРОЙСТВАМ

Распределительные устройства (РУ) электрических станций и подстанций должны удовлетворять требованиям «Правил устройства электротехнических установок» (ПУЭУ).

Таблица 1

Наименьшие противопожарные разрывы между оборудованием открытого распределительного устройства и зданиями или сооружениями, а также вспомогательными сооружениями электростанций и подстанций (ПУЭУ, § 65)

Общее количество масла в оборудовании открытого РУ в м	При степени огнестойкости здания или сооружения (по НСП102—54)			
	I и II	III	IV и V	Разрывы в м
До 50	16	20	24	
Свыше 50	20	24	30	

Примечание. Для зданий с производствами, отнесенными согласно НСП102—54 к категориям А и Б, а также для жилых и общественных зданий разрывы, приведенные в табл. 1, увеличиваются на 25%.

Согласно НСП 102—54* закрытые распределительные устройства и подстанции по степени пожарной опасности относятся к категории В, а их здания и помещения должны быть I и II степени огнестойкости.

* Противопожарные нормы строительного проектирования промышленных предприятий и населенных мест. Стройиздат, 1954.

Не допускается размещать закрытые РУ и подстанции:

- 1) под и над помещениями, в которых бывают массовые скопления людей;
- 2) под помещениями производств с мокрым технологическим процессом, а также под душевыми, уборными, ваннами и т. п., если не приняты специальные меры, предохраняющие помещения РУ и подстанций от влаги (перекрытия из монолитного бетона, надежная гидроизоляция).

Прочие требования, предъявляемые к открытым и закрытым РУ с точки зрения пожарной безопасности, сведены в табл. 1—4.

Таблица 2

Наименьшие противопожарные разрывы между закрытыми распределительными устройствами и подстанциями и производственными зданиями и сооружениями (ПУЭУ, § 69)

Наименьшие разрывы в м при степени огнестойкости соседнего здания или сооружения						
Категории производств в соседнем здании	I и II		III		IV и V	
	для подстанций мощностью		для подстанций мощностью		для подстанций мощностью	
	до 640 кВа	свыше 640 кВа	до 640 кВа	свыше 640 кВа	до 640 кВа	свыше 640 кВа
А и Б	3	13	3	15	5	19
Б, В и Г	3	10	3	12	3	16

Примечание. Разрывы для подстанций мощностью до 640 кВа даны для условий, когда стена подстанции, обращённая в сторону здания, глухая.

Примечание. Разрывы для подстанций мощностью до 640 кВа даны для условий, когда стена подстанции, обращенная в сторону здания, глухая.

Таблица 3

Требования при открытой установке трансформаторов вблизи зданий, обслуживаемых или связанных с этими трансформаторами (ПУЭУ, § 66)

Расстояние от кожуха трансформатора до стены здания	Требования к конструкции стен на участке против трансформатора, равном его ширине +3 м по каждую его сторону, для трансформаторов 1 000 кВа и выше или +1,5 м на каждую сторону для трансформаторов меньшей мощности		Требования к проезду
	При степени огнестойкости здания		
	I, II и III	IV и V	
а) До 5 м, но не менее 0,8 м	Окна и двери до уровня крышки трансформатора не допускаются. Выше допускаются окна с несгораемым заполнением с пределом огнестойкости не менее 0,25 часа и несгораемые или трудносгораемые двери с пределом огнестойкости не менее 0,5 часа. Открывающиеся окна можно располагать только против промежутка между трансформаторами, если ширина промежутка не менее 4м. Должны быть приняты меры, предотвращающие падение предметов на трансформаторы	Стена должна быть выполнена, как брандмауэр, который при сгораемой кровле должен возвышаться над ней на 0,7 м	Предусматривается проезд шириной не менее 3 м к трансформаторам или же пожарный подъезд к каждому трансформатору

Продолжение

Расстояние от кожуха трансформатора до стены здания	Требования к конструкции стен на участке против трансформатора, равном его ширине +3 м по каждую его сторону, для трансформаторов 1 000 кВа и выше или +1,5 м на каждую сторону для трансформаторов меньшей мощности		Требования к проезду
	При степени огнестойкости здания		
	I, II и III	IV и V	
б) От 5 до 10 м	Окна до уровня крышки трансформатора не допускаются, но допускаются несгораемые или трудносгораемые двери с пределом огнестойкости не менее 0,5 часа. Выше допускаются окна и двери в соответствии с п. «а»	То же	То же
в) Более 10 м	Специальные требования не предъявляются	»	»

Примечания. 1. Для зданий III степени огнестойкости не допускаются сгораемые свесы и фронтоны покрытий; в этом случае стена должна возвышаться над покрытием на 0,7 м.

2. Открытая установка трансформаторов вблизи зданий с производствами, относимыми по степени пожарной опасности к категориям А, Б и В, не допускается, за исключением зданий, закрытых подстанций и распределительных устройств.

3. Наличие приёмных отверстий приточных вентиляционных каналов в стене здания, около которого устанавливается трансформатор, на расстоянии 5 м и ближе недопустимо на участке, равном ширине трансформатора плюс 3 м по каждую его сторону.

4. Характеристики пределов огнестойкости см. «Противопожарные нормы НСП 102—54».

Таблица 4

Маслосборные устройства при закрытой и открытой установке трансформаторов, масляных выключателей и других маслonaполненных аппаратов (ПУЭУ, § 95, 96, 113 и 127)

Место установки трансформаторов и маслonaполненной аппаратуры	Количество масла в трансформаторе или аппарате в кг	Конструкция маслосборного устройства
Закрытые, отдельно стоящие, пристроенные и встроенные в производственные помещения подстанции с камерами на первом этаже с дверями, выходящими наружу	До 600 Более 600	Маслосборные устройства не выполняются. Пандус или порог из негорючего материала в дверном проёме камер, рассчитанный на удержание 20% масла трансформатора или аппарата
Закрытые, отдельно стоящие, пристроенные и встроенные в производственные помещения подстанции при сооружении камер над подвалом, на втором этаже и выше, а также при устройстве выхода из камер во взрывной коридор под трансформаторами, масляными выключателями и другими маслonaполненными аппаратами	До 60 От 60 до 600 Более 600	Маслосборные устройства не выполняются. а) Прямо́к, рассчитанный на полный объём масла; б) порог или пандус у выхода из камеры, обеспечивающий удержание полного объёма масла а) Бетонированный маслoприёмник, вмещающий не менее 20% полного объёма масла трансформатора или маслonaполненного аппарата с отводом масла в аварийный резервуар, рассчитанный не менее чем на полный объём масла в самом большом трансформаторе или аппарате. Диаметр маслoотводных труб не менее 10 см, но не менее диаметра аварийного вентиля трансформатора; б) бетонированный маслoприёмник без отвода в аварийный резервуар. Маслoприёмник должен быть рассчитан на полный объём масла и перекрыт решёткой со слоем гравия толщиной 25 см: уровень масла должен быть на 5 см ниже решётки, а верхний уровень гравия в маслoприёмнике под трансформатором — на 7,5 см ниже воздухоподводящего вентиляционного канала
Закрытые внутрицеховые трансформаторные подстанции, комплектные распределительные устройства (КРУ) и комплектные трансформаторные подстанции (КТП) Открытые распределительные устройства, открытая установка трансформаторов КРУ и КТП	До 60 Более 60 Вне зависимости от количества масла	Маслосборные устройства не выполняются Маслoприёмник в соответствии с требованиями п. 2 как для трансформаторов, так и аппаратов с количеством масла более 600 кг Площадки под трансформаторами, масляными выключателями и другими маслonaполненными аппаратами засыпаются слоем промытого гравия или непористого щебня толщиной не менее 25 см и обеспечивается отвод масла при аварии в безопасное в пожарном отношении место

Продолжение

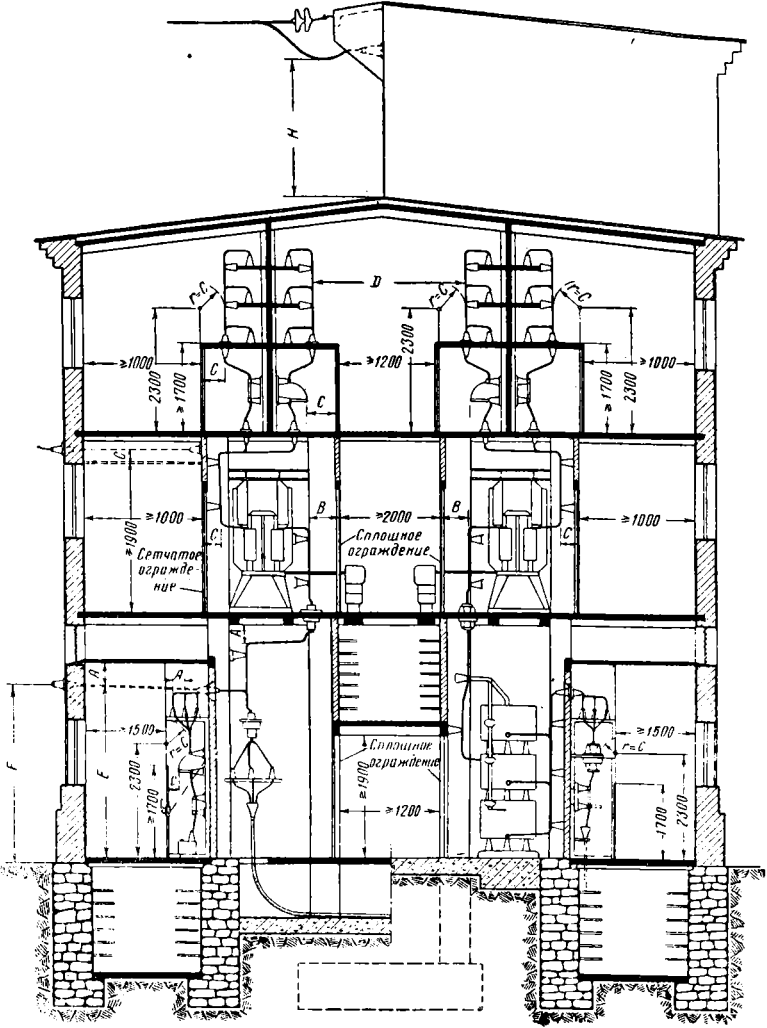
Наименование расстояний	Размеры в свету в см при напряжении установки в кВ				
	от 10	35	110	164	220
Если такое обслуживание не предусматривается, то расстояние должно быть не менее указанного в настоящей таблице для проводов разных фаз или между токоведущими и заземлёнными частями					
Между габаритными очертаниями трансформаторов, присоединяемых к разным цепям	125	125	125	125	125

Примечания. 1. При определении наименьшего расстояния d размер A принимается в соответствии с требованиями, предъявляемыми при жесткой ошиновке; величина f является стрелой провеса гибкой шины в см, а коэффициент K принимается равным 7,5 — для ошиновки из меди или её сплавов и 10 — для алюминия или сталеалюминия.

2. Высота сетчатых ограждений должна быть не менее 200 см, а размер ячейки сетки не более 20×20 мм.

3. Расстояние между токоведущими частями разных номинальных напряжений устанавливается по высшему напряжению.

4. Прокладка воздушных проводов для освещения, связи, сигнализации и т. п. над или под токоведущими частями РУ не допускается.



Фиг. 2. Допустимые расстояния в закрытых распределительных устройствах
числовые размеры даны в см, буквенные — см. табл. 6)

Таблица 6

Наименьшие допустимые расстояния в закрытых подстанциях и РУ напряжением выше 1 000 в (фиг. 2)

Наименование расстояний	Размеры в свету в см при напряжении установки в кВ					
	до 3	6	10	20	35	110
Между голыми токоведущими частями разных фаз, а также от голых токоведущих частей до заземлённых конструкций и частей зданий (размер А)	7,5	10	12,5	18	29	80
От токоведущих частей до ограждений:						
а) сплошных (размер В)	10,5	13	15,5	21	32	83
б) сетчатых (размер С, см. примечания 1 и 2)	17,5	20	22,5	28	39	90
Между неограждёнными токоведущими частями, расположенными с двух сторон коридора обслуживания (размер D)	200	200	200	220	220	300
Высота расположения голых токоведущих частей, при которой не требуется их ограждения (размер Е)	250	250	250	275	275	350
От низшей точки проводов воздушных вводов в РУ, не пересекающих проездов или мест, где возможно движение транспорта и т. п., до поверхности земли (размер F, см. примечание 3)	450	450	450	475	475	550
От низшей точки проводов воздушных вводов в здание РУ, расположенных над его крышей, до крыши (размер H)	300	300	300	300	300	375
Ширина коридора обслуживания между ограждениями:	При всех напряжениях					
а) при одностороннем расположении оборудования						
б) при двустороннем расположении оборудования						
Ширина коридора обслуживания между ограждениями при наличии в коридоре приводов выключателей и разъединителей:						
а) при одностороннем расположении оборудования	150					
б) при двустороннем расположении оборудования	200					
Ширина взрывного коридора	120					
Высота прохода под ограждёнными токоведущими частями	190					
Высота сетчатого ограждения	170					
От наиболее выступающих частей трансформатора, расположенных на высоте менее 1,9 м от пола до задних и боковых стен при мощности трансформатора:						
а) до 320 кВа	30					
б) свыше 320 кВа	60					
То же до полотна двери или выступающих частей передней стены при мощности трансформатора:						
а) до 320 кВа	60					
б) от 560 до 1 000 кВа	80					
в) свыше 1 000 кВа	100					

Примечания. 1. Токоведущие части, расположенные выше ограждений на высоте от 1,7 до 2,3 м, должны быть удалены от вертикальной плоскости, совпадающей с ограждением, на расстояния не менее указанных в настоящей таблице расстояний от токоведущих частей до сетчатых ограждений.

2. Токоведущие части, расположенные выше ограждений на высоте более 2,3 м, должны быть удалены от горизонтальной линии, лежащей в плоскости ограждения на высоте 2,3 м, на расстояния не менее указанных в настоящей таблице расстояний от токоведущих частей до сетчатых ограждений.

3. При воздушных вводах в РУ, пересекающих проезды или места, где возможно движение транспорта и т. п., расстояния должны соответствовать требованиям ПУЭУ, раздел «Воздушные линии электропередачи напряжением свыше 1 000 в».

4. Применение барьеров для ограждения токоведущих частей не допускается.

Выходы из распределительного устройства могут предусматриваться наружу или в другое помещение с негоряемыми стенами и перекрытиями, не содержащими огне- и взрывоопасных предметов, аппаратов и производств, а также в другие отсеки распределительного устройства, отделённые от данного негоряемой или труднотгораемой дверью.

Число выходов: при длине РУ до 7 м допускается один выход; при длине от 7 до 60 м — два выхода (по концам); при длине более 60 м, кроме выходов по концам РУ, должны быть предусмотрены дополнительные выходы с таким расчётом, чтобы расстояние от любой точки коридора обслуживания или взрывного коридора до выхода не превышало 30 м.

В многоэтажных распределительных устройствах второй и дополнительный выходы

могут быть предусмотрены также на балкон с наружной пожарной лестницей.

Взрывные коридоры в распределительных устройствах с баковыми выключателями должны иметь выходы наружу или на лестничную клетку. Взрывные коридоры значительной длины следует разделять на отсеки длиной не более 40 м.

УСТАНОВКА АППАРАТОВ И ТРАНСФОРМАТОРОВ

Баковые масляные выключатели с количеством масла более 60 кг должны устанавливаться в отдельных взрывных камерах с выходом наружу или во взрывной коридор.

Баковые выключатели с количеством масла 25—60 кг можно устанавливать как во взрыв-

Таблица 7

Наименьшие допустимые расстояния в РУ
напряжением до 1 000 в

Наименование расстояний	Раз- меры в см
Между неподвижно укрепленными голыми, находящимися под напряжением, частями разной полярности, а также между ними и незаизолированными металлическими частями ¹ :	
по поверхности изоляции	3
» воздуху	1,5
От голых находящихся под напряжением частей до:	
сетчатых ограждений	10
сплошных съёмных ограждений	5
сетчатых ограждений в РУ, установленных в помещениях, доступных для неквалифицированного персонала	70
Для проходов обслуживания, находящихся как с лицевой, так и с задней стороны РУ:	
ширина проходов в свету	80
ширина проходов в свету в отдельных местах, стеснённых строительными конструкциями	60
высота проходов в свету	190
Между неограждёнными голыми токоведущими частями, расположенными на высоте менее 2,2 м по одну сторону прохода, и противоположной стеной или оборудованием, не имеющим неограждённых голых токоведущих частей (голые токоведущие части, находящиеся над проходом на высоте менее 2,2 м, должны быть ограждены):	
при напряжении до 500 в	100
» 500 в и выше	150
Между неограждёнными токоведущими частями, расположенными на высоте менее 2,2 м по обе стороны прохода:	
при напряжении до 500 в	150
при напряжении 500 в и выше	200
ширина дверей в проходах	75
высота	190
высота ограждений	170

¹ Исключение составляют осветительные щитки, для которых приведённые расстояния могут быть уменьшены соответственно до 2 и 1 см.

ных, так и в открытых камерах, но в последнем случае они должны иметь запас по предельной отключаемой мощности не менее 1,2.

Баковые выключатели с количеством масла до 25 кг, горшковые масляные выключатели и выключатели без масла следует устанавливать в открытых камерах, отделённых одна от другой перегородками. Такими же перегородками или металлическими щитами эти выключатели должны быть отделены от привода. Верхняя кромка перегородки или щита должна находиться на высоте от пола не меньше 1,7 м.

Каждый трансформатор должен быть установлен в отдельной камере. Трёхфазные группы из трёх однофазных трансформаторов можно устанавливать в общей камере, независимо от количества масла в них.

Для подстанций городских распределительных сетей допускается установка двух трансформаторов суммарной мощностью до 640 кВА в одном общем помещении с распределительными устройствами высокого и низкого напряжений. При этом токоведущие части должны быть ограждены.

В камерах обычных трансформаторов можно устанавливать относящиеся к ним разъединители, предохранители и выключатели нагрузки.

В камерах трансформаторов специального назначения (для электропечей, ртутных выпрямителей и т. п.) можно устанавливать также относящиеся к ним аппараты, причём масло этих аппаратов не включается в общее количество, указанное в табл. 4.

Внутрицеховые подстанции можно размещать в основных и вспомогательных помещениях производств, которые отнесены к категориям Г и Д согласно НСП 102—54. В зданиях с деревянными покрытиями подстанции следует размещать под несгораемыми зонами. В многоэтажных зданиях внутрицеховые подстанции с маслonaполненной аппаратурой разрешается устраивать при условии, если эти здания имеют в месте установки несгораемые стены, опоры и междуэтажные перекрытия.

На внутрицеховых подстанциях может быть установлено не более трёх масляных трансформаторов с общим количеством масла не более 3 000 кг, причём максимальная мощность трансформатора не должна быть больше 1 000 кВА; мощность внутрицеховых подстанций, устанавливаемых на втором этаже, не должна превышать 750 кВА.

Расстояние в свету между соседними камерами трансформаторов разных подстанций должно быть не менее 10 м. Установка трансформаторов с общим количеством масла более 3 000 кг, а также меньшее расстояние между подстанциями допускается в исключительных случаях по согласованию с органами Государственного противопожарного надзора.

Предельная мощность комплектных трансформаторных подстанций (КТП) с масляными трансформаторами, устанавливаемых непосредственно в производственных помещениях, не должна превышать 750 кВА, а на подстанциях, встроенных в жилые дома, допускается устанавливать не более двух масляных трансформаторов общей мощностью не более 400 кВА. Мощность сухих трансформаторов и трансформаторов, заполненных негорючей жидкостью, в обоих случаях не ограничивается. Каждый трансформатор должен устанавливаться в отдельной, изолированной от других помещений камере с выходом непосредственно наружу.

На столбовых подстанциях допускается устанавливать не более одного трансформатора напряжением до 35 кВ включительно, мощностью не более 320 кВА.

Трансформатор должен быть установлен на высоте не менее 4,5 м, считая от земли до токоведущих частей.

Для обслуживания подстанции на высоте не менее 3,5 м должна быть устроена площадка с перилами. При отключённом разъединителе части, остающиеся под напряжением, должны находиться на высоте не менее 2,5 м от уровня площадки обслуживания для подстанций 10 кВ и не менее 3 м для подстанций 35 кВ. Столбовые подстанции следует располагать на расстоянии не менее 3 м от зданий I, II и III степеней огнестойкости и 5 м от зданий IV и V степеней огнестойкости.

Расчётные механические нагрузки на конструкции закрытых РУ от аппаратов наиболее распространённых типов приведены в табл. 8 и 9.

Таблица 8

Нагрузки на конструкции закрытых распределительных устройств от различного электрооборудования

Наименование аппарата	Тип	Расчётные нагрузки в кг, дей- ствующие		Стати- ческий вес в кг
		вверх	вниз	
Выключатель масля- ный	ВМГ-133	500	1 000	190
То же	МГ-10	500	1 000	380
То же, но со встроен- ным приводом . .	МГ-10	500	1 500	450
Выключатель автога- зовый	ВГ-10	—	—	300
Привод выключателя	ПС-20	500	1 000	—
То же	ПС-10	—	—	45
Разъединители трёх- полюсные до 600 а	РЛВ-Ш	—	80	50
Трансформатор тока многовитковый до 400 а	ТПФ	—	50	50
То же, но одновитко- вый, до 1 500 а .	ТПОФ	—	65	65
Трансформатор на- пряжения	НОМ-6	—	30	30
То же	НТМИ-6	—	50	50
»	НОМ-10	—	90	90
»	НТМИ-10	—	160	160
»	НОС-0,5	—	8	8

Примечание. Расчётные нагрузки, указанные в таблице для выключателей и их приводов, включают коэффициент на динамичность и должны приниматься без поправок и добавлений.

Таблица 9

Нагрузки перекрытий коридоров и кабельных каналов в закрытых распределительных устройствах

Наименование	Расчётная нагрузка
Коридор, по которому провозят- ся масляные выключатели типов ВМГ-133 и МГ-10	600 кг/м²
Коридор, по которому провозит- ся оборудование весом до 500 кг .	600 »
Коридор обслуживания	200 »
Канал для контрольных кабелей.	
Средний вес одного кабеля . . .	5 кг/пог. м

При расчёте перегородок под разъедини-
тели нужно учитывать нагрузку, получаю-
щуюся в результате усилия человека при
включении и равную 30 кг.

ТИПИЧНЫЕ КОНСТРУКЦИИ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ
И ПОДСТАНЦИЙ

Конструкции закрытых распределительных
устройств 6—10 кВ с одной системой
сборных шин

1. Двухрядное РУ с баковыми масляными
выключателями (фиг. 3). Объём здания на
одну ячейку около 25 м³.

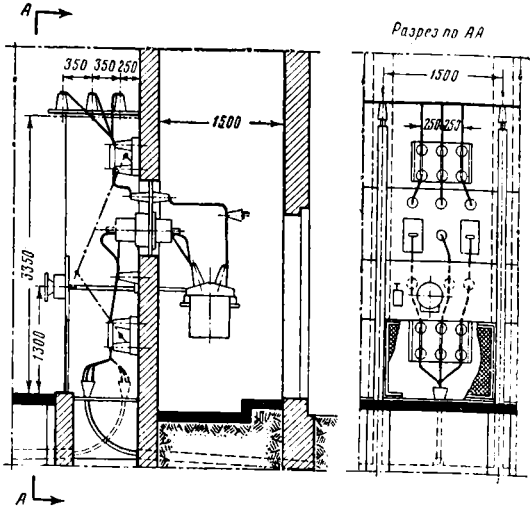
2. Однорядное РУ с выключателями типа
ВМГ-133 и ячейками из сборных отдельно
стоящих конструкций (фиг. 4).

Выводы линий можно выполнять кабель-
ными или воздушными. Объём здания на од-
ну ячейку 30 м³.

3. Двухрядное РУ с выключателями типа
ВМГ-133 и сборными ячейками прислонного
типа (фиг. 5) для присоединения кабельных
и воздушных линий. Объём здания на одну
ячейку с кабельной линией 26 м³, с воздуш-
ной — 52 м³.

4. То же, но только для кабельных линий
(фиг. 6). Объём здания на одну ячейку около
21 м³.

5. Типовое РУ 10 кВ для тяговых подстан-
ций с выключателями ВМГ-133 и сборными
ячейками прислонного типа (фиг. 7).



Фиг. 3. Распределительное устройство 6—10 кВ
с одной системой шин и баковыми масляными
выключателями

Конструкции закрытых распределительных
устройств с двумя системами
сборных шин

1. Однорядное РУ 6—10 кВ с выключате-
лями типа ВМГ-133 и ячейками из сборных
отдельно стоящих конструкций (фиг. 8).
Объём здания на одну ячейку 38 м³.

2. Двухрядное РУ 6—10 кВ с реакторами
на линиях и выключателями типа МГГ-10 или
ВМГ-133 (фиг. 9). К одному выключателю
и реактору могут быть присоединены две
отходящие линии. Объём здания на одну
ячейку около 125 м³.

3. РУ 35 кВ сборной конструкции с мас-
ляными выключателями (фиг. 10). Объём
здания на одну ячейку 153 м³.

Конструкция комплектного распредели-
тельного устройства завода «Электроштит» с
одной системой шин 6 кВ и выключателями
типа ВМГ-133 изображена на фиг. 11.

В табл. 10 и 11 приведены характеристики
типовых шкафов комплектных распреде-
лительных устройств серии КР-10-VI на
6—10 кВ.

Таблица 10

Характеристики шкафов для комплектных распределительных устройств 6—10 кВ с выключателями типа ВМГ-133 на ток 600 А

Номенклатурное обозначение	Тип привода	Число трансформаторов тока типа		Число кабелей
		ТПФ или ТПФУ	ТЗ или ТРЗ	
КВР-01	ПРБА	—	—	1
КВС-01	ПС-10	—	—	1
КВР-02	ПРБА	—	—	2
КВС-02	ПС-10	—	—	2
КВР-03	ПРБА	—	1	1
КВС-03	ПС-10	—	1	1
КВР-04	ПРБА	—	1	2
КВС-04	ПС-10	—	1	2
КВР-05	ПРБА	1	—	1
КВС-05	ПС-10	1	—	1
КВР-06	ПРБА	1	—	2
КВС-06	ПС-10	1	—	2
КВР-07	ПРБА	2	—	1
КВС-07	ПС-10	2	—	1
КВР-08	ПРБА	2	—	2
КВС-08	ПС-10	2	—	2
КВР-09	ПРБА	2	1	1
КВС-09	ПС-10	2	1	1

Примечание. Тип КВР означает комплектный шкаф с высоковольтным выключателем и ручным приводом к нему, а КВС — то же, но с соленоидным приводом.

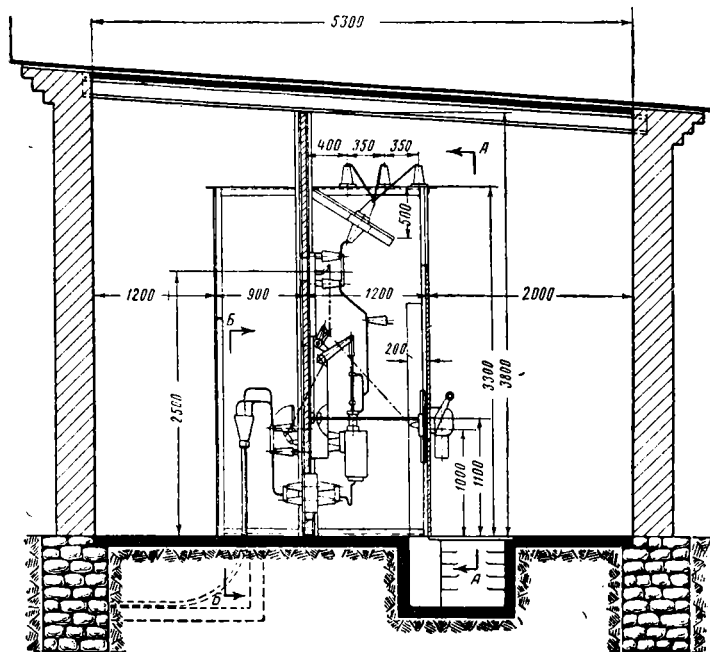
Таблица 11

Характеристики шкафов общеподстанционного назначения для комплектных распределительных устройств 6—10 кВ

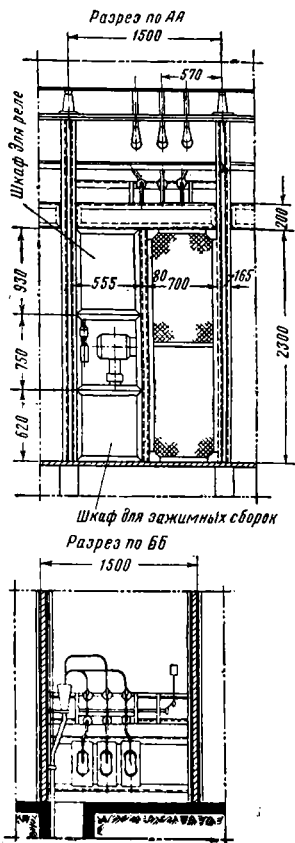
Номенклатурное обозначение	Комплект предохранителей	Трансформаторы напряжения		Комплект разрядников	Число кабелей	Напряжение в кВ
		тип	число			
КН-201	1	НТМИ	1	—	—	6—10
КН-202	1	НТМИ	1	—	1	6—10
КН-203	1	НОМ-6	2	—	—	6
КН-204	1	НОМ-6	3	—	—	6
КРЗ-301	—	—	—	1	—	6—10
КРЗ-302	—	—	—	1	1	6—10

Примечание. Тип КН означает комплектный шкаф с трансформаторами напряжения, а КРЗ — комплектный шкаф с разрядниками.

Конструкция закрытой понизительной подстанции 6 кВ на один трансформатор мощностью 180 кВА с воздушными вводами показана на

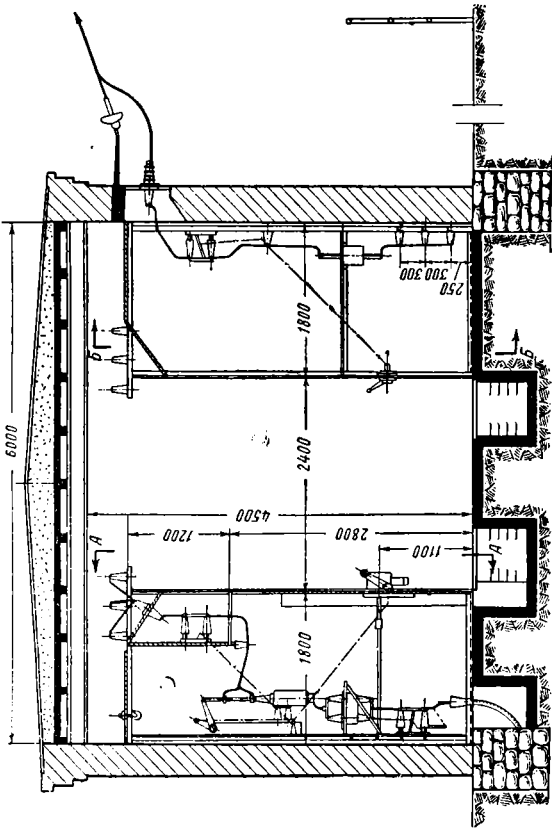


Фиг. 4. Однорядное сборное распределительное устройство 6—10 кВ с одной системой шин и малобъемными масляными выключателями

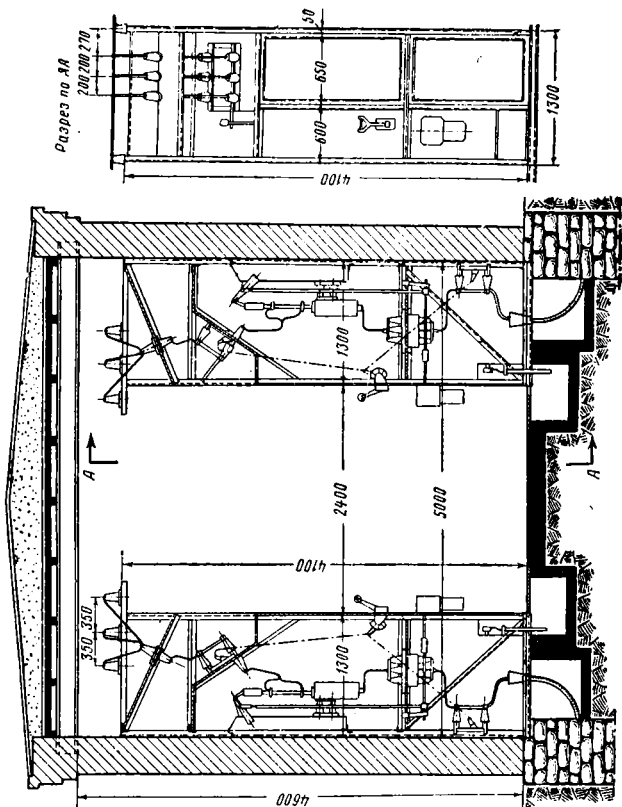


фиг. 12, а конструкция столбовой трансформаторной подстанции 6 кВ с трансформатором 100 кВА — на фиг. 13.

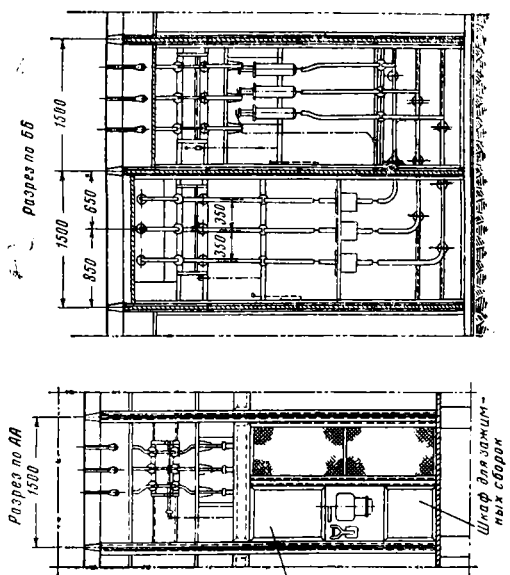
Конструкции открытых распределительных устройств рассматриваются в разделе «Примеры выполнения тяговых подстанций».



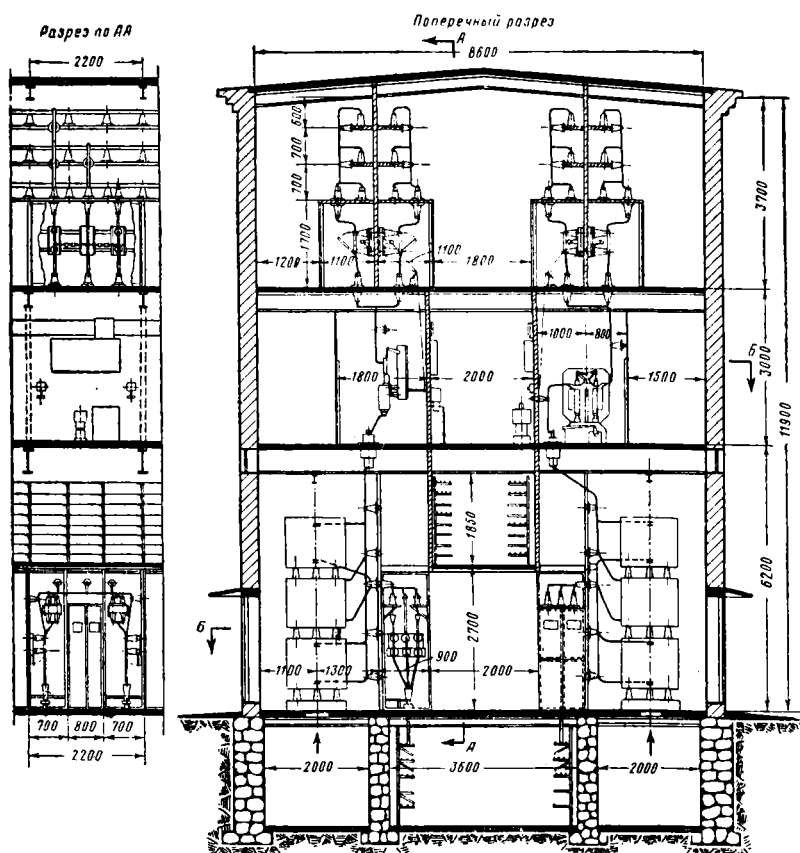
Фиг. 5. Сборное распределительное устройство прислонного типа с одной системой шин 6-10 кВ



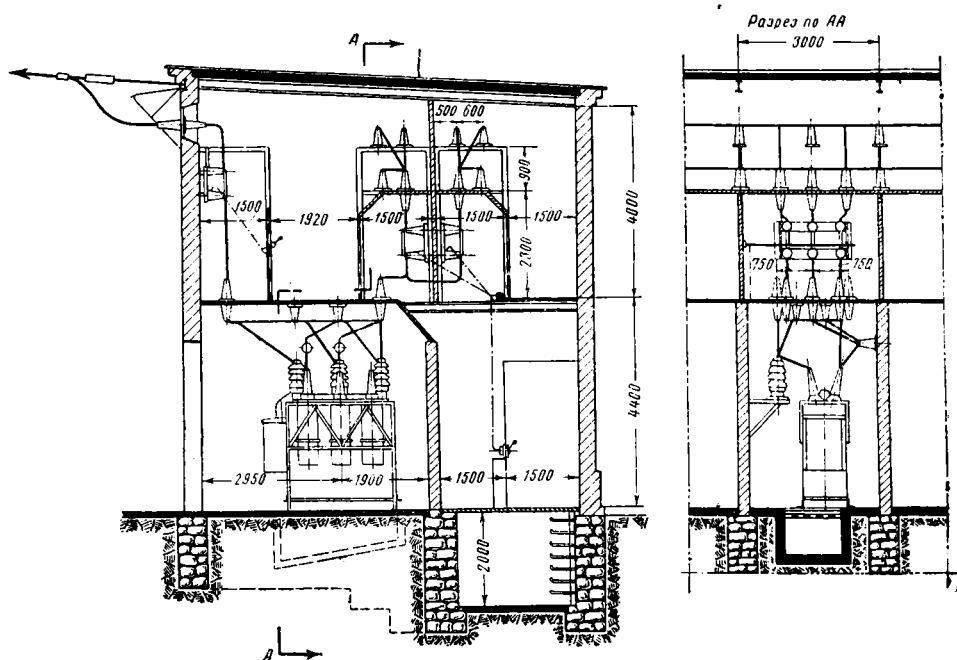
Фиг. 6. Сборное распределительное устройство прислонного типа с одной системой шин 6-10 кВ



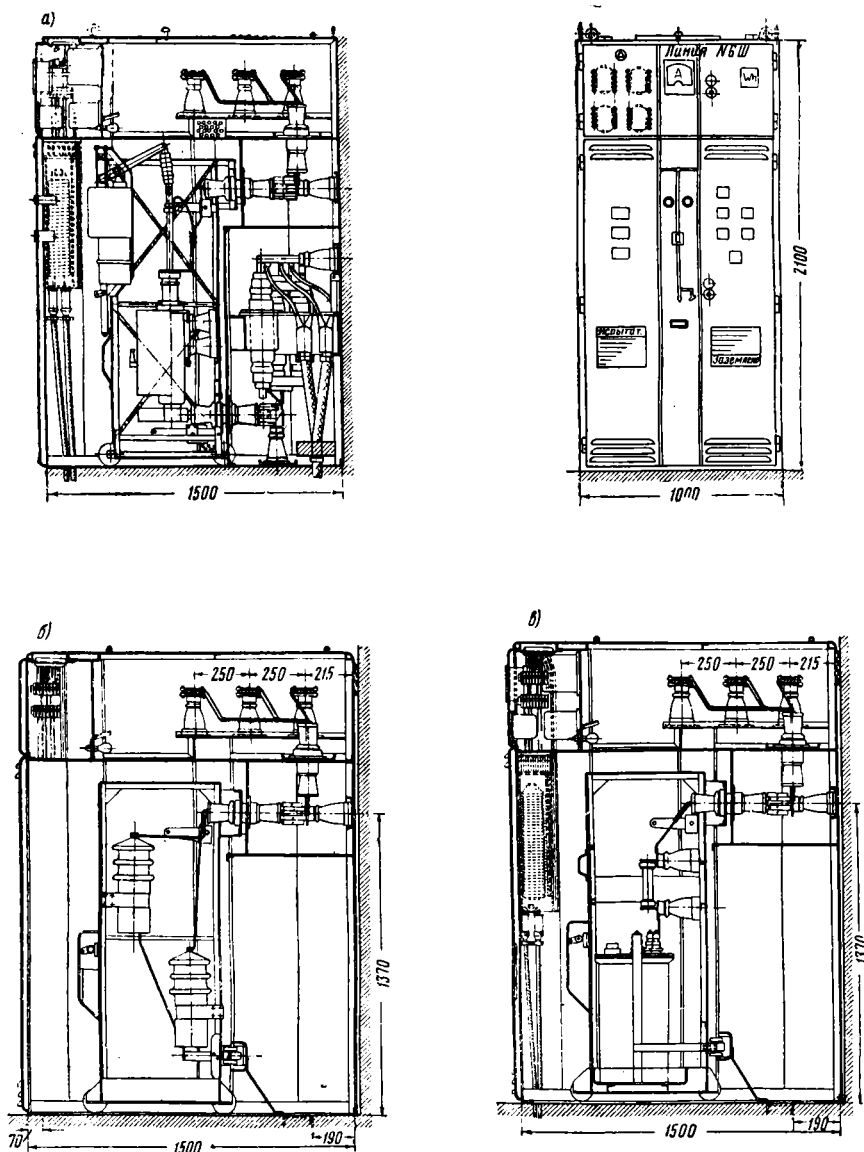
Фиг. 7. Сборное распределительное устройство прислонного типа с одной системой шин 6-10 кВ



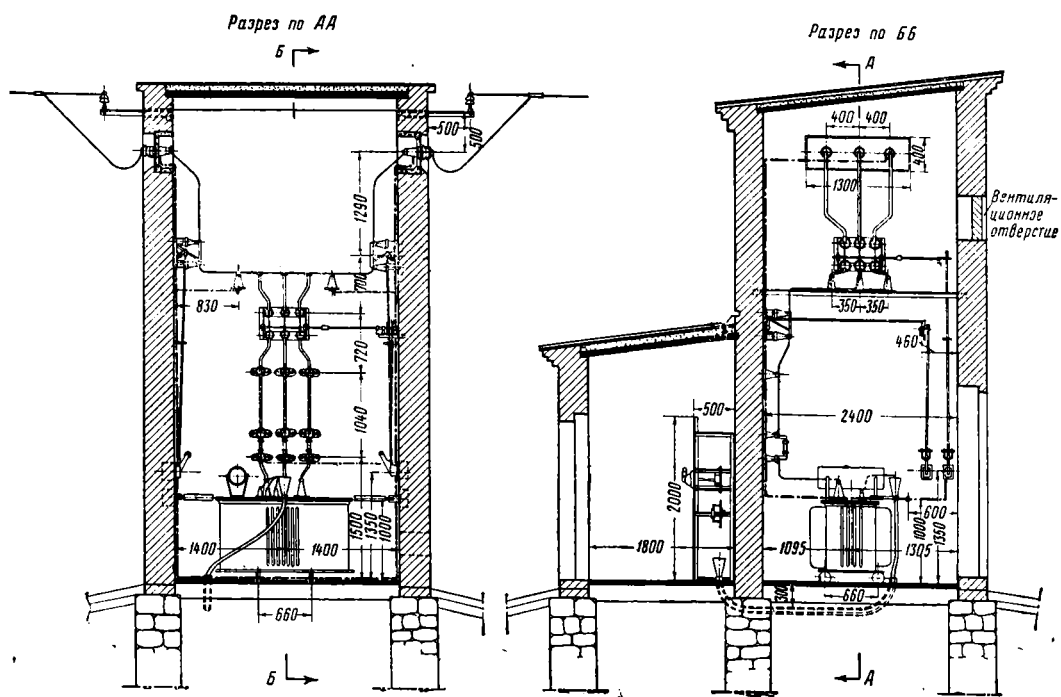
Фиг. 9. Сборное распределительное устройство 6—10 кВ с двумя системами шин и реакторами на линиях



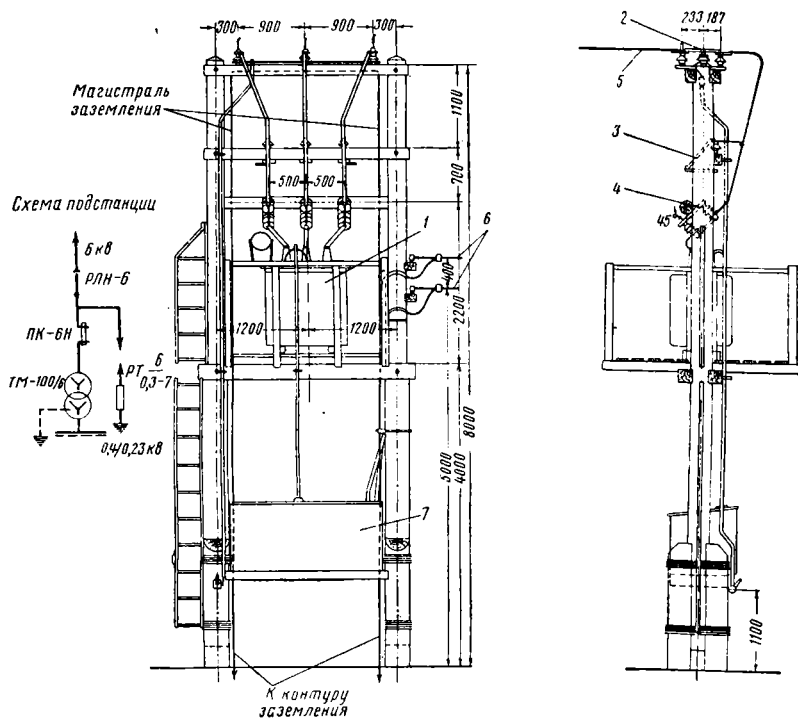
Фиг. 10. Сборное распределительное устройство 35 кВ с двумя системами шин и масляными выключателями



Фиг. 11. Комплексное распределительное устройство 6 кВ завода «Электроштит»:
 а — линейная ячейка с выключателем типа ВМГ-133; б — ячейка вентильных разрядников;
 в — ячейка трансформатора напряжения



Фиг. 12. Закрытая однитрансформаторная понижающая подстанция 6 кВ мощностью 180 кВа с воздушными выводами



Фиг. 13. Столбовая понижающая подстанция 6 кВ с трансформатором мощностью 100 кВа:

1—трансформатор; 2—разъединитель; 3—трубчатый разрядник; 4—предохранитель; 5—линии высокого напряжения; 6—линии низкого напряжения; 7—шкаф для щитка низкого напряжения

СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

К установкам собственных нужд электростанций и подстанции относятся:

- 1) электродвигатели для приводов механизмов собственных нужд;
- 2) электрическое освещение и отопление;
- 3) силовая и осветительная сеть;
- 4) распределительные устройства всех напряжений собственных нужд;
- 5) источники питания цепей собственных нужд переменного тока;
- 6) установки постоянного тока.

УСТАНОВКИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Расход электроэнергии на собственные нужды электростанций составляет в среднем от выработки электроэнергии:

На гидроэлектростанциях . . .	0,5—1,5%
» локомобильных электростанциях	1—6%
На дизельных электростанциях	1—3,5%
На газогенераторных электростанциях	2—4%
На тепловых конденсационных электростанциях . . .	4—8%
На теплоэлектроцентралях . . .	до 10—12% и выше

ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛИ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

Для приводов механизмов собственных нужд, как правило, применяются асинхронные короткозамкнутые электродвигатели, основные характеристики которых приводятся в табл. 1 и 2.

Таблица 1

Предельные мощности асинхронных электродвигателей

Номинальное напряжение в в	220	380	500	3 000	6 000
Мощность в квт . . .	До 140	До 300	До 400	От 75 и выше	От 210 и выше

Таблица 2

Кратности пускового тока и вращающего момента асинхронных электродвигателей

Тип двигателя	Кратность пускового тока по отношению к номинальному	Кратность пускового вращающего момента по отношению к номинальному
Нормальные короткозамкнутые двигатели	4,5—8	0,8—1,7
Короткозамкнутые двигатели с двойной обмоткой ротора	3—5,5	1—3
Короткозамкнутые двигатели с глубоким пазом	3,5—5	1,2—1,6
Двигатели с фазным ротором и реостатным пуском	1—3	2—2,5

Самозапуск короткозамкнутых асинхронных электродвигателей обеспечивается при соотношениях между мощностью трансформатора S_H (в *кВа*) и мощностью электродвигателя P_H (в *кВт*), указанных в табл. 3.

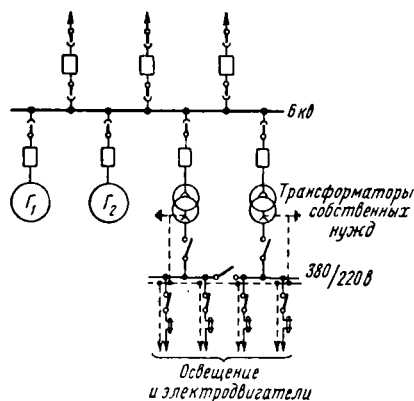
Таблица 3

Напряжение короткозамкнутого трансформатора собственных нужд U_K %	8	10	15
$\frac{P_H}{S_H}$	1,2	1	0,7

ПРИМЕРНЫЕ СХЕМЫ ПИТАНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

На электростанциях малой мощности с напряжением на сборных шинах 380/220 в питание собственных нужд производится непосредственно от шин электростанции (электродвигатели при напряжении 380 в, а освещение — 220 в).

Питание собственных нужд электростанции небольшой мощности напряжением 6 кв (фиг. 1) осуществляется от двух понижительных

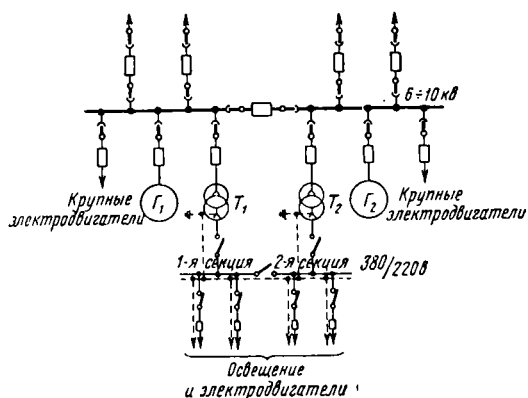


Фиг. 1. Схема питания собственных нужд электростанции небольшой мощности напряжением 6 кв

трансформаторов, каждый из которых рассчитан на полную мощность собственных нужд. Вторичное напряжение трансформаторов 380/220 в или 220/127 в. В нормальных условиях оба трансформатора работают с половинной нагрузкой, а при повреждении одного из трансформаторов второй покрывает всю потребность в электроэнергии для собственных нужд. Для повышения гибкости и надежности схемы шины собственных нужд секционированы.

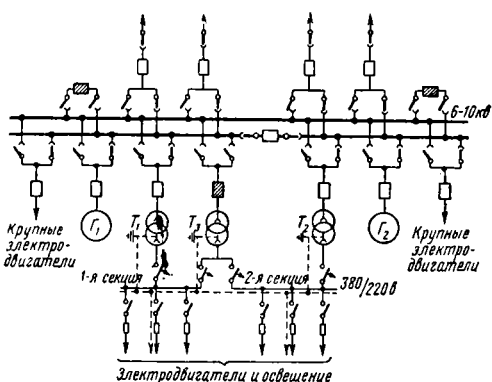
На электростанциях напряжением 6 ÷ 10 кв с секционированными одиночными сборными шинами (фиг. 2) трансформаторы собственных нужд и крупные электродвигатели присоединяют к разным секциям шин генераторного напряжения.

Для электростанций напряжением $6 \div 10$ кВ с двойными сборными шинами, из которых одни секционированы, схема питания собственных нужд может иметь вид, представленный



Фиг. 2. Схема питания собственных нужд электростанции напряжением $6 \div 10$ кВ с секционированными одиночными сборными шинами

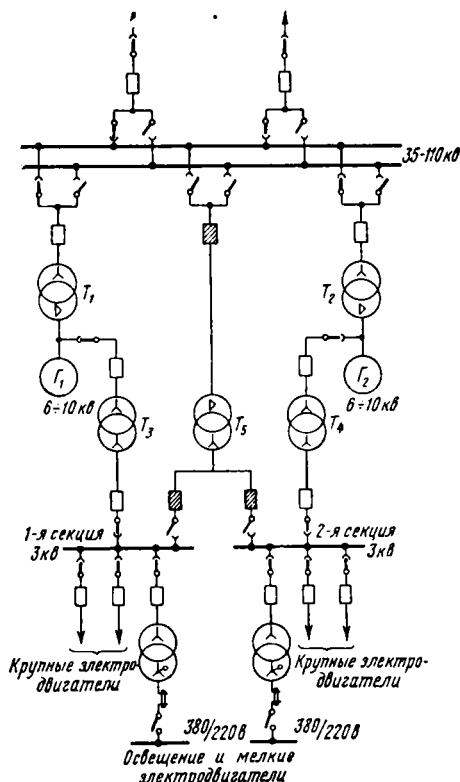
на фиг. 3. Крупные электродвигатели присоединяются непосредственно к шинам генераторного напряжения. Электродвигатели меньшей мощности присоединяются к шинам собственных нужд $380/220$ в, получающим питание от трансформаторов собственных нужд, из которых два являются рабочими (T_1 и T_2) и один резервным (T_3).



Фиг. 3. Схема питания собственных нужд электростанции напряжением $6 \div 10$ кВ с двойными секционированными сборными шинами

Для уменьшения токов короткого замыкания в сети собственных нужд и для повышения надёжности работы осветительных и силовых потребителей сборные шины вторичного напряжения секционированы. На стороне $380/220$ в установлены автоматы максимального тока. Для достижения ещё большей надёжности рекомендуется предусмотреть автоматическое включение резервного трансформатора. На электростанциях с генераторами, соединёнными по схеме блоков «генератор-трансформатор» (фиг. 4), трансформаторы собственных нужд (T_3 и T_4) присоеди-

няют на ответвлениях между генераторами и главными трансформаторами через выключатели и разъединители. Кроме того, к шинам повышенного напряжения присоединяют



Фиг. 4. Схема питания собственных нужд электростанции с генераторами и трансформаторами, соединёнными по схеме блоков

резервный трансформатор собственных нужд (T_5), который при нормальной работе держат отключённым.

УСТАНОВКИ ПОСТОЯННОГО ТОКА СОБСТВЕННЫХ НУЖД

Установки постоянного тока предназначены для питания:

- 1) аппаратов управления, защиты и сигнализации;
- 2) дистанционных приводов выключателей;
- 3) автоматических и телемеханических устройств;
- 4) ламп аварийного освещения.

Независимыми источниками постоянного тока служат аккумуляторные батареи, работающие, как правило, в режиме постоянного подзаряда.

Аккумуляторные батареи

Стационарные свинцово-кислотные аккумуляторы (ГОСТ 825—41) изготавливаются: типа С — для продолжительных разрядных режимов и типа СК — для кратковременных (1—2-часовых) разрядных режимов.

Отличие элементов СК от С состоит в толщине междueleментных соединительных полос.

Характеристики и конструктивные данные свинцово-кислотных аккумуляторов приведены в табл. 4, 5, 6.

Элементы С и СК выпускают различной ёмкости и обозначают шифром от С-1 (СК-1) до С-148 (СК-148). Максимальный зарядный ток в a составляет для батарей: типа С — $I_m = 9N$; типа СК — $I_m = 11N$, где N — номер батарей.

Разрядные токи в a :

а) при 10-часовом разряде ... $3,6N$ } для С
 б) при 3-часовом разряде ... $9N$ } и СК
 в) при одночасовом разряде ... $18,5N$ } только для
 г) кратковременный (не более 5 сек.) ... $46N$ } СК

Ёмкость аккумулятора, имеющего номер N более единицы, составляет $C_N = NC_1 a-ч$, где C_1 — ёмкость аккумулятора С-1 или СК-1; гарантируемые ёмкости, приведённые в табл. 4

Таблица 4

Электрические характеристики свинцовых стационарных аккумуляторов

Характеристика	Единица измерения	Аккумуляторы типа					
		СК-1 и С-1					
Продолжительность разряда	час.	1	2	3	5	7,5	10
Ёмкость аккумулятора	а-ч	18,5	22	27	30	33	36
Ёмкость аккумулятора в % от 10-часового режима	—	51,4	61,1	75	83,3	91,7	100
Разрядный ток наибольший	а	18,5	11	9	6	4,5	3,6
Зарядный ток наибольший	»	11	11	9	9	9	9
Напряжение в конце разряда	в	1,75			1,8		
Напряжение заряженного аккумулятора в покое после отключения зарядного агрегата	в	2,8					
Напряжение заряженного аккумулятора, измеренное под током, при включённом зарядном агрегате	в	2,6 ÷ 2,8					

Таблица 5

Ёмкость и ток свинцовых аккумуляторов

Номер аккумулятора	Максимальный ток и ёмкость							
	для аккумуляторов типа СК			для аккумуляторов типа С				
	при заряде	при разряде в течение одного часа		при заряде	при разряде в течение			
		а	а-ч		3 час.		10 час.	
	а	а	а-ч	а	а	а-ч	а	а-ч
1	11	18,5	18,5	9	9	27	3,6	36
2	22	37	37	18	18	54	7,2	72
3	33	55,5	55,5	27	27	81	10,8	108
4	44	74	74	36	36	108	14,4	144
5	55	92,5	92,5	45	45	135	18	180
6	66	111	111	54	54	162	21,6	216
8	88	148	148	72	72	216	28,8	288
10	110	185	185	90	90	270	36	360
12	132	222	222	108	108	324	43,2	432
14	154	259	259	126	126	378	50,4	504
16	176	296	296	144	144	432	57,6	576
18	198	333	333	162	162	486	64,8	648
20	220	370	370	180	180	540	72	720
24	264	444	444	216	216	648	86,4	864
28	308	518	518	252	252	756	100,8	1008
32	352	592	592	288	288	864	115,2	1152
36	396	666	666	324	324	972	129,6	1296
40	440	740	740	360	360	1080	144	1440
44	484	814	814	396	396	1188	158,8	1588
48	528	888	888	432	432	1296	172,8	1728
52	572	962	962	468	468	1404	187,2	1872
56	616	1036	1036	504	504	1512	201,6	2016
60	660	1110	1110	540	540	1620	216,0	2160
64	704	1184	1184	576	576	1728	230,4	2340
68	748	1258	1258	612	612	1836	244,8	2448
72	792	1332	1332	648	648	1944	259,2	2592

Таблица 6

Конструктивные данные свинцовых аккумуляторов

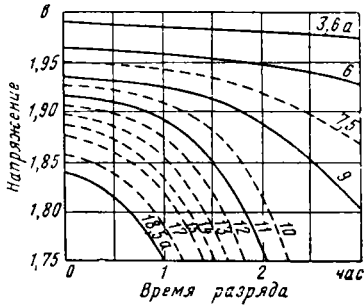
Номер аккумулятора	Число пластин в аккумуляторе (шт.)			Наружные размеры сосуда в мм			Средний вес аккумулятора без кислоты в кг	Среднее количество электролита удельного веса 1,18 в л
	положительных	средних	крайних	длина	ширина	высота		
1	1	—	2	80	215	270	8,6	4
2	2	1	2	130	215	270	14,1	6,5
3	3	2	2	180	215	270	18,5	9
4	4	3	2	215	230	270	22,4	11
5	5	4	2	215	230	270	28	10,5
6	3	2	2	215	195	285	31,9	16
8	4	3	2	215	195	485	41,9	15,5
10	5	4	2	215	260	485	51,6	20
12	6	5	2	215	260	485	60	19,5
14	7	6	2	215	295	285	67,7	21
16	8	7	2	215	345	485	78,6	27
18	9	8	2	215	395	435	89,3	30
20	10	9	2	215	415	485	95	31
24	60	5	2	460	330	590	137,6	53
28	7	6	2	460	365	590	157	59
32	8	7	2	460	400	590	177	65
36	9	8	2	460	440	590	196,6	72
40	10	9	2	470	485	590	214,6	78
44	11	10	2	470	520	590	233,5	84
48	12	11	2	470	560	595	254	92
52	13	12	2	470	595	595	272	98
56	14	13	2	470	635	595	291,6	105
60	15	14	2	470	670	595	311	111
64	16	15	2	470	705	595	329	117
68	17	16	2	470	745	595	347	125
72	18	17	2	470	780	595	369	131

даны для электролита плотностью 1,21 при температуре его 25°С. Для температур электролита, лежащих в пределах 10 ÷ 40°С, фактическая ёмкость приводится к температуре 25°С по формуле

C_{25} = \frac{C_{\theta}}{1 + 0,008 (\theta - 25)} ,

где θ — температура электролита при разряде,
 C_{θ} — ёмкость в ампер-часах, полученная при температуре θ° .

Отдача аккумулятора по ёмкости, т. е. отношение ампер-часов, полученных при разряде, к ампер-часам, затраченным на после-



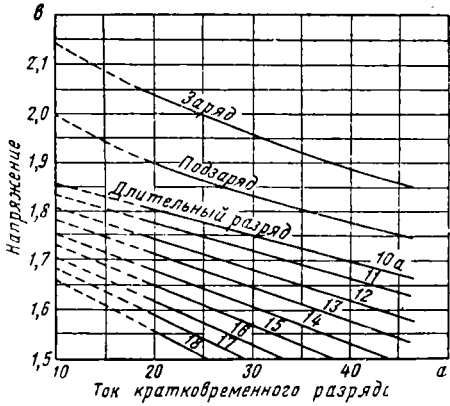
Фиг. 5. Расчётные разрядные характеристики аккумуляторов типа СК

дующий заряд, зависит от режима заряда и разряда и составляет 81—90%. Отдача по энергии, т. е. отношение ватт-часов, полученных при разряде, к ватт-часам, затраченным при заряде, составляет 65%.

Аккумуляторы С и СК от 1-го до 20-го номера поставляются в стеклянных сосудах С и СК-21 и выше — в керамиковых банках или деревянных сосудах, выложенных свинцом.

Батареи из аккумуляторов С или СК от 1-го до 5-го номера включительно могут быть установлены на одно- или двухъярусных стеллажах.

Батареи из аккумуляторов, имеющих номер С-6, СК-6 и выше, монтируются только на одноярусных стеллажах.



Фиг. 6. Зависимость наименьшего напряжения аккумулятора типа СК-1 от величины разрядного тока при кратковременном разряде

На фиг. 5 приведены разрядные характеристики аккумуляторов типа СК (длительный разряд).

Кривые фиг. 6 дают зависимость напряжения аккумулятора от величины тока кратковременного разряда:

а) верхняя кривая — при переходе в состояние кратковременного разряда из состояния заряда при напряжении около 2,7 в;

б) вторая кривая — то же, но из состояния подзаряда при напряжении 2,15 в;

в) остальные кривые — при наложении тока кратковременного разряда на ток длительного разряда (длительность разряда принята равной одному часу). Все указанные на кривых разрядные токи отнесены к первому типовому номеру аккумулятора.

Основные данные щелочных железо-никелевых аккумуляторов (ГОСТ 5491—50) приведены в табл. 7, а размеры и веса аккумуляторов — в табл. 8.

Таблица 7

Характеристики железо-никелевых аккумуляторов

Тип аккумулятора	Номинальная ёмкость в а-ч	Номинальный зарядный ток 7-часового режима в а	Номинальные разрядные токи а и соответствующие предельные напряжения при продолжительности разряда, равной:					
			8 час. до 1,1 в	5 час. до 1 в	3 час. до 0,8 в	2 час. до 0,65 в	1 час. до 0,5 в	
ЖН-22 . .	22	5,50	2,75	4,4	7,33	11	22	
ЖН-45 . .	45	11,25	5,65	9	15	22,5	45	
ЖН-60 . .	60	15,0	7,5	12	20	30	60	
ЖН-100 . .	100	25,0	12,5	20	33,3	50	100	
ЖН-250 . .	250	62,5	31,3	50	83,3	125	250	
ТЖН-300 . .	300	75	37,5	60	100	150	300	
ТЖН-350 . .	350	90	45,0	70	115	175	350	
ТЖН-500 . .	500	125	62,5	100	166,5	250	500	

Таблица 8

Размеры железо-никелевых аккумуляторов

Тип аккумулятора	Размеры в мм			Вес аккумулятора в кг	
	Ширина	Длина с цапфами	Высота с зажимами	без электролита	с электролитом
ЖН-22 . . .	32	125	213	1,41	1,73
ЖН-45 . . .	53	125	213	2,31	2,85
ЖН-60 . . .	45	152	349	3,88	4,78
ЖН-100 . . .	70	152	349	5,40	6,80
ТЖН-250 . .	118,5	176	375	12,6	15
ТЖН-300 . .	118,5	176	440	14,3	25
ТЖН-350 . .	141,5	176	520	19,5	25
ТЖН-500 . .	141,5	176	550	21,0	28,2

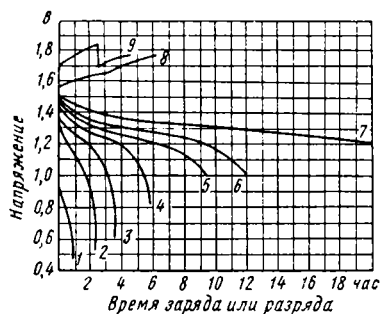
Номер аккумулятора соответствует его номинальной ёмкости в а-ч: для аккумуляторов ЖН-22, 45, 60 и 100 — при 8-часовом разряде до 1,1 в, для ТЖН-250, 300, 350 и 500 — при 5-часовом разряде до 1 в.

Номинальная ёмкость дается при температуре окружающей среды +25°C. Ёмкость щелочного аккумулятора уменьшается на 0,5% на 1° снижения температуры против +25°C.

Разряд щелочных аккумуляторов можно производить до конечного напряжения, указанного в табл. 7, в зависимости от характеристики разрядного режима.

Заряд аккумуляторов производится током нормального зарядного режима в течение 6—7 час. (см. табл. 7). Допускается ускоренный заряд следующим режимом: 2,5 часа — током вдвое больше нормального, затем 2 часа — током нормальной величины. Наивысшее напряжение в конце заряда равно 1,78÷1,82 в.

На фиг. 7 приведены кривые заряда и разряда аккумуляторов типа ЖН при различных режимах.

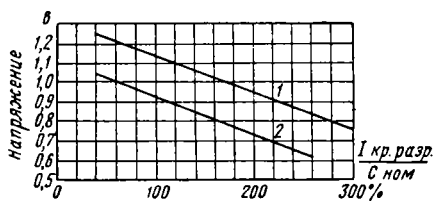


Фиг. 7. Кривые заряда и разряда железо-никелевого аккумулятора: 1 — одночасовой разряд; 2 — двухчасовой разряд; 3 — трёхчасовой разряд; 4 — пятичасовой разряд; 5 — восьмичасовой разряд; 6 — десятичасовой разряд; 7 — двадцатичасовой разряд; 8 — нормальный заряд; 9 — ускоренный заряд

Число часов разрядного режима определяется делением ёмкости аккумулятора в а-ч на величину разрядного тока в а.

На фиг. 8 представлена зависимость напряжения щелочных аккумуляторов от величины разрядного тока при кратковременном разряде продолжительностью до 10 сек.

Разрядные токи выражены в процентах от тока одночасового разрядного режима, численно равного номинальной ёмкости аккумуляторов.



Фиг. 8. Зависимость напряжения железо-никелевого аккумулятора от разрядного тока при кратковременном разряде: 1 — для заряженного аккумулятора после перерыва длительностью один час; 2 — для аккумулятора, разряжавшегося током двухчасового режима в течение одного часа

Переносные кислотные аккумуляторные батареи стартерного типа (ГОСТ 950—41) выпускаются комплектованными по три и по шесть элементов.

Данные и размеры стартерных аккумуляторов приведены в табл. 9.

Таблица 9

Основные характеристики и размеры стартерных аккумуляторов

Тип аккумулятора	Напряжение в в	Нормальный зарядный ток в а	Емкость при 10-часовом разряде в а-ч	Размеры в мм			Вес с кислотой в кг
				длина	ширина	высота	
ЭСТ-60	6	3,5	60	179	178	237	14,5
ЭСТ-70	6	5	70	257	194	230	16
ЭСТ-84	6	6	84	272	180	230	19
ЭСТ-98	6	7	98	308	188	245	21,5
ЭСТ-112	6	8	112	340	188	245	24,5
ЭСТ-126	6	9	126	386	188	245	27,5
ЭСТ-135	6	7,5	135	335	180	240	27,5
6СТ-54	12	3,5	54	283	182	237	38
6СТ-68	12	5	68	358	183	236	45

Таблица 10

Подзарядные и зарядные (для свинцово-кислотных батарей) генераторы постоянного тока 115/160 и 230/220 в

Тип генератора	Номинальная мощность в кет	Потребляемая мощность в кет	Тип генератора	Номинальная мощность в кет	Потребляемая мощность в кет
ПН-28,5	1,7	2,15	ПН-205	24	28,5
ПН-45	2,6	3,2	ПН-400	55	63
ПН-68	4,2	5,2	ПН-550	37	43
ПН-85	6,5	7,9	ПН-550	72	81
ПН-100	10,5	12,7			

Таблица 11

Генераторы для заряда щелочных аккумуляторных батарей

Тип аккумулятора	Количество параллельных аккумуляторов	Номинальный зарядный ток аккумуляторов в а	Зарядные генераторы 230 в для батарей 110 в		Зарядные генераторы 460 в для батарей 230 в	
			Тип генератора	Мощность в кет	Тип генератора	Мощность в кет
ЖН-22	2	5,5	ПН-17,5	1,3	ПН-45	3,3
ЖН-45	1	11,25	ПН-45	3,3	ПН-85	6,8
ЖН-60	1	15	ПН-68	5,0	ПН-85	6,8
ЖН-100	1	25	ПН-85	6,8	ПН-100	11,5
ТЖН-250	1	62,5	ПН-125	16,2	ПН-550	48
ТЖН-300	1	75	ПН-205	17	ПН-550	49
ТЖН-300	2	150	ПН-400	37	ПН-400	70
ТЖН-350	1	90	ПН-290	23	ПН-550	49
ТЖН-350	2	180	ПН-550	49	ПН-550	88
ТЖН-500	1	125	ПН-400	37	ПН-400	76
ТЖН-500	2	250	ПН-400	70	П-103	130

ЗАРЯДНЫЕ АГРЕГАТЫ

Для подзаряда и заряда аккумуляторных батарей на электростанциях и подстанциях применяют:

- 1) двигатель-генераторы;
- 2) выпрямители со стеклянными ртутными вентилями (только для периодического заряда);
- 3) полупроводниковые селеновые выпрямители;
- 4) меднозакисные выпрямительные устройства.

Таблица 1

Меднозакисные выпрямительные устройства для зарядки аккумуляторов

Тип	Выпрямленный ток в а	Выпрямленное напряжение в в	Напряжение переменного тока в в	Способ регулирования	Схема	Габаритные размеры в мм
ВКАП-I	70	42	220/380	Коммутатор на 12 ступеней	Трёхфазная мостовая	500×700×1 300
ВКАП-II	0,12—1,0	13,2	110/220	Плавный с магнитным шунтом	Однофазная мостовая	175×210×230
ВАК-13	0,4—2,4	13,2	110/220	То же	То же	175×210×310
ВАК-14	0,45—2,2	2,2	110/220	»	»	175×210×310
ВАК-51	3—5	6—12	127/220	Переключение вторичной обмотки	Однофазная со средней точкой	360×160×240
ВУ-2М	24	110	220/380	Коммутатор на 12 ступеней	Однофазная мостовая	650×420×960

Таблица 13

Селеновые выпрямительные устройства

Тип	Выпрямленный ток в а	Выпрямленное напряжение в в	Напряжение питающей сети в в	Способ регулирования	Схема соединения	Назначение	Габаритные размеры в мм
ВСА-4	1—2	240—120	110, 127, 220	Саморегулирование в процессе заряда	Однофазная мостовая	Зарядка аккумуляторов	560×380×550
ВСА-5	0—12	0—64	110, 127, 220	Регулировочный автотрансформатор	То же	Источник постоянного тока	560×380×550
ВСА-6м	12—24	24—12	110, 127, 220	Саморегулирование в процессе заряда	»	Зарядка аккумуляторов	560×380×550
ВСА-10	7—12	12—6	127, 220, 220	То же	»	То же	366×160×170
ВСГ-3м	200	3,5; 4,5; 6		Переключение витков вторичной обмотки трансформатора	Однофазная с нулевой точкой	Питание гальванических ванн	—
ВСА-III	0,25—8	0—80	127/220	—	—	Зарядка аккумуляторов	470×340×440
ВСС-36/60	60	26—36	220, 230/380	Дроссель насыщения с подмагничиванием	Трёхфазная мостовая	То же	506×800×2 250
ВСС-165/13	13	120—165	220, 230/380	То же	То же	»	506×800×2 250
ВСС-330/6,5	6,5	240—330	220, 230/380	»	»	»	506×800×2 250
ВСС-36/250	250	26—36	220, 230/380	»	»	»	1 006×800×2 250
ВСС-165/54	54	120—165	220, 230/380	»	»	»	1 006×800×2 250
ВСС-330/26	26	240—330	220, 230/380	»	»	»	1 006×800×2 250
ВСС-93/95	95	67—93	220, 230/380	»	»	»	1 006×800×2 250

Таблица 14

Выпрямительные агрегаты стеклянные серии ВАР для зарядки аккумуляторных батарей (фиг. 9)

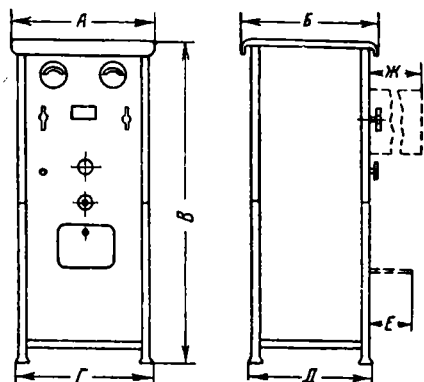
Наименование		ВАР-3		ВАР-6		ВАР-14	ВАР-16*		ВАР-24
		12 в	24 в	12 в	24 в		24 в	80 в	
Сторона выпрямленного тока	Напряжение в в	12	24	22	24	120	24	80	120
	Ток в а	12	12	10	20	30	30	6	60
	Ток плавкой вставки предохранителя в а	—	—	20	20	35	35	6	60
Сторона переменного тока	Система тока	Однофазный				Трёхфазный			220/380
	Напряжение в в	127/220 4,8/2,8	127/220 7,6/4,4	127/220 7,5/4,3	127/220 11,2/6,5	220/380 23/13	220/380 6,7/3,9**	220/380 3,4/4,2**	220/380 46/27
	Ток плавкой вставки предохранителя в а	10/6	10/6	10/6	15/10	25/15	15/10	15/10	60/35
	Потребляемая мощность в ква	0,61	0,96	0,95	1,42	8,9	2,5	1,6	8
	Коэффициент мощности	0,69	0,65	0,70	0,69	0,57	0,57	0,53	0,56
	Коэффициент полезного действия в %	34	46	36	48	71	50	56	74
	Наличие системы возбуждения	Без возбуждения				Без возбуждения			С возбуждением
	Тип стеклянного ртутного выпрямителя	2В-12	2В-12	2В-20	2В-20	3В-30	3ВН-30	3ВН-30	3ВН-60
	Система воздушного охлаждения	Естественное				Естественное			Вентиляционное
	Габаритные размеры в мм:								
А	440	440	520	520	525	525	525	730	
Б	360	360	420	420	540	520	520	720	
В	730	730	975	975	1 270	1 270	1 270	2 050	
Г	420	420	500	500	505	500	500	710	
Д	300	300	370	370	470	450	450	650	
Е	—	—	—	—	175	175	175	175	
Ж	—	—	—	—	—	—	—	705	
Вес агрегата в кг около		50	50	65	65	170	185	185	430

* Обе цепи выпрямленного тока могут работать самостоятельно.

** Максимальный ток сети при работе обеих цепей составляет 11,8/6,8 а.

Основные характеристики подзарядных и зарядных агрегатов приведены в табл. 10—14.

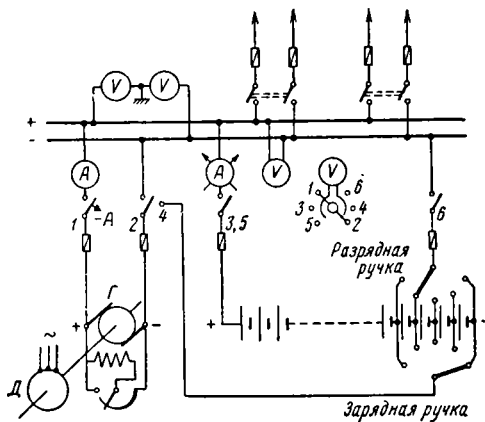
Схемы соединений аккумуляторных установок с двойным элементным переключателем для работы по режиму «заряд-разряд» и без



Фиг. 9. Габаритные размеры выпрямителей со стеклянными ртутными вентилями (табл. 11)

переключателя для работы по режиму постоянного подзаряда изображены на фиг. 10 и 11.

Для получения более гибких режимов работы на электростанциях и подстанциях обычно применяют комбинированную схему



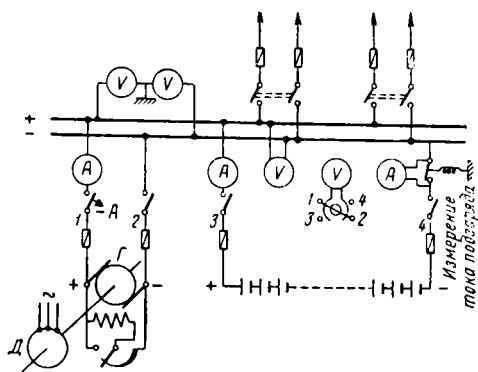
Фиг. 10. Схема аккумуляторной установки для работы по режиму «заряд-разряд»

с двойным элементным переключателем, но работающую в режиме постоянного подзаряда (фиг. 12).

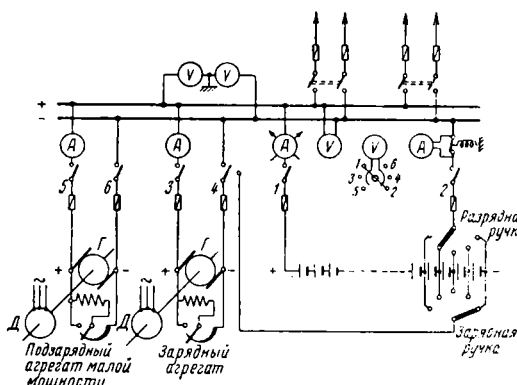
Цифрами на схемах (фиг. 10—12) отмечены выводы вольтметровых переключателей и точки их присоединения.

В последнее время для аккумуляторных установок, работающих в режиме постоянного подзаряда, в качестве подзарядных агрегатов применяются главным образом полупроводниковые селеновые выпрямители.

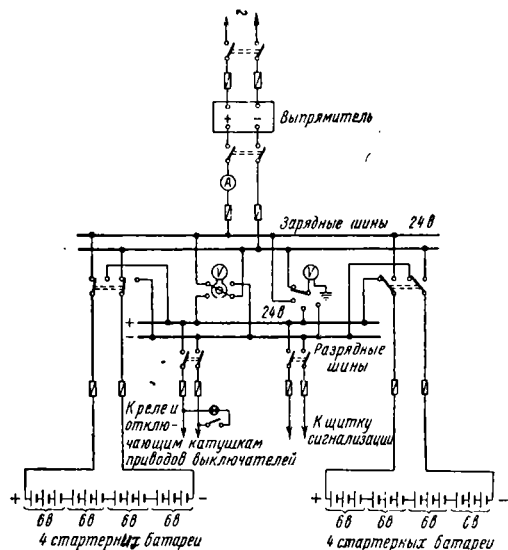
Схема соединений аккумуляторной установки для заряда маломощных батарей от выпрямителя приведена на фиг. 13.



Фиг. 11. Схема аккумуляторной установки для работы в режиме постоянного подзаряда



Фиг. 12. Комбинированная схема аккумуляторной установки



Фиг. 13. Схема для заряда маломощных батарей от выпрямителя

Для заряда таких аккумуляторных батарей применяются также двигатель-генераторы, селеновые и меднозакисные выпрямительные устройства.

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА УСТАНОВОК ПЕРЕМЕННОГО ТОКА (КРОМЕ ЭЛЕКТРОТЯГОВЫХ УСТРОЙСТВ)

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Релейная защита, состоящая из автоматически действующих аппаратов, называемых реле, имеет назначением контролировать исправность работы электроустановки, сигнализировать о нарушении нормального режима работы электрооборудования, производить при необходимости автоматическое отключение отдельных элементов или всей установки, а также приводить в действие такие автоматические устройства, как автоматическое повторное включение выключателей (АПВ), автоматическое включение резервного питания (АВР) и др.

Основные требования, предъявляемые к релейной защите:

- 1) избирательность действия;
- 2) быстрота;
- 3) чувствительность;
- 4) надёжность.

Релейные защиты делятся на следующие группы:

1. Токовые защиты, действующие (с выдержкой времени или без неё) при сверхтоках, обусловленных короткими замыканиями или перегрузками.

Токовые защиты выполняются ненаправленными и направленными.

2. Дифференциальные защиты, действующие в случаях, когда разность сравниваемых токов или моментов сил, обусловленных ими на обоих концах защищаемого элемента, достигает заранее установленной величины.

Дифференциальные защиты, как правило, действуют без выдержки времени.

3. Дистанционные защиты, действующие с выдержками времени, автоматически изменяющимися в зависимости от расстояния (дистанции) до места короткого замыкания.

4. Высокочастотные защиты, действующие без выдержки времени, в случаях, когда на обоих концах защищаемого элемента направление мощности одинаково или когда разность сравниваемых величин достигает заранее определённого значения.

Отдельные специальные виды защит, как, например, защита тяговых подстанций и контактной сети от сверхтоков быстродействующими выключателями, рассматриваются одновременно с соответствующим оборудованием или в специальной литературе.

Настоящая глава составлена с учётом требований «Правил устройств электротехнических установок, вып. II» и руководящих указаний МЭС по релейной защите генераторов, трансформаторов, кабельных и воздушных электрических сетей.

МАКСИМАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА

Максимальная токовая защита от сверхтоков, обусловленных короткими замыканиями и перегрузками, как наиболее распространённая защита, применяется для защиты генераторов, трансформаторов, электродвигателей и электрических сетей.

Ниже, в табл. 1, приводятся основные расчётные формулы и параметры максимальных токовых защит и токовых отсечек.

Для обеспечения избирательности действия максимальных защит расчёт выдержки времени производится по ступенчатому принципу согласно выражению

$$t_{\text{и.д.з}} = t + \Delta t, \quad (10)$$

где $t_{\text{и.д.з}}$ — время избирательного действия защиты;

t — выдержка времени защиты предыдущего участка или элемента;

Δt — ступень времени или разница в выдержках времени защит двух последовательно расположенных участков.

Ступень времени принимается равной $0,5 \div 0,7$ сек.

В схемах максимальных токовых защит применяются в качестве основных реле электромагнитные реле типа ЭТ и индукционные реле типа ИТ.

Технические данные этих реле приведены в табл. 2, 3, 4.

Технические данные электромагнитных реле напряжения типа ЭН, применяемых для защиты от повышения или понижения напряжения или при полном исчезновении его, а также для вольтметровой блокировки максимальной токовой защиты, приведены в табл. 5.

Технические данные электромагнитных реле времени типа ЭВ приведены в табл. 6, а реле мощности — в табл. 7.

Технические данные электромагнитных промежуточных реле типа ЭП приведены в табл. 8.

Технические данные электромагнитных сигнальных реле типа ЭС приведены в табл. 9.

МАКСИМАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА СЕТЕЙ

Для защиты радиальных сетей с одним источником питания от междупазных замыканий и замыканий на землю (при заземлённой нейтрали) применяется максимальная токовая защита с независимой выдержкой времени, без выдержки времени и с ограниченой зависимой выдержкой времени.

Необходимая выдержка времени определяется в соответствии с требованием избирательности действия защиты.

Схемы защиты с токовыми реле, включаемыми на фазные токи и на разность токов двух фаз, выполняются с тремя, двумя и одним реле.

Схема с тремя реле, приведённая на фиг. 1, действует при всех видах короткого замыкания между фазами и замыкании двух фаз на землю, а также и одной фазы на землю при заземлённой нейтрали.

Схема с двумя реле, приведённая на фиг. 2, и схема с одним реле, приведённая на фиг. 3, действуют при всех видах коротких замыканий между фазами. При замыкании на землю той фазы, на которой нет трансформатора тока

Таблица I

Расчётные формулы и параметры максимальных токовых защит и токовых отсечек

Защищаемый элемент	Вид защиты	Расчётные формулы и параметры	Значения коэффициентов		№ формулы
			K_K	K_θ	
Генераторы	Максимальная токовая защита; а) от внешних коротких замыканий; б) от перегрузок	$I_{с.р}^{(3)} = \frac{K_K}{K_\theta} K_{сх} \frac{I_H}{K_{т.т}}$ <p>где $I_{с.р}^{(3)}$ — ток срабатывания токового реле в а; I_H — номинальный ток генератора в а; K_θ — коэффициент возврата; K_K — коэффициент надёжности; $K_{т.т}$ — коэффициент трансформации трансформатора тока; $K_{сх}$ — коэффициент схемы, равный 1 при включении реле на фазные токи и 1,73 при включении на разность фазных токов</p>	1,2	0,85	1
			—	—	
Трансформаторы	Максимальная токовая защита от перегрузок	$I_{с.р}^{(3)} = \frac{K_K}{K_\theta} K_{сх} \frac{I_H}{K_{т.т}}$ <p>где I_H — номинальный ток трансформатора в а</p>	1,05	0,85	2
	Максимальная токовая защита от междуфазных замыканий	$I_{с.р}^{(3)} = \frac{K_K}{K_\theta} K_{сх} \frac{I_{н. макс.}}{K_{т.т}}$ <p>где $I_{н. макс.}$ — максимальный ток нагрузки в а</p>	1,2	0,85	3
	Токовая отсечка: а) с реле типа ЭТ; б) с реле типа ИТ	$I_{с.р}^{(3)} = K_K K_{сх} \frac{I_K^{(3)}}{K_{т.т}}$ <p>где $I_K^{(3)}$ — действующее значение начального сверхпереходного тока трёхфазного короткого замыкания на стороне низшего напряжения в а</p>	1,3—1,4 1,5÷1,6	—	4
	Максимальная токовая защита в нулевом проводе трансформатора	$I_{с.р} = K_K \frac{I_{с.з.д}}{K_{т.т}}$ <p>где $I_{с.з.д.}$ — максимальный ток срабатывания отсечки на двигателях в а</p>	1,1	—	5
Электро-сети 3, 6, 10 кВ	Максимальная токовая защита; а) с реле типа ЭТ; б) с реле типа ИТ	$I_{с.р}^{(3)} = \frac{K_K}{K_\theta} K_{сх} \frac{I_{нагр}}{K_{т.т}}$ <p>где $I_{нагр}$ — максимальное значение тока нагрузки линии с учётом отключения резервной линии в а</p>	1,2 1,25	0,85 0,85	6
	Токовая отсечка: а) с реле типа ЭТ; б) с реле типа ИТ	$I_{с.р}^{(3)} = K_K K_{сх} \frac{I_K^{(3)}}{K_{т.т}}$ <p>где $I_K^{(3)}$ — максимальное значение периодической составляющей ($t = 0$) тока трёхфазного короткого замыкания, от которого защита должна быть отстроена в а</p>	1,3 1,5	—	7
Электро-двигатели	Максимальная токовая защита	$I_{с.р}^{(3)} = \frac{K_K}{K_\theta} K_{сх} \frac{I_H}{K_{т.т}}$ <p>где I_H — номинальный ток двигателя в а</p>	1,2	0,85	8
	Токовая отсечка: а) с реле типа ЭТ; б) с реле типа ИТ	$I_{с.р}^{(3)} = K_K K_{сх} \frac{I_H}{K_{т.т}}$ <p>где I_H — периодическая составляющая пускового тока двигателя при выведенном сопротивлении в цепи ротора (для двигателей с фазным ротором)</p>	1,4 1,8	—	9

Таблица 2

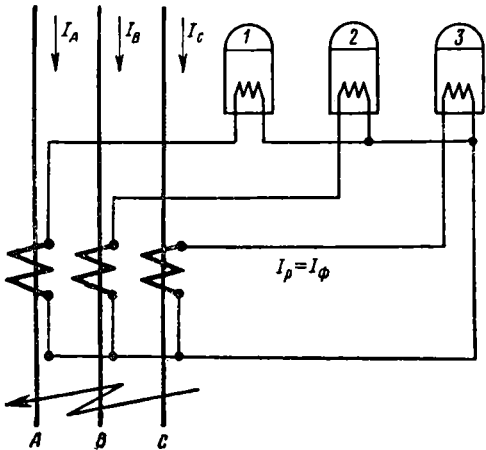
Технические данные реле тока

Тип реле	Номинальный ток в а	Пределы шкалы в а	Временные характеристики	Коэффициент возврата	Исполнение контактов	Нагрузочная способность контактов	Термическая устойчивость в а		Потребляемая мощность; сопротивление обмотки	Примечание
							Длительно	1 сек.		
ЭТ-521 ЭТ-522 ЭТ-523	См. табл. 3	0,05÷200	Собственное время при 1,2 $I_{уст}$ —0,15 сек.; при 2 $I_{уст}$ —0,02÷0,03 сек.	0,85 0,85 0,85	1 н. о. 1 н. з. 1 н. о. 1 н. з.	При напряжении до 250 в—50 ат. при постоянном токе и 250 ва при переменном токе. Ток размыкания не более 2 а	См. табл. 3	См. табл. 3	При минимальном токе установки—около 0,1 ва	
ЭТ-523/1Д	—	0,15±0,3 0,3±0,6 0,6±1	То же	0,85	1 н. о. 1 н. з.	То же	7	300	$I_{уст. мин}$ — 12 ом — $I_{уст. мин}$ — 30 ом — $I_{уст. мин}$ — 10 ом —	Имеет встроенный насыщающийся трансформатор. Уставка регулируется включением разного числа витков трансформатора
ЭТД-551/40 ЭТД-551/50 ЭТД-551/60	См. табл. 4	10÷40 ма 12,5÷50 ма 15÷60 ма	—	—	1 н. о.	При напряжении до 250 в и токе 0,5 а—20 ат при постоянном токе и 100 ва при переменном токе	—	—	—	Для защиты генераторов и электродвигателей от замыканий на землю
ЭТ-561	—	1,25÷10	Собственное время меньше 0,1 сек.	—	1 н. о.	—	—	—	3 ва при 5 а	Для дифференциальной защиты генераторов и трансформаторов. Ток срабатывания регулируется с помощью ответвлений ВТН-561
ИТ-81/1 ИТ-81/2 ИТ-82/1 ИТ-82/2	10 5 10 5	4÷10 2÷5 4÷10 2÷5	При 10-кратном токе—0,5÷4 сек. При 10-кратном токе—2÷6 сек.	0,85	1 н. о.	При напряжении до 250 в ток замыкания 5 а, ток размыкания 2 а	11 5,5 11 5,5	— — — —	15 ва при токе, равном току уставки	

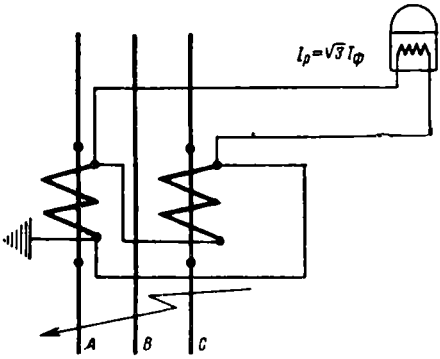
Таблица 3

Пределы установки и термической устойчивости реле тока серии ЭТ-520

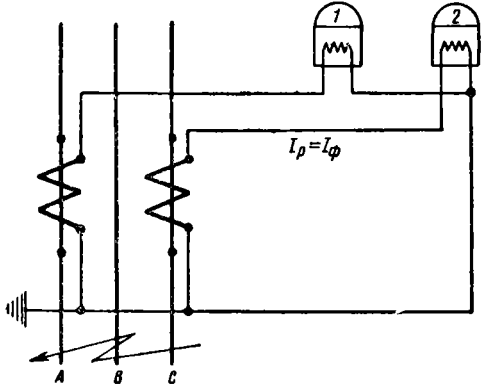
Т и п			Пределы установки в а	Последовательное соединение катушек			Параллельное соединение катушек		
				Ток сраба- тывания в а	Термическая устой- чивость		Ток сра- батывания в а	Термическая устойчивость в а	
					Длитель- но в а	1 сек. в а		Дли- тельно	1 сек.
ЭТ-521/0,2	ЭТ-522/0,2	ЭТ-523/0,2	0,05—0,2	0,05—0,1	0,3	12	0,1—0,2	0,6	24
ЭТ-521/0,6	ЭТ-522/0,6	ЭТ-523/0,6	0,15—0,6	0,15—0,3	1	45	0,3—0,6	2	90
ЭТ-521/2	ЭТ-522/2	ЭТ-523/2	0,5—2	0,5—1	4	100	1—2	8	200
ЭТ-521/6	ЭТ-522/6	ЭТ-523/6	1,5—6	1,5—3	10	300	3—6	20	600
ЭТ-521/10	ЭТ-522/10	ЭТ-523/10	2,5—10	2,5—5	10	300	5—10	20	600
ЭТ-521/20	ЭТ-522/20	ЭТ-523/20	5—20	5—10	15	300	10—20	30	600
ЭТ-521/50	ЭТ-522/50	ЭТ-523/50	12,5—50	12,5—25	20	450	25—50	40	900
ЭТ-521/100	ЭТ-522/100	ЭТ-523/100	25—100	25—50	20	450	50—100	40	900
ЭТ-521/200	—	—	50—200	50—100	20	450	100—200	40	900



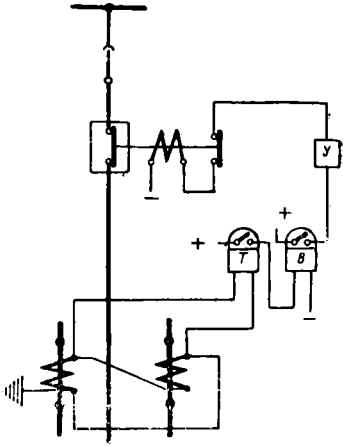
Фиг. 1. Схема токовой защиты с тремя реле



Фиг. 3. Схема токовой защиты с одним реле



Фиг. 2. Схема токовой защиты с двумя реле



Фиг. 4. Схема максимальной токовой защиты с одним реле с независимой выдержкой времени

при заземлённой нейтрали, а также в некоторых случаях двойного замыкания на землю, защита не действует, поэтому в установках без дополнительных защит от замыкания на землю эти схемы не применяются.

Схема максимальной токовой защиты с одним токовым реле, включённым на разность фазных токов, с независимой выдержкой времени, приведена на фиг. 4.

Таблица 4

Пределы уставки и термической устойчивости реле тока серии ЭТД-550

Т и п	Пределы уставки в ма	Последовательное соединение катушек		Параллельное соединение катушек	
		Ток срабатывания в ма	Сопротивление в ом	Ток срабатывания в ма	Сопротивление в ом
ЭТД-551/40	10—40	10—20	80	20—40	20
ЭТД-551/50	12,5—50	12,5—25	52	25—50	13
ЭТД-551/60	15—60	15—30	36	30—60	9

Таблица 5

Технические данные реле напряжения

Тип	Коэффициент возврата	Пределы шкалы в в	Длительное допускаемое напряжение в в		Исполнение контактов	Потребляемая мощность	Временные характеристики	Нагрузочная способность контактов
			Последовательное соединение катушек	Параллельное соединение катушек				
ЭН-524/60	0,95	15—60	70	35	1 н. о.	Около 1 в _а при напряжении минимальной установки	При $1,2 U_{уст} - t = 0,15$ сек.	50 в _т в цепи постоянного тока при напряжении до 220 в и токе до 2 а; 250 в _а в цепи переменного тока при напряжении до 220 в и токе до 2 а
ЭН-524/200		50—200	220	110	1 н. о.			
ЭН-524/400		100—400	440	220	1 н. о.			
ЭН-526/60		15—60	70	35	1 н. о.; 1 н. з.			
ЭН-526/60Д	0,85	15—60	240	120	1 н. о.; 1 н. з.	Около 1 в _а при напряжении минимальной установки	При $2 U_{уст} - t = 0,02 \div 0,03$ сек.	
ЭН-526/200		50—200	220	110	1 н. о.; 1 н. з.			
ЭН-526/400		100—400	440	220	1 н. о.; 1 н. з.			
ЭН-528/48		12—48	70	35	1 н. з.			
ЭН-528/160	1,25	40—160	220	110	1 н. з.	Около 1 в _а при напряжении минимальной установки	При $0,8 U_{уст} - t = 0,15$ сек.	
ЭН-528320		80—320	440	220	1 н. з.			

Примечания. 1. Реле ЭН-524 и ЭН-526 действуют как реле напряжения максимальное, а реле ЭН-528, как реле напряжения минимальное.
2. К реле ЭН-526/60Д может быть поставлено заводом комплектно с ним добавочное устройство ВУ-67.

Максимальная токовая защита с независимой выдержкой времени имеет следующие достоинства: простоту выполнения, надежность действия и небольшую стоимость. К недостаткам защиты относятся: зависимость выдержки времени от числа последовательных участков сети и возможность применения только в радиальных сетях с односторонним питанием.

Максимальная токовая защита с ограничено зависимой выдержкой времени выполняется с индукционными реле типа ИТ-80. Конструктивно реле состоит из двух систем: индукционной, действующей с выдержкой времени, зависящей от тока, и электромагнитной — без выдержки.

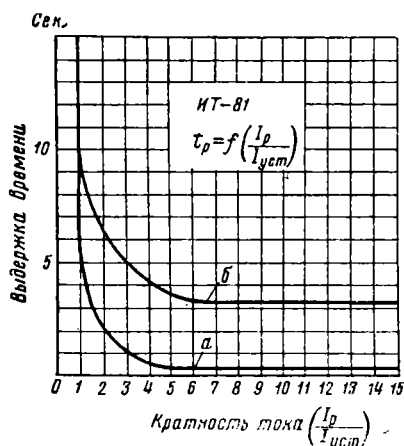
Технические данные реле типа ИТ-81 и ИТ-82 приведены в табл. 2.

Характеристики реле типа ИТ-81 приведены на фиг. 5.

Электромагнитная система реле типа ИТ обеспечивает срабатывание реле с очень малым временем действия $0,05 \div 0,1$ сек., т. е. позволяет осуществить защиту с отсечкой.

Регулирование величины тока, при котором отсечка срабатывает, производится изменением воздушного зазора. Кратность тока действия отсечки по отношению к току срабатывания реле можно регулировать в диапазоне от 2 до 15.

Характеристика реле типа ИТ-81 с отсечкой, отрегулированной на восьмикратный ток уставки, приведена на фиг. 6.



Фиг. 5. Характеристики реле ИТ-81: а — для уставки 0,5 сек.; б — для уставки 3,5 сек.

В качестве оперативного тока применяется постоянный или переменный ток.

Таблица 6

Технические данные реле времени

Тип	Род тока	Номинальное напряжение в В	Выдержка времени в сек.	Количество н. о. контактов	Потребляемая мощность при номинальном напряжении	Термическая устойчивость	Нагрузка контактов	Нагрузочная способность контактов
ЭВ-181 ЭВ-182	Постоянный	12; 24; 48; 110; 220	0,25—4; 0,5—10	1 1	40 вт	110% от номинального напряжения в течение 30 сек.	10 а в течение 30 сек.	В цепи постоянного тока — 200 вт при напряжении до 220 в и токе до 5 а
ЭВ-201 ЭВ-202	Переменный	110; 220; 380 110; 220	0,25—4; 0,5—10	1 1	70 ва	То же	То же	То же

Таблица 7

Технические данные реле мощности

Тип	Номинальные данные	Характеристика реле	Мощность срабатывания	Время срабатывания	Термическая устойчивость		Потребляемая мощность		Нагрузочная способность контактов
					Катушка тока	Катушка напряжения	Катушка тока	Катушка напряжения	
ИМБ-171/1	5 а 100 в 50 гц	Реле имеет максимальную чувствительность, когда вектор I_p опережает вектор U_p на угол 30° при отсутствии добавочного сопротивления и когда I_p опережает U_p на угол 45° при наличии добавочного сопротивления	При угле максимальной чувствительности 30° и при $I_p = 5 \text{ а}$ — не более 12 ва , а при $I_p = 50 \text{ а}$ — не более 50 ва . При угле максимальной чувствительности 45° и при $I_p = 5 \text{ а}$ — не более 18 ва , а при $I_p = 50 \text{ а}$ — не более 75 ва	При 5-кратной мощности срабатывания — не более 0,04 сек.	Длительно — 5,5 а	110 в	6 ва при 5 а	При 100 в и угле максимальной чувствительности 30°—35 ва , а при угле 45° — 25 ва	В цепи постоянного тока при напряжении до 220 в или токе до 2 а — 50 вт
ИМБ-178/1	5 а 100 в 50 гц	Реле имеет максимальную чувствительность, когда вектор I_p отстает от вектора U_p на угол 70°	При $I_p = 5 \text{ а}$ — не более 20 ва ; при $I_p = 50 \text{ а}$ — не более 70 ва	То же	Длительно — 5,5 а	110 в	6 ва при 5 а	При 100 в — около 15 ва	То же

Таблица 8

Технические данные промежуточных реле

Тип	Номинальное напряжение постоянного тока в в	Напряжение срабатывания	Количество контактов	Потребляемая мощность	Термическая устойчивость	Нагрузочная способность контактов
ЭП-101-А ЭП-103-А	$\left. \begin{array}{l} 24; 48 \\ 110; 220 \end{array} \right\}$	$0,7 U_{ном}$	$\left. \begin{array}{l} 2 \text{ н. о.} \\ 2 \text{ н. з.} \\ 4 \text{ н. о.} \end{array} \right\}$	$6 \text{ вт при } U_{ном}$	110% от $U_{ном}$ длительно	<p>При постоянном токе напряжением 110 в и нагрузке без самоиндукции—длительный ток и максимальный ток размыкания 5 а, а при нагрузке с самоиндукцией—длительный ток 5 а и максимальный ток размыкания 4 а.</p> <p>При постоянном токе напряжением 220 в и нагрузке без самоиндукции—длительный ток 5 а и максимальный ток размыкания 1 а, а при нагрузке с самоиндукцией—длительный ток 5 а и максимальный ток размыкания 0,5 а.</p> <p>При переменном токе напряжением 220 в и 110 в—длительный ток 5 а, а максимальный ток размыкания—соответственно 5 и 10 а</p>
ЭП-121/220 ЭП-121/110 ЭП-121/48 ЭП-121/24 ЭП-121/12	$\left. \begin{array}{l} 220 \\ 110 \\ 48 \\ 24 \\ 12 \end{array} \right\}$	$0,7 U_{ном}$	$\left. \begin{array}{l} 2 \text{ н. о.} \\ \text{с общей} \\ \text{точкой} \end{array} \right\}$	$\left. \begin{array}{l} 2 \text{ вт при} \\ U_{ном} \end{array} \right\}$	110% от $U_{ном}$ длительно	<p>При постоянном токе напряжением 220 в и нагрузке без самоиндукции—длительный ток 5 а и максимальный ток размыкания 10 а, а при нагрузке с самоиндукцией—длительный ток 5 а и максимальный ток размыкания 7 а.</p> <p>При переменном токе напряжением 220 в—длительный ток 4 а и максимальный ток размыкания 7 а</p>

Примечание. У реле типа ЭП-121 контакты с ручным возвратом.

Таблица 9

Технические данные электромагнитных сигнальных (указательных) реле

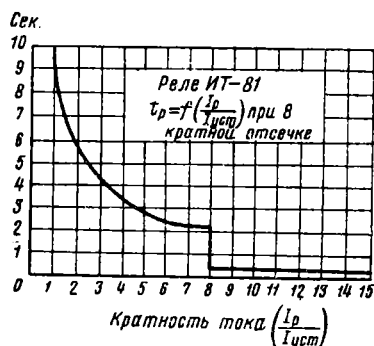
Тип	Реле тока					Тип реле	Реле напряжения				
	Количество н. о. контактов	Ток срабатывания в а	Сопротивление в ом	Длительный ток в а	Термическая устойчивость в а		Номинальное напряжение в в	Длительное напряжение в в	Напряжение срабатывания в в	Сопротивление в ом	Термическая устойчивость
ЭС-21/0,01	2	0,01	2 200	0,025	0,062	ЭС-21/220	220	245	132	28 000	} $U_{ном}$
ЭС-21/0,015	2	0,015	1 000	0,04	0,1						
ЭС-21/0,025	2	0,025	320	0,06	0,15	ЭС-21/110	110	120	66	7 500	
ЭС-21/0,05	2	0,05	70	0,125	0,312						
ЭС-21/0,075	2	0,075	35	0,2	0,5	ЭС-21/48	48	55	29	1 440	
ЭС-21/0,1	2	0,1	18	0,25	0,625						
ЭС-21/0,15	2	0,15	8	0,4	1,0	ЭС-21/24	24	27	14,5	360	
ЭС-21/0,25	2	0,25	3	0,6	1,5						
ЭС-21/0,55	2	0,55	0,7	1,25	3,12	ЭС-21/12	12	13,5	7,2	87	
ЭС-21/1	2	1	0,2	2,5	6,25						

Пр и м е ч а н и е. Нагрузочная способность контактов в цепи постоянного тока с индуктивной нагрузкой 50 ат; в цепи переменного тока — 250 аа при напряжении до 250 в и токе до 2 а.

Примечание. Нагрузочная способность контактов в цепи постоянного тока с индуктивной нагрузкой 50 вт; в цепи переменного тока — 250 ва при напряжении до 250 в и токе до 2 а.

Защита выполняется трёхфазной и двухфазной.

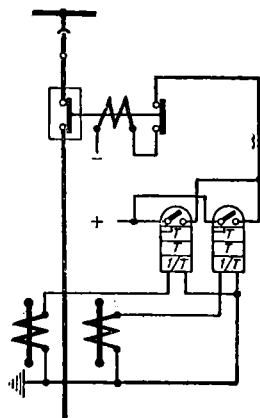
На фиг. 7 приведена схема двухфазной защиты с двумя реле на оперативном постоянном токе. На фиг. 8 приведена схема двухфазной защиты с одним реле, включённым на



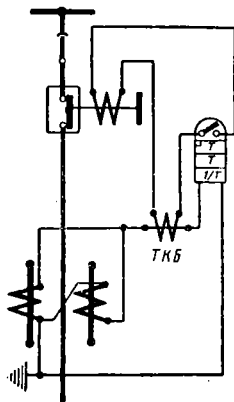
Фиг. 6. Характеристика реле ИТ-81 с отсечкой, отрегулированной на восьмикратный ток уставки

разность токов двух фаз, на оперативном переменном токе, получаемом от быстронамагничивающегося трансформатора тока типа ТКБ.

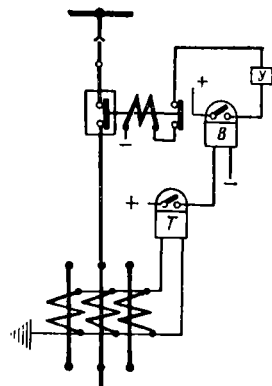
Обе схемы применяются для защиты от междуфазных замыканий сетей с малым током замыкания на землю.



Фиг. 7. Схема максимальной токовой защиты с двумя реле с ограниченно зависимой характеристикой



Фиг. 8. Схема максимальной токовой защиты с одним реле с ограниченно зависимой характеристикой; оперативная цепь переменного тока



Фиг. 9. Схема максимальной токовой защиты от замыкания на землю с тремя трансформаторами тока

Максимальная токовая защита с ограниченно зависимой характеристикой наряду с достоинствами имеет и специфические недостатки, обусловленные трудностью подбора характеристик и затяжкой с отключением выключателей при протекании токов короткого замыкания, мало отличающихся от тока срабатывания защиты.

Данная защита поэтому применяется в случаях, когда её характеристика позволяет повысить чувствительность защиты при том же времени действия, которое имеет защита с независимой выдержкой времени.

МАКСИМАЛЬНАЯ ЗАЩИТА СЕТЕЙ ОТ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Максимальная токовая защита, выполненная с тремя реле, при защите сетей с большими токами замыкания на землю не всегда обладает достаточной чувствительностью к токам замыкания на землю.

Для защиты воздушных сетей от замыкания на землю в этих случаях применяется схема с одним токовым реле и тремя трансформаторами тока, вторичные обмотки которых одноимёнными зажимами соединяются в двустороннюю звезду, называемую фильтром токов нулевой последовательности (фиг.9)

При нормальном режиме и междуфазных замыканиях через нулевой провод и реле протекает небольшой ток небаланса, обусловленный различием намагничивающих токов трансформаторов тока, поэтому защита не работает. При замыкании одной из фаз на землю ток, затекающий в реле, возрастает и защита срабатывает. Ток срабатывания защиты должен превышать ток небаланса, поэтому обычно принимается равным $2 \div 3$ а.

Выдержка времени этой защиты подбирается по ступенчатому принципу и согласовывается с выдержками времени защит сети, электрически связанной с защищаемой линией.

Для повышения чувствительности защиты применяются специальные трансформаторы тока, которые обозначаются буквой З, например ТПФЗ.

В сетях с малыми токами замыкания на

землю применяются защиты, реагирующие на ток замыкания одной фазы на землю, или устройства для контроля изоляции сети, действующие на сигнал.

Для защиты кабельных линий применяется одно электромагнитное токовое реле и специальные трансформаторы кольцеобразной или прямоугольной формы, надеваемые на трёхжильные кабели, типов ТЗР (разъёмный) и ТЗ и ТНП-1 (неразъёмный).

Технические данные токовых реле и трансформаторов тока нулевой последовательности приведены ниже:

Тип трансформатора тока	Сопротивление соединительных проводов в Ω не более	Тип реле	Уставка тока срабатывания реле в A	Первичный ток срабатывания защиты в A
TЗ TЗР	1,0 0,1	ЭТ-521/0,2 ЭТ-521/0,6	0,1 0,3	~ 10 ~ 13

Первичный ток срабатывания защиты определяется по выражению:

$$I_{с.з} = \frac{I_3 - I_{3, каб}}{K_q}, \quad (11)$$

где I_3 — ёмкостной ток в месте повреждения при глухом замыкании на землю одной фазы в A ;

$I_{3, каб}$ — ёмкостной ток данной линии при глухом замыкании на землю одной фазы другой линии;

K_q — коэффициент чувствительности защиты, принимаемый равным 1,5—2.

МАКСИМАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ОТСЕЧКА

Максимальная токовая защита без выдержки времени, избирательность действия которой выполняется подбором тока срабатывания, называется токовой отсечкой.

Основное назначение токовых отсечек — обеспечивать мгновенное отключение больших токов короткого замыкания.

Время их действия составляет $0,05 \div 0,1$ сек. и складывается только из собственного времени реле и выключателей.

Токковые отсечки применяются в сетях любой конфигурации с большими и малыми токами замыкания на землю.

Схемы защиты обычно выполняются с двумя трансформаторами тока и двумя реле, включёнными на фазные токи, или с одним реле, включённым на разность токов двух фаз.

Вторичный ток срабатывания токовой отсечки определяется по выражению, приведённому в табл. 1.

Для сохранения устойчивости работы потребителей при нереактированных линиях с односторонним питанием ток срабатывания токовой отсечки без выдержки времени проверяется по условию сохранения на шинах электростанций не менее $50 \div 60\%$ номинального напряжения при коротком замыкании вне защищаемой зоны.

В некоторых случаях коротких замыканий токовая отсечка без выдержки времени может нарушить избирательность действия защиты.

Для устранения этого недостатка токовая отсечка сочетается с устройством автоматического повторного включения (АПВ).

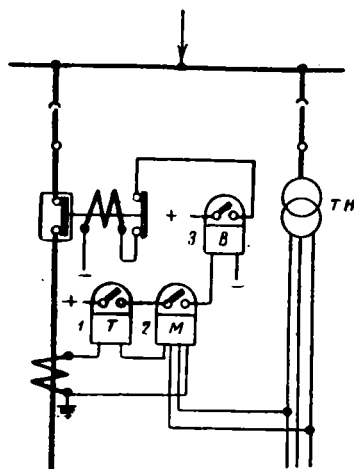
НАПРАВЛЕННАЯ МАКСИМАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА СЕТЕЙ

Направленная максимальная токовая защита, реагирующая на изменение направления мощности, применяется для защиты радиальных сетей с несколькими источниками

питания и кольцевых сетей с одним источником питания.

Основное назначение защиты — отключить повреждённую линию с двух сторон.

На фиг. 10 приведена принципиальная схема направленной максимальной токовой защиты для одной фазы линии, состоящая из токового реле 1, выполняющего роль пускового органа защиты, индукционного реле направления мощности 2 и реле времени 3.



Фиг. 10. Схема направленной максимальной токовой защиты для одной фазы линии

Расчёт тока срабатывания пусковых токовых реле производится так же, как и для максимальной токовой защиты.

Выдержка времени устанавливается по встречно-ступенчатому принципу, учитывающему зависимость действия защиты от направления мощности.

Недостатком защиты является наличие мёртвой зоны, обусловленной тем, что при коротких замыканиях в линии вблизи места установки реле мощности напряжение, подводимое к ним, равно или близко нулю. Следовательно, часть линии остаётся незащищённой.

Длина мёртвой зоны не должна превышать 10% общей протяжённости защищаемой линии.

Расчёт длины мёртвой зоны ведётся по выражению

$$l_{м.з} = \frac{P_{с.р} K_{т.м} K_{т.н}}{\sqrt{3} \cdot I_{\kappa}^{(3)2} Z_0 \cos \varphi_{\kappa}}, \quad (12)$$

где $P_{с.р}$ — мощность срабатывания реле направления мощности в $ВА$;

$K_{т.м}$ — коэффициент трансформации трансформатора тока;

$K_{т.н}$ — коэффициент трансформации трансформатора напряжения;

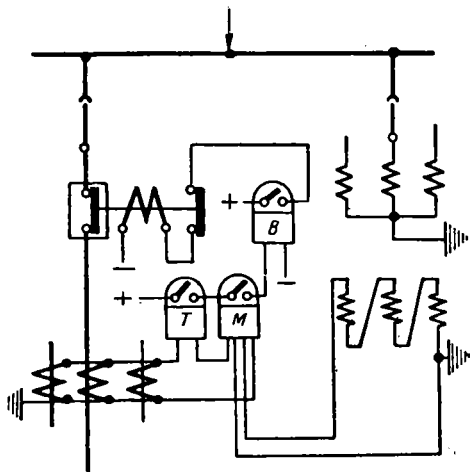
$I_{\kappa}^{(3)}$ — ток трёхполюсного короткого замыкания в A ;

Z_0 — полное сопротивление одной фазы линии в $\Omega/км$;

φ_{κ} — угол сдвига между током и напряжением при трёхфазном коротком замыкании.

Направленная максимальная токовая защита от замыкания на землю, применяемая для защиты радиальных сетей с несколькими источниками питания и кольцевых сетей с одним источником питания, выполняется с помощью токового реле, реле направления мощности и реле времени.

Токовое реле и токовая обмотка реле мощности подключаются к фильтру токов нулевой последовательности (фиг. 11), а обмотка напряжения — к фильтру напряжений нулевой последовательности.



Фиг. 11. Схема направленной максимальной токовой защиты от замыканий на землю

Направленная максимальная токовая отсечка применяется для ускорения отключения поврежденной линии в тех случаях, когда по условиям распределения токов повреждения применение ненаправленной максимальной токовой отсечки невозможно.

Для этой защиты применяются те же схемы, что и для направленной максимальной токовой защиты с выдержкой времени.

ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА СЕТЕЙ

Дифференциальные защиты, применяемые для защиты сетей, выполняются с циркулирующими токами и уравновешенными напряжениями.

Различают продольные и поперечные дифференциальные защиты.

Продольная дифференциальная защита применяется для защиты коротких одиночных линий длиной до 10 км при условии, когда применение более простых защит невозможно или нерационально.

Поперечная дифференциальная защита, применяемая для защиты параллельно работающих линий, делится на поперечную токовую, поперечную направленную и балансную токовую.

Дифференциальные защиты относятся к быстродействующим защитам, поэтому ток срабатывания защиты определяют с учетом аperiodической составляющей тока короткого замыкания, пользуясь выражением

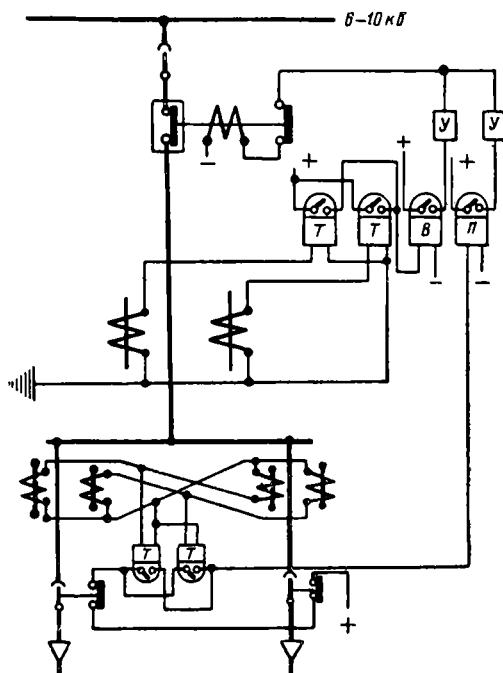
$$I_{с.з} = K_n I_{нб. макс}, \quad (13)$$

где $I_{нб. макс}$ — максимальный ток небаланса при внешнем коротком замыкании;

K_n — коэффициент надежности.

Поперечная дифференциальная защита применяется для двоянных кабельных линий в качестве вспомогательной защиты с целью ускорения отключения при коротком замыкании на одной из них.

На фиг. 12 приведена схема дифференциальной поперечной токовой защиты двоянной линии в двухфазном выполнении для сетей с малым током замыкания на землю.



Фиг. 12. Схема дифференциальной поперечной токовой защиты двоянной линии

В качестве основной защиты применена максимальная токовая с независимой выдержкой времени.

К недостаткам поперечной токовой защиты относится наличие мёртвой зоны, длина которой определяется по выражению

$$l_{м.з} = \frac{I_{с.р} K_{м.м}}{I_k} L, \quad (14)$$

где L — полная длина одной линии в км;

$I_{с.р}$ — ток срабатывания реле;

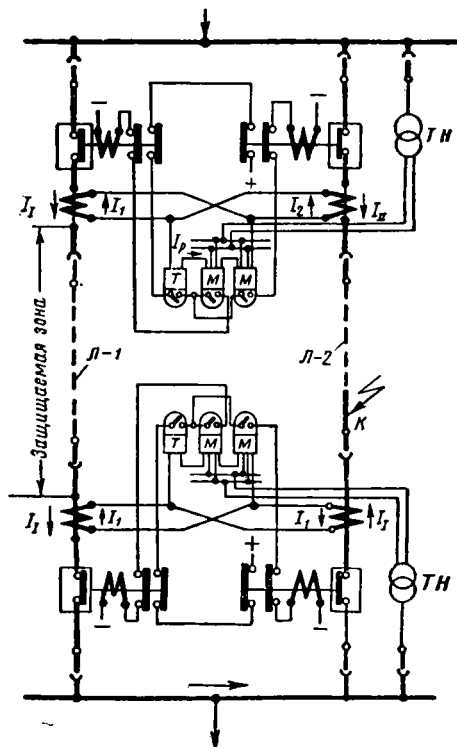
I_k — ток короткого замыкания, протекающий со стороны питающей подстанции при коротком замыкании на границе мёртвой зоны.

Длина мёртвой зоны не должна превышать 10% длины защищаемой линии.

Дифференциальная направленная поперечная защита применяется для параллельно работающих линий 35 ÷ 110 кВ, каждая из ко-

торых присоединена через отдельный выключатель (фиг. 13).

Данная защита является основной для параллельных линий. Благодаря применению реле направления мощности она позволяет избирательно отключить ту линию, на которой произошло короткое замыкание.



Фиг. 13. Схема дифференциальной направленной поперечной защиты параллельных линий

Защита имеет пусковой орган, выполняемый из реле максимального тока мгновенного действия.

Ток срабатывания этого реле определяется по выражению

$$I_{с.р} = \frac{K_n I_{н.макс}}{K_{\theta} K_{т.т}}, \quad (15)$$

где $I_{н.макс}$ — максимальный ток нагрузки одной линии при отключенной другой;

K_n — коэффициент надежности, равный 1,2—1,4;

K_{θ} — коэффициент возврата, равный 0,85;

$K_{т.т}$ — коэффициент трансформации трансформатора тока.

К достоинствам защиты относятся быстрота действия и относительная простота выполнения.

К недостаткам защиты относятся наличие мертвых зон, обусловленных током срабатывания токовых реле и мощностью срабатывания реле направления мощности, а также необходимостью применения дополнительной защиты от внешних коротких замыканий.

Расчет длины мертвой зоны, обусловленной

током срабатывания пусковых токовых реле, производится, как и для дифференциальной поперечной токовой защиты.

При коротком замыкании в мертвой зоне, обусловленной током срабатывания пусковых токовых реле, получается каскадное действие защиты, для предотвращения которого может быть применен пусковой орган максимального тока с пуском минимального напряжения.

Мертвая зона, обусловленная мощностью срабатывания реле направления мощности, состоит из мертвой зоны по току, протекающему через токовую обмотку реле, и мертвой зоны по напряжению, подводимому к обмотке напряжения. Мертвая зона по току находится у шин противоположной подстанции, а мертвая зона по напряжению — вблизи шин подстанции, на которой установлена защита.

Длина мертвой зоны по току, так же как и для пускового органа, допускается не более 25% длины линии ввиду каскадного действия защиты при коротком замыкании в пределах мертвой зоны.

При коротком замыкании в пределах мертвой зоны органа направления мощности по напряжению защита вовсе отказывает в действии, поэтому длина мертвой зоны по напряжению допускается не более 10% длины одной линии.

Дифференциальная направленная поперечная защита от замыкания на землю применяется только для параллельно работающих линий с малыми токами замыкания на землю, так как направленная поперечная защита в трехфазном исполнении для параллельных линий с большими токами замыкания на землю действует как при междуфазных, так и при однофазных замыканиях на землю.

Для защиты от замыкания на землю могут быть использованы те же трансформаторы тока, которые применяются для защиты от междуфазных замыканий.

В этом случае токовые обмотки реле защиты от замыканий на землю включают в нулевой провод реле защиты от междуфазных замыканий, а обмотки напряжения реле направления мощности подключают ко вторичным обмоткам трансформатора напряжения, соединенного в открытый треугольник, для создания фильтра напряжений нулевой последовательности.

Ток срабатывания пусковых токовых реле определяется с учетом наибольшего тока небаланса, что обеспечивает необходимую чувствительность защиты от замыкания на землю.

Балансная токовая защита применяется для параллельно работающих линий 35 ÷ 110 кВ, каждая из которых присоединена через отдельный выключатель.

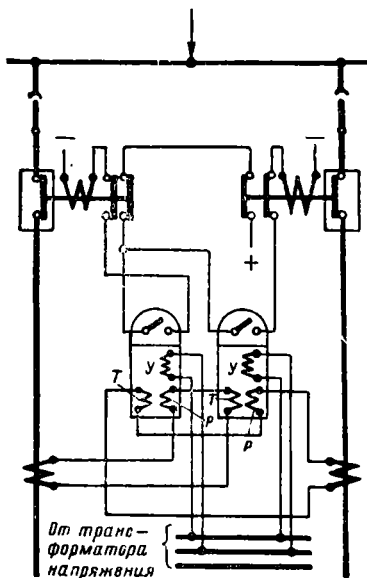
Защита выполняется с помощью индукционных балансных реле типа ИТБ-201, присоединяемых к трансформаторам тока и напряжения (фиг. 14). Каждое реле имеет три обмотки: рабочую p , тормозную m и удерживающую y .

Принцип действия защиты основан на сравнении токов, протекающих в защищаемых параллельных линиях.

К достоинствам защиты относятся быстрота действия, большая чувствительность и простота схемы.

Время срабатывания реле составляет $0,03 \div 0,1$ сек.

Защита имеет недостатки, обусловленные наличием зоны каскадного действия и необходимостью дополнительной защиты линий от сквозных коротких замыканий.



Фиг. 14. Схема балансной токовой защиты параллельных линий

Номинальные данные реле ИТБ-201: 5 а, 100 в, 50 гц. Минимальный ток срабатывания 2,5 а. Потребляемая мощность каждой из токовых цепей — около 2 ва при 5 а, цепи напряжения — около 5 ва при 100 в. Реле имеет 1 н. о. контакт. Разрывная мощность контакта в цепи постоянного тока — 50 вт при напряжении до 220 в или токе до 2 а.

ДИСТАНЦИОННАЯ ЗАЩИТА СЕТЕЙ

Дистанционная защита действует с выдержками времени, автоматически изменяющимися в зависимости от расстояния от места установки реле до места короткого замыкания линии.

Данная защита применяется в качестве основной для линий 35 ÷ 110 кВ любой конфигурации в тех случаях, когда более простые защиты не удовлетворяют требованиям селективности или чувствительности. В качестве резервной защиты применяется в сетях 110 ÷ 220 кВ и в некоторых сетях 35 кВ.

Основным органом защиты является реле сопротивления, измеряющее величину сопротивления от места установки реле до места короткого замыкания.

Выдержка времени защиты зависит от отношения напряжения к току, подводимых к реле;

$$t = f \left(\frac{U}{\frac{K_{m.m}}{I_k}} \right) = f \left(\frac{K_{m.m}}{K_{m.n}} Z_n \right) =$$

$$= f \left(\frac{K_{m.m}}{K_{m.n}} Z_0 l \right). \quad (16)$$

где Z_0 — полное сопротивление фазы линии в ом/км;

l — длина участка линии от места установки реле до места короткого замыкания в км.

Характеристики выдержки времени защиты делятся на плавную, ступенчатую и комбинированную. Ступенчатая характеристика является наиболее распространенной.

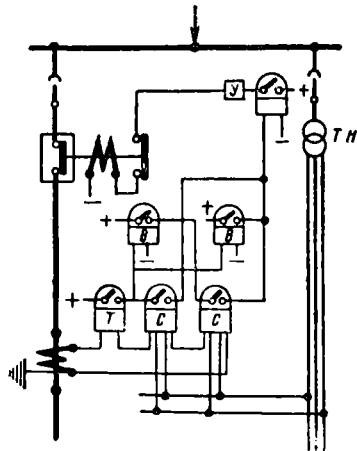
Число ступеней выдержек времени одной защиты равно трём. Выдержка времени первой ступени равна собственному времени защиты и составляет $0,1 \div 0,2$ сек. Выдержки времени второй и третьей ступеней создаются путём прибавления ступени выдержки времени, равной $0,7 \div 1$ сек.

Защищаемый участок линии в соответствии с выдержками времени делится на три зоны.

Защита имеет три органа: пусковой, дистанционный и выдержки времени.

Защита сетей с многосторонним питанием выполняется направленной. В этом случае к трём органам защиты добавляется четвёртый — направления мощности.

В качестве пускового органа защиты применяются электромагнитные токовые реле (фиг. 15) или реле минимального сопротивления.



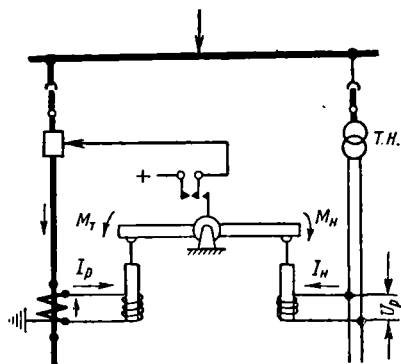
Фиг. 15. Схема дистанционной защиты с двумя реле сопротивления

Для исключения ложного действия защиты при токах нагрузки ток срабатывания токовых реле принимается больше максимального тока нагрузки линии.

Для создания трёх ступеней выдержки времени применяются одно двухконтактное или два одноконтактных реле времени.

В качестве дистанционного органа используются реле сопротивления, работающие на электромагнитном или индукционном принципах. Реле сопротивления в зависимости от конструкции могут измерять полное или индуктивное сопротивление.

На подвижную часть реле (фиг. 16) действуют два противоположно направленных вращающих момента: M_m , создаваемый токовой системой, и M_n — создаваемый системой напряжения.



Фиг. 16. Схема устройства электромагнитного реле сопротивления

Условием срабатывания реле является равенство моментов, т. е.

$$K_n U_p^2 = K_m I_p^2, \quad (17)$$

или

$$\frac{U_p}{I_p} = \sqrt{\frac{K_m}{K_n}} = Z_{c.p.}, \quad (18)$$

где K_m и K_n — коэффициенты пропорциональности;

$Z_{c.p.}$ — сопротивление срабатывания реле в ом.

Для замыкания контактов необходимо, чтобы

$$Z_p \leq Z_{c.p.}$$

Для того чтобы измеряемые сопротивления при всех видах коротких замыканий на защищаемой линии были пропорциональны расстоянию до места повреждения, применяются различные схемы включения реле сопротивления.

Трёхрелейная схема с включением реле сопротивления на разность фазных токов и междуфазные напряжения применяется для защиты от междуфазных коротких замыканий. Для защиты от однофазных замыканий применяется схема с включением реле сопротивления на фазные токи и фазные напряжения.

Для уменьшения количества реле сопротивления в настоящее время применяются двухрелейные схемы с включением реле на фазные токи и междуфазные напряжения и однорелейные схемы с включением реле сопротивления на разность фазных токов и междуфазные напряжения.

Основным достоинством дистанционной защиты является селективность действия при коротких замыканиях в сетях любой конфигурации с любым числом источников питания и быстрота действия при повреждениях в первой зоне защиты.

ВЫСОКОЧАСТОТНАЯ ЗАЩИТА СЕТЕЙ

Высокочастотная защита, выполняемая с помощью средств высокочастотной связи, применяется для сетей $110 \div 220$ кВ в тех случаях, когда быстрота и необходимая чувствительность не могут быть обеспечены более простыми защитами.

Различают два вида защиты: направленную с высокочастотной блокировкой и дифференциальную фазную.

Работа первого вида защиты основана на сравнении направлений мощности, а второго вида — на сравнении фаз тока в начале и в конце защищаемой линии.

Направленная защита с высокочастотной блокировкой состоит из двух частей:

1) максимальной направленной защиты промышленной частоты, комплектуемой из реле направления мощности, пускового токового реле и вспомогательного промежуточного реле;

2) высокочастотного устройства, состоящего из заградительного контура, конденсаторов связи и приёмо-передатчика, генерирующего токи высокой частоты ($50 \div 150$ кГц) для передачи на противоположный конец защищаемой высоковольтной линии, используемой в качестве высокочастотного канала связи.

К достоинствам защиты относятся: быстрота действия ($1 \div 3$ периода), избирательность и высокая чувствительность.

Недостатками защиты являются: высокая стоимость, необходимость применения резервной защиты от внешних коротких замыканий и возможность ложных действий при качаниях в системе.

Дифференциальная фазная высокочастотная защита имеет преимущества перед указанной направленной защитой, так как не требует органа направления мощности и исключает ложные действия при качаниях.

ЗАЩИТА ГЕНЕРАТОРОВ, ТРАНСФОРМАТОРОВ И ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Защита генераторов

Для генераторов мощностью более 1250 кВА и присоединённых к сборным шинам генераторного напряжения применяются следующие виды защит:

1) максимальная токовая защита от внешних токов короткого замыкания с пуском от реле минимального напряжения;

2) максимальная токовая защита от недопустимых перегрузок;

3) дифференциальная продольная токовая защита от междуфазных замыканий в обмотке статора;

4) дифференциальная поперечная токовая защита от замыканий между витками одной фазы обмотки статора (для тех генераторов, которые имеют выведенные параллельные ветви на фазу);

5) максимальная токовая защита от замыканий на землю (корпус) одной фазы обмотки статора при токе замыкания на землю не менее 5 А;

6) защита максимального напряжения от повышения напряжения в обмотке статора (применяется только для гидрогенераторов);

7) максимальная токовая защита от двойного замыкания на землю в цепи возбуждения генератора.

Для генераторов мощностью менее 1 250 *кв*а применяются те же виды защит, что и для более мощных генераторов, за исключением защиты от перегрузок и дифференциальной защиты, которая заменяется токовой отсечкой, если отсутствуют выводы отдельных фаз со стороны нейтрали.

Защита от перегрузок и перегрева обмоток статора действует на сигнал с тем, чтобы персонал уменьшил нагрузку генератора путём отключения малоответственных потребителей или включения неработающих генераторов.

Все перечисленные виды защит, кроме защит от перегрузок, перегрева и неисправной работы охлаждающей системы, выполняются для действия на отключение генератора и включение в работу автомата гашения поля (АГП).

Расчёт токов срабатывания реле максимальной токовой защиты генераторов ведётся по формулам, приведённым в табл. 1.

Выдержка времени максимальной токовой защиты генератора определяется по уравнению

$$t_2 = t_{л. макс} + \Delta t, \quad (19)$$

где $t_{л. макс}$ — максимальная выдержка времени защит линий, присоединённых к сборным шинам, в сек.; Δt — ступень выдержки времени, равная 0,5 ÷ 0,6 сек.

В случае применения данной защиты с пуском от реле минимального напряжения определяется напряжение срабатывания реле напряжения по выражению

$$U_{с. р} \leq \frac{U_{раб. мин}}{K_n K_v K_{т.н}}, \quad (20)$$

где $U_{раб. мин} = 0,9 \div 0,95 U_{н. з. в.}$

Продольная дифференциальная защита является основной быстродействующей защитой генератора от междуфазных замыканий в обмотке статора.

При выполнении защиты, кроме обмоток генератора, в зону защиты следует включить кабели или токопроводы, соединяющие генератор со сборными шинами.

Для отстройки от токов небаланса при внешних коротких замыканиях токи срабатывания токовых реле принимаются равными

$$I_{с. р} = (0,5 \div 0,6) \frac{I_{н. з.}}{K_{т. т.}}. \quad (21)$$

Максимальная токовая защита от замыкания одной фазы обмотки статора на землю (корпус) выполняется с помощью трансформаторов тока нулевой последовательности и чувствительных токовых реле.

При соединении генератора со сборными шинами при помощи кабелей применяются трансформаторы тока нулевой последовательности типа ТНП и при соединении с помощью голых токопроводов — типа ТНПШ (шинный тип).

Подсчёт токов срабатывания защиты производится с учётом ёмкостного тока обмоток

статора и тока небаланса, протекающего вследствие несимметричного расположения первичных токопроводов в окне трансформатора тока нулевой последовательности.

Данные о ёмкостных токах турбогенераторов приведены в табл. 10.

Таблица 10

Данные о ёмкостных токах турбогенераторов серии Т-2 завода «Электросила» при замыкании одной фазы на землю

Тип турбогенератора	Номинальное напряжение в <i>кв</i>	Ёмкостный ток при замыкании одной фазы на землю в <i>а</i>
Т-2-12 -2	10,5	0,46
Т-2-12 -2	6,3	0,34
Т-2-25 -2	10,5	0,92
Т-2-25 -2	6,3	0,69
Т-2-50 -2	10,5	1,43
Т-2-100-2	15,75	3,34

Технические данные трансформаторов тока типа ТНП, ТНПШ и токовых реле типа ЭТ и ЭТД, применяемых в данной защите, приведены в табл. 11.

Первичный расчётный ток срабатывания защиты от замыкания на землю определяется из трёх условий селективности:

$$1) I_{с. з. расч} = K_{н1} I_c. \quad (22)$$

где I_c — ёмкостный ток в месте повреждения, обусловленный ёмкостью защищаемого генератора в *а*;

$K_{н1}$ — коэффициент надёжности, принимаемый равным: 4 ÷ 5 для защиты без выдержки времени, 3 — для защиты с выдержкой времени 0,5 сек. и 1,5 — для защиты с выдержкой времени 2 сек.;

$$2) I_{с. з. расч} = K_{н2} I_{нб}. \quad (23)$$

где $I_{нб}$ — ток небаланса в первичной сети при внешнем коротком замыкании в *а*;

$$K_{н2} = 1,5 \div 2;$$

$$3) I_{с. з. расч} = K_{н3} \left(\frac{I_c}{2} + I_{нб} \right). \quad (24)$$

где $K_{н3} = 1,5$.

За расчётный ток принимается больший из этих трёх токов.

В случаях когда расчётные токи срабатывания защиты оказываются меньше приведённых в табл. 10, принимаются токи, указанные в этой таблице.

Одновременно расчётный ток срабатывания защиты должен удовлетворять условию

$$I_{с. з} = \frac{I_3}{K_q}, \quad (25)$$

где I_3 — ёмкостный или остаточный ток в месте повреждения при металлическом замыкании одной фазы на землю;

K_q — коэффициент чувствительности защиты (не меньше двух).

При токе замыкания на землю генератора менее 5 *а* вместо релейной защиты приме-

Таблица 11

Технические данные защиты генераторов и кабельных линий, выполненной с помощью трансформаторов тока типов ТНП и ТНПШ и токовых реле типов ЭТ и ЭТД

Тип трансформатора тока	Число охватываемых кабелей	Номинальное напряжение в кВ	Номинальный ток в А	Цепь подмагничивания		Тип реле	Минимальный ток срабатывания реле в А	Первичный ток срабатывания защиты в А	Рекомендуемая выдержка времени в сек.
				Номинальное напряжение в В	Потребляемая мощность в Вт				
ТНП-2	1—2*	—	—	110	20	ЭТ-521/0,2 ЭТД-551/60	0,1 0,03	4 1,3	0,5—1 1—2
ТНП-4	3—4*	—	—	110	45	ЭТ-521/0,2 ЭТД-551/60	0,1 0,03	4 1,3	0,5—1 1—2
ТНП-7	5—7	—	—	110	50	ЭТ-521/0,2 ЭТД-551/60	0,1 0,03	5,3 1,8	0,5—1 1—2
ТНП-12	8—12	—	—	110	70	ЭТ-521/0,2 ЭТД-551/60	1,3 0,03	5,3 1,8	0,5—1 1—2
ТНПШ-1	—	6,3 10,5 15,75	1 750	110	20	ЭТД-551/60	0,03	2,4	0,5—1
ТНПШ-2	—	6,3 10,5 15,75	3 000	110	25	ЭТД-551/60	0,03 0,015	2,4 3,5	Больше выдержки времени защит элементов, присоединённых к сборным шинам 0,5—1
ТНПШ-3	—	6,3 10,5 15,75	4 500	110	30	ЭТД-551/60	0,03 0,015	2,4 3,5	Больше выдержки времени защит элементов, присоединённых к сборным шинам 0,5—1

* Наружный диаметр кабеля не более 50 мм; при большем диаметре кабеля необходимо применять следующий больший габарит ТНП.

няются устройства контроля изоляции обмоток статора по отношению к земле, действующие на сигнал.

Защита от максимального повышения напряжения выполняется только для гидрогенераторов с помощью одного реле максимального напряжения и реле времени.

Напряжения срабатывания выбирают равным $140 \div 150\%$ от номинального напряжения генератора, а выдержку времени—равной $0,5 \div 0,6$ сек., для отстройки от кратковременных повышений напряжений.

Защита трансформаторов

Силовые трансформаторы защищаются от внешних коротких замыканий, перегрузок, внутренних и наружных повреждений.

В зависимости от мощности трансформаторов применяются следующие виды защит:

1) максимальная токовая, газовая и дифференциальная на трансформаторах мощностью $7\,500$ кВА и более;

2) максимальная токовая, газовая и токовая отсечка на трансформаторах мощностью $1\,000 \div 5\,600$ кВА;

3) максимальная токовая и токовая отсечка на трансформаторах мощностью менее $1\,000$ кВА.

Не устанавливается токовая отсечка, если выдержка времени максимальной защиты не превышает $0,7$ сек.

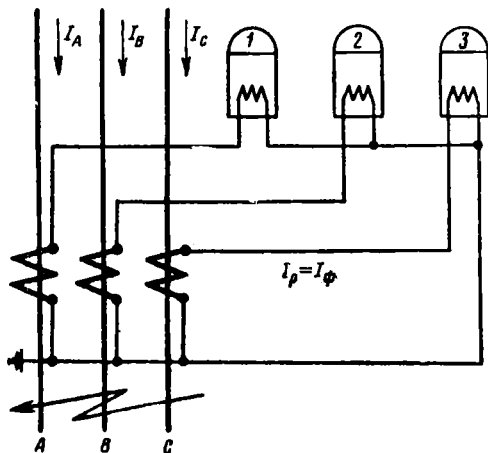
Газовая защита, действующая при повреждениях внутри трансформаторов, в качестве дополнительной применяется на трансформаторах 320 кВА и выше, устанавливаемых в цехах предприятий и в камерах распределительных устройств с постоянным обслуживающим персоналом.

В электрохозяйстве железнодорожного транспорта широко применяются трансформаторы мощностью $100 \div 560$ кВА с вторичным напряжением $380/220$ В.

Защита таких трансформаторов осуществляется с применением оперативного переменного тока, так как на маломощных потребительских подстанциях нерационально применять оперативный постоянный ток от аккумуляторных батарей или других источников.

Максимальная токовая защита от внешних коротких замыканий и внутренних повреждений осуществляется на этих трансформаторах с помощью реле максимального тока, встроенных в ручной привод выключателя или с помощью одного токового реле индукционного типа, замыкающего при срабатывании оперативную цепь питания защиты от вспомогательного трансформатора тока.

Трансформаторы малой мощности с вторичным напряжением 380/220 и 220/127 в могут быть также защищены высоковольтными плавкими предохранителями на первичной стороне и воздушными автоматами на вторичной.



Фиг. 17. Схема защиты от минимального напряжения

Типы предохранителей и автоматов выбираются в соответствии с расчётом токов короткого замыкания.

Вторичный ток срабатывания максимальной токовой защиты от перегрузок и токовой отсечки трансформаторов подсчитывается по формулам, приведённым в табл. 2.

При подсчёте токов срабатывания продольных дифференциальных защит и токовых отсечек трансформаторов приходится учитывать броски намагничивающего тока, обусловленные включением трансформаторов на холостой режим или восстановлением напряжения после отключений коротких замыканий.

Бросок намагничивающего тока достигает 6 ÷ 8-кратной величины номинального тока, но благодаря затуханию быстро достигает установившегося значения, составляющего 3 ÷ 5% номинального тока.

При установке токовой отсечки, превышающей в 3—4 раза номинальный ток трансформатора, и использовании собственного времени действия реле удаётся отстроиться от бросков намагничивающего тока.

Ток срабатывания дифференциальной защиты подбирается с учётом тока небаланса, обусловленного потреблением намагничивающего тока, несовпадением коэффициентов трансформации и характеристик трансформаторов тока, устанавливаемых с обеих сторон трансформаторов.

Для компенсации неравенства токов, обусловленного различием коэффициентов трансформации трансформаторов тока, применяются специальные автотрансформаторы типа ВУ-25-Б.

Для повышения чувствительности дифференциальной защиты применяется ряд мер, к которым относятся:

1) подключение реле через насыщающиеся трансформаторы тока;

2) подбор трансформаторов тока с соответствующим распределением нагрузки между ними;

3) увеличение мощности трансформаторов тока последовательным соединением вторичных обмоток двух трансформаторов одной фазы и

4) применение реле с тормозными катушками.

Для отстройки токов срабатывания дифференциальной защиты от бросков токов намагничивания прибегают к замедлению действия защиты и к применению дифференциальной токовой отсечки.

В связи с тем, что бросок намагничивающего тока через 0,5 ÷ 0,75 сек. снижается до 25 ÷ 50% номинального тока трансформатора, первичный ток срабатывания принимается равным 50 ÷ 60% номинального тока, а выдержка времени равной 0,75 сек.

Дифференциальная токовая отсечка, отличающаяся быстротой действия, обладает, однако, недостаточной чувствительностью к внутренним повреждениям, обусловленной током срабатывания, принимаемым равным 250 ÷ 350 % номинального тока.

Применение дифференциальной защиты с насыщающимися трансформаторами тока позволяет сохранить быстроту действия и повысить чувствительность в 2—3 раза, так как ток срабатывания защиты принимается равным 80 ÷ 100% номинального тока трансформатора. Данная защита выполняется с помощью токовых реле типа ЭТ-561 и вспомогательных насыщающихся трансформаторов типа ВНТ-561.

Дифференциальная защита со специальными реле с тормозными обмотками типа ИДБ-211 применяется для трансформаторов, оборудованных устройствами для регулирования коэффициента трансформации под нагрузкой или присоединённых к мощной энергосистеме. В этих случаях ввиду больших токов небаланса защита с токовыми реле типа ЭТ-561 и с насыщающимися трансформаторами может оказаться недостаточно чувствительной.

Реле типа ИДБ-211 имеет две системы катушек — рабочую и тормозную. Его тормозная характеристика лежит в пределах 25 ÷ 40%. Ток срабатывания — 2,5 а, потребляемая мощность — 5 вa при 5 а, разрывная мощность контактов — 50 вт при токе до 2 а.

Реле применяется в комплекте со вспомогательным насыщающимся автотрансформатором тока типа ВТН-561.

Для защиты блока «генератор-трансформатор» применяются те же релейные защиты, что и при раздельной работе генератора и трансформатора. Некоторые защиты выполняются общими. К ним относятся: максимальная токовая защита от внешних коротких замыканий и перегрузок, дифференциальная продольная и защита от однофазных замыканий на землю.

Защита электродвигателей

Для защиты двигателей применяются защиты, определяемые типом и мощностью двигателей, а также условиями самозапуска после отключения короткого замыкания.

Электродвигатели напряжением до 500 в защищаются от коротких замыканий и пере-

грузок, как правило, плавкими предохранителями или воздушными автоматами.

Для мощных электродвигателей напряжением 3, 6, 10 кВ применяются: максимальная токовая защита, токовая отсечка или продольная дифференциальная защита. Максимальная токовая защита от замыкания на землю предусматривается на двигателях, подключённых к сетям с током замыкания на землю более 10 а.

На двигателях с фазным ротором для защиты от перегрузки при самозапуске применяется защита минимального напряжения с выдержкой времени $1 \div 5$ сек.

Токи срабатывания максимальной токовой защиты и токовой отсечки подсчитываются по формулам, приведённым в табл. 2.

Схема защиты электродвигателей от мини-

мального напряжения с независимой характеристикой, выполненная с двумя реле минимального напряжения и двумя реле времени, приведена на фиг. 17.

Применение двух реле напряжения исключает возможность неправильных действий схемы вследствие возможного перегорания одного из предохранителей низкого напряжения в цепи трансформаторов напряжения, включённых открытым треугольником.

Реле времени с небольшой выдержкой времени (0,5 сек.) применяется для обеспечения самозапуска одной части двигателей и с большей выдержкой времени (до 10 сек.) для другой части двигателей по условиям безопасности.

Отключение двигателей производится через промежуточные реле.

ИСПЫТАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Испытания электрического оборудования производится:

1) до монтажа или установки (отбраковка оборудования);

2) после монтажа или установки (приёмосдаточные испытания);

3) в эксплуатации, после периодических или внеочередных осмотров и ремонтов;

4) профилактические, в процессе эксплуатации для определения соответствия электрического оборудования и установок в целом действующим правилам и нормам.

Проверка и испытание электрооборудования и материалов до монтажа. По получении с завода или со склада аппарат должен быть тщательно проверен, а в некоторых случаях испытан. Эти проверка и испытания носят общее название отбраковки электрооборудования.

Отбраковка включает в себя следующие операции: внешний осмотр, проверку паспортных характеристик и комплектности, электрические испытания, механические испытания. Содержание операций при отбраковке зависит от сложности и ответственности аппарата.

Не нужно смешивать отбраковку оборудования с его технической приёмкой на склад при поступлении с завода.

Если поступившее с завода оборудование сразу передаётся на монтаж, то складская приёмка может быть совмещена с отбраковкой.

Отбракованная аппаратура должна храниться отдельно в соответствующих условиях. На каждый проверенный аппарат или группу аппаратов (например изоляторы) составляется карта с указанием основных характеристик и места его установки по проекту.

Испытание электрооборудования после монтажа или ремонта при сдаче в эксплуатацию. После полного завершения монтажа распределительного устройства (РУ) аппаратура подвергается всесторонним испытаниям и проверке. Так как эти испытания проводятся непосредственно перед сдачей РУ в эксплуатацию, они называются сдаточными.

Сдаточные испытания имеют целью определить качество монтажа и его соответствие проекту, правилам и нормам.

Каждый смонтированный электрический аппарат и РУ в целом должны пройти ещё проверку, во время которой производится тщательный внешний осмотр аппаратуры, проверяются паспорта и технические характеристики.

Аппаратура, не выдержавшая испытаний или имеющая дефекты и неполадки, до их устранения не может быть сдана в эксплуатацию.

Все новые и реконструируемые электроустановки, а также установки, бывшие в консервации или прошедшие капитальный ремонт, могут быть приняты в эксплуатацию только после приёмосдаточных испытаний.

Сдаточные испытания и общая проверка аппаратуры и РУ производится персоналом монтажной или ремонтной организации совместно с эксплуатационным персоналом.

После проверки и испытаний в случае удовлетворения необходимым требованиям установки проверяются под напряжением вхолостую и в условиях производственной нагрузки в течение 2 часов.

Профилактические испытания электроустановок в целом, отдельных видов их оборудования и его элементов, находящихся в эксплуатации, производятся периодически с целью выявления пригодности этих установок и его оборудования к дальнейшей эксплуатации.

Результаты приёмосдаточных или профилактических испытаний не могут являться единственными и достаточными критериями для оценки состояния оборудования и для решения вопроса о возможности его включения в эксплуатацию.

В тех случаях, когда величины, получаемые при измерениях, не соответствуют приведённым ниже нормам, заключение о пригодности оборудования к эксплуатации производится на основании совокупности данных всех проводимых испытаний и измерений. Измеренная величина должна быть сопоставлена с данными аналогичных измерений, например измерений однотипного оборудования, измерений по фазам, предыдущих измерений и т. д.

Окончательное решение этих вопросов должно производиться по комплексу результатов осмотра, ремонта, проверки работы ме-

ханической части, наладки взаимодействия всех элементов схемы, а также сведений о предыдущей работе оборудования.

Приемо-сдаточные и профилактические испытания генераторов электростанций производятся по программе, утвержденной главным инженером станции.

При производстве каких-либо специальных испытаний программа их должна быть утверждена главным инженером службы электрификации и энергетического хозяйства дороги.

Приведенные ниже правила, сроки и нормы испытаний распространяются на все виды отечественного и импортного электрооборудования как нового, так и бывшего ранее (до монтажа) в эксплуатации.

Испытание повышенным напряжением изоляции, связанное с применением испытательного напряжения выше 35 кВ переменного и 50 кВ постоянного тока, а также измерения тангенса угла потерь производятся в случае наличия соответствующего оборудования у монтирующей или эксплуатирующей организации либо у энергосистемы.

В тех случаях, когда директивными указаниями Министерства электростанций предусматриваются дополнительные испытания и повышенные нормы испытаний по сравнению с приведенными ниже, дороги обязаны выполнять их по согласованию с энергосистемой в каждом отдельном случае отступления.

Результаты всех испытаний должны оформляться протоколами. В протоколах, помимо результатов измерений и испытаний, должны быть указаны: приборы и методы, которыми производилось испытание, температура машин, окружающего воздуха и т. п. Эти данные необходимы для возможности сопоставления между собой результатов испытаний, произведенных в разное время.

Объем и нормы отбраковочных приемо-сдаточных и профилактических испытаний электрооборудования и установок в целом приводятся ниже по отдельным видам оборудования или их технологическому комплексу.

ГЕНЕРАТОРЫ

Приемо-сдаточные испытания производятся в период монтажа и после него в полном объеме, указанном ниже в табл. 1, не только для решения вопроса о возможности ввода генератора в эксплуатацию, но и для получения возможно более полных данных о параметрах генератора, знание которых необходимо для расчета режимов работы генератора и энергосистемы и для оценки в дальнейшем состояния машины по результатам сравнения с данными профилактических испытаний.

Профилактические испытания производятся, как правило, в период капитальных ремонтов генератора и имеют целью проверку состояния генератора и качества ремонта.

Объем и сроки проведения профилактических испытаний (кроме указанных ниже в табл. 1) устанавливаются по местным условиям главным инженером службы электрификации и энергетического хозяйства дороги.

ОСНОВНЫЕ УКАЗАНИЯ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ИСПЫТАНИЙ ГЕНЕРАТОРОВ

1. При измерении только абсолютной величины сопротивления изоляции отсчеты следует всегда брать через 60 сек., считая от момента приложения напряжения к изоляции.

2. Кривые абсорбции снимаются мегомметром в течение 60 сек.

При этом отсчеты следует производить через каждые 15 сек. Во избежание погрешностей, обусловленных остаточными зарядами в изоляции, перед измерением сопротивления изоляции следует заземлить испытуемый объект на время не меньше 2 мин.

3. При всех измерениях сопротивления изоляции в протокол обязательно должна записываться температура испытуемого объекта, при которой произведено измерение.

4. Измерение сопротивлений всех цепей следует, как правило, производить мостовыми методами.

При отсутствии мостовых схем измерения могут производиться методом амперметра-вольтметра. При этом для обмоток статора и ротора генератора должны применяться приборы класса 0,2 (или, при их отсутствии, класса 0,5).

При измерении методом амперметра-вольтметра сопротивление измеряемой цепи должно определяться, как среднее из:

а) пяти измерений для обмоток статора и ротора в холодном состоянии;

б) трех измерений — во всех остальных случаях.

Никаких поправок на показания приборов (по их градуировочным кривым) вводить не нужно.

5. При измерении сопротивлений постоянному току необходимо измерять и записывать температуру объектов измерения.

Измерения сопротивлений, особенно исходных (при приемо-сдаточных испытаниях) следует производить в холодном состоянии, т. е. при отличии температуры измеряемой цепи от температуры окружающей среды не более чем на 3°C.

При измерении сопротивлений обмоток явнополюсных синхронных машин и возбuditелей, помимо измерения общего сопротивления цепи возбуждения, следует обязательно измерять сопротивление цепи возбуждения каждого полюса и переходного контакта соединения между катушками отдельных полюсов.

6. Испытание обмотки статора приложением повышенного напряжения переменного тока следует производить при снятых торцовых щитах.

Во время капитальных ремонтов испытание производится на машине после её остановки, но до очистки от загрязнения (т. е. в самом начале ремонта генератора).

Кроме того, повторное испытание повышенным напряжением после ремонта производится при установленных торцовых щитах напряжением переменного тока, равным $U_{ном}$,

Т а б л и ц а 1

Объём и нормы испытаний генераторов

Содержание испытания	Объект испытания	Периодичность испытания	Норма испытания												
Измерение сопротивления постоянному току	Обмотки статора и ротора	После монтажа и 1 раз в год	Измеренные величины сопротивления обмоток различных фаз не должны отличаться друг от друга или от ранее измеренных величин более чем на 2%												
То же	Заземляющее сопротивление и сопротивление гашения поля	После монтажа и капитального ремонта	Измеренные величины сопротивлений не должны отличаться от паспортных данных и от ранее измеренных величин более чем на 10%												
Измерение сопротивления изоляции мегомметром	Обмотка статора	После монтажа и 1 раз в год	Сравнивается с ранее замеренной. Нормируется по местным условиям												
То же	Обмотка ротора	После монтажа и ремонта и далее 1 раз в год	Величина сопротивления изоляции для генераторов, находящихся в эксплуатации, должна быть не ниже 0,5 мгом												
Измерение изоляции мегомметром	Доступные изолированные стяжные болты стали статора	После монтажа или ремонта	Сравнивается с ранними замерами. Нормируется по местным условиям												
То же	Подшипники относительно фундаментной плиты при собранных маслопроводах	1 раз в год	Величина сопротивления изоляции не должна быть ниже 1 мгом. Измерение производится мегомметром на 1 000 в												
То же	Термодетекторы (термопары)	После монтажа или ремонта	Величина сопротивления изоляции не нормируется. Измерение производится мегомметром с напряжением не выше 250 в												
Испытание изоляции обмоток выпрямленным напряжением с измерением токов утечки	Обмотка статора	После монтажа или ремонта	Величина испытательного напряжения (2—2,5) $U_{ном}$. Продолжительность приложения испытательного напряжения 1 мин.												
Испытание изоляции повышенным напряжением переменного тока в течение 1 мин.	Обмотка одной фазы статора относительно корпуса и других заземлённых фаз	После монтажа и ремонта, а в эксплуатации 1 раз в год	Величина испытательного напряжения переменного тока.												
			а) При приёмо-сдаточных испытаниях новых машин.												
			<table><tr><th>Мощность, <i>кв</i></th><th>Номинальное линейное напряжение, <i>в</i></th><th>Действующее значение испытательного напряжения, <i>в</i></th></tr><tr><td rowspan="4">Менее 10 000 От 10 000 и более</td><td>Все напряжения</td><td>$0,75(2U_{ном} + 1\ 000)$</td></tr><tr><td>До 3 300 включительно</td><td>$0,75(2U_{ном} + 1\ 000)$</td></tr><tr><td>Выше 3 300 до 6 600 включительно</td><td>$0,75 \times 2,5U_{ном}$</td></tr><tr><td>10 500 в и выше</td><td>$0,75(2U_{ном} + 3\ 000)$</td></tr></table>	Мощность, <i>кв</i>	Номинальное линейное напряжение, <i>в</i>	Действующее значение испытательного напряжения, <i>в</i>	Менее 10 000 От 10 000 и более	Все напряжения	$0,75(2U_{ном} + 1\ 000)$	До 3 300 включительно	$0,75(2U_{ном} + 1\ 000)$	Выше 3 300 до 6 600 включительно	$0,75 \times 2,5U_{ном}$	10 500 в и выше	$0,75(2U_{ном} + 3\ 000)$
			Мощность, <i>кв</i>	Номинальное линейное напряжение, <i>в</i>	Действующее значение испытательного напряжения, <i>в</i>										
Менее 10 000 От 10 000 и более	Все напряжения	$0,75(2U_{ном} + 1\ 000)$													
	До 3 300 включительно	$0,75(2U_{ном} + 1\ 000)$													
	Выше 3 300 до 6 600 включительно	$0,75 \times 2,5U_{ном}$													
	10 500 в и выше	$0,75(2U_{ном} + 3\ 000)$													
б) При приёмо-сдаточных испытаниях машин, бывших в эксплуатации, и при профилактических испытаниях в эксплуатации $1,5U_{ном}$															
То же	Обмотки явнополюсных роторов относительно корпуса	После монтажа или ремонта	Величина испытательного напряжения переменного тока должна быть равна 7,5-кратному номинальному напряжению возбуждения, но не менее 1 200 в												

Продолжение

Содержание испытания	Объект испытания	Периодичность испытания	Норма испытания
Испытание изоляции повышенным напряжением переменного тока в течение 1 мин.	Сопrotивления гашения поля	После монтажа или ремонта	Величина испытательного напряжения переменного тока 2 000 в
То же	Заземляющего сопротивления	То же	Величина испытательного напряжения переменного тока $1,5 U_{ном}$
То же	Доступных изолированных стяжных болтов стали статора	До монтажа и ремонта со сменой обмотки	Величина испытательного напряжения переменного тока 1 000 в
Проверка изоляции путём измерения напряжения при работе машины	Подшипники относительно фундаментной плиты	После монтажа и ремонта. В эксплуатации 1 раз в 7—10 дней	Напряжение на валу ротора должно быть равно напряжению между подшипником и фундаментной плитой при закороченном масляном слое подшипников
Определение отношения абсорбции (см. ниже) для изоляции	Обмотка статора	После монтажа и ремонта	Нормируется по местным условиям. Измерение величин R''_{ϕ} и R''_1 производится мегомметром с электрическим приводом или электронным
Измерение стационарными методами сверх переходных реактивных сопротивлений x_d и x_d' и соответствующих активных сопротивлений генератора	Генератор в целом	После монтажа и ремонта с реконструкцией генератора	Нормируется по паспортным данным и местным условиям
Определение постоянных времени обмоток генератора из опыта гашения поля на холостом ходу при номинальном напряжении генератора и в режиме трёхфазного короткого замыкания при номинальном токе	То же	То же	То же
Испытание стали	Статор	После монтажа генераторов, ранее бывших в эксплуатации. При ремонте до укладки новой обмотки. В эксплуатации 1 раз в 5 лет	Испытание производится при индукции порядка 10 000 гс в течение 90 мин. Максимальный перегрев зубцов статора, приведённый к индукции 10 000 гс, не должен превышать 45°C. Максимальная разность перегревов различных зубцов, приведённая к индукции 10 000 гс, не должна превышать 30°C
Испытание воздухоохлаждаителей гидравлическим давлением	Система воздушного охлаждения	После монтажа или капитального ремонта	Величина гидравлического давления 3 атм. Продолжительность испытания 5—10 мин.
Измерение воздушного зазора	Зазор между статором и ротором генератора и его возбуждающих	После монтажа и ремонта	Величины зазоров в диаметрально противоположных точках не должны отличаться друг от друга более чем на 10% среднего значения для турбогенераторов и на 20% для гидрогенераторов
Испытание механической прочности проволоочных бандажей роторов турбогенераторов при повышенных оборотах	Ротор в своих подшипниках без статора	После монтажа	Скорость $1,12 n_{ном}$. Продолжительность вращения ротора на повышенных оборотах 1 мин.

Продолжение

Содержание испытания	Объект испытания	Периодичность испытания	Норма испытания					
Измерение вибрации подшипников	Генератор и возбудители	После монтажа и в эксплуатации 1 раз в год	Вибрация не должна превышать величин, приведённых в таблице					
			Номинальное число оборотов в мин.	3 000	1 500	1 000	600	Ниже 600
			Вибрация (удвоенная амплитуда колебания), измеренная в трёх направлениях, мм	0,05	0,07	0,10	Согласно ГОСТ 5616—50	
Испытание релейной защиты генератора	Защитные устройства генератора и возбудителей	После монтажа или ремонта. В эксплуатации 1 раз в год	Согласно правилам испытания релейной защиты. Испытание защиты генератора, как правило, должно производиться в неподвижном состоянии генератора					
Проверка контрольных измерительных приборов	Все приборы агрегата	То же	Приборы должны удовлетворять требованиям ГОСТ (см. табл. 51—55 настоящего раздела)					
Снятие характеристики трёхфазного короткого замыкания генератора	Генератор в целом	После монтажа или ремонта	Отклонение от заводской характеристики и от характеристик, снятых при предыдущих испытаниях, должно лежать в пределах точности измерений					
Проверка фазировки генератора с сетью и синхронизационного устройства	То же	То же	Фазировка генератора должна соответствовать фазировке сети					
Снятие характеристики холостого хода генератора и испытание витковой изоляции обмотки статора	Генератор в целом	После монтажа или капитального ремонта со смежной обмоток	Испытание производится подъёмом напряжения генератора на холостом ходу до величины, соответствующей номинальному току возбуждения, но не ниже чем 130% номинального напряжения статора. Продолжительность испытания витковой изоляции 5 мин. Отклонение характеристики холостого хода от заводской характеристики и от характеристик, снятых при предыдущих испытаниях, не нормируется. Практически это отклонение должно лежать в пределах точности измерений. При снятии характеристики проверяется симметрия напряжения по фазам					
Измерение остаточного напряжения генератора при отключённом АГП	Генератор в целом	После монтажа и капитального ремонта	Нормируется по паспортным данным и местным условиям					
Включение генератора в сеть самосинхронизацией	То же	То же	Результаты испытания не нормируются. На основании результатов испытаний даются рекомендации по режиму самосинхронизации					
Испытание турбогенератора в асинхронном режиме	То же	То же	Результаты испытаний не нормируются. На основании результатов испытаний даются рекомендации о допустимом асинхронном режиме. Для турбогенераторов, имеющих роторы с проволочными бандажами, испытания в асинхронном режиме не допускаются					
Эксплуатационное испытание на нагрев при четырёх нагрузках (60, 75, 90 и 100% номинальной)	То же	После монтажа. В эксплуатации 1 раз в 5 лет после капитального ремонта	На основании результатов определяется соответствие генератора паспортным данным. После капитального ремонта при двух нагрузках (60 и 100% номинальной)					

или выпрямленным напряжением величиной $1,5 U_{ном}$.

Если генератор имеет только три или четыре ввода (нуль общий), испытываются все три фазы вместе по отношению к корпусу. В тех случаях, когда обмотка статора имеет все выведенные концы параллельных ветвей, испытывается каждая ветвь в отдельности.

Измерение испытательного напряжения следует обязательно производить на стороне высокого напряжения испытательного трансформатора через измерительный трансформатор напряжения.

На стороне высокого напряжения испытательного трансформатора должен быть включен защитный искровой промежуток (разрядник), настроенный на 10% выше испытательного напряжения.

Испытательную установку следует присоединять к линейному напряжению сети низкого напряжения, так как в фазном напряжении (фаза-нуль) возможны значительные составляющие высших гармоник.

Испытание должно начинаться при напряжении, не превышающем одной трети испытательного. После этого напряжение плавно повышается до испытательного с быстротой, допускающей возможность правильного отсчета по измерительным приборам.

Результаты испытания считаются удовлетворительными, если не произошло пробоя изоляции или перекрытия её скользящими разрядами и по приборам не наблюдалось резких толчков, свидетельствующих о частичных повреждениях изоляции.

До и после испытания повышенным напряжением следует произвести мегомметром измерение сопротивления изоляции (снятие одноминутной абсорбционной кривой).

7. Эксплуатационные испытания на нагрев должны производиться в течение 5—6 час. При этом устанавливаются неизменными токи статора и ротора и производятся записи показаний по измерительным приборам на щите управления в записи температур охлаждающего воздуха (газа входящего и выходящего) с помощью устройств, установленных для нормальных эксплуатационных измерений.

Последние 4 часа дополнительно измеряется температура статора, ротора и охлаждающей воды.

В случае необходимости на последние 2 часа АВВ может быть отключён.

Температура обмотки и стали статора определяется при помощи заводских термодетекторов (термопар или термометров сопротивления), используемых для нормальных эксплуатационных измерений. Устанавливать какие-либо дополнительные термопары не следует. Если в статоре нет термодетекторов, его температура во время испытания не измеряется.

Температура обмотки ротора измеряется по методу сопротивления с помощью моста или амперметром и вольтметром класса точности 0,2 или 0,5 с применением проверенного шунта.

Напряжение с колец ротора должно сниматься при помощи специальных щёток.

По результатам испытания на нагрев строятся кривые зависимости превышения

температур обмоток статора и ротора над температурой входящего воздуха от квадрата тока статора и ротора. По этим кривым определяются перегревы, соответствующие номинальным токам статора и ротора. Температуры обмоток, определяемые как сумма перегрева и номинальной температуры охлаждающего воздуха (газа), принимаются в дальнейшем за наибольшие допускаемые в эксплуатации температуры.

8. Сушка генератора считается законченной, если при постоянной температуре сопротивление изоляции обмотки статора и отношение $\frac{R_{90}}{R_{15}}$ после подъёма в течение 3—5 час. остаются постоянными.

В случае необходимости разрешается прекратить сушку, если сопротивление изоляции обмотки статора при неизменной температуре возрастёт и по абсолютной величине составляет не менее 1 мгом на 1 кв номинального напряжения машины.

Сушка обмотки ротора считается законченной, если при постоянном сопротивлении изоляции, после подъёма, оно не изменяется в течение не менее 3 час. и имеет величину: не менее 0,5 мгом.

ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1000 в

Испытания воздушных линий электропередачи производятся в соответствии с табл. 2.

Таблица 2

Объём, сроки и нормы испытаний воздушных линий электропередачи (ВЛ) *

Объём испытаний	Сроки и нормы испытаний
Проверка габаритов проводов ВЛ до пересекаемых объектов при всех переходах и пересечениях	После монтажа перед вводом в эксплуатацию и далее 1 раз в 5 лет. Результаты измерений должны соответствовать требованиям Правил устройства воздушных линий электропередачи напряжением выше 1000 в и Правилам содержания контактной сети
Проверка состояния подземных частей металлических опор	1 раз в 5 лет. Отсутствие повреждений и следов интенсивной коррозии
Измерение сопротивления заземления опор, тросов и устройств защиты от перенапряжений	После монтажа перед вводом в эксплуатацию и далее 1 раз в 5 лет. Величина сопротивления заземлений не должна быть более указанных в табл. 45 и 46
Проверка состояния изоляторов:	Испытательной штангой или высоким напряжением
а) натяжных гирлянд всех ВЛ и поддерживающих гирлянд ВЛ до 35 кв включительно;	После ввода в эксплуатацию и далее 1 раз в 2 года

* Указанные в данном разделе объём и нормы испытаний распространяются и на конструкции, опоры, провода и зажимы открытых распределительных устройств электрических станций и подстанций.

Продолжение

Объем испытаний	Сроки и нормы испытаний
б) поддерживающих гирлянд ВЛ напряжением выше 35 кВ	После ввода в эксплуатацию и далее 1 раз в 4 года Все выявленные при испытаниях нулевые изоляторы должны заменяться полноценными. В случае если испытать изоляторы штангой или высоким напряжением не представляется возможным, допускается их испытание мегомметром с напряжением не ниже 2 500 В или частотно-импульсными методами специальными установками
Измерение сопротивлений соединений проводов, натяжных и петлевых зажимов: а) медных;	Специальной штангой или мостом для измерения малых сопротивлений После монтажа перед вводом в эксплуатацию и далее 1 раз в 5 лет 1 раз в 2 года
б) алюминиевых и сталеалюминиевых; в) болтовых и переходных соединений с медью на алюминий и сталеалюминий	1 раз в год. Величина сопротивления в месте соединения не должна превышать сопротивления целого провода такой же длины в 1,2 раза. Соединения, имеющие большее сопротивление, подлежат замене Непосредственным осмотром и замерами один раз в 3 года. При обрыве на проводе или тросе нескольких жил общим сечением до 17% полного сечения в данном месте должна быть установлена ремонтная муфта. При большем сечении оборванных жил провод или трос должен быть разрезан и соединен соединительным зажимом
Проверка отсутствия повреждения провода от вибрации в зажимах для участков ВЛ, проходящих по открытой местности и не имеющих защиты от вибрации	
Определение степени загнивания деревянных опор: а) пасынки и траверсы из древесины, консервированной местным способом, из древесины, консервированной заводским способом; б) стойки из древесины, консервированной местным способом, из древесины, консервированной заводским способом Испытание ВЛ трёхкратным включением на полное рабочее напряжение.	После ввода в эксплуатацию 1 раз в год спустя: 3 года 5 лет 7 лет 11 лет
Примечание. При наличии пофазного управления выключателями первое включение производится пофазно Фазировка ВЛ	После монтажа и капитального ремонта ВЛ Испытанием устанавливается отсутствие поврежденной изоляции После монтажа и капитального ремонта ВЛ большой протяженности с транспозицией проводов. Должно иметь место совпадение по фазам

ПИТАЮЩИЕ И ОТСАСЫВАЮЩИЕ ЛИНИИ ТЯГОВЫХ СЕТЕЙ

Сроки и нормы испытаний отсасывающих линий приведены в табл. 3.

Таблица 3

Сроки и нормы проверок и испытаний отсасывающих линий и цепей тяговых подстанций

Объект и нормы испытания	Сроки проверок и испытаний
Состояние рельсовых стыков	1 раз в 3 месяца
Междурельсовые соединители вблизи тяговой подстанции и кабели между обратной шиной и рельсами	1 раз в 10 дней
Измерение сопротивления рельсовых стыков (10% стыков на каждом участке питания)	1 раз в год
Электрическое сопротивление каждого неизолированного рельсового стыка не должно быть больше сопротивления 3 м сплошного рельса Измерение сопротивления рельсового соединителя	До приварки; проверяют 5% всех привариваемых соединителей
Сопротивление нового соединителя не должно быть более 70 мком Измерение падения напряжения в рельсах на каждом участке питания	2 раза в год
Проверка исправности мест присоединения отсасывающих линий к рельсам	1 раз в месяц
Измерения сопротивления изоляции отсасывающей линии от земли мегомметром 1 000 В. Сопротивление изоляции должно быть не ниже 1 мгом.	2 раза в год

Питающие и отсасывающие линии в местах перехода или присоединения кабеля к воздушной линии проверяются на нагрев. Температура нагрева переходов при наиболее неблагоприятных метеорологических условиях не должна превышать 100°C для медных и 80°C для алюминиевых проводов, а сопротивления мест перехода должны соответствовать табл. 2.

Проверка габаритов, состояния металлических и деревянных опор, проверка состояния изоляторов, измерение сопротивлений соединений проводов и заземлений опор для воздушных отсасывающих и питающих линий тяговой сети производится так же, как и для воздушных линий электропередачи напряжением до 35 кВ, а изоляция кабельных линий — повышенным напряжением, как указано в разделе «Силовые кабельные линии» настоящей главы.

СИЛОВЫЕ КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ

Перед пуском в эксплуатацию вновь проложенной кабельной линии или отдельных кусков кабеля должны быть произведены следующие испытания:

1) определение целости жил кабеля; одновременно проверяют правильность соответствия жил по фазам с обоих концов линии независимо от их расцветки, а также маркировку всей линии;

2) измерение сопротивления изоляции между жилами кабеля и между жилами и землей;
3) испытание кабелей высоким напряжением выпрямленного тока согласно табл. 4 непосредственно перед включением их в эксплуатацию.

Таблица 4

Испытательные напряжения согласно ГОСТ 340—41 переменного и выпрямленного тока для трёхжильных кабелей с бумажной изоляцией при испытании после прокладки

Предусмотренный способ включения при испытании	Нормальное линейное напряжение, кВ	Испытательное напряжение		Продолжительность приложения испытательного напряжения к каждой жиле кабеля, мин.	
		выпрявленного тока, кВ _{макс}	переменного тока, кВ _{эфф}		
Испытывается изоляция каждой жилы кабеля относительно свинцовой оболочки и остальных заземлённых жил	1	5	1,65	20	
	3	15	5	20	
	6	30	10	20	
	10	50	16,5	20	
Испытывается каждая жила кабеля относительно свинцовой оболочки	Для сети с незаземлённой нейтралью	20	60	30	40
		35	110	55	40
	Для сети с заземлённой нейтралью	20	50	25	40
		35	90	45	40

Кабель считается выдержавшим испытания, если не произошло пробоя, не замечалось скользящих разрядов, толчков тока утечки или нарастания тока утечки после того, как он при испытании достиг установившегося значения.

ПРОФИЛАКТИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Общие требования

При профилактических испытаниях кабельных линий испытывается изоляция каждой жилы кабеля. Вместе с кабелем испытываются муфты или воронки и опорные изоляторы до разъединителя.

В сетевых условиях испытанию может подвергаться несколько последовательно соединённых кабельных линий с распределительными устройствами.

Испытание параллельных кабелей, присоединённых к отдельным агрегатам (генератор, трансформатор и пр.), можно производить «пучком».

Методы и нормы испытаний

Профилактические испытания следует выполнять следующими методами:

- 1) испытание изоляции высоковольтным мегомметром (2 500 в);
- 2) испытание изоляции выпрямленным током повышенного напряжения;
- 3) измерение тока утечки;
- 4) измерение диэлектрических потерь.

Испытывать кабели высоким напряжением переменного тока не рекомендуется, за исключением анодных кабелей ртутных выпрямителей и других очень коротких отрезков кабелей (кабельных перемычек). Испытательное напряжение в этих случаях берётся согласно табл. 4.

При испытании изоляции от кенотронной установки напряжение должно плавно (1—2 кВ в сек.) подниматься до испытательной величины и поддерживаться неизменным в течение всего периода испытания — 5 мин.

Отсчёт времени приложения испытательного напряжения следует производить с момента установления его полной величины.

На последней минуте испытания каждой фазы кабельной линии должен быть произведён отсчёт значения величины тока утечки.

Определение сопротивления изоляции силовых кабелей переменного тока напряжением до 35 кВ производится повышенным напряжением выпрямленного тока не ранее чем через 15 мин. после отключения кабеля.

Перед испытанием кабель должен быть заземлён в течение 5 мин.

Предельные значения тока утечки для кабелей определяются данными табл. 5.

Таблица 5

Допустимые токи утечки кабелей переменного тока

Наименование кабельных линий	Токи утечки в микроамперах		
	годные к эксплуатации	годные условно	не годные к эксплуатации
Фидерные кабели	До 300	От 300 до 500	Выше 500
Распределительные кабели, кабельные перемычки и кабельные выводы к воздушным линиям	До 150	От 150 до 300	Выше 300

Измерения токов утечки и коэффициента асимметрии утечек по фазам являются дополнительным средством испытания, характеризующим состояние изоляции кабельной линии и главным образом изоляции концевых муфт, на основании которых с учётом результатов предыдущих испытаний должны разрабатываться мероприятия по ремонту кабельных линий и муфт.

Токи утечки и коэффициент их несимметрии для кабельных линий переменного тока не должны рассматриваться как браковочные показатели.

Коэффициент асимметрии токов утечки по фазам должен быть не более 2.

Если при испытании кабельной линии ток утечки будет заметно нарастать, продолжительность испытания следует увеличить до 10 мин.

При дальнейшем нарастании тока утечки испытание, как правило, надо вести до пробоа кабельной линии.

Отдельные кабели и кабельные линии, имеющие токи утечки, близкие к предельно допустимым, оставленные в эксплуатации, должны проверяться по току утечки 1 раз в 3 месяца.

Если при испытании кабельной линии были отмечены толчки тока утечки, то испытание следует прекратить и приступить к определению места повреждения.

Испытание повышенным напряжением выпрямленного тока производится сразу после измерения изоляции высоковольтным мегомметром; величины испытательных напряжений указаны в табл. 6.

Таблица 6
Испытательное напряжение кабелей переменного тока

Номинальное напряжение кабеля, кВ	2	3	6	10	35
Испытательные напряжения кВ макс	10	15	30	50	105

Кабели считаются выдержавшими испытание в том случае, если они выдерживают в течение 5 мин. без пробоя или перекрытия концевых муфт испытательное напряжение.

За номинальное напряжение кабеля принимается номинальное напряжение сети.

Кабели считаются не выдержавшими испытания:

а) при резких толчках тока утечки при испытательном напряжении;

б) если заряд не держится, т. е. если через 0,5 мин. после снятия напряжения не получается заметный разряд при касании заземляющей штангой к испытуемой жиле.

Если испытание повышенным напряжением производится в эксплуатации впервые, то величину прикладываемого испытательного выпрямленного напряжения следует принимать равной $3,3 U_{ном.лин}$ (для кабелей до 10 кВ) и 80 кВ для 35-кВ кабелей.

Анодные кабели ртутных выпрямителей испытываются напряжением выпрямленного тока при $U_n = 1,65 \text{ кВ} \div 8 \text{ кВ}$ и при $U_n = 3,3 \text{ кВ} \div 15,0 \text{ кВ}$.

Прочие кабели с резиновой изоляцией испытываются выпрямленным напряжением, трёхкратным от их номинального напряжения (кроме случаев, оговорённых отдельно).

Продолжительность испытания со времени подъёма напряжения до величины полного испытательного 1 мин.

Испытательное напряжение прикладывается между токоведущей жилой анодного кабеля и землёй, остальные анодные кабели заземляются.

Изоляция анодных кабелей (ртутно-выпрямительных агрегатов) считается выдержавшей испытание, если не наблюдается перекрытий и сильного коронирования и если ток утечки не превышает значений, приведённых в табл. 7.

Таблица 7

Значения допустимых токов утечки анодных кабелей (при испытании их повышенным напряжением) в зависимости от температуры окружающего воздуха (в микроамперах)

Температуры окружающего воздуха в °С \ Выпрямленное напряжение в в	1 650	3 300
До 30	20	20
30—60	40	40

Силовые кабели выпрямленного тока испытываются напряжением выпрямленного тока:

при $U_n = 1,65 \text{ кВ} \dots 8,0 \text{ кВ}$
 » $U_n = 3,3 \text{ » } \dots 15,0 \text{ »}$

Продолжительность испытаний 3 мин.

Изоляция силовых кабелей выпрямленного тока считается выдержавшей испытание, если ток утечки не превышает приведённых в табл. 8 значений при отсутствии перекрытий, пробоев и сильного коронирования.

Таблица 8

Допустимые токи утечки для кабелей выпрямленного тока

Объект испытания	Ток утечки в мкА при температуре наружного воздуха		
	20°С	20—40°С	40—60°С
Силовой кабель 1,65 кВ	25	45	100
Силовой кабель 3,3 кВ	25	45	100

Для контроля состояния изоляции вертикальных участков кабельных линий (процесса их осушения), напряжением 20—35 кВ, рекомендуется устанавливать около концевых муфт на этих участках терморезисторы или термометры сопротивления (по 3 шт. на фазу) на расстоянии 250—500 мм одна от другой. Верхняя терморезисторная или сопротивление устанавливаются у горловины муфты. Контроль за температурой производится еженедельно. Повышение показания одной терморезисторной (или термoeлемента) на 2—3° относительно другой, установленной на той же фазе кабеля, свидетельствует о начале процесса пробоя изоляции.

В этом случае немедленно должны быть приняты меры по замене вертикального конца кабеля новым.

Периодичность испытаний кабелей устанавливается:

1) силовых кабельных линий переменного и выпрямленного тока напряжением до 1 000 в не реже одного раза в 3 года (уточняется по местным условиям);

2) силовых кабелей переменного тока напряжением выше 1 000 в (измерение тока утечки при выпрямленном токе и прило-

жение повышенного напряжения выпрямленного тока) — не реже одного раза в год;

3) анодных кабелей (приложение повышенного напряжения и измерение сопротивления изоляции при выпрямленном токе) — при 6-месячной ревизии и после переборки ртутного выпрямителя.

С целью достижения наилучшего результата профилактических испытаний кабельных линий целесообразно составлять графики планово-профилактических испытаний кабельных линий таким образом, чтобы наибольшее количество кабельных линий и в особенности все сомнительные по состоянию изоляции кабельные линии проходили испытания в весенние и осенние месяцы, спустя некоторое время после периода обильного поступления влаги в почву, достаточное для проникновения влаги в изоляцию кабеля, когда лучше всего выявляются дефекты кабелей.

В зимнее время, когда затруднены работы по раскопке кабелей, а также при неблагоприятной погоде (дождь, туман, снегопад), необходимо испытывать только кабели, расположенные в помещениях.

Испытания подводных кабелей следует производить с таким расчётом, чтобы ремонт их мог быть закончен до начала ледостава или ледохода.

Результаты испытаний кабельных линий, причины их повреждений и выполненные мероприятия по ремонтам должны заноситься в паспорт кабельной линии.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Виды повреждений кабельных линий

Метод определения места повреждения кабельной линии выбирается в зависимости от характера повреждения.

Повреждения в кабельных линиях по их характеру могут быть подразделены на следующие виды:

- 1) повреждение изоляции, вызывающее замыкание одной фазы на землю;
- 2) повреждение изоляции, вызывающее замыкание двух или трёх фаз на землю либо двух или трёх фаз между собой;
- 3) обрыв одной, двух или трёх фаз без заземления или с заземлением как оборванных, так и необорванных жил;
- 4) заплывающий пробой изоляции;
- 5) повреждение кабеля одновременно в двух или более местах, каждое из которых может относиться к одной из вышеуказанных групп.

Определение характера повреждения

Для установления характера аварийного повреждения кабельной линии в большинстве случаев бывает достаточно произвести с обоих концов линии следующее:

- 1) измерение сопротивления изоляции каждой токоведущей жилы кабельной линии по отношению к земле;
 - 2) измерение сопротивления изоляции между каждой парой токоведущих жил;
 - 3) определение целостности токоведущих жил.
- При повреждении кабельной линии при

профилактических испытаниях высоким напряжением, а также при аварийных повреждениях, если мегомметром не удаётся обнаружить повреждение изоляции, характер повреждения устанавливается дополнительными поочерёдными испытаниями высоким напряжением от кенотрона изоляции токоведущих жил по отношению к свинцовой оболочке и между собой.

Перед производством измерений кабельная линия должна быть отсоединена разъединителями от питающего источника и от линии должны быть отключены все токоприёмники.

Измерение сопротивления изоляции каждой кабельной линии по отношению к земле, а также сопротивления изоляции между жилами обычно производится измерителями изоляции при напряжении 500 — 1 000 — 2 500 в.

В качестве измерителей изоляции могут быть применены мегомметры типов МС-06—2 500 в, МОМ-5—1 000 в и М—1101.

Выбор метода измерения по определению места повреждения кабельной линии

После определения характера и схемы кабельной линии выбирается метод, наиболее подходящий для определения повреждения в данном конкретном случае.

Рекомендуются следующие основные методы определения повреждения силовых кабелей.

1. **Индукционный** — для определения места повреждения кабельной линии при пробое изоляции двух или всех трёх жил кабеля, а также в случае обрыва жил с одновременным пробоем изоляции между жилами или пробоя изоляции жил на землю, если через место повреждения можно пропустить ток величиной не менее 15 а.

2. **Акустический** — для определения места повреждения кабельной линии напряжением 2 кв и выше при пробое изоляции одной токоведущей жилы с замыканием на землю, а также при «заплывающих» пробоях в муфтах и кабелях.

Акустический метод может быть применён для всех видов повреждений, если переходное сопротивление в месте повреждения имеет величину более 50 ом.

3. **Метод измерения периода собственных колебаний** в кабеле в момент пробоя при испытании постоянным током напряжением выше 2 кв — для определения мест повреждений всех видов.

4. **Метод накладной рамки** — для определения мест повреждений открыто проложенных кабелей линий при пробое изоляции одной токоведущей жилы с замыканием на землю.

Методом накладной рамки можно определить также повреждения кабельных линий, проложенных в земле, но при этом необходимо делать шурфы.

5. **Метод петли** — для определения места повреждения кабельной линии при пробое изоляции одной фазы кабеля. Этим же методом можно определить место повреждения при пробое двух фаз кабеля при наличии одной здоровой фазы.

6. Ё м к о с т н ы й — для определения места повреждения кабельной линии при обрыве одной, двух или трёх жил кабеля.

7. И м п у л ь с н ы й — для определения места повреждения кабельной линии при любом характере повреждения.

Практически при отыскании мест повреждений приходится применять одновременно два и больше методов, указанных выше. При этом во всех случаях, когда это возможно, следует применять 1-й или 2-й методы, позволяющие определять место повреждения непосредственно на трассе.

Прожигание поврежденных мест изоляции кабельных линий

Для определения места повреждения в кабелях индукционным, импульсным и петлевым способами необходимо снизить переходные сопротивления в месте повреждения до определённых пределов, что может быть произведено прожиганием кенотроном, газотроном и селеновым выпрямителем (в масле), газотронно-кенотронной установкой и трансформатором переменного тока для прожигания. Для этой цели может быть также применён генератор высокой частоты.

Газотронные лампы могут быть заменены селеновыми шайбами диаметром 18 или 25 мм. Шайбы собираются в столбики, закреплённые между двумя планками из плексигласа, и помещаются в масляный бак повысительного трансформатора. Число шайб выбирается из расчёта 10—12 в обратного напряжения на одну шайбу.

Прожигание мест повреждений следует вести ступенями: первоначально кенотронной установкой, затем газотронной установкой, а затем дожигательным трансформатором низкого напряжения или генератором.

Процесс прожигания протекает по-разному, в зависимости от характера повреждения кабельной линии.

Повреждение в кабеле при сухой изоляции. Процесс прожигания проходит спокойно, и через 5—10 мин. сопротивление быстро снижается до нескольких десятков ом.

Прожигание кабелей с очень жидкой пропиткой длится несколько дольше.

Повреждения в кабелях при влажной изоляции. Процесс прожигания проходит также спокойно, но сопротивление снижается не менее чем до 1 000 ом и дальнейшее прожигание газотронами никаких изменений сопротивления изоляции не даёт (характерная величина сопротивления мокрой кабельной изоляции — 1 000 ÷ 4 000 ом).

Повреждение в кабельных муфтах. Если при прожигании кенотронной установкой пробивное напряжение не только не снижается в течение 15—30 мин., но даже повышается, то это показывает наличие запыляющего пробоя в соединительной или концевой муфте. В этих случаях дальнейшего прожигания производить не следует, а определение места повреждения следует производить акустическим методом в сочетании с методом колебательного разряда.

При прожигании мест повреждений кабельных линий, проходящих частично или пол-

ностью в тоннелях, подвалах, кабельных полукатажах и других открытых местах, необходимо выставить наблюдателей для обнаружения мест повреждений и предотвращения возможности возгораний кабелей и пожаров.

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

Проверка и испытание оборудования до монтажа

Изоляторы опорные фарфоровые. При осмотре проверяются: отсутствие на глазури волосняных трещин и сколов фарфора, прочность и правильность насадки колпачка и фланца, высота отдельных изоляторов, отсутствие выкрашивания цементирующей замазки (из швов фланца и колпачка), размеры так называемых технологических дефектов (пузыри и лысины на глазури), резьба в колпачках (для крепления шинодержателей). Изоляторы, имеющие волосняные трещины на глазури, в теле фарфора или колпачка и фланца, к установке не пригодны.

Допустимые размеры технологических дефектов, т. е. пузырей, наплывов, лысин, вкраплений и т. п., определяются стандартом на изоляторы, согласно которому суммарная поверхность, занятая этими дефектами, не должна превышать 3 см².

Распространённым дефектом является скол фарфора по ребру, юлке или кромке. К установке могут быть допущены изоляторы, имеющие длину скола по окружности не более 60 мм, но при этом место скола покрывается глифтальевым лаком (2 раза) и просушивается в течение 2 час. Часто встречаются изоляторы с вкраплением брызг металла от электросварки; такие изоляторы бракуются.

Подвесные изоляторы. В отношении фарфора и армировки при проверке предъявляются те же условия, что и для опорных изоляторов. Дополнительно проверяются исправность и доброкачественность пестиков, замков и шапок.

Прокладные изоляторы. Дополнительно к указанному выше проверяется прочность насадки токоведущего стержня. Если стержень качается, подтягиваются центрирующие шайбы.

При затягивании гаек стержень не должен провёртываться. Проверяется исправность резьбы стержня — гайки должны навёртываться свободно.

При проверке изоляторов с бакелитовой изоляцией дополнительно проверяются: отсутствие ссадин, царапин и повреждений лаковой плёнки на поверхности бакелитовой втулки; отсутствие следов влаги в упаковке и на поверхности бакелитовой втулки, а также измеряются диэлектрические потери (угол потерь), определяется ток утечки и производится испытание повышенным напряжением по нормам.

Маслонаполненные прокладные изоляторы (линейные вводы, вводы выключателей МКП). У этих изоляторов проверяется:

- 1) отсутствие следов течи масла;
- 2) герметичность ввода (плотность прокладок);

3) электрическая прочность, физические и химические свойства масла (сокращённый анализ);

4) диэлектрические потери (угол потерь);

5) отсутствие повреждений фарфора (сколов, трещин) и армировки.

Проба масла из проходного изолятора для проверки электрической прочности берётся из нижней части ввода спустя 12 час. после установки его на козлы. Если прочность масла окажется ниже нормы, его заменяют свежим, доброкачественным. Рекомендуется после заливки масла ввод подогреть до температуры 60°C и создать в нём вакуум до 10 мм рт. ст.

Если электрическая прочность масла после замены его вновь окажется ниже нормы или угол потерь ввода окажется выше нормы (более 4—5% при температуре 20°C), это будет говорить о том, что внутренняя изоляция ввода (состоящая из гетинаксовых цилиндров) отсырела и требует сушки.

Испытание вводов и изоляторов наружной установки повышенным напряжением до пуска в эксплуатацию производится согласно табл. 9.

Таблица 9

Испытательное напряжение переменного тока для вводов и опорных изоляторов наружной установки

Номинальное напряжение изолятора, кв	Испытательное напряжение, кв	
	для фарфоровой изоляции	для прочей изоляции ¹
3	24	20
6	32	27
10	42	36
20	66	57
35	95	81
110	260	220

¹ Под прочей изоляцией подразумеваются бакелитовые и мастиконаполненные вводы, бакелитовая, тек столитовая и другая изоляция.

По этим же нормам испытывается изоляция выключателей, реакторов, разъединителей и обмоток высокого напряжения трансформаторов тока.

Продолжительность испытания напряжения 1 мин. При отсутствии оборудования для предварительного измерения угла диэлектрических потерь для бакелитовой изоляции испытательное напряжение поддерживается в течение 5 мин. После снятия напряжения бакелитовая изоляция по возможности проверяется наощупь на отсутствие нагревания.

Штыревые опорные изоляторы, набираемые в колонки типа ШТ-30 и ШТ-35, испытываются напряжением переменного тока — 50 кв на каждый элемент в течение 1 мин.

Подвесные изоляторы испытываются повышенным напряжением согласно табл. 10.

Для других типов подвесных изоляторов величина испытательного напряжения 0,75 сухоразрядного напряжения.

Продолжительность приложения испытательного напряжения 1 мин.

Тангенс угла диэлектрических потерь в процентах при температуре +20°C не должен превышать значений, приведённых в табл. 11.

Таблица 10

Величина испытательного напряжения для подвесных изоляторов

Тип изолятора	П-2	П-4,5	П-7
Испытательное напряжение переменного тока, кв . . .	45	56	65

Таблица 11

Допустимые значения тангенса угла диэлектрических потерь при 20°C для проходных и опорных изоляторов (в процентах)

Типы изоляторов	Номинальное напряжение, кв			
	3—10	20—35	110	154—220
Вводы и изоляторы бакелитовые . . .	5	2,5	2	—
Маслонаполненные	—	3	2	2
Мастиконаполненные	2	2,5	2	—

Примечание. Для вводов после установки на масляном выключателе допускаемые значения тангенса угла повышаются на 1%.

Разъединители. Проверяется:

1) отсутствие раковин и плёнки окиси на контактной поверхности ножа и неподвижного контакта;

2) отсутствие кривизны ножа;

3) отсутствие боковых ударов ножа о губки (вследствие непопадания ножей в гнезда) и ударов ножа о головку изолятора (вследствие проскакивания);

4) исправность гибкой связи между ножом и зажимом (на пластинах не должно быть трещин, надрывов и т. д.);

5) исправность нажимных пружин на ножах и наличие требуемого нажатия в контактах.

В отношении изоляторов предъявляются требования, указанные выше.

У большинства современных разъединителей требуемый контакт между ножом и неподвижной частью достигается нажатием пружин. Это нажатие не должно быть менее заданных заводом величин; проверяется оно вытягиванием ножа с помощью динамометра.

При опыте контактные поверхности должны быть сухими (обезжирены).

Наименьшие вытягивающие усилия приведены в табл. 12.

Таблица 12

Наименьшие допускаемые усилия, вытягивающие нож разъединителя

Номинальный ток разъединителя, а	Вытягивающее усилие, кг	Номинальный ток разъединителя, а	Вытягивающее усилие, кг
400	10	2 000	40
600	20	3 000	80
1 000	40	4 000	80
1 500	40	5 000	80

Если усилие меньше приведённого в табл. 12, пружины сжимаются путём вращения специального болта. При сжатии пружины необходимо следить за тем, чтобы между витками её оставался зазор не менее 0,5 мм (во включённом состоянии ножа).

Вытягивающие усилия составляют $\frac{1}{3} \div \frac{1}{4}$ нажатия в контактах разъединителя, поэтому нажатие в контактах находится путём умножения замеренной динамометром величины вытягивающего усилия на коэффициент $3 \div 4$.

Высоковольтные предохранители. Подлежат проверке:

1) номинальный ток патрона, который должен соответствовать току предохранителя;

2) герметичность патрона с плавкой вставкой;

3) плотность и полнота засыпки песком патрона (встряхиванием); при полной и плотной засыпке патрона шума пересыпающегося песка не будет слышно;

4) исправная работа указателя срабатывания;

5) целостность плавкой вставки — мегомметром; при включении предохранителя в цепь мегомметра последний должен показать нуль, при обрыве вставки — полную изоляцию (бесконечность).

К фарфоровым изоляторам предохранителей предъявляются требования, приведённые выше.

Шины. При проверке выявляются следующие дефекты:

- 1) шлаковые включения;
- 2) слоистость и хрупкость металла;
- 3) поперечные и продольные трещины;
- 4) отклонение от стандартных размеров;
- 5) уменьшение сечения вследствие наличия раковин, вмятин и т. д.;
- 6) поперечная кривизна (изгиб на ребро);
- 7) волнистость;
- 8) размеры окисленной поверхности.

Перечисленные дефекты определяются внешним осмотром и обмером штангенциркулем.

При отбраковке голого провода, предназначенного для ошиновки РУ, обращается внимание на следующие дефекты:

- 1) обрыв отдельных проволок;
- 2) неверное направление наружного повода;
- 3) узлы (барашки), вмятины, перекрутки, надрезы проволок;
- 4) раскрутка проволок;
- 5) коррозия внутренних проволок.

Испытание распределительного устройства

После того как каждый аппарат РУ в отдельности прошёл все требуемые по правилам испытания и были устранены обнаруженные дефекты, РУ в целом подвергается испытанию напряжением. Это испытание имеет целью окончательно проверить изоляцию РУ и убедиться в её исправности перед непосредственным включением РУ в эксплуатацию. При испытании РУ генераторы, трансформаторы, конденсаторы и кабели отсоединяются

от РУ, а выключатели, разъединители, реакторы и трансформаторы тока всех цепей должны быть включены. Вторичные обмотки трансформаторов тока закорачиваются и заземляются.

Перед испытанием повышенным напряжением производится испытание изоляции всего оборудования и распределительного устройства в целом (по фазам) мегомметром напряжением 2 500 в.

Общая величина сопротивления изоляции должна быть не менее 50 мгом.

Испытание изоляции рекомендуется проводить по возможности в сухую погоду.

Величина испытательного напряжения переменного тока — трёхкратная от номинального напряжения распределительного устройства. Продолжительность приложения испытательного напряжения 10—15 мин.

Испытание ведётся пофазно, т. е. каждая фаза включается на повышенное напряжение по очереди.

При испытании персонал тщательно осматривает РУ и отмечает, нет ли потрескивания от разрядов, коронирования и т. д. Испытания РУ рекомендуется проводить ночью при отключённом освещении.

Оборудование РУ считается выдержавшим испытание, если при этом не было пробоев перекрытий, коронирования изоляции или частичных разрядов по её поверхности.

Оборудование РУ, не удовлетворяющее хотя бы одному из указанных условий, считается не выдержавшим испытание и не пригодным к дальнейшей эксплуатации.

После испытания повышенным напряжением РУ трёхкратно толчком включается от своего источника питания на номинальное напряжение. Включение осуществляется масляным выключателем, стоящим в цепи между источником (генератором, трансформатором или линией) и РУ. Этой операцией заканчиваются испытания РУ, после чего при необходимости производится фазирование отдельных элементов РУ, и РУ сдаётся в эксплуатацию.

Профилактические испытания оборудования распределительных устройств, находящихся в эксплуатации

Разъединители и контактные соединения шин РУ. Испытания и проверка разъединителей и контактных соединений шин РУ проводятся в сроки, указанные в табл. 13.

Для фарфоровых и бакелитовых изоляторов внутренней установки напряжением 3—35 кВ рекомендуется производить измерение тока утечки при выпрямленном напряжении.

Измерение тока утечки производится для: а) изоляторов 3—10 кВ при напряжении 20 кВ; б) изоляторов 35 кВ при напряжении 40 кВ.

Напряжение подаётся на все три фазы аппарата одновременно; ток утечки не должен превосходить 100 мка.

Штыревые изоляторы, устанавливаемые в колонках разъединителей 35—220 кВ, испытываются путём замера напряжения по элементам изоляторов измерительной штан-

Таблица 13

Сроки испытаний и проверок разъединителей и контактных соединений шин РУ		
Наименование оборудования и объём испытания	Номинальное напряжение, кВ	Сроки между испытаниями, мм
Разъединители		
Испытание опорных (аппаратных) изоляторов повышенным напряжением переменного тока и измерение тока утечки	1,5—35	0,5—1 год
Испытание распределения напряжения по поверхности штыревых аппаратных изоляторов	35—220	0,5—1 год
Испытание деревянных и бакелитовых тяг повышенным напряжением переменного тока или выпрямленного тока	1,5—35	3 года
Измерение тока утечки деревянных и бакелитовых тяг на выпрямленном напряжении или измерение сопротивления изоляции мегомметром	1,5—35	3 года
Испытание штыревых изоляторов повышенным напряжением по составным элементам	35—220	0,5—1 год
Контактные соединения		
Проверка контактных соединений — определение падения напряжения и нагрева:		
1) контактные соединения медных шин, выполненные методом опрессовки . . .	1,5—220	4 года
2) контактные соединения алюминиевых и сталеалюминиевых шин, выполненные методом опрессовки . . .	1,5—220	2 года
3) все остальные контактные соединения	1,5—220	1 год

гой. Нормальное и минимальное допускаемые напряжения на элемент даются в табл. 14. Штыревые изоляторы на разъединителях

Таблица 15

Объём и сроки испытания изоляции аппаратуры открытых РУ		
Тип изоляции	Объём испытаний	Сроки между испытаниями
Изоляция первичных обмоток трансформаторов тока: а) с чисто фарфоровой изоляцией б) с бакелитовой и комбинированной изоляцией и трансформаторов тока типа ТФН Подвесные изоляторы подстанций и воздушных линий передачи: а) натяжные гирлянды на металлических опорах б) подвесные гирлянды на металлических опорах в) натяжные гирлянды на деревянных опорах г) подвесные гирлянды на деревянных опорах	Приложение повышенного напряжения переменного тока	3 года
	Измерение угла диэлектрических потерь и приложение повышенного напряжения переменного тока	2 года
	Определение нулевых и дефектных изоляторов штангой	1 год
		2 года
		3 года

рекомендуется подвергать профилактическим испытаниям два раза в год: весной, до наступления грозового сезона, и осенью, до наступления морозов.

Аппараты высоковольтного распределительного устройства открытой части подстанции испытываются в сроки, указанные в табл. 15.

Вводы, изоляторы, выключатели и обмотки высокого напряжения трансформаторов тока, находящиеся в эксплуатации, должны испытываться напряжением переменного тока в соответствии с табл. 16.

Таблица 14

нормальные и минимальные допускаемые напряжения на элемент штыревых изоляторов

Номинальное напряжение		Количество и тип изоляторов в колонке	Состояние (оценка) изоляторов	№ элементов изоляторов, считая от конструкции														
между-фазовое	фазовое			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
				Напряжение на элементе изолятора, кВ														
220	127	5ИШЖ-35	Нормальное	6	7	7	5	6	8	6	7	9	7	8	10	11	12	18
		3ИШД-35	Дефектное, менее	3	3	3	2	3	4	3	3	4	3	3	5	6	8	12
110	64	3ИШТ-35	Нормальное	6	4	5	6	6	7	7	8	16	—	—	—	—	—	—
		3ИШТ-30	Дефектное, менее	3	2	3	3	3	3	4	6	10	—	—	—	—	—	—
35	20	4Т-44	Нормальное	7	8	9	11	12	18	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		АОС-1	Дефектное, менее	3	4	5	6	8	11	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		1ИШТ-35 и 1ИШТ-30 2Т-44	Нормальное	5	6	4	8	5	12	8	17	—	—	—	—	—	—	—
			Дефектное, менее	2	3	2	3	2	8	6	10	—	—	—	—	—	—	—
			Нормальное	10	10	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			Дефектное, менее	5	5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			Нормальное	4	5	4	7	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
			Дефектное, менее	2	2	2	3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Примечание. При невозможности провести замеры штангой изоляторы испытываются повышенным напряжением переменного тока или мегомметром на 2 500 в.

Примечание. При невозможности провести замеры штангой изоляторы испытываются повышенным напряжением переменного тока или мегомметром на 2 500 в.

Таблица 16

Испытательные напряжения для изоляции,
находящейся в эксплуатации

Номинальное напряжение, кВ	2,9	3,0	6	10	20	35	110
Испытательное напряжение, кВ:							
а) для фарфоровых опорных изоляторов и вводов	16	24	32	42	66	95	260
б) для остальной изоляции	12	18	24	31	49	71	220

При недостаточном напряжении испытательного оборудования допускается испытывать фарфоровые изоляторы при значениях испытательного напряжения, указанных в строке «б» табл. 16.

Длительность приложения испытательного напряжения 1 мин. Испытательное напряжение должно быть ниже сухоразрядного напряжения между разомкнутыми контактами разъединителей, отсоединяющих испытуемый объект от рабочего напряжения.

При отсутствии оборудования для предварительного измерения угла диэлектрических потерь для бакелитовых проходных и опорных изоляторов повышенное напряжение поддерживается в течение 5 мин. После снятия напряжения испытуемый объект по возможности проверяется наощупь на отсутствие нагревания.

Значения тангенса угла диэлектрических потерь (в процентах) при температуре 20°C и испытательном напряжении до 10 кВ, характеризующие удовлетворительное состояние вводов, находящихся в эксплуатации, приведены в табл. 17.

Таблица 17

Тангенс угла потерь вводов
(в процентах)

Типы изоляторов (вводов)	Номинальное напряжение, кВ		
	3—10	20—35	110
Вводы бакелитовые	11	9	7
Вводы маслонеполненные	—	8	7
Вводы мастиконаполненные	10	8	6

Изоляторы, имеющие более высокие значения тангенса угла диэлектрических потерь, чем указанные в таблице, подлежат выводу из эксплуатации.

При замерах тангенса угла диэлектрических потерь необходимо каждый раз сравнивать результаты данного и предыдущего замеров. Если будет обнаружено, что потери возросли более чем на 20%, то такие изоляторы выводят из эксплуатации, даже если абсолютное значение потерь не превышает норм, указанных в табл. 17.

При систематическом росте потерь, наблюдаемом в течение ряда замеров, необходимо такие изоляторы подвергать дополнительным профилактическим испытаниям по особой программе.

СИЛОВЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ
ПЕРЕМЕННОГО ТОКАОтбраковка силовых выключателей
переменного тока

Выключатели, доставляемые на склад или монтажную площадку, могут иметь повреждения и увлажнение их внутренних изоляционных частей (тяги, штанги, экраны и т. д.), изготовленных из органических материалов. Увлажнённые и повреждённые части ремонтируются и сушатся, после чего их детали подвергаются электрическим испытаниям.

После внешнего и внутреннего осмотров производятся электрические испытания выключателя, которые состоят в следующем:

1) измеряется сопротивление изоляции изоляционных деталей, встроенных трансформаторов тока и катушек привода мегомметром на напряжение до 1 000 в;

2) определяются диэлектрические потери в вводах;

3) испытываются повышенным напряжением вводы и изоляционные детали выключателей 35—110 кВ (после устранения дефектов и сушки);

4) проверяются сопротивление постоянному току катушек электромагнитов и вторичных обмоток встроенных трансформаторов тока, а также отсутствие обрыва в них;

5) проверяется схема соединения катушек электромагнитов и встроенных трансформаторов тока.

Испытание повышенным напряжением может быть проведено от источника переменного или постоянного тока. Испытательное напряжение прикладывается в течение 1 мин., величина его определяется нормами эксплуатационных профилактических испытаний (табл. 21). При испытании не должно произойти перекрытия по поверхности детали, а также не должно наблюдаться нагрева поверхности (проверяется наощупь после снятия напряжения). Если при испытании произойдёт пробой изоляции или на поверхности её будут наблюдаться разряды, она должна быть снята и заменена.

Величина сопротивления изоляции не должна быть менее приведённой в табл. 18.

Таблица 18

Наименьшие допускаемые значения сопротивления
изоляции из органических материалов

Рабочее напряжение выключателя, кВ	Наименьшее допускаемое сопротивление изоляции, мегом
3—10	1 000
10—35	3 000
Выше 35	5 000

Детали, сопротивление которых окажется ниже значений, приведённых в табл. 18, подвергаются сушке одним из принятых методов.

Испытание силовых высоковольтных
выключателей переменного тока после
монтажа

Испытания состоят из механических и электрических.

Выключатель после монтажа перед вводом в эксплуатацию должен пройти следующие обязательные испытания:

- 1) испытание масла во вводах и баке;
- 2) измерение диэлектрических потерь вводов (тангенса угла потерь);
- 3) испытание вводов повышенным напряжением;
- 4) измерение сопротивления изоляции тяг, траверс и других подвижных частей;
- 5) испытание повышенным напряжением изоляции выключателя;
- 6) измерение собственного времени включения и отключения выключателя;
- 7) измерение полного времени хода траверсы;
- 8) измерение скорости движения траверсы при включении и отключении выключателя;
- 9) измерение сопротивления, плотности прилегания и давления рабочих и искрогасительных контактов;
- 10) измерение сопротивления изоляции обмоток электромагнитов привода выключателя и контакторов;
- 11) измерение сопротивления постоянному току обмоток электромагнитов выключателя и контакторов привода;
- 12) проверку одновременности включения фаз выключателя;
- 13) включение и отключение при наименьшем и наибольшем напряжении срабатывания электромагнитов привода выключателя;
- 14) проверку работы привода и выключателя путём многократных дистанционных включений и отключений;
- 15) проверка действия подогрева выключателя в зимнее время (в случае необходимости её наличия по климатическим условиям данного района) путём пробного включения каждой ступени подогрева перед наступлением морозной погоды.

Профилактические испытания силовых выключателей переменного тока

Испытания силовых выключателей переменного тока производятся в сроки и в объёме, указанные в табл. 19.

При измерении сопротивления изоляции подвижной части силовых выключателей замеряется ток утечки при залитом масле и без

Таблица 19

Объём и сроки испытаний выключателей переменного тока

Наименование оборудования и объём испытаний	Номинальное напряжение, кВ	Сроки между испытаниями
Испытания изоляции подвижной части — измерение сопротивления изоляции или тока утечки	3—220	1 год
Измерение угла диэлектрических потерь вводов (кроме фарфоровых): маслонаполненных, бакелитовых и конденсаторных, мастиконаполненных, фарфоровых металллизированных	35—220 3—220 3—35 35—220	3 года 2 года 2 года 3 года
Испытание изоляции повышенным напряжением переменного тока	3—220	3 года
Измерение сопротивления контактов	3—220	2 раза в год (при проверках действия защит)
Проверка действия привода	3—220	3 месяца

масла путём подачи напряжения на траверсу при опущенном баке.

За ток утечки подвижной части принимается разность утечек во включённом и отключённом положениях. Напряжение подаётся сразу на оба ввода каждой фазы.

Предельные значения сопротивления изоляции и тока утечки выключателей приведены в табл. 20.

Таблица 20

Сопротивление изоляции и токи утечки вводов силовых выключателей переменного тока

Номинальное напряжение изоляторов, кВ	3—10	22—35	110—220
Испытательное напряжение, кВ макс	20	40	40
Максимальное значение тока утечки, мкА	20	20	20
Минимальное значение сопротивления изоляции, МГОМ	1 000	2 000	2 000

Таблица 21

Испытательные напряжения выключателей переменного тока

Испытательное напряжение в кВ		Номинальное напряжение в кВ						
		2	3	6	10	20	35	110
С вводами различного типа, кроме фарфоровых	Для выключателей в эксплуатации	12	18	24	31	49	71	195
	Для выключателей после ремонта или перед вводом в эксплуатацию	14	20	27	36	57	81	220
Для фарфоровых вводов	Для выключателей в эксплуатации и после ремонта или перед вводом в эксплуатацию	16	24	32	42	66	95	260

Испытание силовых выключателей повышенным напряжением переменного тока производится при удовлетворительных данных замеров величины угла диэлектрических потерь, тока утечки при выпрямленном напряжении, пробивного напряжения масла и отсутствии других дефектов при нормально залитом маслом баке. Испытательное напряжение подаётся на обе втулки каждой фазы при отключённом масляном выключателе. При испытаниях однобакового выключателя другие фазы заземляются.

Выключатели считаются выдержавшими испытание, если они выдерживают без пробоев или перекрытий в течение 1 мин. напряжения, указанные в табл. 21.

Допустимые величины переходного сопротивления контактов силовых выключателей (и разъединителей) переменного тока даются в табл. 22.

Таблица 22

Допустимые величины сопротивления контактов выключателей

Наименование и тип аппаратуры	Напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Сопротивление подвижных контактов в микроомах	
			при вводе в эксплуатацию и после капитального ремонта	в эксплуатации
Масляные выключатели:				
МКП-160	110	600	600—800	900
МВ-125	110	600	400—500	600
ВМ-35, ВМ-25 и др.	35	600	600—800	1 000
Все типы	3—10	200	300—350	400
	3—10	600	108—150	200
	3—10	1 000	80—100	150
	3—10	2 000 и более	50—75	100
Разъединители (все типы)	3—220	600	150—175	200
	3—220	1 000	100—120	150
	3—220	1 500—2 000	40—50	60

Скорость включения и отключения силовых выключателей переменного тока проверяется после капитального ремонта и не должна отличаться более чем на $\pm 20\%$ от приведённых в табл. 23 заводских данных.

Проверка работы привода силовых выключателей производится в сроки, указанные в табл. 19, многократным дистанционным включением и отключением согласно табл. 24 и 25.

Приводы воздушных выключателей испытываются, кроме того, согласно заводским инструкциям.

БЫСТРОДЕЙСТВУЮЩИЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ (БВ) РУ ВЫПРЯМЛЕННОГО ТОКА

Периодическая проверка быстродействующих выключателей выпрямленного тока всех систем на тяговых подстанциях произво-

Таблица 23

Заводские данные оперативного времени работы силовых выключателей переменного тока

Тип		Номинальное напряжение, кВ	Время, сек.			
выключателя	привода		Собственное время включения (от подачи команды до замыкания контактов)		Собственное время отключения выключателя (от подачи команды до размыкания контактов)	
			Время отключения выключателя (от подачи команды до останова контактов)			
ВМ-22	ПС-20	6; 10	0,24	0,15	—	—
ВМ-16	ПС-10	3; 6; 10	0,22	0,08	—	—
ВМГ-122)	ПС-10	10	0,23	0,10	—	—
ВМГ-132)						
ВМГ-133)						
МГГ-223	ПС-30	10	0,8	0,15	—	—
МГГ-229	ПС-30	10	0,65	0,15	—	—
МГГ-529	ПС-30	10	0,8	0,13	—	—
ВМ-25)	ПС-20	30	0,26	0,08	—	—
ВМ-35)	ШПС-10	30	0,18	0,06	—	—
ВМД-35		30	0,35	0,07	—	—
МКП-35	ШПС-30	30	0,8	0,07	0,35	0,35
МКП-160	ШПС-30	110	0,8	0,07	0,4	0,4
МКП-274п	ШПС-30п	220	0,9	0,08	0,35	0,35
МКП-274д	ПВМ-108	220	1,5	0,08	0,35	0,35

Таблица 24

Проверка работы электромагнитных и прочих непневматических приводов

Операция	Напряжение на шинах оперативного тока в % от номинального	Количество операций
Включение	115 и 90	По 5
Отключение	80	10

Таблица 25

Проверка работы пневматических приводов

Операции	Напряжение на шинах оперативного тока в % от номинального	Давление оперативного воздуха	Количество операций
Включение .	90 и 100	Максимальное эксплуатационное	5
Отключение .	80	Не нормируется	10

дится один раз в 10 дней, или после 15 автоматических отключений для 3,3 кВ и 20 автоматических отключений для 1,65 кВ. Проверка выключателей постов секционирования производится 1 раз в 15 дней или после 25 отключений.

При текущем ремонте, кроме работ, предусмотренных для производства при периодической проверке, необходимо выполнить:

- 1) зачистку и замер износа главных контактов;
- 2) смазку трущихся частей;
- 3) проверку включающего механизма;

4) снятие отпечатков с главных контактов и магнитного сердечника;
5) проверку натяжения главных отключающих пружин.

При этом следует иметь в виду, что:

1) силовые контакты быстродействующего выключателя меняются, когда их общая длина станет менее 108 мм или когда один из них износится более допустимых пределов.

Контакты считаются изношенными, если рабочая часть их, выступающая за габариты крепящей обоймы, станет равной или менее 6 мм для неподвижного контакта и 16 мм для подвижного контакта;

2) при площади отпечатка магнитного сердечника менее 60% производится переборка магнитной системы;

3) величина натяжения главных отключающих пружин быстродействующих выключателей типа БДА должна быть 120—130 кг; для выключателей типа ВАБ:

а) с номинальным током до 2 000 а — 20—25 кг; б) с номинальным током до 3 000 а — 25—30 кг;

4) свободный ход контактного рычага для быстродействующих выключателей типа БДА должен быть не более 3—4 мм.

Для выключателей ВАБ зазор выключающего механизма на раме должен быть 4—5 мм.

Проверка быстродействующих выключателей на ток отключения (между капитальными ремонтами) должна производиться не реже двух раз в год и каждый раз после 500 отключений или разрегулировки выключателя.

Отклонение тока отключения от тока уставки при проверке на ток отключения допускается в пределах $\pm 5\%$.

Допускается производить проверку на ток отключения косвенным методом, но не более одного раза в год.

Испытания и проверка изоляции камеры быстродействующих выключателей производится 1 раз в 3 месяца.

Испытание повышенным напряжением производится 1 раз в год.

Испытание изоляции быстродействующих выключателей производится выпрямленным током высокого напряжения в течение 5 мин.

При испытании изоляции выключателей должны замеряться токи утечки:

1) подвижного контакта (включающая и держащая катушки, а также сигнальная тяга при этом заземляются);

2) между контактами высокое напряжение подаётся на неподвижный контакт, а подвижный контакт заземляется (камера при этом поднята);

3) между контактами и камерой при заземлённом подвижном контакте.

Испытательное напряжение для быстродействующих выключателей должно быть не менее: для выключателей напряжением 1,65 кВ—8 кВ; для выключателей напряжением 3,3 кВ—15 кВ.

Минимальные значения сопротивления изоляции и тока утечки для быстродействующих выключателей выпрямленного тока должны соответствовать данным табл. 26.

Таблица 26

Сопротивление изоляции и токи утечки БВ

Номинальное напряжение	1,65 кВ		3,3 кВ	
	Минимальное сопротивление изоляции, Мом	Максимальный ток утечки, мкА	Минимальное сопротивление изоляции, Мом	Максимальный ток утечки, мкА
Место приложения высокого напряжения				
Подвижной контакт	150	50	300	50
Между контактами без камер	250	30	500	30
Между контактами с камерой	75	100	150	100

Примечания. 1. Ток утечки измеряется через 1 мин. после подъёма напряжения до полного испытательного.
2. Выключатель считается выдержавшим испытание, если за время испытания ток утечки не превышает значений, приведённых в таблице, и при испытании нет перекрытий и сильного коронирования.

СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

Перед пуском в эксплуатацию трансформатора, после монтажа или капитального ремонта со сменой обмотки, должны быть произведены следующие испытания:

1) химический анализ масла из баков и втулок и испытание его на электрическую прочность;

2) измерение сопротивления изоляции обмоток и стяжных болтов;

3) измерение сопротивления обмоток постоянному току на всех ответвлениях;

4) определение увлажнённости изоляции обмоток;

5) испытание вводов;

6) испытание повышенным напряжением переменного тока главной изоляции трансформаторов напряжением 35 кВ и ниже;

7) определение тока холостого хода;

8) проверка группы соединения и коэффициента трансформации;

9) осмотр и проверка системы охлаждения;

10) осмотр цепей первичных и вторичных соединений, измерение сопротивления изоляции и испытание их повышенным напряжением;

11) проверка измерительных приборов;

12) испытание релейной защиты;

13) проверка работы приводов выключателей и разъединителей;

14) фазировка трансформатора;

15) внешний осмотр трансформаторов в горячем состоянии, проверка герметичности с проверкой плотности швов, состояния прокладок, фланцевых соединений и пр.

После капитального ремонта трансформатора без смены обмоток должны быть произведены те же испытания, за исключением пп. 7, 8, 9 и 14, которые были указаны выше.

Если при ремонте трёхфазных трансформаторов не было сделано изменений в схеме обмоток, то после монтажа проверка группы соединения не производится.

Объём испытаний трансформаторов мощностью до 560 *кВА* включительно может быть сокращён в зависимости от местных условий с разрешения начальника службы электрификации и энергетического хозяйства дороги.

Вновь устанавливаемые трансформаторы могут быть включены в работу без сушки, если отношение ёмкостей, измеренное при частотах 2 и 50 *Гц*, не превышает 1,2 при температуре 10°C и 1,3 при температуре 20°C или тангенс угла диэлектрических потерь не превышает значений, указанных в табл. 27.

Таблица 27

Тангенс угла потерь в обмотках трансформаторов

Номинальное напряжение испытываемой обмотки, <i>кВ</i>	Тангенс угла диэлектрических потерь при температуре °C в процентах				
	5	10	20	30	40
110 и выше	1,5	2,0	2,5	4,0	6,0
38,5 и ниже	2,0	2,5	3,5	5,5	8,0

Трансформаторы, прошедшие капитальный ремонт, могут быть включены без сушки, если выемная часть находилась в воздухе влажностью не более 70% для трансформаторов с обмоткой высшего напряжения 38,5 *кВ* и ниже — 24 часа и выше 38,5 *кВ* — 16 час.

При нахождении выемной части трансформатора в воздухе больше указанного времени возможность выключения его без сушки определяется сравнением результатов измерения до и после ремонта.

Контроль сушки производится по сопротивлению изоляции.

Включение трансформатора под напряжение после окончания монтажа или капитального ремонта можно производить толчком; при этом со стороны питания должна быть включена быстродействующая защита (токовая отсечка, плавкие предохранители и т. п.), отстроенная от толчков намагничивающего тока.

Профилактические испытания силовых трансформаторов

Основным критерием для суждения о допустимом состоянии изоляции трансформаторов является сравнение величин сопротивления изоляции, измеряемых в процессе эксплуатации, с первоначальными величинами, измеренными перед включением в эксплуатацию; измерения следует производить одним и тем же прибором при неизменных условиях температуры масла, величины и длительности приложения напряжения.

Сопротивление изоляции считается недостаточным, если в эксплуатации наблюдается резкое снижение величины сопротивления изоляции по отношению к первоначальным величинам (на 30% и больше).

При резком снижении сопротивления изоляции трансформатора следует выяснить его причины и в случае необходимости произвести сушку трансформатора.

Каждый трансформатор должен подвергаться профилактическим испытаниям как минимум в следующем объёме:

1) измерение величины сопротивления изоляции и 2) отношения сопротивлений изоляции, измеренных через 60 и 15 сек. (R_{60}/R_{15}) — при каждом текущем осмотре.

Испытание изоляции трансформаторов производится повышенным напряжением переменного или выпрямленного тока.

Испытания могут быть начаты не ранее чем через 45 мин. после отключения. Температура обмоток принимается равной температуре верхних слоёв масла. Перед началом испытания каждая обмотка заземляется на 1 мин.

Нормы оценки изоляции при испытании повышенным напряжением выпрямленного тока приведены в табл. 28. Минимальные значения сопротивлений изоляции обмоток приведены в табл. 30.

Таблица 28

Испытательные напряжения при определении токов утечки обмоток силовых трансформаторов выпрямленным током

Обмотка высокого напряжения трансформатора, <i>кВ</i>	Напряжение обмотки, <i>кВ</i>	Испытательное напряжение, <i>кВ</i> макс	Ток утечки в <i>мкА</i> при температуре обмоток +20°C	Примечание
110	110 35 6—10	40 20 10	100 50 40	При температурах, значительно отличающихся от +20°C, следует считать, что увеличение температуры на 10°C вызывает увеличение тока утечки в 1,6 раза
35 и ниже	35 6—10 2—3	20 10 5	100 70 40	

Испытание обмоток силовых трансформаторов повышенным напряжением переменного тока производится по данным табл. 29.

Таблица 29

Величина испытательного напряжения обмоток силовых трансформаторов (в киловольтах)

Трансформаторы выпуска	Испытательное напряжение для трансформаторов	Номинальное напряжение в <i>кВ</i>					
		2	3	6	10	35	110
После 1936 г.	После текущего ремонта	5	14	19	26	64	172
	После капитального ремонта	6	16	22	31	77	205
До 1936 г. и импортные	После текущего ремонта	5	8	10	16	53	166
	После капитального ремонта	6	9	12	19	63	195

Испытание изоляции обмоток трансформаторов мегомметром производится в качестве контрольного независимо от испытания их повышенным напряжением. Обмотки высокого напряжения испытываются мегомметром 2,5 *кВ*, обмотки низкого напряжения — мегомметром до 1 000 *В*. Изоляция считается годной, если сопротивление изоляции со-

Таблица 30

Минимальные величины сопротивления изоляции обмоток силовых трансформаторов (в мегомах)

Состояние трансформатора	Номинальное напряжение обмотки, кВ	Номинальное сопротивление изоляции при температуре обмоток в °С									
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Перед вводом в эксплуатацию и после ремонта	2—3	280	166	106	67	42	30	18	11	7	4,5
	6—10	560	332	212	134	84	60	36	22	14	9
	35 и выше	800	510	320	200	125	80	49	31	19	12
В эксплуатации	2—3	200	128	80	50	31	20	12	8	5	3
	6—10	400	256	160	100	62	40	24	16	10	6
	35 и выше	530	335	210	133	83	59	37	23	14	9

ставляет не менее 1 000 ом на 1 в номинального напряжения обмотки и соответствует данным, приведённым в табл. 30.

Вторичные обмотки преобразовательных трансформаторов испытываются при отсоединённых анодных кабелях по отношению к корпусу трансформатора и друг к другу. Испытательное напряжение при напряжении выпрямленного тока 1,65 кВ—6 кВ; при напряжении 3,3 кВ — 11 кВ, продолжительность испытания 1 мин.

Обмотки уравнильных катушек испытываются по отношению к корпусу и друг к другу по нормам изоляции силовых трансформаторов с номинальным напряжением 2—3 кВ.

Указанные выше нормы распространяются на силовые трансформаторы любой мощности, напряжения, типа и назначения, в том числе и на анодные делители, уравнильные катушки, утроители частоты и автотрансформаторы, устанавливаемые на тяговых подстанциях.

ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

Отбраковка трансформаторов тока до монтажа

При отбраковке трансформаторов тока проверяются:

- 1) сопротивление изоляции обмотки;
- 2) отсутствие обрыва во вторичной обмотке и её сопротивление постоянному току;
- 3) полярность концов вторичной обмотки;
- 4) коэффициент трансформации обмоток;
- 5) диэлектрические потери (угол потерь).

У трансформаторов типа ТПФ проверяется наличие контакта между внешней поверхностью проходных изоляторов, покрытой графитной краской (на участке прохождения изоляторов через фланцы), и корпусом.

У маслянонаполненных трансформаторов тока берётся проба масла для определения электрической прочности.

Сопротивление изоляции трансформатора тока проверяется мегомметром. Оно не должно быть менее 6 мгом для обмотки НН. При меньшей величине обмотка должна быть высушена одним из принятых способов.

Сопротивление изоляции обмотки встроенных трансформаторов тока (типа ТВ) относительно корпуса и магнитопровода должно быть не менее 6 мгом. Проверка сопротивле-

ния изоляции производится мегомметром на 1 000 в.

После проверки изоляции вторичные обмотки трансформаторов тока испытываются напряжением переменного тока 1 000 в в течение 1 мин.

Проверка сопротивления встроенной обмотки постоянному току производится обычным мостом.

Разница между сопротивлениями отдельных обмоток комплекта трансформатора тока (комплект состоит из 6 или 12 шт.) не должна превышать 10%.

Отсутствие обрыва в обмотках трансформатора тока проверяется на каждом ответвлении мегомметром. Мегомметр, присоединённый между двумя любыми ответвлениями, должен показывать нуль.

При наличии нескольких трансформаторов тока с одинаковыми коэффициентами трансформации их первичные обмотки при проверке можно соединять последовательно.

Во многих схемах защит очень важно знать начало и конец вторичной обмотки, для того чтобы правильно определять направление тока. На зажимах ВН и НН обычно имеются заводские отметки: L_1 и L_2 , обозначающие соответственно начало и конец первичной обмотки, I_1 и I_2 — соответственно начало и конец вторичной обмотки.

В нахождении начала и конца обмотки трансформатора тока заключается определение полярности.

Отбраковка трансформаторов напряжения до монтажа

При осмотре трансформатора напряжения проверяются:

- 1) уровень масла по маслоуказателю и исправность маслоуказателя;
- 2) сообщаемость маслоуказателя и расширителя с баком трансформатора;
- 3) отсутствие следов течи из уплотнений бака, фланцев изоляторов и т. д.;
- 4) отсутствие повреждений изоляторов и их армировки;
- 5) отсутствие механических повреждений бака, расширителя, крышки и других частей (вмятин, трещин и т. п.);
- 6) прочность расклиновки и отсутствие смещения катушек (у сухих трансформаторов напряжения);

7) наличие паспортной таблички и укомплектованность его всеми частями.

После внешнего осмотра трансформатора напряжения производятся электрические испытания его, которые состоят в следующем:

1) проверяется сопротивление изоляции обмоток ВН и НН по отношению к корпусу и одной обмотки по отношению к другой;

2) проверяется отсутствие обрыва обмоток ВН и НН;

3) определяется коэффициент трансформации (испытание не обязательно);

4) определяется полярность выводов ВН и НН;

5) берётся проба масла для испытания электрической прочности и проведения сокращённого анализа.

Сопротивление изоляции обмоток трансформатора напряжения проверяется мегомметром на 1 000 в. Величина сопротивления изоляции при температуре 15 — 20°C не должна быть ниже 6 мгом между обмоткой НН и корпусом, 50—100 мгом — между обмоткой ВН и корпусом.

Более точным методом является определение коэффициента абсорбции, т. е. отношения величины сопротивления изоляции, замеренной при вращении рукоятки мегомметра в течение 60 сек. (R_{60}), к величине сопротивления изоляции, замеренной при вращении рукоятки мегомметра в течение 15 сек. (R_{15}).

Отношение должно находиться в пределах 1,25 ÷ 1,30, т. е.

$$K_a = \frac{R_{60}}{R_{15}} = 1,25 \div 1,30.$$

Коэффициент абсорбции, меньший приведенного выше, будет говорить об увлажнении обмоток трансформатора.

Испытание измерительных трансформаторов после монтажа или капитального ремонта перед вводом в эксплуатацию

Измерительные трансформаторы (трансформаторы тока и напряжения) должны пройти следующие испытания:

1) проверку сопротивления изоляции обмоток;

2) испытание повышенным напряжением первичных обмоток;

3) проверку полярности выводов обмоток;

4) проверку группы соединения трёхфазных трансформаторов напряжения;

5) измерение коэффициентов трансформации;

6) испытание повышенным напряжением вторичных обмоток;

7) снятие характеристики намагничивания трансформаторов тока;

8) измерение сопротивления обмоток постоянному току на всех ответвлениях;

9) испытание масла (на электрическую прочность и химический анализ);

10) измерение диэлектрических потерь вводов (кроме фарфоровых);

11) испытание повышенным напряжением вводов в трансформаторах наружной установки;

12) фазирование трансформаторов напряжения, приключённых к разным системам шин.

Замеренный коэффициент трансформации не должен отличаться от номинальных данных (указанных в паспорте или на заводской табличке) более чем на $\pm 5\%$.

Полярность обмоток должна соответствовать заводским обозначениям.

Вторичные обмотки трансформаторов напряжения испытываются повышенным напряжением переменного тока 2 000 в, а трансформаторов тока 1 000 в в течение 1 мин.

Характеристика намагничивания трансформаторов тока, т. е. зависимость напряжения на концах разомкнутой вторичной обмотки от тока в первичной обмотке, снимается для суждения об однотипности трансформаторов тока, что бывает важно при питании от них сложных и ответвлённых схем релейных защит.

Снятая характеристика сопоставляется с аналогичными характеристиками однотипных трансформаторов тока.

Прочие величины, проверяемые при вводе в эксплуатацию, нормированы выше при указаниях об отбраковке.

Профилактические испытания трансформаторов тока и напряжения в эксплуатации производятся 1 раз в три года. При этом проверяется:

1) сопротивление изоляции обмоток и проходных изоляторов;

2) обмотки и проходные изоляторы повышенным напряжением согласно данным табл. 16;

3) коэффициент трансформации;

4) диэлектрические потери вводов;

5) характеристика намагничивания;

6) изоляционное масло из трансформатора и его проходных изоляторов.

Изоляция вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения проверяется два раза в год: один раз мегомметром и один раз повышенным напряжением (чередую эти испытания).

Эти испытания проводятся одновременно с проверкой изоляции всего РУ или при годовой полной проверке релейной защиты.

ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ АГРЕГАТЫ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ (РУТУНЫЕ ВЫПРЯМИТЕЛИ И ИНВЕРТОРЫ)

Перед включением в эксплуатацию каждый устанавливаемый преобразовательный агрегат должен быть перебран, испытан, отформован и проверен.

После полной переборки должно быть произведено:

1) проверка сопротивления изоляции мегомметром и повышенным напряжением отдельных элементов преобразовательного агрегата по нормам табл. 31 и 32.

Изоляция считается выдержавшей испытание, если при испытании выпрямленным током ток утечки не превышает значений, приведённых в табл. 33, не наблюдается его резких колебаний и при испытании переменным током отсутствуют пробой, перекрытия и сильное коронирование;

Таблица 31

Нормы сопротивления изоляции в мегомах при испытании мегомметром 2,5 кв

Места измерения сопротивления изоляции	Для многоанодных	Для одноанодных
Главные аноды (при отсоединённых кабелях) — корпус (рама, каркас)	100	50÷10
Главные аноды — манжеты	∞	—
Сетки, аноды возбуждения и зажигания (с проводами) — главные аноды, корпус (с присоединёнными шлангами и проводами) или земля	10	—
Сетки (без проводов) — корпус	200	10÷0,5
Аноды возбуждения и зажигания (без проводов) — корпус	200	5÷0,001
Корпус — катод (с присоединёнными шлангами)	0,03	0,01÷0,001
Корпус — катод (без шлангов)	10	—
Корпус или катод (с присоединёнными шлангами) — земля	0,03	0,05÷0,001
Корпус или катод (без шлангов и проводов) — земля	∞	—

Примечания. 1. Первичная сторона изолирующих трансформаторов испытывается вместе с проводами мегомметром 1,0 кв. Изоляция считается пригодной, если сопротивление относительно земли не менее 1 000 ом на 1 в рабочего номинального напряжения.
2. Изоляция одноанодных вентилях ниже указанного меньшего значения считается недопустимой и такие вентили считаются не пригодными для эксплуатации.

Таблица 32

Нормы сопротивления изоляции при испытании повышенным напряжением

Места измерения сопротивления	Выпрямленным током				Переменным током	
	$U_H = 1,65 \text{ кв}$		$U_H = 3,3 \text{ кв}$		$U_H = 1,65 \text{ кв}$	$U_H = 3,3 \text{ кв}$
	Испыт. напряжение, кв макс.	Ток утечки, мка	Испыт. напряжение, кв макс.	Ток утечки, мка		
Главные аноды — корпус, сетки, аноды возбуждения и зажигания	8	20	15	20	6	11
Катод — корпус (без шлангов)	—	—	—	—	4,3	7,6
Катод, сетки, аноды возбуждения и зажигания — корпус	1,5	150	3	150	—	—
Катод, корпус — земля (без шлангов)	6	100	10	100	—	—
Сторона высокого напряжения изолирующих трансформаторов при f обмоток = 25°С	5	20	10	20	6	11

Примечания. 1. Испытание переменным током производится при отсутствии выпрямленного тока.
2. Испытательное напряжение прикладывается в течение 1 мин.
3. При испытании главных анодов корпус, сетки и аноды возбуждения заземляются.
4. При испытании главных анодов переменным током анодные кабели отсоединяются.
5. При испытании изолирующих трансформаторов выпрямленным током сторона низкого напряжения заземляется.

- 2) испытание рукоятки вакуумметра переменным током 50 гц, напряжением 40 кв в течение 5 мин.;
- 3) проверка соответствия данным завода-изготовителя напряжения, тока и сопротивлений электроаппаратуры в цепях собственных нужд;
- 4) проверка натекания преобразователя и пределов откачки насосов ртутного и предварительного разрежения. Полученные данные должны быть не больше приведённых в табл. 33;
- 5) фазировка при помощи осциллографа или осциллоскопа анодных и сеточных напряжений между собой и с напряжением формовочного и преобразовательного трансформаторов.

При формовке преобразователя должны быть выполнены следующие условия:

а) первоначальная формовка производится возбуждением при вакууме не выше 0,5 микрона и заканчивается, если такой вакуум держится устойчиво в течение часа;

б) формовка главных анодов должна производиться при вакууме не более двух микрон и заканчиваться, если при максимальном токе нагрузки в течение двух часов держится устойчиво вакуум не ниже 0,5 микрона.

Во время формовки производятся следующие измерения и записи в журнале формовки: давление по вакуумметру; выпрямленный ток; распределение токов между анодами; выпрямленное напряжение;

температура корпуса по термометру и дополнительно для одноанодных преобразователей определение равномерности нагрева вентилей наощупь; время работы насоса предварительного разрежения.

Отсчёты и записи производят каждые 15 мин.

Таблица 33

Допустимые натекания и пределы откачки преобразователей

Испытываемый объект	Микрон в час	
	РВ-20	РМНВ-500×6
Натекание корпуса	0,5	—
Натекание вентиля	—	1,5
Натекание предвакуумной системы	1	10
Натекание вакуумной трубы	—	20
Предел откачки насоса предварительного разрежения	40	40
Предел откачки ртутного насоса	0,1	0,1

После формовки должны быть произведены следующие испытания:

1) окончательная проверка натекаания преобразователя в соответствии с данными табл. 33;

2) кенотронная тренировка анодов приложением к каждому аноду отрицательного выпрямленного напряжения, равного 20 — 26 кВ (амплитудных) в течение 20 мин. при температуре корпуса 45 — 50°C и при включённых возбуждении и сетках. Тренировка считается законченной, если при напряжении 17 — 20 кВ в течение 1 мин. отсутствуют колебания стрелки миллиамперметра кенотронной установки;

3) определение с помощью специального прибора—пиквольтметра или осциллографа—потенциала зажигания анодов. Разница в величине потенциалов зажигания отдельных анодов должна быть не больше 3 — 4 в;

4) проверка чёткости работы зажигания при понижении первичного напряжения на 10% и определение первичного напряжения, при котором гаснет возбуждение (должно быть не выше 70% номинального);

5) проверка регулирования сетками выпрямленного напряжения в пределах, рекомендованных заводом;

6) проверка распределения нагрузок при параллельной работе испытываемого преобразователя с остальными агрегатами подстанции. При нагрузке на каждый выпрямитель не менее 75% номинальной разница должна быть не больше $\pm 5\%$;

7) проверка чёткости и безотказности действия всей первичной аппаратуры автоматически управляемого преобразователя;

8) снятие внешней характеристики преобразовательного агрегата, пользуясь щитовыми приборами (амперметром и вольтметром выпрямленного тока).

Ртуть, заливаемая в катод преобразователя после его переборки, должна быть про-

верена в химической лаборатории и удовлетворять следующим требованиям:

1) иметь серебристо-белый цвет и зеркальную поверхность;

2) не содержать технических примесей, как-то: песка, сажи и т. п.;

3) при встряхивании не прилипать к стенкам стеклянного сосуда;

4) не оставлять следов на белой гладкой бумаге или фарфоровой гладкой пластинке;

5) полностью растворяться в азотной кислоте;

6) нелетучий осадок не должен превышать 0,001% по весу.

Указанные выше правила и нормы испытаний распространяются на преобразовательные агрегаты мощностью выше 1000 кВт с управляемыми и неуправляемыми многоанодными и одноанодными ртутными преобразователями с водяным охлаждением и постоянно горящим возбуждением.

Испытания преобразователей других типов должны производиться по местным инструкциям, разработанным с учётом всех особенностей каждого типа преобразователя.

Вспомогательные цепи, электрически соединённые с катодом и получающие питание от специальных изолирующих трансформаторов, должны испытываться напряжением выпрямленного тока трёхкратным от номинального рабочего напряжения преобразователя после монтажа и далее 1 раз в год напряжением, равным $2U_{ном} + 1000$ в.

Профилактические испытания преобразователей производятся при периодическом осмотре (1 раз в 15 дней) и текущем ремонте (1 раз в год) в зависимости от состояния и местных условий работы каждого преобразователя.

При текущем ремонте 1 раз в год обязательно проводятся следующие испытания:

1) проверка сопротивления изоляции мегомметром согласно табл. 31;

Таблица 34

Допустимые величины сопротивлений заземления устройств грозозащиты

Заземлённый элемент	Сопротивление заземления, ом
Отдельно стоящий молниеотвод на открытой части подстанции	25
Молниеотвод, устанавливаемый на подходах ВЛ к подстанции	25
Металлическая опора на линиях с тросами	10 (каждой опоры)
Деревянная опора на линиях с тросами напряжением 154 — 220 кВ	10 (каждой опоры)
Разрядники трубчатые, устанавливаемые на подходах к подстанциям ВЛ, подключённых к шинам, электрически не связанные с вращающимися машинами	10
Разрядники трубчатые, устанавливаемые на подходах к подстанциям ВЛ, подключённых к шинам, электрически связанным с вращающимися машинами	5
Разрядники трубчатые, устанавливаемые на опорах пролётов пересечений ВЛ напряжением 20 кВ и выше, а также на деревянных опорах ВЛ напряжением 110 — 35 кВ в местах с ослабленной изоляцией	15
Искровые промежутки, устанавливаемые на опорах ВЛ напряжением ниже 20 кВ и на опорах связи в местах пересечения их ВЛ напряжением 20 кВ и выше	25

Примечания. 1. Для линий с тросами, сооружаемых в местностях с плохопроводящим грунтом, величина сопротивления заземления по условиям грозозащиты выбирается в индивидуальном порядке.

2. Измерение сопротивления заземления опор на линиях с тросами должно производиться либо при отсоединённом от заземления тросе либо по методу, исключающему влияние заземлений соседних опор.

2) проверка натекаания и пределов откачки вакуумных насосов.

После переборки и формовки преобразователя его испытания производятся в таком же объеме, как перед включением в эксплуатацию, за исключением:

- а) снятия внешней характеристики;
- б) определения потенциалов зажигания анодов;
- в) проверки распределения нагрузки при параллельной работе с другими агрегатами.

УСТРОЙСТВА ЗАЩИТЫ ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ (МОЛНИЕОТВОДЫ И РАЗРЯДНИКИ)

Молниеотводы проверяются внешним осмотром после монтажа и в эксплуатации в сроки, предусмотренные для ревизий шин распределительных устройств, где они установлены, и проверки защитных заземлений электрической установки.

При этом проверяется состояние самого молниеотвода, его крепления, целость заземляющих спусков и величина сопротивления заземления, если оно выполнено отдельно от заземления станции или подстанции. Следует иметь в виду, что присоединение заземляющих спусков молниеотводов к заземляющему контуру открытого распределительного устройства допускается только в том случае, если сопротивление заземления заземляющего контура открытого РУ с напряжением до 110 кВ не превышает 0,5 Ом, а при РУ с напряжением 110 кВ и выше — 1,5 Ом.

Допустимые величины сопротивлений заземления устройств грозозащиты в любое время грозового сезона должны быть не более приведенных в табл. 34 значений.

Разрядники

Отбраковка до монтажа состоит в проверке:

- 1) отсутствия дефектов фарфора и армировки;
 - 2) отсутствия дребезжания внутри корпуса при лёгком покачивании и встряхивании элемента;
 - 3) исправности и герметичности уплотнений между фарфоровой рубашкой, дном и крышкой;
 - 4) величины тока утечки при выпрямленном напряжении.
- Внешний промежуток разрядников переменного тока должен быть не менее:

Для разрядников	35 кВ	60 мм
»	10 »	15 »
»	6 »	10 »
»	3 »	8 »

Профилактические осмотры и испытания вентильных и трубчатых разрядников производятся периодически в сроки, указанные в табл. 35.

Разрядное напряжение искровых промежутков должно измеряться при переменном токе с частотой 50 пер/сек.

Проверка разрядного напряжения искрового промежутка производится при скорости подъёма напряжения до пробоя для вентильных разрядников до 10 кВ включительно — 3 — 5 кВ/сек, для разрядников 20 — 35 кВ —

Таблица 35

Сроки осмотров и испытаний разрядников

Тип разрядника и характер проверки	Сроки осмотра
Вентильные разрядники переменного тока всех напряжений:	
а) внешний осмотр с отключением от напряжения	Не реже одного раза в 6 месяцев
б) внешний осмотр без отключения от напряжения	Не реже одного раза в месяц и при осмотре всей остальной аппаратуры
в) профилактические испытания	При установке и один раз в 1 — 3 года (в соответствии с местной и заводской инструкциями)
Вентильные разрядники постоянного тока (вилитовые разрядники):	
а) проверка тока проводимости без вскрытия разрядника	При установке и один раз в год перед грозовым сезоном
б) внутренний осмотр	После 10 отключений
в) измерение разрядного напряжения искрового промежутка	При установке и один раз в 3 года
Трубчатые разрядники	
Осмотр разрядников, установленных на вводах	После каждой грозы, не позднее чем через день после окончания грозы и периодически при осмотрах вместе с остальным оборудованием

15 — 20 кВ/сек и для 110-кВ разрядников — 30 — 40 кВ/сек во избежание перегрева и порчи сопротивлений, шунтирующих эти промежутки.

Величины разрядных напряжений трубчатых разрядников, снабжённых внешним промежутком различной величины, должны соответствовать данным табл. 36.

Таблица 36

Величины разрядных напряжений трубчатых разрядников

Показатель	Тип разрядника			
	6 PT 0,3—7	10 PT 0,5—7	35 PT 0,8—5,0	110 PT 0,8—5
Длина внешнего искрового промежутка, мм	8 15	20	60* 100	250 350
Разрядное напряжение при 50 Гц, кВ	42	—	97	211
	39	—	105 61	260 167
			73	197
Внутренний начальный диаметр фибровой трубки, мм	10	10	10	16
а) при ревизии в начале грозового сезона	—	—	10—12	16—18
б) при ревизии в середине грозового сезона	—	—	10—13	16—19

* В числителе даны величины при креплении разрядника за закрытый конец, в знаменателе — при креплении за открытый конец.

При профилактических испытаниях вентильных разрядников проверяется разрядное напряжение промежутков при промышленной частоте и измерении токов утечки. Проведение измерений разрядных напряжений искровых промежутков разрядников типа РВС в целях профилактики не рекомендуется.

В качестве профилактической меры вновь смонтированные разрядники типа РВС, а также разрядники того же типа, длительное время не работавшие, рекомендуется перед вводом в эксплуатацию испытывать в течение 2 мин. переменным напряжением, превышающим максимально допустимое напряжение для данного класса разрядника на 10%. Это испытание проводится поэлементно.

Допустимые величины разрядного напряжения искрового промежутка вентильных разрядников при промышленной частоте должны соответствовать данным табл. 37 и 38.

Таблица 37

Испытательные напряжения и токи утечки вентильных разрядников переменного тока

Испытательные напряжения и токи утечки	Типы разрядника				
	РВП-3	РВП-6	РВП-10	РВС-35	РВС-110
Напряжение выпрямленного тока для измерения тока утечки, кВ	4	6	10	32	100
Нормальная величина тока утечки, мкА	6	6	6	30—80	150

Таблица 38

Величины разрядного напряжения вентильных разрядников переменного тока

Тип разрядника	Номинальное напряжение, кВ	Разрядное напряжение от номинального	
		От	До
Тиритовые	РТНМ, РТИП, РЗСН . .	3—10	2,00 $U_{\text{ном}}$
	РЗСВМ	3—10	1,90 »
	РТНМ, РТИП, РЗСН . .	20—35	1,80 »
	РТНМ, РТИП, РЗСН, РЗСНС	110	2,00 »
Вилитовые РВП . .	3	8,5 кВ	Не нормируется
	6	16 »	То же
	10	25 »	»
	35	75 »	»
Вилитовые РВС . . .	35	75 кВ	Не нормируется
	110	238 »	То же
	154	315 »	»
	220	445 »	»
Вилитовые РВС (отдельные составные элементы)	15	37 кВ	Не нормируется
	30	55 »	То же

Допустимые величины напряжений выпрямленного тока для разрядников токов утечки и нормальные величины последних должны соответствовать также данным табл. 37.

Разрядники типа РМВП и РМВЭ имеют определенную полярность и поэтому в зависимости от заказа выполняются с положительной или отрицательной полярностью верхнего армировочного фланца. Знаки полярности (+ или —) наносятся на каждом разряднике двумя способами: краской и насечкой. Насечку делают на верхнем приливе крышки.

Разрядники со знаком плюс (+) устанавливают на тех электрифицированных участках, где контактный провод является положительным полюсом. Соответственно разрядники со знаком минус (—) устанавливают на участках, где контактный провод является отрицательным полюсом.

Ввиду того что уровни изоляции тяговых устройств электрических железных дорог с номинальным напряжением 3,3 и 1,65 кВ существенно не отличаются друг от друга, разрядники РМВЭ могут применяться также и для защиты тяговых устройств с номинальным напряжением 1,65 кВ .

Технические данные разрядников и нормы их испытаний приведены в табл. 39.

Измерением тока проводимости контролируется герметичность разрядников, исправность шунтирующих сопротивлений и в некоторых случаях исправность вилитовых дисков. Измерением разрядного напряжения контролируется исправность и величина искровых промежутков. Перед измерением тока

Таблица 39

Электрические характеристики и технические данные разрядников РМВ

Наименование показателей	Тип разрядника	
	РМВП	РМВЭ
Номинальное напряжение, кВ	3,3	3,3
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	4	4
Разрядное напряжение искровых промежутков при переменном токе 50 Гц , $\text{кВ}_{\text{макс}}$	10—11	8,5—9,5
Импульсное разрядное напряжение искровых промежутков при предразрядном времени 2 мксек и более, кВ	Не более 12	Не более 10
Остаточное напряжение на разряднике при импульсном токе 3 000 А при выпуске с завода, кВ	Не более 13,5	Не более 13,5
Номинальный ток проводимости разрядника при выпрямленном напряжении 4 кВ , мА	500—650	500—650
Пропускная способность вилитовых дисков:		
а) при волне тока 20/40 мксек с амплитудой 500 А импульсов	Не менее 30	Не менее 30
б) при волне тока 350/1 200 мксек с амплитудой 300 А импульсов	Не менее 30	Не менее 30
Величина каждого искрового промежутка, мм	1,5	1,2

проводимости фарфоровый изолятор разрядника должен быть тщательно очищен от пыли и грязи.

При вводе в эксплуатацию и ежегодно рекомендуется проверять ток проводимости разрядников всех типов при выпрямленном напряжении. Измерение тока проводимости не требует демонтажа колонки и может производиться на месте установки разрядников.

Измерение тока проводимости производится при выпрямленном напряжении поэлементно. Величины испытательных напряжений в *кв*, прикладываемых к элементу разрядника (серии РВС), должны быть равны числу единичных искровых промежутков в данном элементе.

Величина тока проводимости разрядников всех серий РВС должна быть в пределах 400 — 650 *мкА*.

Не допускается производить измерение тока проводимости разрядников, находящихся на открытых подстанциях, в туманную и дождливую погоду, а также во время росы. Не рекомендуется измерять токи проводимости разрядников на морозе.

Выпрямленное напряжение должно быть достаточно сглаженным (амплитуда гармонической составляющей не более 1%) и получено от установки с двухполупериодной схемой выпрямления, имеющей соответствующее сглаживающее устройство.

Измерение испытательного напряжения следует производить на стороне выпрямленного напряжения (измерение напряжения на первичной обмотке трансформатора можно производить только для контроля работы схемы). При измерениях должны применяться приборы класса точности не ниже 1. Зарядное и разрядное сопротивление измерительной схемы должно иметь величину 150 — 200 *ком*.

Разрядники, имеющие токи проводимости, отличающиеся от указанных пределов, должны быть отключены для выяснения и устранения неисправностей.

Уменьшение или увеличение тока проводимости разрядника против нормальных значений указывает на неисправность разрядника. Уменьшение тока проводимости может вызываться:

- а) образованием трещин и шунтирующих сопротивлений;
- б) изломом шунтирующих сопротивлений;
- в) нарушением электрических соединений и контактов внутри разрядника;
- г) разрушением вилитовых дисков.

Увеличение тока проводимости может вызываться:

- а) нарушением герметичности разрядника,
- б) изменением величины сопротивлений, шунтирующих искровые промежутки,
- в) увеличением тока утечки по поверхности фарфора корпуса.

КОНДЕНСАТОРЫ, РЕАКТОРЫ

Маслонаполненные конденсаторы

Во время монтажа и перед вводом в эксплуатацию проверяется:

- 1) отсутствие вспучин и вмятин бака;
- 2) отсутствие трещин и сколов на фарфоре,

прочность насадки (армировки) выводных изоляторов;

3) отсутствие течи масла из швов бака и уплотнений выводных изоляторов;

4) вес конденсатора;

5) состояние изоляции повышенным напряжением;

6) величина ёмкости;

7) диэлектрические потери.

Испытание изоляции производится повышенным напряжением переменного тока нормальной частоты или выпрямленного тока, если их ёмкость не позволяет испытывать между обкладками напряжением переменного тока ввиду потребления значительной мощности.

Испытания между обкладками и заземлённым корпусом конденсатора производятся повышенным напряжением переменного тока.

Продолжительность испытания повышенным напряжением как между обкладками, так и между обкладками и корпусом — одна минута.

Испытания повышенным напряжением статических конденсаторов производятся согласно табл. 40.

Таблица 40
Испытательные напряжения статических конденсаторов

Номинальное напряжение конденсатора, <i>кв</i>	1,0	3,15	6,3	10,5
Испытательное напряжение переменного тока между обкладками, <i>кв</i>	2,0	6,0	12,0	20,0
Испытательное напряжение выпрямленного тока между обкладками, <i>кв</i>	4,0	12,0	24,0	40,0
Испытательное напряжение выпрямленного тока между обкладками и корпусом после монтажа, <i>кв</i>	4,0	15,0	20,0	30,0
Испытательное напряжение выпрямленного тока между обкладками и корпусом в эксплуатации, <i>кв</i>	3,5	13,0	18,0	27,0

В эксплуатации статические конденсаторы испытываются только между обкладками и корпусом один раз в год.

Нормы испытаний повышенным напряжением конденсаторов сглаживающих устройств приведены ниже в разделе «Сглаживающие устройства тяговых подстанций».

В случае неудовлетворительного состояния изоляции конденсатора при испытании происходит прямой пробой изоляции, характеризующийся резким изменением показаний киловольтметра испытательного напряжения и падением его до нуля.

В процессе испытания не должно наблюдаться скользящих разрядов и коронирования на изоляторах выводов.

После испытания повышенным напряжением конденсаторы должны быть разряжены с помощью штанги и заземлённого провода в соответствии с правилами безопасности. При испытании изоляции трёхфазных конденсаторов между обкладками испытательное напряжение подаётся поочерёдно на один

из выводов при одном заземлённом и одном свободном выводе (т. е. должно быть сделано три замера), а при испытании между обкладками и корпусом все три вывода закорачиваются.

Проверка ёмкости производится после испытания повышенным напряжением.

Небольшое отклонение ёмкости конденсатора от паспортной не служит причиной его браковки, но в случае если его ёмкость увеличится на 10% или более, то он бракуется и включению не подлежит.

Вскрывать бак конденсатора, брать пробы масла или доливать масло в процессе проверки не допускается.

Взвешивание конденсатора производится при обнаружении масляных пятен. При снижении веса более чем на 5% против номинального конденсатор считается непригодным.

Диэлектрические потери измеряются высоковольтным мостом с целью определения качества изоляции. Величина потерь при температуре 20°C должна быть не более 4%; при большей величине конденсатор к установке не пригоден.

Реакторы

Реакторы напряжением 3—10 кВ изготавливаются на бетонном каркасе. Бетонные колонки довольно хрупки и во время транспортировки и разгрузки легко повреждаются. Кроме того, бетон жадно поглощает влагу, что приводит к снижению межвитковой изоляции реактора.

До установки у реакторов проверяется:

- 1) отсутствие трещин и сколов в бетонных колонках;
- 2) целостность лакового покрова колонок;
- 3) сопротивление изоляции бетона между витками и крепёжными болтами изоляторов;
- 4) прочность вмазки болтов в бетон колонки и надёжность крепления изоляторов к колонкам;
- 5) отсутствие деформации витков и повреждений их изоляции;
- 6) исправность опорных изоляторов и их армировки.

Испытания фидерных бетонных реакторов для РУ переменного тока заключаются в измерении сопротивления изоляции обмоток и испытании повышенным напряжением опорных изоляторов (при испытании РУ).

У бетонных реакторов для сглаживающих устройств, кроме того, проверяется:

- 1) сопротивление обмотки постоянному току;
- 2) индуктивное сопротивление.

Сглаживающие устройства тяговых подстанций

Настройка резонансных шунтов сглаживающего устройства в резонанс производится:

- 1) перед пуском подстанции в эксплуатацию;
- 2) один раз в 6 месяцев (одновременно с месячной ревизией);
- 3) при полной или частичной замене катушек индуктивности или конденсаторов (а также при замене реактора);
- 4) в случае значительного увеличения по-

мех в устройствах связи, наблюдающегося длительного время.

Ежеквартально, а также после каждой настройки сглаживающего устройства должны производиться объективные измерения сглаживающего действия устройства упрощённым прибором согласно п. 36 Правил защиты устройств проводной связи от мешающего действия контактной сети электрических железных дорог постоянного тока.

Сглаживающие устройства должны иметь коэффициент сглаживания не менее 25 при любой эксплуатационной нагрузке и при отсутствии её.

Сопротивление постоянному току соединительных проводов сглаживающего устройства должно быть не более 0,01 ом, включая переходные контакты.

Величина ёмкости в резонансных шунтах, определяемая по расчёту, зависит от величины индуктивности реактора и должна лежать в пределах $\pm 10\%$ величины ёмкости, указанной в табл. 41 (в микрофарадах).

Отклонение от ёмкости конденсатора должно быть не более $\pm 10\%$ против первоначально замеренной.

При увеличении ёмкости конденсаторов на 10% и более против первоначально замеренной он не пригоден к дальнейшей эксплуатации и должен быть заменён.

Температура нагрева конденсатора должна быть не выше +60°C, измеренная в середине крышки кожуха.

Изменение ёмкости при крайних значениях допускаемых температур окружающего воздуха $+60 \div -5^\circ\text{C}$ должно быть не более $\pm 1,0\%$.

Величина ёмкости в пятом чисто ёмкостном шунте должна быть не менее 50 мкф.

Величина индуктивности L в резонансном шунте при резонансе определяется по формуле

$$L = \frac{1}{\omega^2 C},$$

где ω — угловая частота данной гармоники, равная $2\pi f$;

L — индуктивность в миллигенри;

C — ёмкость в микрофарадах;

f — частота гармоники.

Частота берётся равной 300, 600, 900, 1 200 гц.

Индуктивность в каждом резонансном шунте должна иметь возможность изменяться для настройки шунта в резонанс в пределах $\pm 25\%$ от расчётной, так как величина ёмкости в шунте может не соответствовать величине, указанной в табл. 41.

Таблица 41

Величина ёмкости в резонансных шунтах (в микрофарадах)

Величина индуктивности реактора в миллигенри	Ёмкость в шунтах при частотах				
	300	600	900	1 200	Всего
4,5	90	35	25	15	165
6,5	65	25	15	10	115

Сопротивление постоянному току катушек в резонансном шунте должно быть не выше указанного в табл. 42.

Таблица 42

Сопротивление постоянному току катушек резонансных шунтов

Частота шунта в пер/сек	Сопротивление катушек в ом при	
	реакторе 4,5 мГн	реакторе 6,5 мГн
300	0,05	0,05
600	0,05	0,06
900	0,05	0,06
1 200	0,05	0,07

По величине индуктивности реакторы могут быть двух типов — 4,5 и 6,5 мГн.

Сопротивление постоянному току реакторов должно быть не более:

Для реакторов 4,5 мГн . . . 0,01 ом
 » » 6,5 » . . . 0,02 »

Отклонение величины индуктивности реактора в сторону её уменьшения не допускается.

Реактор должен быть изолирован от земли на полное выпрямленное напряжение 1 650 или 3 300 в.

При настройке резонансных шунтов производится проверка изоляции элементов сглаживающего устройства (реактора, конденсатора, катушек) мегомметром напряжением не ниже 1 000 в.

Реактор и катушки испытываются относительно земли, а конденсаторы как между обкладками, так и между обкладками и заземлённым кожухом поочередно.

Изоляция считается удовлетворительной, если она не ниже:

Для реактора 80 мГом
 Всех резонансных шунтов . . . 10 »
 Катушек индуктивности . . . 40 »
 Конденсаторов между обкладками 10 »
 Конденсаторов между кожухом и обкладками 20 »

Один раз в два года элементы сглаживающего устройства должны испытываться высоким напряжением выпрямленного тока.

Реактор и катушки индуктивности испытываются двойным номинальным напряжением в течение одной минуты. Катушки индуктивности перед вводом в эксплуатацию и после капитального ремонта испытываются повышенным напряжением — 10 кВ.

Испытательное напряжение прикладывается:

а) для катушек, выполненных из голого провода, каркас которых крепится на изоляторах, между токоведущей частью катушки и заземлённым фланцем изолятора;

б) для катушек, выполненных из изолированного провода, которые крепятся на деревянном бруске из сухой, выдержанной древесины твёрдых пород, между токоведущей частью катушки и заземлённой конструкцией, на которой крепится брус.

Конденсаторы испытываются выпрямленным напряжением между обкладками и между обкладками и заземлённым кожухом согласно табл. 43.

Конденсаторы считаются выдержавшими испытание напряжением, если при испытании

Таблица 43

Испытательные напряжения для конденсаторов

Между обкладками		Между обкладками и заземлённым кожухом 1 мин.
5 мин.	1 мин.	
2 U_H	4 U_H	4 U_H

не было пробоя, перекрытий и скользящих разрядов.

Испытания напряжением должны производиться до измерения ёмкости или же после испытания напряжением должно производиться повторное измерение ёмкости конденсатора с целью проверки отсутствия пробоя диэлектрика между обкладками.

Настройка резонансного шунта, как указано выше, сводится к определению одной из неизвестных величин L или C .

Для производства быстрых расчётов рекомендуется пользоваться табл. 44 подсчитанных значений $L \cdot C$ в миллигенри-микрофарадах для каждого из резонансных шунтов в зависимости от частоты сети.

Таблица 44

Значения $L \cdot C$ (в миллигенри-микрофарадах)

Частота в пер/сек					
	50	49,5	49	48,5	48
Резонансный шунт					
I—300 пер/сек. . .	281,5	287,5	293	299	305,5
II—600 » . .	70,4	71,8	73,4	74,8	76,4
III—900 » . .	31,3	31,9	32,5	33,3	33,9
IV—1 200 » . .	17,6	17,95	18,32	18,7	18,95

ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

Испытания заземляющих устройств разделяются на три вида:

- 1) проверка при вводе в эксплуатацию;
- 2) полная проверка;
- 3) частичная проверка.

Частичная проверка производится один раз в год в период наименьшей проводимости почвы, чередуя один год — летом, при наибольшем просыхании почвы, и другой год — зимой, при наибольшем промерзании почвы.

Полная проверка производится один раз в 3 года.

При вводе подстанции в эксплуатацию производят: 1) внешний осмотр; 2) измерение сопротивления заземляющего контура; 3) измерение сопротивления заземления молниеотводов; 4) проверку изоляции рельсовых стыков; 5) определение удельного сопротивления грунта; 6) проверку наличия металлических соединений в цепях заземляющей проводки; 7) проверку электрического сопротивления заземляющей проводки; 8) измерение напряжений шага и прикосновения (проверка распределения потенциалов).

При полной проверке производятся испытания и осмотры соответственно пп. 1, 2,

3, 4, 5, 6, 8 испытаний, производимых при вводе в эксплуатацию.

При частичной проверке производятся испытания по пп. 1, 2, 3, 4 и 6 указанных выше испытаний.

Измерение заземляющих устройств производится переменным током различными методами:

- а) амперметра-вольтметра;
- б) амперметра-ваттметра;
- в) мостовым;
- г) компенсационным и др.

Выбор метода определяется величиной сопротивления измеряемого заземления, требуемой точностью измерений и месторасположением испытываемого заземления.

Метод амперметра-вольтметра и амперметра-ваттметра применяется при наиболее ответственных измерениях. Эти методы пригодны для измерений сопротивлений любой величины.

Измерение сопротивления заземления может производиться как непосредственно на заземляемом элементе, так и по частям (измеряется сопротивление заземлителя и сопротивление заземляющей сети между заземлителем и заземляемым элементом).

Величина сопротивления заземления при прохождении через него расчетного тока короткого замыкания должна обеспечивать на стороне выпрямленного тока установленные нормы напряжения (прикосновения и шагового) в любое время года.

Допустимая величина сопротивления защитных заземлений зависит от величины тока замыкания на землю. Сопротивление заземления каждой электрической установки в любое время года в установках с рабочим напряжением выше 1000 в не должно быть более:

а) при больших токах (выше 500 а) замыкания на землю — не более 0,5 ом;

б) при малых токах (менее 500 а) замыкания на землю — в соответствии с табл. 45;

в) для трубчатых разрядников, установленных на подходе к распределительному устройству подстанции и для опор, соединенных тросом на подходе к подстанции, не более 10 ом.

В сельских сетях с напряжением выше 1000 в, в которых земля используется в качестве фазного провода, к объединенному защитному и рабочему заземлению предъявляются следующие требования:

а) напряжение заземления по отношению к земле при наибольшем токе нормального режима не должно превышать 50 в;

б) сопротивление заземления как подстанций, питающих сеть ДПЗ, так и подстанций потребителей не должно быть более 4 ом, если суммарная мощность трансформаторов, питающих сеть ДПЗ, не превышает 3 200 ква, и не более 0,5 ом, если указанная мощность превышает 3 200 ква.

В установках с напряжением до 1000 в допустимые величины сопротивления защитных и рабочих заземлений приведены в табл. 46.

СЕТИ НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ И ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА С РАБОЧИМ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 в

Проводки и сети низкого напряжения (до 1000 в) переменного тока

При приёмке в эксплуатацию выполненной электросети должна быть произведена проверка: соответствия проекту и

Таблица 45

Допустимые величины сопротивлений защитных и рабочих заземлений для установок выше 1000 в

Характеристика установки	Измеряемая величина	Нормы (сопротивление заземления в любое время года не должно быть более), ом
Установки с большими токами замыкания на землю	Сопротивление заземления каждого заземленного объекта	0,5
Установки с малыми токами замыкания на землю	То же	250 *
Установки с временным использованием земли в качестве фазного, обратного или нулевого провода	Сопротивление заземлителя	$\frac{100}{I_{кз}}$
Установки, в которых использование земли в качестве фазного, обратного или нулевого провода является нормальной схемой работы	То же	$\frac{50}{I_{кз}}$
ВЛ на участках, проходящих по населенной местности	Сопротивление заземления металлических опор, а также разрядников, защитных искровых промежутков, тросов и молниеотводов, устанавливаемых на опорах	10 При наличии на опорах защитных тросов сопротивление заземления опоры может быть больше 10 ом, однако результирующее сопротивление с учетом соединенных тросами соседних опор не должно превышать 10 ом
ВЛ на участках, проходящих по населенной местности	То же	Не нормируется (для защитного заземления). В сетях с большими токами замыкания на землю сопротивление заземления должно обеспечивать автоматическое отключение линии при замыкании провода на заземленную опору

* Где $I_{кз}$ — расчетный ток замыкания на землю в амперах.

действующим Правилам устройства электро-технических установок, схемы сети марок и сечения проводов и шин, правильности маркировки; расстояний между проводами или шинами, между проводами или шинами и землей, между точками закрепления проводов или шин; качества соединения шин: сварных — наружным осмотром, болтовых — щупом, качества соединения и оконцеваний проводов и шнуров — путём наружного осмотра; исправности цепей — контрольной лампой или индуктором без разъединения проводов в коробках; натяжения проводов и шнуров; сопротивление изоляции — мегомметром 500—1 000 в, между фазами и между каждой фазой и землей.

В процессе эксплуатации электрических сетей должны производиться: измерения сопротивления изоляции сети в нормальных помещениях — один раз в год, в сырых помещениях — не реже двух раз в год.

Сопротивление изоляции вновь смонтированных или прошедших капитальный ремонт элементов электрической сети в нормальных помещениях на участке между двумя смежными предохранителями или другими защитными аппаратами или за последним предохранителем или аппаратом должно быть не менее 1 000 ом на каждый вольт рабочего напряжения сети.

Для электрической сети, находящейся в эксплуатации, сопротивление изоляции считается недостаточным, если наблюдается снижение величины сопротивления изоляции по отношению к указанной величине на 50% и более.

При измерении сопротивления изоляции в силовых цепях должны быть отключены приёмники электроэнергии, а также аппараты, приборы и т. п.

В осветительных проводах лампы должны быть вывинчены, а осветительная арматура — штепсельные розетки, выключатели и групповые щитки — присоединена; плавкие вставки предохранителей должны быть удалены.

Перед включением электрической сети, после нахождения её без напряжения более 1 месяца, должны быть произведены осмотр и измерение сопротивления изоляции.

Электродвигатели асинхронные до 1 кв

Минимальный объём электрических испытаний, производимых при приёмке электродвигателей после монтажа, капитального ремонта или ремонта обмоток двигателей, включает:

1) измерение сопротивления изоляции обмоток двигателей и пускорегулирующей аппаратуры;

2) испытание электрической прочности изоляции обмоток;

3) опыт холостого хода;

4) проверку двигателей на нагрев.

Минимальный объём профилактических эксплуатационных испытаний электродвигателей, проводимых после ремонта (не связан-

ного с ремонтом обмоток двигателя), включает:

1) измерение сопротивлений изоляции обмоток;

2) опыт холостого хода.

При испытании на холостом ходу электродвигателей при приёмке их в эксплуатацию, а также после капитального ремонта необходимо проверить:

1) способен ли двигатель вращаться, не издавая при этом несвойственного ему шума;

2) не задевает ли вращающаяся часть (ротор, якорь) о неподвижные части;

3) нагрев подшипников и систему смазки;

4) работу вентиляционных устройств двигателя;

5) число оборотов двигателя;

6) степень механической наладки двигателя.

Сопротивление изоляции обмоток статора и ротора двигателей считается недостаточным, если наблюдается резкое снижение величин сопротивления изоляции по сравнению со средними эксплуатационными данными. Критерием резкого снижения сопротивления изоляции следует считать отклонение от средних данных на 50%.

Испытание электрической прочности изоляции обмоток статора для новых электродвигателей, а также после ремонта с полной сменой обмоток, следует производить при испытательном напряжении 1 000 в переменного тока.

Испытание обмоток статора производится пофазно, а у электродвигателей, не имеющих выводов обоих концов обмоток каждой фазы, производится испытание изоляции всей обмотки статора относительно корпуса. Изоляция обмотки ротора и реостатов испытывается напряжением переменного тока, равным 1 000 в.

Для двигателей напряжением до 380 в при отсутствии испытательного оборудования допускается испытание изоляции мегомметром напряжением 1 000 в.

Испытание изоляции от корпуса производится от постоянного источника переменного тока и, как правило, в горячем состоянии (например после сушки или контрольной подсушки).

Испытательное напряжение выдерживается в течение 10 мин., после чего оно снижается до значения не более одной трети испытательного и отключается.

Результаты испытаний считаются удовлетворительными, если во время испытаний не происходит ни пробоя изоляции, ни перекрытия её скользящими разрядами и если путём наблюдения за потреблением тока утечки будет установлено, что испытательное напряжение не повредило изоляцию.

До и после испытания следует производить измерение сопротивления изоляции обмотки мегомметром.

Нагрев двигателей с изоляцией класса А при длительной номинальной нагрузке и температуре окружающего воздуха (охлаждающего воздуха) не должен превышать значений, указанных в табл. 47.

Испытание должно длиться до тех пор, пока температура двигателя не установится.

Таблица 46

Допустимые величины сопротивления защитных и рабочих заземлений для установок до 1 000 в

Характеристика установок до 1 000 в, в которых применяются рассматриваемые заземления	Характеристика установок выше 1 000 в, имеющих трансформаторную связь с рассматриваемыми установками до 1 000 в	Измеряемые величины	Нормы (сопротивление заземления в любое время года не должно быть более), ом
Глухого заземления нейтрали нет	Установки с большими токами замыкания на землю	а) Сопротивление рабочего заземления пробивных предохранителей б) Сопротивление защитного заземления	4 4
Глухого заземления нейтрали нет	Установки с малыми токами замыкания на землю	а) Сопротивление рабочего заземления пробивных предохранителей б) Сопротивление защитного заземления	$\frac{125}{I_{кз}}$ 4
Коммунальные и сельские сети, не имеющие глухого заземления нейтрали		а) Сопротивление защитного заземления генераторов и трансформаторов мощностью не больше 100 кВа и всех установок, от них питающихся б) Сопротивление защитного заземления в установках небольшой мощности (кустарные мастерские, отопительные установки жилых домов и т. п.) с предохранителями на вводе не более 25 а независимо от мощности источников, питающих эти установки	10 10
Имеется глухое заземление нейтрали	Установки с большими токами замыкания на землю а) Все установки, за исключением указанных ниже в п. б б) Установки с генераторами и трансформаторами мощностью до 100 кВа, питающимися только воздушные сети	а) Сопротивление рабочих (глухих) заземлений генераторов и трансформаторов То же каждого повторного заземлителя сети зануления б) Сопротивление рабочих (глухих) заземлений генераторов и трансформаторов То же каждого повторного заземлителя сети зануления	4 10 10 30
Имеется глухое заземление нейтрали	Установки с малыми токами замыкания на землю: а) Все установки, за исключением указанных в п. б б) Установки с генераторами и трансформаторами мощностью до 100 кВа, питающимися только воздушные сети	а) Сопротивление рабочих (глухих) заземлений генераторов и трансформаторов То же каждого повторного заземлителя сети зануления б) Сопротивление рабочих (глухих) заземлений генераторов и трансформаторов То же каждого повторного заземлителя сети зануления	$\frac{125}{I_{кз}}$, но не более 4 10 $\frac{125}{I_{кз}}$, но не более 10 30

* Где $I_{кз}$ — расчётный ток замыкания на землю в амперах.

Таблица 47

Предельно допустимые нагревы электродвигателей

Наименование частей двигателей	Наибольшая допустимая температура в °С	Наибольшее допустимое повышение температуры в °С	Метод измерения
Обмотка статора и фазного ротора . . .	100	65	По сопротивлению
Сталь статора . . .	100	65	По термометру
Контактные кольца	105	70	То же
Подшипники	80	45	»

Осевой разбег ротора должен быть в пределах 2—4 мм (для подшипников скольжения). Неравномерность воздушного зазора не должна превышать 10%.

Электродвигатели длительного режима работы, как правило, должны быть защищены от перегрузок при помощи плавких предохранителей или же автоматических выключателей, причём:

а) номинальный ток плавкой вставки должен составлять около 100—120% номинального тока электродвигателя;

б) автоматический выключатель (термичный элемент, электромагнитное реле и т. п.) должен отключать электродвигатель при длительной нагрузке его током, превышающим на 20% номинальный ток электродвигателя.

Величина сопротивления изоляции обмоток электродвигателей (без кабелей), из-

Т а б л и ц а 48

Основные данные для оценки состояния аккумуляторных батарей, находящихся в эксплуатации

Объём испытаний	Нормы испытаний
Проверка ёмкости отформованной аккумуляторной батареи	Ёмкость аккумуляторной батареи, приведённая к температуре + 25°С, должна соответствовать заводским данным
Проверка электролита	Электролит должен соответствовать ГОСТ
Проверка плотности электролита в каждой банке в конце заряда батареи	Плотность электролита должна соответствовать заводским данным
Измерение напряжения каждого элемента батареи	Допускается наличие отстающих элементов не более 5% общего количества, если их напряжение в конце разряда отличается не более чем на 1—1,5% среднего напряжения остальных элементов
Измерение сопротивления изоляции батареи	Сопротивление изоляции батареи должно быть: а) при напряжении до 110 в—не менее 50 000 ом б) при напряжении 220 в—не менее 100 000 ом
Температура аккумуляторного помещения на уровне расположения аккумуляторов	Не ниже +10°С

меренная мегомметром на 1 000 в, по отношению к земле должна быть не ниже 1 мгом для обмотки статора и 0,5 мгом для обмотки ротора.

Т а б л и ц а 49

Сопротивление изоляции вновь смонтированных вторичных цепей

Назначение цепи	Наименьшее допустимое сопротивление изоляции в мегомах
Цепь тока или напряжения отдельных схем вместе со вторичными обмотками измерительных трансформаторов, приборами и реле:	
а) для закрытых распределительных устройств	10
б) для открытых распределительных устройств	6
Цепь постоянного тока (управления, защиты, автоматики или сигнализации):	
а) для закрытых распределительных устройств	20
б) для открытых распределительных устройств	10
Шинки постоянного тока (управления, сигнализации и пр.) с проводами для предохранителей или зажимов панелей и аппаратуры . .	50
Вся система оперативного постоянного тока	1

АККУМУЛЯТОРНЫЕ БАТАРЕИ И СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПОСТОЯННОГО ТОКА

При приёмке вновь смонтированной или вышедшей из капитального ремонта аккумуляторной батареи должна быть произведена оценка её состояния по данным табл. 48.

Испытание зарядных агрегатов производится после монтажа перед пуском в эксплуатацию и при эксплуатационных осмотрах и ремонтах.

Двигатель-генераторы испытываются один раз в год, если аккумуляторная батарея работает по методу заряд-разряд, и два раза в год, если батарея работает по методу постоянного подзаряда, после осмотров и ремонтов.

Испытание ртутных выпрямителей для зарядки аккумуляторной батареи производится два раза в год после осмотров и ремонтов.

Объём пусковых и эксплуатационных испытаний тот же, что и приведённый выше для электродвигателей переменного тока.

Автоматические рубильники, контакторы, магнитные пускатели проверяются после монтажа и в эксплуатации один раз в год.

При этом проверяется:

- 1) изоляция аппаратов и их катушки;
- 2) минимальное напряжение срабатывания;
- 3) проверка действия и схемы дистанционного или автоматического управления при пониженном и повышенном напряжении.

Минимальное напряжение срабатывания не должно быть выше:

- а) для втягивающих электромагнитов контакторов и магнитных пускателей — 85% нормального;
- б) включающих электромагнитов автоматов — 90% нормального.

Проверка действия и схемы дистанционного управления производится согласно табл. 24.

ЩИТЫ УПРАВЛЕНИЯ. ВТОРИЧНЫЕ ЦЕПИ. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА. АВТОМАТИКА. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ

Щит управления и вторичные цепи

Приёмка в эксплуатацию отдельных присоединений щита управления и вторичных цепей после монтажа производится по программе, которая обязательно должна предусматривать:

- 1) общий осмотр;
- 2) испытание и проверку приборов и аппаратов;
- 3) проверку схемы соединений и маркировки;
- 4) проверку изоляции.

Сопротивление изоляции вновь смонтированных вторичных цепей, замеренное мегомметром на 1 000 в, должно быть не менее величин, указанных в табл. 49.

На электрических установках, находящихся в эксплуатации, сопротивление изоляции вторичных цепей по отношению к земле должно быть не менее указанных в табл. 50.

Таблица 50

Сопротивление изоляции вторичных цепей в эксплуатации

Назначение цепи	Наименьшее допустимое сопротивление изоляции в мегомах
Отдельные присоединения вторичных цепей переменного тока	1
Вся система оперативного постоянного тока	0,5

Замер сопротивления изоляции вторичных цепей отдельных присоединений должен производиться при текущих и капитальных ревизиях в полных проверках защит, но не реже одного раза в год мегомметром на 500—1 000 в.

Для измерения сопротивления изоляции вторичных цепей не разрешается пользоваться мегомметром с напряжением выше 1 000 в, а в цепях, выполненных проводом типа ПР-500, с напряжением выше 500 в.

Релейная защита

Проверка и настройка всех видов релейной защиты должна производиться:

- 1) при новом включении релейной защиты;
- 2) после реконструкции релейной защиты;
- 3) периодически при эксплуатации: один раз в год— полная проверка, один раз в год— частичная проверка;
- 4) после неясного или неправильного срабатывания релейной защиты.

При настройке релейной защиты, при включении после монтажа или реконструкции и при полной плановой проверке должны проверяться:

- 1) трансформаторы тока, трансформаторы напряжения и их цепи;
- 2) все отключающие и включающие катушки приводов выключателей и контактов и их цепей;
- 3) аппаратура, детали и цепи управления и сигнализации;
- 4) состояние и регулировка механической части реле и вспомогательных устройств и внешний осмотр;
- 5) изоляция проводов и аппаратуры на панелях защиты, автоматики, управления, сигнализации и др.;
- 6) электрические характеристики реле и вспомогательных устройств;
- 7) взаимодействие реле в схеме и воздействие на выключатели и сигнальные устройства;
- 8) работа всей схемы защиты первичным током от постороннего источника или под нагрузкой при заданных уставках;
- 9) перевод защиты на отключение.

В объём работ по частичной проверке релейной защиты входят испытания по пп. 4, 5, 7, 8, 9, указанным выше, с уточнением по местным условиям.

При всех плановых и аварийных испытаниях защит вводов транзитных подстанций отключение и обратное включение защиты должны согласовываться с оперативным персоналом энергоснабжающей системы.

Проверка защиты должна производиться при отключённом от сети оборудовании. В случае невозможности отключения оборудования от сети для производства испытаний его защитных устройств должна быть либо оставлена в работе резервная защита, либо на время испытания установлена специальная защита (можно использовать защиту шинно-соединительного выключателя).

Оставлять находящееся под напряжением оборудование без защиты запрещается.

Изоляция всей аппаратуры релейной защиты и её вторичных цепей (за исключением слаботочных) должна испытываться повышенным напряжением переменного тока 1 000 в, приложенным между токоведущими частями и землёй в течение одной минуты, не реже одного раза в два года.

Устройство автоматики

После монтажа или реконструкции панели схемы и аппаратура автоматики подлежат проверке и испытаниям по программе, аналогичной приведённой выше для щитов управления и релейной защиты.

Изоляция аппаратуры слабых токов цепей автоматики, не связанных электрически с вторичными цепями защиты, сигнализации и управления, должна удовлетворять нормам на аппаратуру устройств связи и СЦБ.

Аппаратура питания от источника постоянного тока напряжением до 50 в должна иметь изоляцию не ниже 0,5 мгом при наличии в цепи до 100 реле и других приборов, и не ниже 0,1 мгом при наличии в цепи до 500 реле и аппаратов.

Сопротивление изоляции цепей автоматики, связанных электрически с цепями управления и защиты, замеренное мегомметром на 500—1 000 в, должно быть не менее 1 мгом.

Включение автоматики под напряжение без указанной проверки изоляции запрещается.

При эксплуатации устройства автоматики подвергаются осмотрам и ревизиям. Не реже одного раза в 10 дней производится контрольная проверка:

а) вакуумных установок преобразователей, при этом обращается внимание на полное соответствие показаний сигнальных ламп, указательных приборов шкафа автоматики и контролируется вакуум по ртутному вакуумметру;

б) приборов автоматического контроля температуры преобразователей по показаниям термометра.

Не реже одного раза в месяц одновременно с периодическим осмотром ртутного выпрямительного агрегата и быстродействующих выключателей тяговых подстанций производится периодический осмотр аппаратуры

и схем шкафов автоматики этих объектов; при этом проверяется:

- а) кратность повторного включения и блокировка;
- б) время между повторными включениями секундомером;
- в) плотность контактов всех электросоединений.

По окончании проверки производится чистка аппаратуры от пыли.

Не реже одного раза в 3 месяца и каждый раз при заметном отклонении от первоначально заданных параметров необходимо производить периодический осмотр аппаратуры автоматического регулирования охлаждения ртутных выпрямителей. При этом необходимо произвести: проверку точности настройки приборов и отсутствия каких-либо заеданий трущихся частей. Внеочередная ревизия вакуумной установки должна производиться каждый раз перед включением преобразователя на линию после его формовки или при производстве других работ, связанных с вскрытием вакуумной системы выпрямителя.

При наличии в схеме автоматики реле с ртутными контактами последние должны быть заменены уже при незначительном налёте на стекле.

Не реже одного раза в 6 месяцев и каждый раз при ложных срабатываниях или заметных отклонениях от первоначально заданных параметров устройства автоматики необходимо производить их полную ревизию; при этом должны быть выполнены следующие работы:

- 1) проверка нажатия контактов реле;
- 2) время между повторными включениями;
- 3) кратность повторных включений;
- 4) последовательность включения и отключения;
- 5) замена подгоревших и окислившихся контактов, если контактное давление меньше 25—30 г;
- 6) очистку аппаратуры от пыли пылесосом или мягкой волосистой кистью;
- 7) испытание изоляции аппаратуры шкафа и внешних соединительных проводов;
- 8) проверка контактов всех электросоединений и состояние контактов в клеммниках;
- 9) проверка точности регулирования приборов и действия всех элементов схемы автоматики вакуумной установки;
- 10) проверка точности настройки аппаратуры системы охлаждения ртутных выпрямителей, исправность действия всех её узлов и элементов;
- 11) проверка правильности контроля всех режимов, контролируемых аппаратурой автоматики. При наличии отклонений от первоначально заданных величин больше допустимых автоматика может быть включена в работу только после тщательного выяснения и устранения причин, вызвавших эти отклонения.

Электроизмерительные приборы

Все электроизмерительные приборы, применяемые в электроустановках, должны удовлетворять требованиям общесоюзных стандартов.

Для определения, соответствуют ли электроизмерительные приборы (в дальнейшем слово «электроизмерительные» для краткости будет опускаться) требованиям эксплуатации и требованиям общесоюзных стандартов, приборы должны быть подвергнуты необходимым испытаниям согласно действующим правилам и положениям Комитета по делам мер, измерительных приборов и стандартов при Совете Министров СССР (в дальнейшем называемый «Комитет»).

Все приборы должны подвергаться наружным осмотрам и испытаниям в следующие сроки:

- а) вновь устанавливаемые приборы должны быть испытаны непосредственно перед их установкой;
- б) полные испытания щитовых, показывающих и пишущих приборов (вместе с измерительными трансформаторами, шунтами и добавочными сопротивлениями) на вводах линий 110, 35, 10 и 6 кВ преобразовательных агрегатов и районных трансформаторах мощностью выше 1 000 кВА должны производиться перед установкой и далее не реже одного раза в 2 года, на других объектах — не реже одного раза в 3 года и на всех объектах — каждый раз при замене или капитальном ремонте измерительных трансформаторов, шунтов и добавочных сопротивлений;
- в) неполные испытания щитовых приборов (без измерительных трансформаторов и шунтов) на ответственных объектах должны производиться не реже двух раз в год, а приборов на остальных объектах — не реже одного раза в год;
- г) испытания лабораторных приборов должны производиться не реже одного раза в год, а контрольных приборов — не реже одного раза в 6 месяцев.

Амперметры, вольтметры, ваттметры классов 0,2 и 0,5 подлежат государственной проверке органами Комитета один раз в год и, кроме неё, периодической проверке не менее двух раз в год. Периодическая проверка может производиться испытательной станцией, имеющей регистрационное удостоверение с разрешением на право осуществления надзора за измерительными приборами.

Приборы класса 1,0 подлежат государственной проверке один раз в 2 года и, кроме того, периодической проверке не менее одного раза в год. Периодические проверки могут производиться как в лаборатории, так и на местах установки.

Значения испытательного напряжения для приборов, счётчиков и измерительных трансформаторов, находящихся в эксплуатации и вышедших из ремонта, принимаются согласно табл. 51.

Шунты, добавочные сопротивления и измерительные трансформаторы следует применять классов точности не ниже указанных в табл. 52.

Если применяются шунты, добавочные сопротивления и измерительные трансформаторы, не соответствующие классу прибора, то их погрешность должна быть учтена.

Погрешности новых приборов, а также вышедших из ремонта не должны превышать значений, приведённых в табл. 53.

Т а б л и ц а 51

Испытательные напряжения электроизмерительных приборов

Наименование приборов	Рабочее напряжение, в	Действующее значение испытательного напряжения, в
Электроизмерительные приборы, вышедшие из ремонта и находящиеся в эксплуатации	$\left\{ \begin{array}{l} 0-40 \\ 41-650 \\ 651 \text{ и выше} \end{array} \right.$	$\left\{ \begin{array}{l} 500 \\ 1500 \\ 1000 + \text{удвоенное рабочее напряжение} \end{array} \right.$
Вторичная обмотка трансформаторов тока и напряжения	—	2000

Т а б л и ц а 52

Соответствие по классу точности приборов

Класс прибора	Класс шунта или добавочного сопротивления	Класс измерительного трансформатора
0,2	0,1	0,2
0,5	0,2	0,2
1,0	0,5	0,5
1,5	0,5	0,5
2,5	0,5	1,0

Проверка измерительных приборов классов: 1; 1,5; 2,5 как в лаборатории, так и на местах установки производится методом сравнения с образцовыми приборами классов точности 0,2 и 0,5, имеющими свидетельства органов Комитета. Поправки на показания образцовых приборов вводятся только тогда, когда величина их превышает 0,2% верхнего предела измерения. При одновременном применении образцовых измерительных трансформаторов классов 0,2 и 0,5 погрешности их учитываются в случае, если они превышают 0,2%.

Милливольтметры, предназначенные для работы в качестве амперметров с отдельными

калиброванными шунтами, могут поверяться отдельно от шунтов. На шунты после проверки их сопротивления должны быть подсчитаны поправочные множители.

Измерение сопротивлений обмоток приборов и их вспомогательных частей должно производиться после прогрева их током, соответствующим верхнему пределу измерения, в течение 10—15 мин.

Сопротивления амперметров и последовательных цепей ваттметров любых классов точности определяются мостиком с точностью не ниже 1%. Сопротивление вольтметров, параллельных цепей ваттметров и добавочных сопротивлений к ним определяется мостиком с точностью до 0,1—0,2%.

Сопротивления отдельных шунтов к амперметрам определяются мостиком с точностью до 0,1—0,2%.

Образцовые приборы классов 0,2 и 0,5 поверяются компенсационным методом. Приборы класса 0,5 могут также поверяться по образцовым приборам, имеющим точность 0,1%.

Правильность показаний рабочих измерительных приборов должна обеспечиваться при окружающей температуре в пределах от -15 до $+35^{\circ}\text{C}$. Пользование образцовыми контрольными приборами допускается при условии, что температура помещения находится в пределах от $+10$ до $+30^{\circ}\text{C}$. При необходимости применения образцовых приборов в условиях, отличных от указанных, необходимо вводить в показания соответствующие поправки.

При применении неэкранированных и неастиических приборов должны применяться меры для устранения влияния на их показания внешних магнитных полей и больших стальных масс.

Все измерительные приборы в случае видимых повреждений, а также если их показания отличаются от истинных на величину, превосходящую допускаемую для данного класса точности прибора, подлежат ремонту и регулировке.

Счетчики электроэнергии номинальной мощности свыше 5 кВт постоянного и переменного тока, однофазные и трехфазные, активной и реактивной энергии подлежат

Т а б л и ц а 53

Допустимые погрешности электроизмерительных приборов

Вид погрешности	Допустимые погрешности приборов классов				
	0,2	0,5	1,0	1,5	2,5
Основная погрешность	$\pm 0,2$	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$	$\pm 2,5$
Дополнительные погрешности:					
а) отклонение стрелки ваттметра от нулевой отметки	$\pm 0,2$	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$	$\pm 2,5$
б) измерение показаний при наклоне прибора на 50° от нормального положения	$\pm 0,2$	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$	$\pm 2,5$
Время успокоения стрелки прибора в сек.	4	4	4	4	4
Изменение показаний для приборов электромагнитной, ферродинамической и тепловой системы	0,4	1,0	2,0	3,0	5,0
Для приборов остальных систем	0,2	0,5	1,0	1,5	2,5

П р и м е ч а н и е. Основная погрешность, дополнительная погрешность и вариации считаются в процентах от верхнего предела измерения.

Таблица 54

Допустимые погрешности счётчиков электроэнергии, находящихся в эксплуатации (в процентах)

Системы и виды счётчиков	Для счётчиков постоянного и переменного тока активной энергии при $\cos \varphi$ от 0,9 до 1		Для счётчиков переменного тока активной энергии при $\cos \varphi$ от 0,4 до 0,9 и реактивной энергии при $\sin \varphi$ от 0,4 до 0,9		Требуемая чувствительность в %
	при токе		при токе		
	от 10 до 15%	от 20 до 125%	от 20 до 125%		
1-го класса индукционные, активной энергии	±4	±3	±4		1
2-го класса индукционные, активной энергии, трёхфазные и однофазные свыше 5 квт	±5	±4	±5		2
3-го класса индукционные, реактивной энергии	±6	±4	±6		3
Индукционные трёхфазные, реактивной энергии	—	—	±6		2
Магнитоэлектрические, электродинамические и электролитические	±6	±4	—		3

обязательной государственной поверке и клеймению один раз в 2 года.

Счётчики электроэнергии постоянного и переменного тока номинальной мощности до 5 кВт (в том числе и бытовые) подлежат обязательной государственной поверке один раз в 5 лет.

После включения электрического счётчика в сеть коробка его зажимов пломбируется.

Счётчики, находящиеся в эксплуатации и поверяемые в порядке периодической поверки, могут оставаться на месте установки до истечения срока действия клейма (до очередной государственной поверки), если отно-

сительные погрешности показаний счётчиков не превосходят значений, указанных в табл. 54. Относительные погрешности показаний счётчиков при выпуске их из производства или ремонта, а также при периодической поверке не должны превышать значений, приведённых в табл. 55.

ЗАЩИТНЫЕ СРЕДСТВА

Защитные средства испытываются при приёмке электроустановки в эксплуатацию и профилактически согласно табл. 56 и 57.

Диэлектрические перчатки, галоши и боты испытываются напряжением переменного

Таблица 55

Относительные допускаемые после ремонта погрешности счётчиков электроэнергии (погрешности приведены в процентах)

Системы и виды счётчиков	Для счётчиков постоянного и переменного тока активной энергии при $\cos \varphi = 1$ и реактивной энергии при $\sin \varphi = 1$				Для счётчиков переменного тока активной энергии при $\cos \varphi = 0,5^{**}$ и реактивной энергии при $\sin \varphi = 0,5^{**}$			Требуемая чувствительность в %	
	При токе в % от номинального								
	100 или 125*	50	10	5	100 или 125*	50	20		
1-го класса индукционные активной энергии	±2,0	±2,0	ПНП***	5%	±2,0	±2,0	±2,0	0,5	
2-го класса индукционные активной энергии трёхфазные и однофазные до 5 кВт	±2,5	±2,5	±2,5	—	±4,0	±4,0	±4,0	1,0	
2-го класса индукционные однофазные до 5 кВт	±2,5	±2,5	±2,5	—	ПНП***	±4,0	ПНП***	1,0	
Индукционные трёхфазные реактивной энергии	±4,0	±4,0	±4,0	—	±5,0	±5,0	±5,0	1,0	
Магнитоэлектрические и электродинамические	±3,0	±3,0	±3,0 ±5,0***	—	—	—	—	1,0 3,0***	

* Поверку счётчиков при выпуске из производства производят при токе 125%, во всех остальных случаях — при токе 100% номинального.

** При индуктивном сдвиге.

*** ПНП — поверка при данной нагрузке не производится.

**** Только для счётчиков электродинамической системы, поступивших в эксплуатацию до 1941 г.

Таблица 56

Нормы испытаний изолирующих защитных средств и указателей напряжения и тока

Наименование защитного средства	Номинальное напряжение установки, кВ	Электрические испытания			Периодичность (контрольные испытания)	Дополнительные указания
		Испытательное напряжение, кВ	Продолжительность испытания	Ток утечки, мА		
Изолирующие штанги	35 и ниже	Трёхкратное линейное, но не ниже 40	5 мин.	—	Штанги всех типов (кроме оперативных в устройствах, не имеющих постоянного дежурного персонала, и измерительных) один раз в год	Механическое испытание на сжатие и растяжение всех штанг, кроме измерительных, с усилием 150 кг производится при сдаточных испытаниях
То же	100 и выше	Трёхкратное фазное	5 мин.	—	Оперативные штанги в устройствах, не имеющих постоянного дежурного персонала, один раз в два года. Измерительные штанги — один раз в шесть месяцев	Оперативные штанги для работ в наружных установках в сырую погоду, дополнительно испытываются под искусственным дождём
Изолирующие клещи	35 и ниже	Трёхкратное линейное, но не ниже 40	5 мин.	—	В установках с постоянным дежурным персоналом — один раз в год. В установках без постоянного дежурного персонала — один раз в два года	Клещи, предназначенные для работ в наружных установках в сырую погоду, дополнительно испытываются под дождём
Резиновые коврики и дорожки	Свыше 1 000	15	Протягиванием со скоростью 2—3 см/сек	15	Один раз в два года	При первой приёмке испытательное напряжение 20 кВ, ток утечки 1 мА на 1 кВ, т. е. 20 мА
То же	До 1 000	5	Протягиванием со скоростью 2—3 см/сек	5	Один раз в два года	При первой приёмке испытательное напряжение 7,5 кВ, ток утечки 1 мА на 1 кВ, т. е. 7,5 мА
Изолирующие подставки	До любого напряжения	40	2 мин.	—	Один раз в три года	Механические испытания (350 кг на 1 м²) производятся при сдаточных испытаниях
Монтёрский инструмент с изолирующими ручками	Низкое напряжение	3	1 мин.	—	Один раз в шесть месяцев	Механические испытания сбрасыванием с высоты 1,5 м производятся при сдаточных испытаниях
Указатели напряжения с неоновой лампой, работающие от ёмкостного тока:	До 10	—	—	—	Один раз в шесть месяцев	См. примечание в конце таблицы
а) собственно указатель;		25	1 мин.	—		
б) держатель		40	5 мин.	—		
Указатель напряжения с неоновой лампой, работающей от ёмкостного тока:	До 35 включительно				Один раз в шесть месяцев	То же
а) собственно указатель;		25	1 мин.	—		
б) держатель		105	5 мин.	—		
Трубка с сопротивлением (для фазировки)	6	6	1 мин.	1,7—2,4	Один раз в шесть месяцев	»
	10	10	1 мин.	1,4—1,7		
Указатели тока:	До 10 включительно				Один раз в год	»
а) изолирующая часть;		40	1 мин.	—		
б) изоляция сердечника		20	1 мин.	—		»

Примечание. В тех случаях, когда в таблице не указаны нормы электрических испытаний при первой приёмке в эксплуатацию, последние производятся по нормам периодических испытаний или по нормам заводов-изготовителей. Заводские нормы, как правило, должны быть больше и во всех случаях не меньше норм периодических испытаний.

тока согласно нормам табл. 57 при приёмке и периодически в эксплуатации один раз в 6 месяцев. Продолжительность испытания 1 мин.

Диэлектрические перчатки для установок до 1 000 в и выше 1 000 в, применяемые на одной и той же установке, должны иметь резко выделяющиеся отличительные знаки во избежание случаев пользования такими перчатками в установках выше 1 000 в.

Допускается производить испытание защитных средств постоянным (выпрямленным) током; при этом величина испытательного напряжения принимается в 2,5 раза больше значений, приведённых в таблице. Токи утечки при испытании постоянным током не нормируются.

Т а б л и ц а 57
Нормы испытаний диэлектрических перчаток, галош и бот

Наименование защитных средств	Номинальное напряжение установки, в	Испытательное напряжение, кВ	Ток утечки, мА
Диэлектрические перчатки	До 1 000	2,5	2,5
Диэлектрические перчатки	Выше 1 000	6	7
Диэлектрические галоши	До 1 000	3,5	2
Диэлектрические боты	Для всех напряжений	15	7,5

МАСЛЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

НАЗНАЧЕНИЕ И ТИПЫ МАСЛЯНОГО ХОЗЯЙСТВА

В объём работ масляного хозяйства электростанций и подстанций входят:

- приёмка, хранение и распределение масел;
- приёмные испытания масел;
- испытания эксплуатационных масел;
- мероприятия по поддержанию качества эксплуатационных масел и предохранению их от окисления (применение термосифонных фильтров, адсорберов, присадок и пр.);
- установление для станционного оборудования режима смазки, ассортимента и норм расхода смазочных материалов и изоляционных масел;
- очистка масляных систем энергетического оборудования во время капитальных ремонтов;
- контроль за выполнением инструкций по вопросам масляного хозяйства;
- регенерация изоляционных, турбинных и смазочных масел.

На каждой электростанции должны храниться следующие неснижаемые запасы масел:

- турбинное каждой применяемой марки — в объёме не менее ёмкости масляной системы наибольшего агрегата плюс запас на доливку в размере не менее 45-дневной потребности;
- трансформаторное — в объёме не менее ёмкости одного наибольшего масляного выключателя плюс запас на доливку в размере не менее 45-дневной потребности;
- прочие смазочные масла — в размере не менее 45-дневной потребности.

На подстанциях должен храниться неснижаемый запас трансформаторного масла в объёме не менее ёмкости наибольшего масляного выключателя плюс запас для сезонной доливки в трансформаторы.

Допускается централизованное хранение запаса изоляционных масел.

В масляных хозяйствах запас трансформаторного масла может достигать 10% общего количества масла в аппаратах обслуживаемых объектов, но должен быть не менее объёма од-

ного наибольшего трансформатора и одного наибольшего масляного выключателя; на подстанциях запас для доливок может составлять до 5% количества масла в аппаратуре подстанции.

Запас трансформаторного масла должен устанавливаться в зависимости от местных условий: расстояния между обслуживаемыми объектами, расположения нефтебаз Главнефтебазы, наличия и типа маслорегенерационных установок и пр.

На каждой паротурбинной электростанции должно быть установлено не менее трёх баков для турбинного масла. Ёмкость бака для свежего масла должна быть не менее ёмкости одной железнодорожной цистерны, каждого из двух других — не менее ёмкости масляной системы наибольшего агрегата плюс 10%.

Для хранения трансформаторного масла должно устанавливаться не менее трёх баков. Ёмкость бака для свежего масла должна быть не менее ёмкости одной железнодорожной цистерны, каждого из двух других — не менее ёмкости наибольшего трансформатора или масляного выключателя плюс 10%.

Электростанции небольшой мощности и подстанции могут получать масло от расположенных вблизи крупных электростанций, подстанций или баз масляного хозяйства. В этом случае допускается иметь баки ёмкостью, обеспечивающей потребность в масле только для доливки в оборудование в размере 45-дневной потребности.

ОБОРУДОВАНИЕ МАСЛЯНОГО ХОЗЯЙСТВА

Центральные, дорожные, участковые и станционные масляные хозяйства должны обладать всем необходимым для производства:

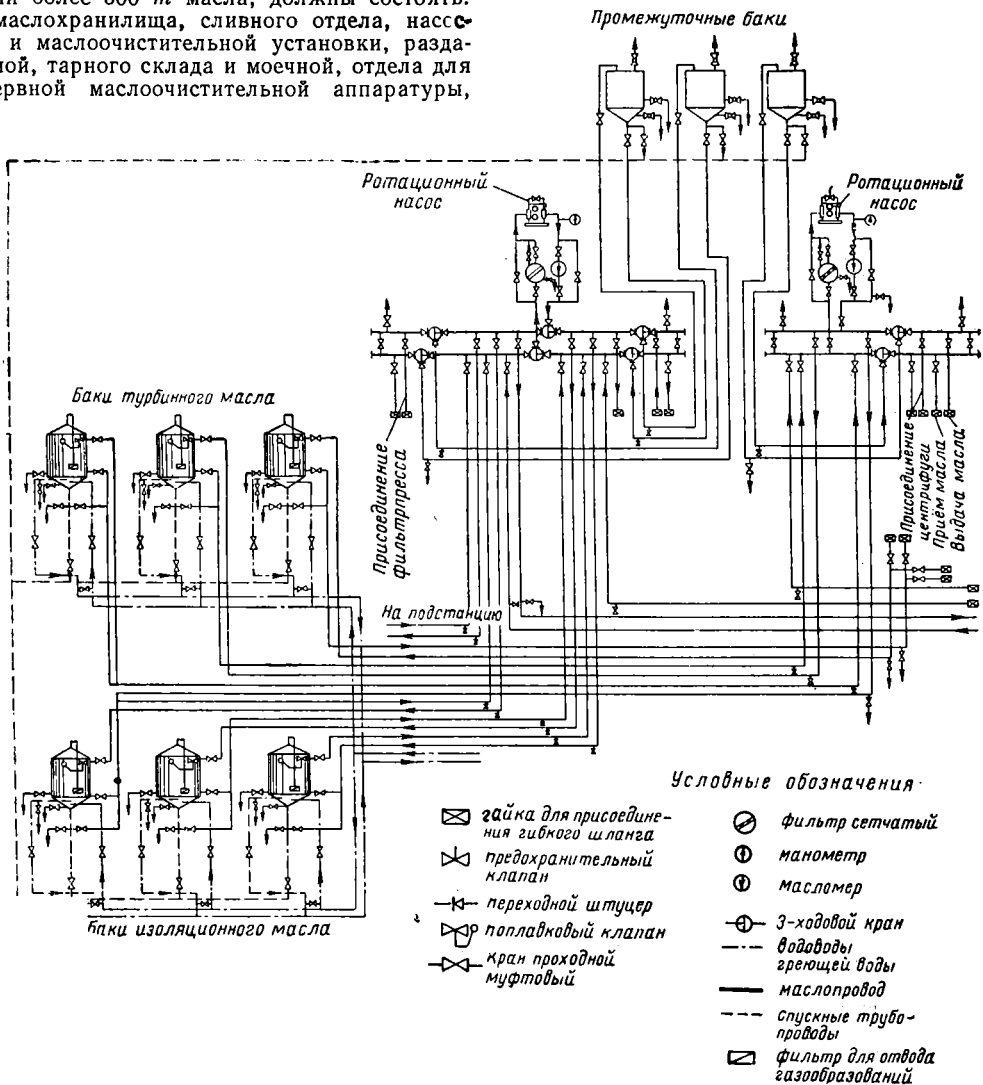
- приёмки масла из железнодорожных цистерн и мелкой тары и перекачки его в резервуары;
- хранения и очистки масла;

- в) ухода за находящимся в эксплуатации изоляционным и турбинным маслом;
- г) регенерации всех видов масла;
- д) стабилизации масла;
- е) испытания свежего и находящегося в эксплуатации масла;
- ж) хранения резервного оборудования, хранения и мойки бочек и другой мелкой тары.

Масляные хозяйства, имеющие в эксплуатации более 300 т масла, должны состоять: из маслохранилища, сливного отдела, насосной и маслоочистительной установки, раздаточной, тарного склада и моечной, отдела для резервной маслоочистительной аппаратуры,

Слив масла из железнодорожной цистерны вместимостью 20 т должен производиться не более 2 час., вместимостью больше 20 т — не более 4 час.

Все стационарные баки с количеством масла в каждом баке больше 1 т, устанавливаемые в закрытых помещениях, должны быть снабжены аварийными, спускными маслопроводами в аварийный бак (как правило, железобетонный), располагаемый под землей на



Фиг. 1. Схема масляного хозяйства электростанции

регенерационного отдела, лаборатории и помещений для обслуживающего персонала. Количество устанавливаемых резервуаров должно соответствовать имеющимся в эксплуатации сортам масла. В масляном хозяйстве должны быть отдельные резервуары для свежего, регенерированного, стабилизированного, эксплуатационного (для слива масла из оборудования при капитальных ремонтах) и отработавшего масла.

расстоянии не менее 5 м от здания масляного хозяйства. Спуск масла допускается также в подземный, расположенный вне здания, резервуар для отработавшего масла.

Емкость аварийного резервуара или половины резервуара для отработавшего масла, в том случае, если он служит в качестве аварийного, должна быть не менее емкости резервуара с наибольшим объемом масла.

Масляное хозяйство должно иметь сле-

дующую аппаратуру для очистки и регенерации масла: центрифуги, фильтр-прессы, стационарные и передвижные маслорегенерационные установки для изоляционного, турбинного и смазочного масла.

Для изоляционного и турбинного масла должны быть промежуточные баки ёмкостью, равной производительности регенерационной установки за один цикл или за смену (1—2 т). После установления соответствия регенерированного масла в промежуточном баке нормам на свежее оно перекачивается в общий резервуар. На фиг. 1 приведена схема масляного хозяйства электростанции.

ЗДАНИЕ МАСЛЯНОГО ХОЗЯЙСТВА И РЕЗЕРВУАРНОЕ МАСЛОХРАНИЛИЩЕ

Масляное хозяйство должно размещаться в особом, специально для него предназначенном здании, расположенном на расстоянии не менее 25 м от прочих зданий станций и подстанций. Примыкание допускается только к зданиям трансформаторной или механической мастерской при условии отделения от них сплошными несгораемыми стенами.

Здание масляного хозяйства должно быть несгораемым. В соответствии с «Противопожарными нормами строительного проектирования промышленных предприятий и населённых мест» (НСП-102-54) масляное хозяйство по характеристике пожарной опасности технологического процесса относится к категории В.

Всё электрооборудование масляного хозяйства должно быть выполнено в соответствии с разделом «Электрооборудование пожароопасных помещений» ПУЭУ.

Резервуары могут устанавливаться:

- а) на открытом воздухе;
- б) в первом этаже масляного хозяйства;
- в) в специально построенных подземных хранилищах.

Подвальные помещения для установки резервуаров с маслом допускаются только под зданиями масляного хозяйства с устройством для них несгораемых перекрытий и самостоятельных выходов наружу.

ТРАНСФОРМАТОРНОЕ МАСЛО

Трансформаторное масло в зависимости от состояния получает следующие наименования:

а) свежее сырое масло (с присадкой ВТИ-1 или без присадок) в том виде, как оно поступает с завода;

б) регенерированное масло — масло, бывшее раньше в употреблении, но подвергшееся регенерации. Использовать это масло, как правило, рекомендуется в смеси со свежим маслом;

в) чистое сухое масло — свежее сырое и регенерированное масло или смесь масел после просушки до начала эксплуатации;

г) эксплуатационное масло, отвечающее нормам на эксплуатационное масло с момента поступления аппарата в эксплуатацию до слива на регенерацию. Залитое в аппарат масло должно соответствовать нормам на чистое сухое масло; допускается увеличение кислотного числа на 0,02 мг КОН на 1 г масла;

д) отработавшее масло — масло, у которого один или несколько показателей не соответствуют нормам на эксплуатационное масло.

Различают следующие периоды эксплуатации масла:

а) пусковой период — с момента дачи на аппарат рабочего напряжения до истечения 4-месячного срока;

б) нормальный эксплуатационный период — всё остальное время работы масла в аппарате.

В табл. 1 приведены нормы ГОСТ 982—53 на свежее трансформаторное масло с присадкой ВТИ-1 и без присадок, а также указаны методы испытаний.

Для установок в южных районах а также для трансформаторов, установленных в закрытых помещениях, разрешается использовать трансформаторное масло с температурой застывания не выше —35°C. При

Таблица 1

Нормы ГОСТ 982—53 на свежее трансформаторное масло и методы испытаний

Наименование показателей	Нормы		Методы испытаний
	с присадкой ВТИ-1	без присадок	
Вязкость кинематическая в <i>сст</i> : а) при 20°C не более б) при 50°C не более	30, 0 9, 6	30, 0 9, 6	ГОСТ 33—53
Кислотное число в <i>мг</i> КОН на 1 г масла не более	0,03	0,05	ГОСТ 5985—51
Стабильность: а) осадок после окисления в % не более б) кислотное число после окисления в <i>мг</i> КОН на 1 г масла не более	0, 5 0,20	0,10 0,35	ГОСТ 981—52
Зольность в % не более	0,005	0,005	ГОСТ 1461—52
Содержание водорастворимых кислот и щелочей	Отсутствие		ГОСТ 6307—52
Содержание механических примесей			ГОСТ 6378—52
Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, в °C не ниже	135	135	ГОСТ 6355—52
Температура застывания в °C не выше	—45	—45	ГОСТ 1533—42
Натровая проба с окислением в баллах не более	2	2	ГОСТ 6473—53
Содержание присадки ВТИ-1 в % в пределах	0,009—0,015	—	ГОСТ 6448—53
Прозрачность при 5°C	Прозрачно	—	Определение производят в пробирке диаметром 30—40 мм. Масло, охлаждённое до температуры 5°C, должно оставаться прозрачным

этом во избежание смешивания масла с различной температурой застывания на дорогах, применяющих масло с температурой застывания -45°C , масло с температурой застывания -35°C не должно применяться.

Масло с присадкой ВТИ-1 должно храниться отдельно, без смешивания с другим маслом.

Перед поступлением в эксплуатацию трансформаторное масло должно соответствовать приведённым в табл. 2 нормам на электрическую прочность. При несоответствии этим нормам масло подлежит очистке от влаги и механических примесей.

Таблица 2

Нормы на электрическую прочность свежего сухого масла

Тип аппаратов	Норма на сухое масло в кВ не менее
При рабочем напряжении аппаратов 35 кВ и выше . . .	40
При рабочем напряжении аппаратов 6—35 кВ	30
При рабочем напряжении аппаратов ниже 6 кВ	30

В табл. 3 приведены нормы на эксплуатационное трансформаторное масло. При несоответствии приведённым нормам масло считается непригодным к эксплуатации.

Таблица 3

Физико-химические свойства	Нормы на эксплуатационное масло
Снижение температуры вспышки не более	5° от первоначальной
Кислотное число мг КОН на 1 г масла не более	
Вязкость кинематическая в сст при 50°C не более	
Содержание водорастворимых кислот и щелочей	0,4
Содержание механических примесей	11,4
Содержание взвешенного угля:	Отсутствие
а) в трансформаторах	»
б) в выключателях	
Электрическая прочность в кВ не ниже:	Незначительное количество
а) при рабочем напряжении аппаратов 35 кВ и выше	35
б) при рабочем напряжении аппаратов 6—35 кВ	
в) при рабочем напряжении аппаратов не ниже 6 кВ	
	20

Масло также считается непригодным к эксплуатации при:

- а) падении температуры вспышки более чем на 5°C против предыдущего испытания;
- б) обнаружении взвешенного угля в масле из трансформаторов;
- в) обнаружении значительного количества угля в масле из выключателей.

Температура застывания трансформаторного масла должна быть не выше:

- а) -35°C для высоковольтных выключателей в местностях, где температура не падает ниже -20°C ;

- б) -45°C для высоковольтных выключателей в остальных местностях.

ПТЭ электрических станций и сетей МЭС предусмотрено производство трёх типов испытаний масла:

- а) полный химический анализ;
- б) сокращённое испытание;
- в) испытание на пробой.

Сроки производства испытаний приведены в табл. 4.

Полный анализ производится при приёме свежего масла, а во время эксплуатации — после аварий и в особых случаях, когда это будет признано необходимым.

При полном химическом анализе масло подвергается лабораторному испытанию по всем показателям ГОСТ 982—53, а также испытанию на электрическую прочность.

В объём сокращённого испытания входят: определение пробивного напряжения, осадка и отстоя в измерительном цилиндре, качественное определение взвешенного угля, запаха, цвета, температуры вспышки, реакции водяной вытяжки и кислотного числа.

Контроль содержания угля в масле масляных выключателей производится с помощью прибора, описанного в сборнике ОРГРЭС № 40 1952 г.

В объём испытания на электрическую прочность входят: определение пробивного напряжения, осадка и отстоя в цилиндре, запаха и качественного содержания взвешенного угля.

Таблица 4

Сроки лабораторных испытаний трансформаторного масла

Тип аппарата, залитого маслом	Анализ масла	Число испытаний при напряжении в кВ		
		6—10	20—35	110 и выше
Трансформаторы и аппараты	На электрическую прочность		Не реже 1 раза в год	1 раз в год
	Сокращённый	Не реже 1 раза в 3 года	Не реже 1 раза в 3 года	1 раз в год
Герметизированные трансформаторы Маслонаполненные вводы	На электрическую прочность Сокращённый	1 раз в 2 года		
		1 раз в год		

После капитального ремонта трансформаторов и аппаратов производится сокращённый анализ.

Свежее изоляционное масло, находящееся в резерве, должно подвергаться сокращённому анализу не реже одного раза в год и испытанию на электрическую прочность — два раза в год.

После аварий, а также при особых обстоятельствах производится дополнительные испытания масла в следующих случаях:

- а) после каждого бурного отключения короткого замыкания, сопровождаемого вы-

Таблица 5

Нормы расхода масла на доливку в электрические аппараты

Количество масла в электрическом аппарате в т	0,05	0,4	0,8	1,0	2,0	3,0	5,0	7,0	10,0	25,0
Годовой расход масла в % от количества, залитого в аппарат	5	3,5	2,5	2,2	1,6	1,3	1,1	0,9	0,7	0,4

бросом масла или газов, а также после четырёх автоматических отключений коротких замыканий определяется присутствие угля в масле масляных выключателей;

б) если при очередном испытании масла на электрическую прочность будет обнаружено значительное изменение цвета, то производится внеочередной анализ;

в) в трансформаторах, не имеющих расширителя, и в трансформаторах, имеющих устройство для регулирования напряжения под нагрузкой, расположенное в общем баке, все сроки испытаний сокращаются вдвое;

г) после всякой аварии с аппаратом производится сокращённый или полный анализ;

д) после вскрытия или ревизии трансформатора берётся проба масла для испытания на электрическую прочность или для сокращённого анализа, смотря по обстоятельствам;

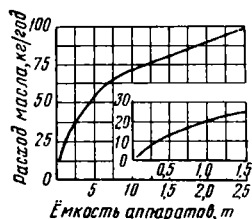
е) через 24 часа после доливки масла в аппараты с рабочим напряжением 30 кВ и выше производится испытание на пробой;

ж) в трансформаторах с принудительным водяным охлаждением рекомендуется сроки испытания на электрическую прочность сокращать вдвое.

Отбор проб из аппаратов, находящихся под напряжением, разрешается производить только из нижнего крана или отверстия. Уровень масла не должен опускаться ниже допустимого предела. В противном случае взятие проб масла допускается только при отключённом аппарате.

Нормы расхода трансформаторного масла в эксплуатации

Средний годовой расход трансформаторного масла складывается из расхода масла на доливку,



Фиг. 2. Расход масла на доливку в электрические аппараты

потерь при его смене и регенерации и из расхода промывочного масла при ремонте аппаратуры.

Годовой расход масла на доливку для электрических аппаратов зависит от количества масла, залитого в аппарат, и определяется по табл. 5 и фиг. 2.

Потери масла на смену и регенерацию в среднем за год составляют 3% количества масла, залитого в аппарат.

Расход на промывку аппаратов с учётом использования промываемого масла после его регенерации за вычетом потерь, связанных с регенерацией, приведён в табл. 6 и на фиг. 3.



Фиг. 3. Расход промывочного масла для электрических аппаратов

Таблица 6

Нормы расхода масла на промывку при ревизиях

Количество масла в аппарате в т	0,05	0,5	1	1,5	2	5 и выше
Среднегодовой расход на промывку в % от количества масла в аппаратах	1	1	0,6	0,5	0,4	0,3
Расход масла при капитальном ремонте на промывку силовых трансформаторов в % от веса масла трансформатора . . .	6	6	3,6	3,0	2,4	2,0

ТУРБИННОЕ МАСЛО

Турбинное масло в зависимости от состояния получает следующие наименования:

а) свежее сырое масло (обычное или стабилизированное), отвечающее нормам ГОСТ 32—47 на свежее масло, в том виде, в каком оно поступает с завода;

б) регенерированное масло — бывшее раньше в употреблении, но подвергшееся регенерации и восстановлению до норм ГОСТ на регенерированное масло;

в) чистое сухое масло — свежее и регенерированное, не содержащее влаги и механических примесей и отвечающее нормам ГОСТ;

г) эксплуатационное — отвечающее нормам на эксплуатационное масло;

д) отработавшее масло, — у которого один или несколько показателей не соответствуют нормам на эксплуатационное масло;

е) частично регенерированное масло — бывшее раньше в употреблении, подвергшееся регенерации и доведённое до норм на эксплуатационное масло.

Таблица 7

Нормы ГОСТ 32—47 на свежее турбинное масло

Физико-химические свойства	Показатели по маркам				Методы испытаний
	Турбин-ное Л	Турбин-ное УТ	Турбин-ное Т	Турбин-ное	
Вязкость при 50°C:					
а) кинематическая в <i>сст</i>	20—23	25—32	44—48	55—79	ГОСТ 33—53
б) соответствующая ей условная по Энгле-ру	2,9—3,2	3,5—4,5	6,0—6,5	7,5—8,0	ОСТ ВКС—7872 МИ-5-Г-36
Кислотное число в мг КОН на 1 г масла не более	0,04	0,04	0,07	0,05	ГОСТ 5985—51
Стабильность:					
а) содержание осадка после окисления в % не более	0,1	0,1	0,15	—	ГОСТ 931—52
б) кислотное число после окисления в мг КОН на 1 г масла не более	0,35	0,35	0,45	—	
Зольность в % не более	0,005	0,005	0,02	0,04	ГОСТ 1461—52
Скорость деэмульсации в мин. не более	8	8	8	8	ГОСТ 1321—41
Содержание водорастворимых кислот и щелочей	Отсутствие				ГОСТ 6267—52
Содержание механических примесей	Отсутствие				ГОСТ 6370—52
Температура вспышки (определяемая в открытом приборе) в °С не ниже	180	180	190	195	ГОСТ 4333—48
Температура застывания в °С не выше	—15	—10	—10	—	ГОСТ 1533—42
Натровая проба с подкислением в баллах не более	2	2	2	2	ГОСТ 6173—53
Прозрачность при нуле в °С	Прозрачно				Масло наливают в пробирку диаметром 18—20 мм. Масло, охлажденное до 0°С, должно оставаться прозрачным

Технические условия на стабилизированное масло

Содержание пареооксидафениламина в % не ниже	0,9	—	—	—	Инструкция ТУ МЭС
Стабильность:					
а) содержание осадка после окисления в % не более	0,05	—	—	—	ГОСТ 981—52
б) кислотное число после окисления в мг КОН на 1 г масла не более	0,2	—	—	—	То же
Однородность	Полная	—	—	—	»
Примечание. По всем другим показателям стабилизированное масло должно соответствовать вышеприведенным требованиям на турбинное масло.					

В табл. 7 приведены нормы ГОСТ 32—47 на свежее турбинное масло и указаны методы испытаний отдельных его свойств.

Турбинное масло считается пригодным для эксплуатации, если оно удовлетворяет следующим нормам:

а) кислотное число не превышает 3 мг КОН при полной прозрачности масла и не выше 0,6 мг КОН — при наличии в масле шлама и воды;

б) реакция водной вытяжки масла нейтральная;

в) вязкость масла не должна превышать первоначальную больше чем на 25%;

г) падение температуры вспышки не превышает 8°C от первоначальной.

Всё находящееся в эксплуатации турбинное масло должно подвергаться эксплуатационному испытанию в следующие сроки:

а) паровых турбин — один раз в месяц при кислотном числе не выше 0,6 мг КОН и полной прозрачности масла и один

раз в две недели при превышении кислотного числа 0,6 мг КОН и при наличии в масле шлама или воды;

б) гидротурбин — один раз в 6 месяцев при полной прозрачности масла.

При резком ухудшении качества масла или наличия в нём муты производятся внеочередные испытания.

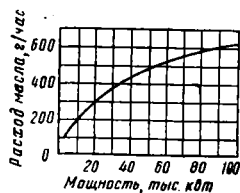
В объём эксплуатационного испытания турбинного масла входят: определение кислотного числа, реакции водной вытяжки, вязкости, температуры вспышки, наличия механических примесей и воды.

Нормы расхода турбинного масла в эксплуатации

Среднегодовой расход масла паровыми турбогенераторами складывается из расхода на доливку, расхода на пополнение потерь масла при его смене и регенерации и расхода

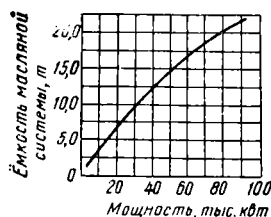
промывочного масла при ревизии турбогенераторов.

Средний максимально допустимый часовой расход масла на доливку определяется по фиг. 4.



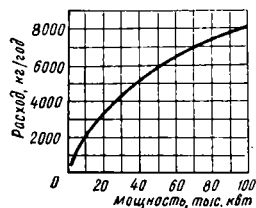
Фиг. 4. Расход масла паровыми турбинами

Норма расхода масла на потери при смене и регенерации в среднем за год составляет 10% ёмкости масляной системы турбогенератора. Средняя ёмкость масляной системы паровых турбогенераторов в зависимости от мощности дана на фиг. 5.



Фиг. 5. Ёмкость масляной системы паровых турбин в зависимости от мощности

Среднегодовой расход промывочного масла при ремонте с учётом его регенерации составляет 4% ёмкости масляной системы турбогенераторов.



Фиг. 6. Полный расход масла паровыми турбинами с учётом регенерации (8 760 час. работы)

Полный расход масла паровыми турбинами с учётом регенерации дан на фиг. 6

ОЧИСТКА, СУШКА И РЕГЕНЕРАЦИЯ МАСЕЛ

Трансформаторное масло в трансформаторах или аппаратах должно быть подвергнуто очистке при понижении электрической прочности и обнаружении в масле механических примесей.

Очистка масла может выполняться сепарированием и фильтрацией.

Если, несмотря на произведённую очистку, в масле всё же появляются шлам и кислоты, то оно должно быть сменено, а внутренние части трансформатора тщательно очищены от шлама.

Если турбинное масло не удовлетворяет требованиям, предъявляемым к свежему или эксплуатационному маслу, то оно должно быть подвергнуто очистке и сушке:

а) при наличии в масле шлама или твёрдых механических примесей оно должно быть очищено фильтрованием или, что менее желательно, сепарированием;

б) при наличии влаги масло должно быть очищено сепарированием; если количество влаги не превышает 0,3%, то очистку производят по методу осветления, а при более значительном количестве влаги — по методу очистки;

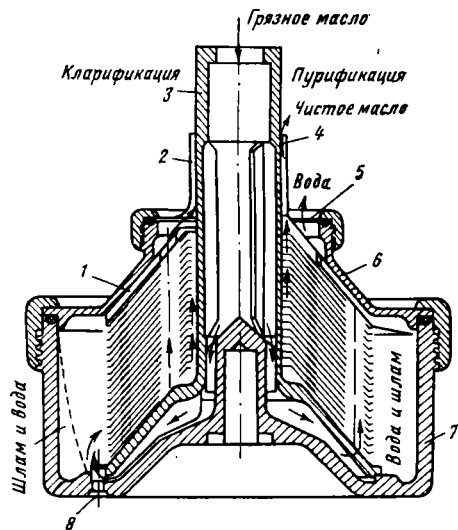
в) при кислой реакции водной вытяжки, а также при резком ухудшении его деэмульсирующих свойств масло промывают горячим конденсатом в сепараторе до достижения нейтральной реакции или фильтруют через сорбенты.

Промывка и фильтрация масла может производиться во время работы турбины.

Сепарирование

Отделение воды и загрязнений от масла производится с помощью центрифуг (сепараторов) (фиг. 7).

Центрифуга может работать в двух режимах: в режиме очистки (пурификация) и в режиме осветления (кларификация).



Фиг. 7. Барабан центрифуги типа НСМ-3: 1 — верхняя разделительная тарелка; 2 — горловина; 3 — дискодержатель; 4 — горловина; 5 — регулирующее кольцо; 6 — крышка барабана; 7 — корпус барабана; 8 — шпилька для фиксации положения дискодержателя

Режим очистки (фиг. 7, правая половина) применяется при сильном обводнении турбинных масел (около 3% воды) или при промывке их водой. Для обеспечения непрерывного отвода воды из масла барабан перед пуском заполняется горячей водой такой же температуры, как очищаемое масло. Унос масла в отходах не должен превышать 1% от количества отсепарированной воды.

Режим осветления (фиг. 7, левая половина) изоляционных масел применяется в

тех случаях, когда количество загрязнений и количество воды не превышают 0,3—0,4%.

При этом цикле сепаратор запускают с сухим барабаном. Очистка барабана от шлама производится через каждые 2 часа.

6 мин. порциями по 50 см³, и полная проба (500 см³) посылается на анализ.

На фиг. 8 приведена схема установки центрифуги НСМ-3.

Фильтрация

При фильтровании масла через картон, бумагу, матерiu, слой отбеливающей земли или силикагеля фильтрующая среда задерживает воду и все загрязнения. Фильтрация производится при температуре масла не выше 40—45°.

Фильтр-пресс для очистки масла состоит из ряда подвижных чугунных пластин и рам (15, 21 или 31 шт.), между которыми заложены листы картона (фиг. 9).

Обычно закладываются два-четыре листа картона, из которых один рыхлый, другой плотный. Смена листов картона производится в среднем каждый час, а также при повышении давления в системе до 6 атм. В каждом пакете вынимается по одному листу со стороны поступления сырого масла, а новый лист вкладывается с противоположной стороны. После каждых 10 дней работы сетчатый фильтр подлежит очистке.

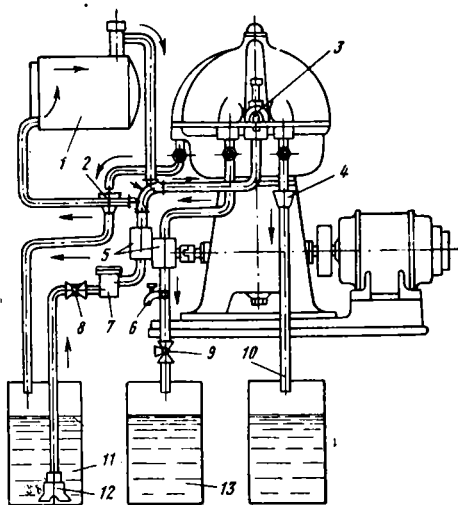
Фильтруют только сравнительно сухие масла.

Контроль работы фильтр-пресса осуществляется путём периодического отбора промежуточных проб и производства каждый час анализа средней пробы на пробой.

На очистку 1 т масла расходуется около 1 кг картона. Перед употреблением картон должен быть просушен при температуре 80° в течение 24 час. в специальном сушильном шкафу и храниться в баке с сухим чистым маслом.

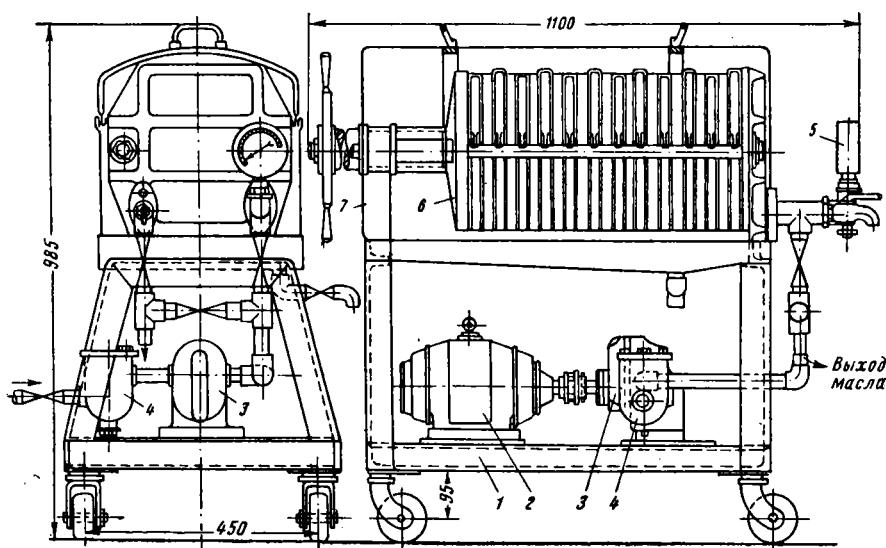
Не сильно загрязнённый картон можно прополоскать в чистом масле, высушить и вновь использовать.

Фильтр-пресс включается обычно после центрифуги для удаления остатков шлама и



Фиг. 8. Схема установки центрифуги типа НСМ-3: 1—электроподогреватель; 2—воронка для наблюдения; 3—кран для отбора проб грязного масла; 4—воронка для наблюдения; 5—насосы; 6—кран для отбора проб чистого масла; 7—фильтр; 8—кран проходной прямой; 9—трёхходовой кран для замера производительности; 10—сток отходов при нурификации (воды); 11—бак грязного масла; 12—всасывающий невозвратный клапан; 13—бак чистого масла

Для контроля за работой центрифуги отбирают в отдельные банки одновременно две пробы: грязного и чистого масла. Пробы отбираются в течение часа равномерно каждые



Фиг. 9. Фильтр-пресс производительностью 1 500 л/час: 1—рама фильтр-пресса; 2—электродвигатель; 3—шестерёчатый насос; 4—сетчатый фильтр; 5—манометр на 10 ат; 6—рамочный фильтр-пресс; 7—кожух

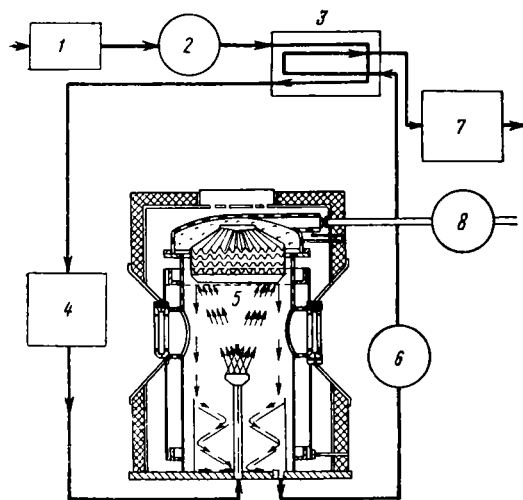
воды. Достоинство фильтр-пресса—его способность работать при низких температурах ($+20^\circ$), отсутствие смешивания с воздухом и возможность очистки масла от мельчайших частиц угля.

Если уголь столь мелок, что проходит даже через плотный фильтр, то перед фильтрованием следует добавить в масло 1—2% хорошо просушенной и мелко размолотой земли.

Сушка масла распылением под вакуумом

Этот метод сушки масла, осуществляемый при невысокой температуре, является одним из наиболее совершенных и широко применяется на вновь строящихся установках.

На фиг. 10 приведена схема установки для сушки масла распылением под вакуумом. В установке масло распыляется до состояния



Фиг. 10. Схема сушки масла распылением под вакуумом: 1 — предварительный фильтр; 2 — насос; 3 — теплообменник; 4 — электроподогреватель; 5 — вакуум-котёл; 6 — насос; 7 — фильтр-пресс; 8 — вакуум-насос

тонкого тумана и при температуре 45° и невысоком вакууме отдаёт почти мгновенно всю содержащуюся в нём воду. Масло выходит из установки не только высушенным, но и дегазированным.

Расход электроэнергии на сушку 1 т масла составляет около 90 кВт-ч.

Практикуются также сушка масла в обычных баках ёмкостью 1—3 т с индукционным подогревом при температуре $50\text{--}60^\circ$ и вакууме до 400 мм рт. ст. Через такой бак масло пропускают 2—3 раза.

Регенерация масла

Все отработавшие масла подлежат сбору, регенерации и повторному использованию.

Нормы сбора отработавших и выхода регенерированных масел приведены в табл. 8.

Для регенерации масла применяются следующие основные методы.

а) Метод «щёлочь — кислота — земля». Установки по этому методу ввиду

Таблица 8

Нормы отбраковки масла

Род масел	Сбор отработанных масел по отношению к израсходованным в %	Выход регенерированных масел по отношению к израсходованным в %	Выход регенерированных масел по отношению к израсходованным в %
Индустриальные	30	85	25
Трансформаторные	90	90	81
Турбинные	60	80	48

их сложности сооружаются только для обслуживания большого количества предприятий, имеющих в эксплуатации турбинное масло, и на особо мощных тепловых электростанциях; установки используются для регенерации трансформаторного, турбинного и смазочного масел.

б) Метод «кислота — земля». Этот метод осуществляется с помощью передвижных или стационарных установок. Установки по методу «кислота — земля» используются для регенерации трансформаторного, умеренно изношенного турбинного и всех смазочных масел, при этом смазочное масло, как правило, достаточно обрабатывать одной отбеливающей землёй контактным методом.

в) Различные варианты регенерации масел адсорберами и термосифонами применимы для регенерации эксплуатационного масла на работающем оборудовании, а также отработавшего, слитого из оборудования, трансформаторного и умеренно изношенного турбинного масел.

г) Контактный метод регенерации с использованием молотых отбеливающих земель применим для регенерации слабо изношенного трансформаторного масла.

д) Регенерация масел с отгоном горючего из двигателей внутреннего сгорания производится на установках ВИМ-2.

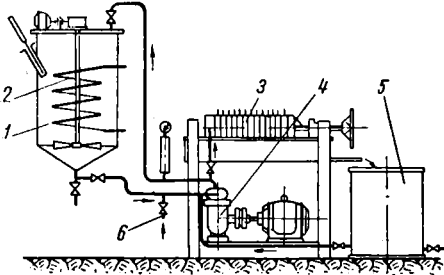
Отработавшее смазочное масло, нуждающееся только в очистке от механических примесей и влаги, может восстанавливаться с применением фильтр-прессов, центрифуг и различного рода фильтров, обеспечивающих механическую очистку масла.

Восстановление сильно окислившихся смазочных масел производится на установках, применяемых для регенерации трансформаторного и турбинного масел.

При любом методе регенерации отработавшее масло подлежит предварительному отстоя от механических примесей и воды. Для ускорения отстоя масло подогревают до $25\text{--}35^\circ$ в отстойнике. Время отстоя в зависимости от степени загрязнения и температуры масла составляет от 4 до 48 час.

Для регенерации отработавших турбинных и трансформаторных масел с кислотным числом до 0,25 мг КОН применяется метод контактирования и фильтрации (фиг. 11).

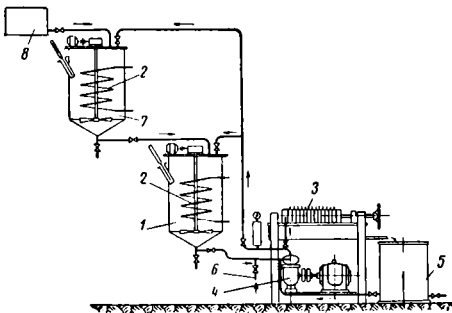
Отработавшее масло отстаивают, затем заливают в мешалку, подогревают до 90—100°C. После этого к маслу добавляют 3—10% предварительно просушенной в течение 2—3 час. при 120—150°C отбеливающей глины, проходящей через сито 40 меш.



Фиг. 11. Схема регенерации масла — контактирование и фильтрация: 1 — контактная мешалка; 2 — паровой змеевик; 3 — фильтр-пресс; 4 — насос; 5 — бак для регенерированного масла; 6 — вход регенерируемого масла

(256 отверстий на 1 см²). В течение 20—60 мин. масло перемешивают с глиной посредством механической мешалки или циркуляцией масла через насос, а затем подают масло на фильтр-пресс.

Для регенерации отработавших масел с кислотным числом до 0,5 мг КОН применяется обработка щёлочью или кислотой, контактирование и фильтрация (фиг. 12).



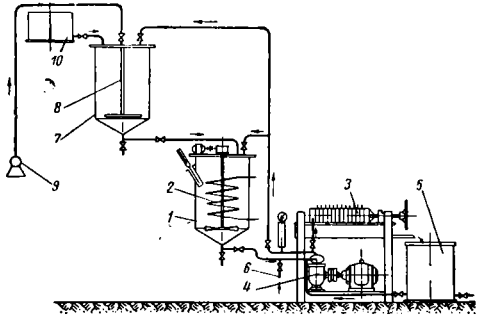
Фиг. 12. Схема регенерации масла — обработка щёлочью, контактирование и фильтрация: 1 — контактная мешалка; 2 — паровой змеевик; 3 — фильтр-пресс; 4 — насос; 5 — бак для регенерированного масла; 6 — вход регенерированного масла; 7 — щелочная мешалка; 8 — бак для щелочи

При обработке щёлочью отработанное масло после отстоя заливают в щелочную мешалку с подогревающим устройством и с воздушным или механическим перемешиванием, нагревают масло до 90—95°C и обрабатывают 5—6%-ным водным раствором едкого натра или 10—20%-ным раствором соды (углекислого натрия).

Количество щёлочи дают примерно в три раза больше, чем требуется по числу омыления отработавшего масла.

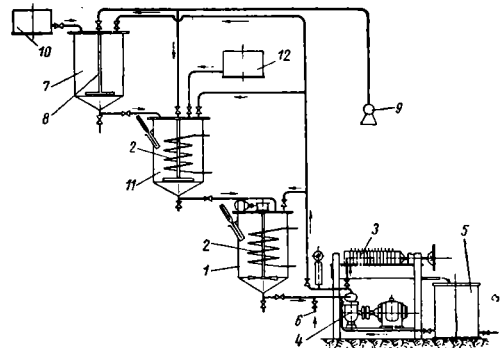
В течение 15—20 мин. масло перемешивают со щёлочью, затем отстаивают в течение 2—2,5 час., спускают щёлочь и эмульсию

(основное количество щёлочи спускают через 1,5—2 часа, а остатки щёлочи и эмульсии — ещё через 20 мин.) и промывают масло путём перемешивания в течение 15 мин. с нагретой до кипения водой в количестве 30—35% от масла. После этого дают маслу отстояться в течение 40—45 мин. и спускают воду. Промывку водой производят четыре раза, причём



Фиг. 13. Схема регенерации масла — обработка кислотой, контактирование и фильтрация: 1 — контактная мешалка; 2 — паровой змеевик; 3 — фильтр-пресс; 4 — насос; 5 — бак для регенерированного масла; 6 — вход регенерированного масла; 7 — кислотная мешалка; 8 — воздушный маточник; 9 — воздуходувка; 10 — бак для кислоты

отстой после второй и третьей промывки дают по 20 мин., а после четвёртой — 1 час (основное количество воды спускают через 45 мин., а затем масло сушат нагреванием до 90—95°C или продувкой воздухом при тем-



Фиг. 14. Схема регенерации масла — обработка кислотой, щёлочью, контактирование и фильтрация: 1 — контактная мешалка; 2 — паровой змеевик; 3 — фильтр-пресс; 4 — насос; 5 — бак для регенерированного масла; 6 — вход регенерированного масла; 7 — кислотная мешалка; 8 — воздушный маточник; 9 — воздуходувка; 10 — бак для кислоты; 11 — щелочная мешалка; 12 — бак для щёлочи

пературе 80—85°C). Окончание просушки масла устанавливают по отсутствию капелек воды и мути в пробе масла, взятой в цилиндр или пробирку. Просушенное масло подают в мешалку для контактной обработки на фильтр-прессе.

При регенерации путём обработки кислотой, контактирования и фильтрации (фиг. 13) отработавшее масло после отстоя, подогретое до 30—40°C, заливают в кислотную мешалку

с воздушным перемешиванием и обрабатывают двумя порциями технической серной кислоты — моногидратом; первую порцию кислоты дают в количестве 0,5—1% для подсушки масла и перемешивают воздухом 15—20 мин. После отстоя в течение 1 часа спускают кислый гудрон (нижний кислотный слой).

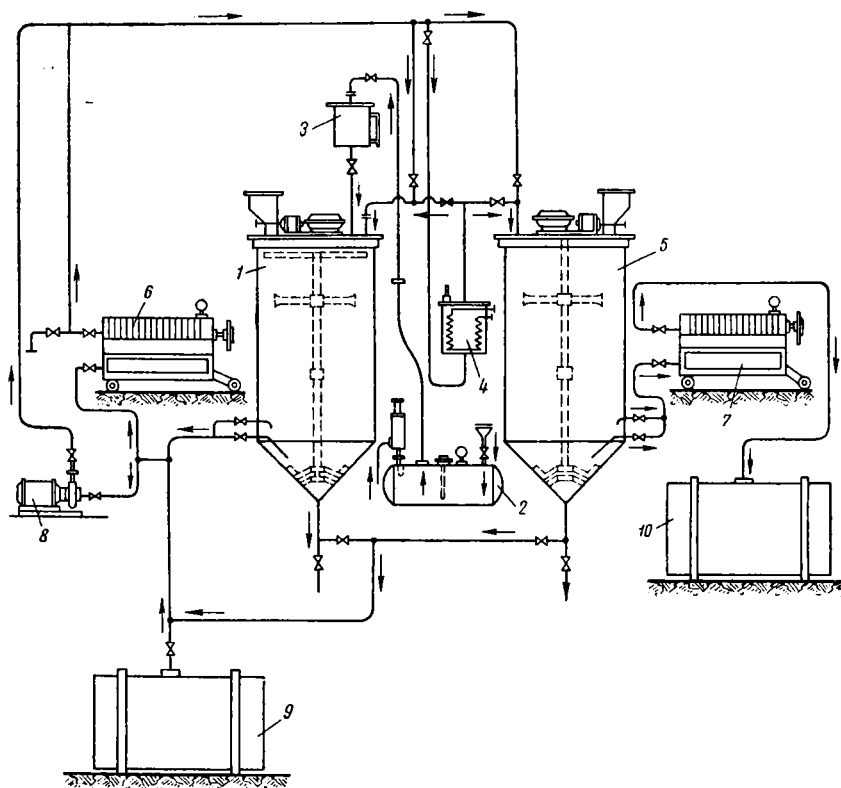
Вторую порцию кислоты дают в количестве 3—6%, перемешивают масло воздухом в течение 1 часа, отстаивают 8—10 час. и повторно спускают кислый гудрон.

Затем масло подаётся в мешалку для контактной обработки и на фильтр-пресс.

по схеме кислота—земля. На фиг. 15 приведена принципиальная схема, а на фиг. 16 — общая передвижная установка ОРГРЭС, работающая по такой схеме.

Для регенерации турбинного масла можно применять установку непрерывного действия ВИМЭ, в которой используется метод контактирования и фильтрации. На фиг. 17 приведена схема регенерационной установки ВИМЭ-2.

Для регенерации масел силикагелем, алгомогелем и другими сорбентами применяются адсорберы ОРГРЭС (фиг. 18).



Фиг. 15. Схема передвижной маслорегенерационной установки ОРГРЭС, работающей по методу кислота—земля: 1 — кислотная мешалка; 2 — вытеснитель серной кислоты; 3 — дозатор; 4 — электроподогреватель; 5 — контактная мешалка; 6 и 7 — фильтр-пресс; 8 — грязевой насос; 9 — бак для отработанного масла; 10 — бак для регенерированного масла

При регенерации путём обработки кислотой, щёлочью, контактированием и фильтрацией (фиг. 14) отработанное масло после отстоя заливают в кислотную мешалку для обработки серной кислотой. После спуска кислого гудрона масло перепускают в щелочную мешалку, в которой масло подогревают до 60—70°C, нейтрализуют 2,5%-ным раствором едкого натра и промывают несколько раз горячей водой. Затем масло сушат воздухом и подают в мешалку для контактной обработки и на фильтр-пресс.

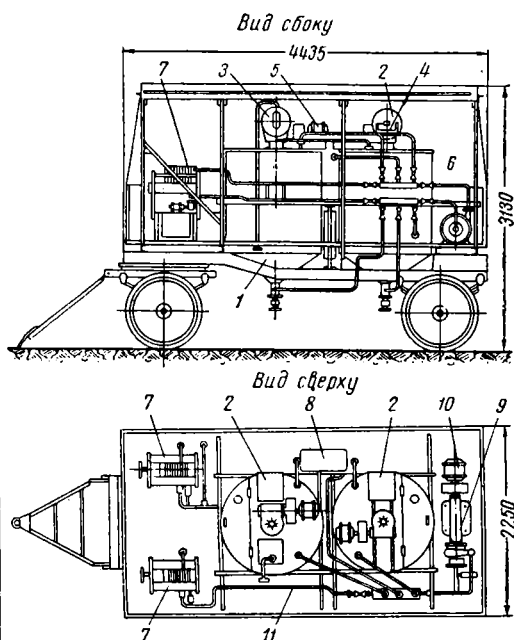
Для регенерации умеренно изношенных турбинных масел с кислотным числом до 0,6—1 гм КОН, всех трансформаторных и других масел широко применяются передвижные и стационарные установки, работающие

На фиг. 19 и 20 приведены принципиальная схема и общий вид установки с двумя адсорберами, а на фиг. 21 — варианты работы установки.

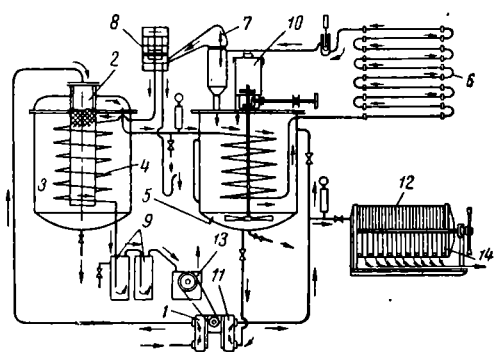
В трансформаторах всех напряжений мощностью 1 800 кВа и выше масло (кроме стабилизированного) должно подвергаться профилактической непрерывной регенерации термосифонными фильтрами или периодическим подключением адсорберов.

Непрерывная регенерация трансформаторного масла достигается его фильтрацией через сорбенты (силикагель, окись алюминия и др.) с применением термосифонных фильтров (фиг. 22) и адсорберов (фиг. 23).

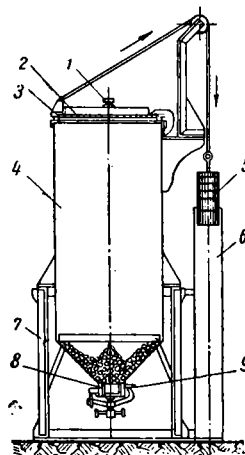
Использование термосифонных фильтров



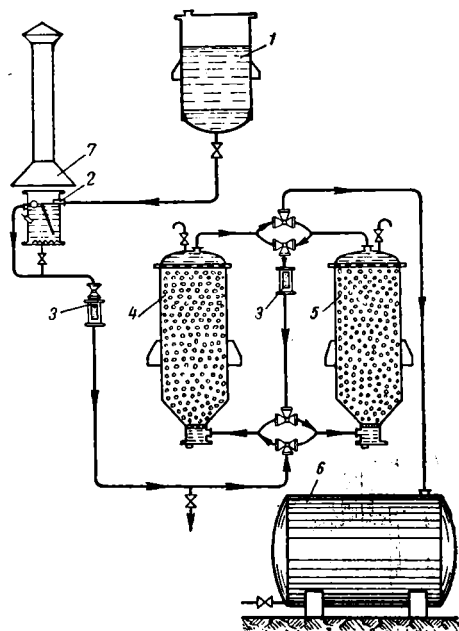
Фиг. 16. Передвижная маслорегенерационная установка ОРГРЭС по методу кислота-земля: 1 — контактная мешалка; 2 — мерник земли; 3 — дозатор; 4 — редуктор; 5 — электродвигатель; 6 — кислотная мешалка; 7 — фильтр-пресс; 8 — электродвигатель; 9 — насос грязевой; 10 — электродвигатель; 11 — трубопровод



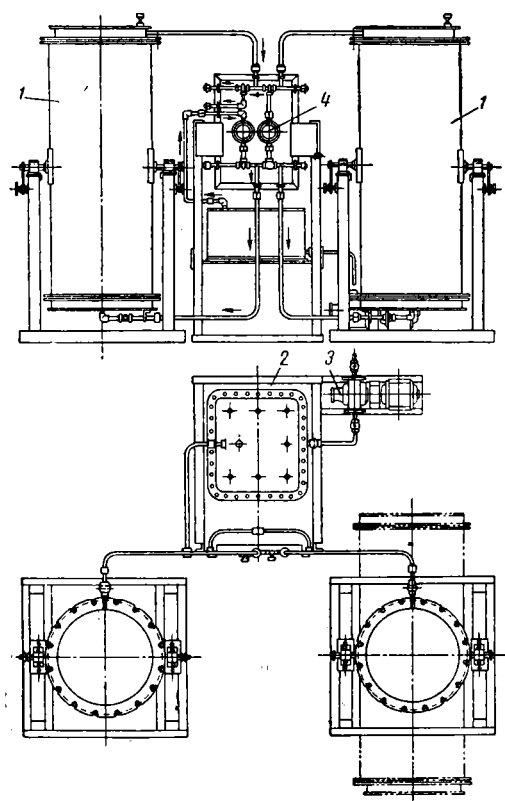
Фиг. 17. Схема регенерационной установки ВИМЭ-2: 1 — скальчатый насос; 2 — сетчатый фильтр; 3 — сырьевой бак; 4 — змеевик; 5 — контактная мешалка; 6 — электропечь; 7 — испаритель; 8 — грязеуловитель; 9 — керосиносборник; 10 — бункер; 11 — скальчатый насос; 12 — фильтр-пресс; 13 — вакуум-насос; 14 — к раники фильтр-пресса



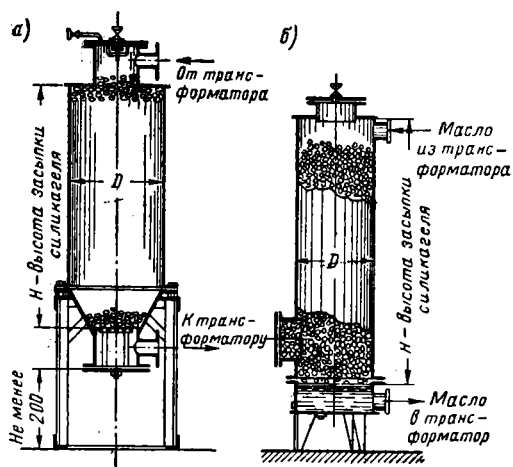
Фиг. 18. Стационарный адсорбер ОРГРЭС для регенерации энергетических масел: 1 — выход масла; 2 — фильтр войлочный; 3 — крышка откидная; 4 — корпус аппарата; 5 — контргруз; 6 — ограждение; 7 — стойка; 8 — разгрузочный люк; 9 — вход масла



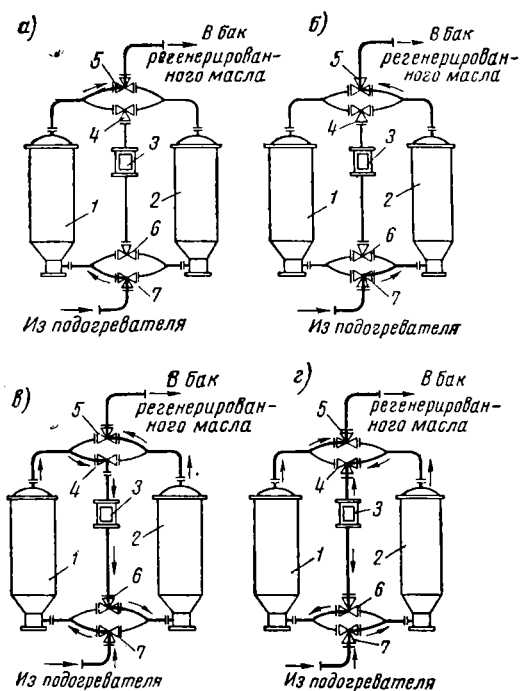
Фиг. 19. Установка для регенерации масел двумя адсорберами (принципиальная схема): 1 — напорный бак; 2 — подогреватель масла; 3 — указатель подачи масла; 4 и 5 — адсорбер; 6 — бак для регенерированного масла; 7 — вытяжной зонт



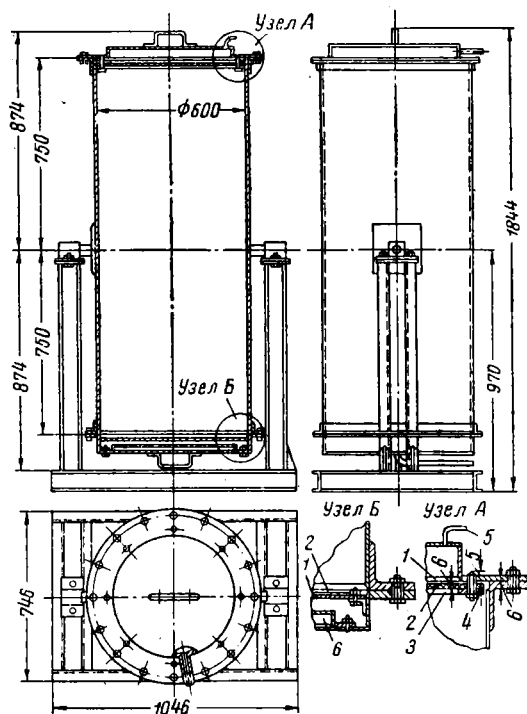
Фиг. 20. Установка для регенерации масел с двумя адсорберами (компоновка оборудования): 1 — адсорберы; 2 — подогреватель масла; 3 — масляный насос; 4 — указатели подачи масла



Фиг. 22. Термосифонный фильтр ОРГРЭС: а — для трансформаторов открытых подстанций; б — для трансформаторов, устанавливаемых в закрытых помещениях



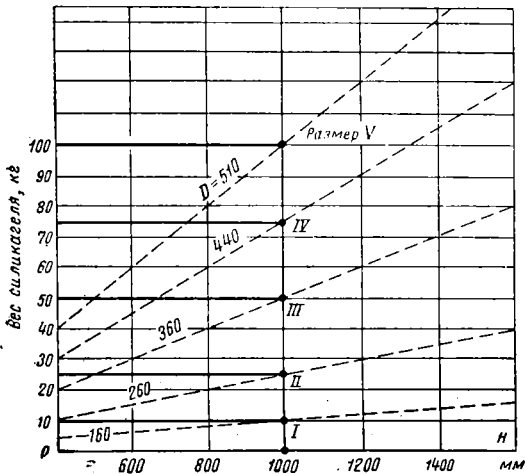
Фиг. 21. Схемы работы регенерационной установки с двумя адсорберами: 1 и 2 — адсорбер; 3 — указатель подачи масла; 4, 5, 6, 7 — трёхходовые краны



Фиг. 23. Передвижной адсорбер ОРГРЭС для регенерации энергетических масел: 1 — перфорированный диск; 2 — частая проволочная сетка; 3 — фильтрующий материал; 4 — кольцо; 5 — трубка для выпуска воздуха; 6 — коробка для распределения масла

основано на естественной, а адсорберов — на принудительной циркуляции масла.

Основные размеры применяемых в эксплуатации термосифонных фильтров даны в табл. 9. На фиг. 24 приведён график определения высоты термосифонных фильтров в зависимости от ёмкости по силикагелю.



Фиг. 24. График определения высоты термосифонных фильтров в зависимости от ёмкости по силикагелю

Таблица 9

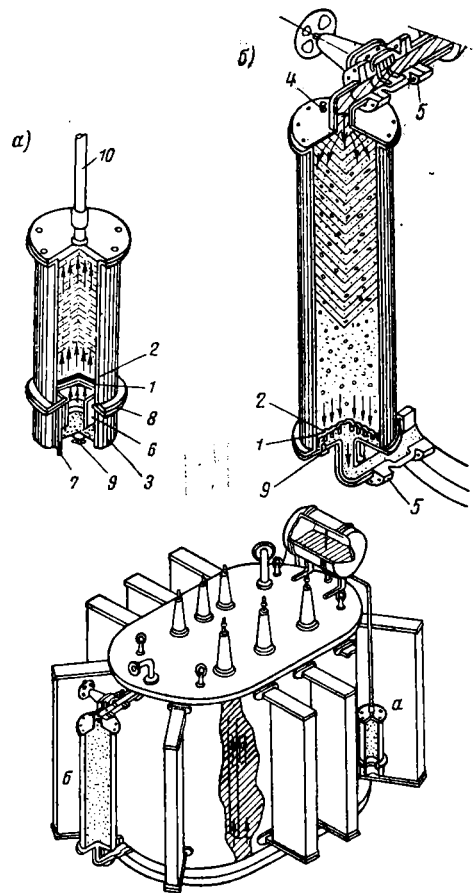
Размеры термосифонных фильтров ОРГРЭС

Размер фильтра	Вес загруженного силикагеля в кг	D в мм	H в мм	Примечание
Для трансформаторов открытых подстанций				
I	10	160	1 000	Без подставки
II	25	260	1 000	То же
III	50	360	1 000	С подставкой
IV	75	440	1 000	То же
V	100	510	1 000	»
Для трансформаторов, установленных в зданиях				
I	35	300	1 000	
II	48	350	1 000	
III	60	400	1 000	

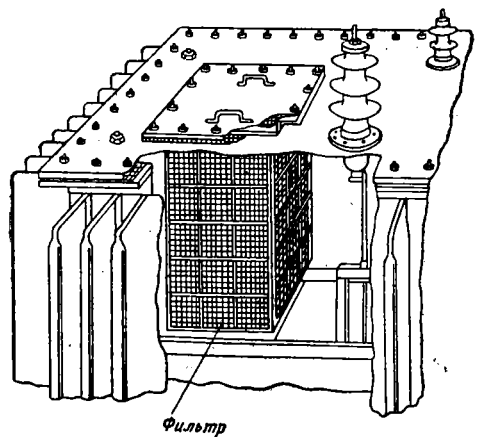
Выбор типа фильтра определяется необходимым количеством сорбента; расчётный насыпной вес сорбента принимается 0,5 кг в 1 дм³.

Количество сорбента для расчёта термосифонных фильтров составляет в среднем 1% по отношению к весу масла, заполняющего трансформатор. Для небольших трансформаторов это количество берётся несколько больше (примерно 1,25%), а для крупных трансформаторов — несколько меньше (0,75%). Варианты установки термосифонных фильтров на трансформаторы показаны на фиг. 25—27.

На трансформаторах малой мощности, где нельзя применить ни одну из описанных выше конструкций, ставят поглотительные патроны. Количество силикагеля в патроне берётся равным 0,5% от веса масла.



Фиг. 25. Общий вид трансформатора с термосифонным и воздухоочистительным фильтрами: а — воздухоочистительный фильтр; б — термосифонный фильтр; 1 — перфорированное дно; 2 — частая проволоочная сетка; 3 — масляный затвор; 4 — болт-пробка для выпуска воздуха; 5 — задвижка; 6 — патрубок, разделяющий полость масляного затвора на две части; 7 — дыхательная трубка; 8 — болт-пробка для долива масла в затвор; 9 — болт-пробка для слива масла; 10 — дыхательная трубка

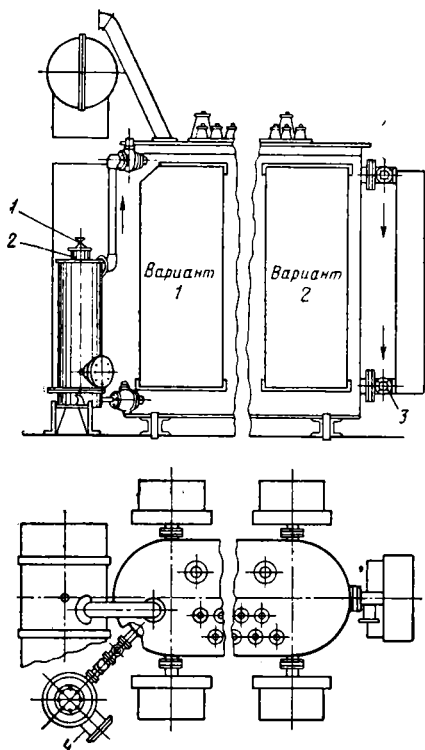


Фиг. 26. Установка фильтра на трансформаторе с волнистыми стенками бака и без радиаторов

Нижняя часть патрона (фиг. 28), имеющая перфорацию, погружается в масло. Длина верхней части должна соответствовать уровню масла в расширителе.

Термосифонные фильтры присоединяются к трансформаторам летом на 1—2 месяца, а зимой на 3—5 месяцев. Продолжительность присоединения зависит от состояния масла, активности адсорбента и сопротивления фильтра. Каждые 5 дней необходимо брать

дить после начавшегося роста кислотного числа масла — до появления кислотной реакции водяной вытяжки и выпадения шлама.



Фиг. 27. Варианты установки термосифонных фильтров на трансформаторах: 1 — кран для выпуска воздуха; 2 — загрузочный люк; 3 — место присоединения; 4 — разгрузочный люк

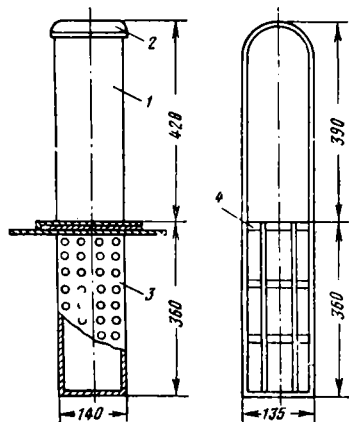
пробу масла для контроля за процессом регенерации. Проба берется со стороны трансформатора, противоположной месту установки фильтра.

В промежутках между регенерациями термосифонный фильтр должен быть заполнен маслом.

На фиг. 29 приведена схема регенерации масла в трансформаторах с применением адсорбера и фильтр-пресса.

Регенерация масла в трансформаторах может производиться под давлением при условии обеспечения нормального уровня масла в расширителе и соблюдения мер безопасности в соответствии с «Правилами безопасности для персонала химических цехов электрических станций и сетей».

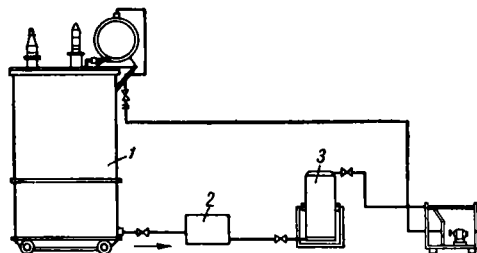
Присадка ВТИ-1 поглощается сорбентами, поэтому присоединение термосифонных фильтров к трансформаторам, залитым маслом с присадкой ВТИ-1, следует произво-



Фиг. 28. Поглотительный силикагелевый патрон: 1 — наружный кожух; 2 — крышка; 3 — перфорированная часть кожуха, находящаяся под крышковой трансформатора; 4 — проволочная корзинка, заполненная мешочками с силикагелем

Фiltrация турбинного масла через адсорберы, заполненные силикагелем или активной крупнопористой окисью алюминия, обеспечивает наиболее успешное улучшение химических свойств масла (устранение кислой реакции водной вытяжки и шламообразования, улучшение деэмульсирующей способности, снижение кислотного числа, повышение стабильности).

Адсорберы рекомендуется применять не только при ухудшении качества масла, но и в качестве профилактического мероприятия для постоянного поддержания качества находящегося в эксплуатации турбинного масла.



Фиг. 29. Схема регенерации масла в трансформаторе с применением адсорбера: 1 — трансформатор; 2 — подогреватель; 3 — адсорбер

Общие виды адсорбера ОРГРЭС, его установки и включение в масляную систему турбины показаны на фиг. 30.

В табл. 10 приведены основные технические характеристики аппаратуры для регенерации, очистки и сушки масла.

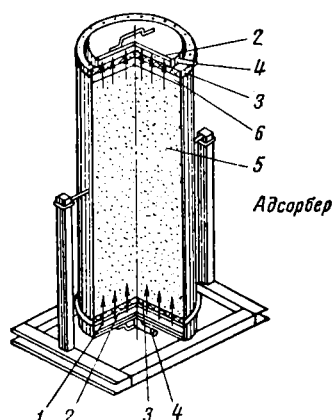
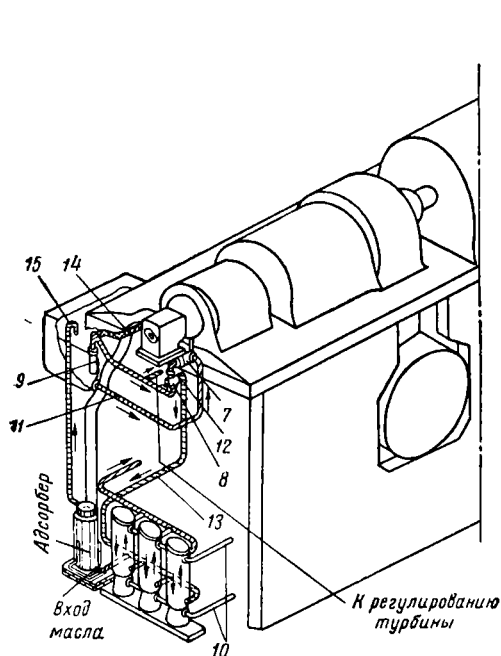
Восстановление отработавшего силикагеля и активированной окиси алюминия

Применяемый в термосифонных фильтрах, адсорберах и патронах силикагель и активированная окись алюминия после потери ими

Таблица 10

Аппаратура для регенерации, очистки и сушки масел

Наименование аппарата	Тип	Размеры в мм			Полный вес в кг	Мощность электроподогревателя масла в кВт	Скорость вращения барабана в об/мин	Производительность в л/час		Мощность электроподогревателя в кВт	Мощность подогревателя в кВт
		Длина	Ширина	Высота				при пурификации	при клярификации		
Передвижная установка для глубокой регенерации масел Полтавского завода МЭС (расположена на автоприцепе)	«Кислота-земля»	4 450	2 250	3 140	4 860 (с прицепом)	2,8	—	1 000/Цикл		0,8—4	30
Адсорберы для регенерации масел с использованием силикагеля . .	Стационарные по чертежам ОРГЭС	—	Ø600	1 500	—	—	—	~200		—	12
Адсорберы передвижные для той же цели	Передвижные	—	Ø480	1 200	~100	—	—	~150		—	—
Термосифонные фильтры для непрерывной регенерации трансформаторных масел	В зависимости от ёмкости трансформатора 5 типов	—	Ø200—600	1 000	—	—	—	—		—	—
Установка для регенерации автотракторных, авиационных и промышленных масел	ВИМЭ-2	1 400	960	1 750	450	0,52	—	20		—	5—6
Центрифуга Полтавского завода МЭС	НСМ-3	1 235	600	665	4,5	4 790	—	1 500		—	18
Центрифуга завода имени Дзержинского	ТС-15	1 547	965	1 160	—	1,5	6 800	1 200	1 500	—	18
Фильтр-пресс Севкабель	С-2	1 600	650	1 100	650	—	—	3 500		1,5	—
Фильтр-пресс Полтавского завода МЭС	—	1 100	520	985	300	0,8	—	1 500		—	1,3
Шкаф для сушки бумаги	180 x 180 мм	670	650	560	43	—	—	—		—	—
Воздуходувка Маштехпромпсоюза	ЭВ-1 №18	2 255	975	1 240	—	1,3	—	20 м³/мин		—	36



Фиг. 30. Общие виды адсорбера ОРГЭС, его установки и включения в масляную систему турбины: 1—маслораспределительная коробка; 2—перфорированный диск; 3—сетка; 4—подвод и отвод масла; 5—силикагель; 6—войлочный фильтр; 7—масляный насос; 8—редукционный клапан; 9—вспомогательный насос; 10—ввод и вывод охлаждающей воды; 11—масло в баке к всасывающей линии; 12—напорные маслопроводы от насосов; 13—напорные маслопроводы после редуктора; 14—сброс масла из подшпикников; 15—сброс очищенного в адсорбере масла в бак

адсорбирующих свойств восстанавливаются путём отжига в печи при температуре 600—700°. При этом вода испаряется, все органические вещества выгорают и активная поверхность частиц вновь освобождается. Восстановлению поддаются только крупные частицы силикагеля. Поэтому перед восстановлением силикагель просеивают и фракции мельче 1 мм отбрасывают.

Силикагель можно восстанавливать до 20 раз.

Регенерация активированной окиси алюминия ведётся так же, как и регенерация силикагеля.

СУШКА ТРАНСФОРМАТОРОВ

Сушка трансформаторов производится без масла одним из следующих способов:

- а) в вакуумном шкафу;
- б) в своём баке с подогревом по методу потерь в стали и с применением вакуума;
- в) в своём баке или в специальной камере без вакуума;
- г) так же, но с подводом горячего воздуха.

Нагрев обмоток при сушке производится при помощи змеевиков с паром, горячим воздухом, методом потерь в баке и т. д.

По первому и второму способам сушатся трансформаторы всех мощностей и напряжений; по третьему и четвёртому способам — преимущественно трансформаторы мощностью до 5 600 ква и напряжением до 35 кВ включительно.

Сушка без масла в вакуумном шкафу применяется на заводах и в крупных трансформаторных мастерских.

Сушка трансформатора в своём баке без масла является наиболее совершенным способом сушки в условиях эксплуатации. При этом способе сушки применяется вакуум в пределах, допускаемых для данной конструкции бака (см. табл. 11).

Перед сушкой снимают радиаторы, удаляют масло из бака, протирают его насухо, затем опускают в бак выемную часть трансформатора и герметически закрывают крышкой. Для контроля за температурой на выемной части в нескольких местах по высоте обмотки устанавливают термопары или термометры сопротивления; одна-две термо-

Таблица 11

Наибольший допустимый вакуум для бака трансформатора

Конструкция бака и радиаторов	Вакуум в см рт. ст.	Остаточное давление в см рт. ст.
Волнистый бак	20	56
Пластинчатые радиаторы	20	56
Трубчатые радиаторы	30—35	46—41
Гладкий бак без радиаторов	30—35	46—41
Бак, имеющий специальные балки жёсткости	55	21

Примечание. Значения остаточного давления приведены при атмосферном давлении 76 см рт. ст. В каждом случае остаточное давление определяется по формуле $P_o = P_a - P_{\text{в см рт. ст.}}$, где P_a — атмосферное давление в наблюдаемый момент; P_o — допустимый вакуум (показываемый вакуумметром).

пары или один-два термометра сопротивления устанавливаются также на стали бака.

Нагрев трансформатора производится методом потерь в стали бака или токами нулевой последовательности.

При сушке методом потерь в стали бак трансформатора покрывается асбестом, служащим тепловой изоляцией, поверх которой наматывают намагничивающую обмотку из изолированного провода, питаемую переменным током. Для более равномерного распределения температуры внутри бака витки в нижней его части располагают несколько гуще, чем в средней и верхней части.

Ориентировочные данные намагничивающей обмотки приведены в табл. 12.

Ориентировочный расчёт мощности, числа витков и величины тока, необходимых для сушки методом потерь в стали для трансформаторов III и IV габаритов со снятыми радиаторами, может быть произведён по следующим формулам:

1) мощность P , потребная для сушки,

$$P = 5F(100 - t) 10^{-3} \text{ кВт}$$

для утепленного трансформатора,

$$P = 12F(100 - t) 10^{-3} \text{ кВт}$$

для неутепленного трансформатора,

Таблица 12

Данные намагничивающей обмотки (ориентировочные)

Мощность трансформатора в ква	Тип бака	Способ укладки намагничивающей обмотки	Сечение провода в мм ²	Число витков	Напряжения питания в в	Ток в а	Потребляемая мощность в кВт
50	Трубчатый Ребристый	По боковой поверхности	6	48	54	32	1,3
100		То же	10	30	160	67	—
160		Через дно и крышку	10	52	220	68	8,2
1 800	Трубчатый Ребристый	По боковой поверхности	25	28	220	100	—
3 200		Через дно и крышку	25	42	220	90	—
6 667		По боковой поверхности	25	26	220	96	—
(однофазный)	Гладкий	То же	25	57	220	90	—
15 000		Через дно и крышку	25	40	220	95	—
10 000		По боковой поверхности	35	52	220	150	25
13 500							
(однофазный)							

где F — поверхность бака в м^2 ,
 t — температура окружающей среды;
 2) поверхность бака, на которой размещена обмотка

$$F = lh,$$

где F — поверхность в м^2 ,
 l — периметр бака в м ,
 h — высота боковой поверхности бака, на которую наматывается обмотка, в м ;
 3) удельный расход мощности

$$\Delta P = \frac{P}{F_0} \text{ кВт/м}^2;$$

4) удельное количество ампер-витков на 1 см высоты бака, на который наматывается обмотка, и величина A для трансформаторов III и IV габаритов с баком толщиной 6 мм и выше определяются по приведённой ниже табл. 13;

Таблица 13
 Удельные ампер-витки и величина A

ΔP кВт/м ²	Удельное количество ампер- витков	A	ΔP кВт/м ²	Удельное количество ампер- витков	A
0,75	19,5	2,38	1,8	39,5	1,59
0,8	20,5	2,26	1,9	41,0	1,56
0,85	22,0	2,18	2,0	42,3	1,54
0,9	23,5	2,12	2,1	43,4	1,51
0,95	24,5	2,07	2,2	44,5	1,49
1,0	25,5	2,02	2,3	45,8	1,46
1,05	26,7	1,97	2,4	46,9	1,44
1,10	28,0	1,92	2,5	48,0	1,42
1,15	29,0	1,88	2,6	49,1	1,41
1,2	30,0	1,84	2,7	50,2	1,39
1,25	31,0	1,81	2,8	51,3	1,38
1,30	31,8	1,79	2,9	52,3	1,36
1,35	32,5	1,77	3,0	53,3	1,34
1,40	33,5	1,74	3,25	56,0	1,31
1,45	34,5	1,71	3,50	58,2	1,28
1,50	35,5	1,68	3,75	60,06	1,25
1,6	36,5	1,65	4,0	63,2	1,22
1,7	38,0	1,62			

5) необходимое число витков

$$w = \frac{AU}{I},$$

где w — необходимое число витков,
 U — подводимое напряжение в в;

6) величина тока в обмотке

$$I = \frac{P}{U \cos \varphi} \text{ а.}$$

После достижения температуры 95—100° в кожухе создаётся вакуум 15 см рт. ст., который затем равномерно повышается по 5 см в час, до предельной допустимой величины. Сушка производится при температуре обмотки 95—100° и температуре бака не более 115—120°.

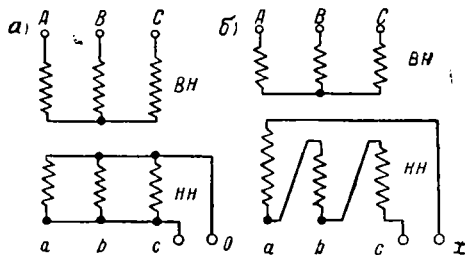
Нагрев трансформатора может производиться также и паром при помощи змеевиков, электронагревателей или воздухом. Предпочтительным является обогрев индукционными методами.

Сушка трансформаторов считается законченной, если в течение 6 часов подряд сопротивление изоляции, падающее в начале сушки и затем снова повышающееся, в течение также 6 часов не будет меняться при постоянной температуре.

После окончания сушки снижают температуру до 80° и трансформатор заполняется маслом под вакуумом. После остывания заполненного маслом трансформатора до температуры 40—50° выемную часть извлекают для осмотра, расклиновки и затяжки креплений.

Сушка трансформаторов током нулевой последовательности и потерями в стали применяется для сушки изоляции трансформаторов мощностью до 5 600 кВа, напряжением до 35 кВ¹. Из бака и обмоток удаляют масло и шлам, а затем сердечник помещают в бак, который утепляют.

Выводы низкого напряжения замыкаются накоротко, напряжение сети подводится к выводам abc — O или sc в зависимости от схемы соединения обмоток HH (фиг. 31). Обмотка VH остаётся разомкнутой, поэтому выводы VH должны быть ограждены.



Фиг. 31. Схема соединений обмоток трансформатора для сушки нагревом токами нулевой последовательности: а — при соединении обмоток HH в звезду; б — при соединении обмоток HH в треугольник

Нулевой вывод и отвод обмотки HH должны быть проверены на длительную допустимую нагрузку током порядка $I = 3I_\phi$.

В процессе сушки ведётся контроль за величиной тока в цепи и температурой бака, обмоток и магнитопровода, которая не должна превышать 95—105°.

В баке должна быть обеспечена постоянная циркуляция воздуха для удаления выделяющихся паров влаги.

Напряжение U_0 и мощность S_0 , подводимые к выводам обмотки HH (зажимы abc — O), приближённо определяются по формулам:

$$U_0 = \sqrt{S_0 Z_0} = \sqrt{\frac{\Delta P_a (3 \div 3,5) U_\phi U_\kappa}{I_\phi \cos \varphi_0 100}} \text{ в;}$$

$$S_0 = \frac{\Delta P_a}{\cos \varphi_0}.$$

В случае соединения обмоток HH в треугольник

$$U_0 = 3 \sqrt{S_0 Z_0},$$

где U_ϕ — номинальное фазное напряжение обмотки HH в в;

I_ϕ — номинальный ток в фазной обмотке HH в а;

Z_0 — полное сопротивление нулевой последовательности ($Z_0 = \frac{Z}{3}$) в ом;

¹ По методу, предложенному инж. Е. М. Загоскиным.

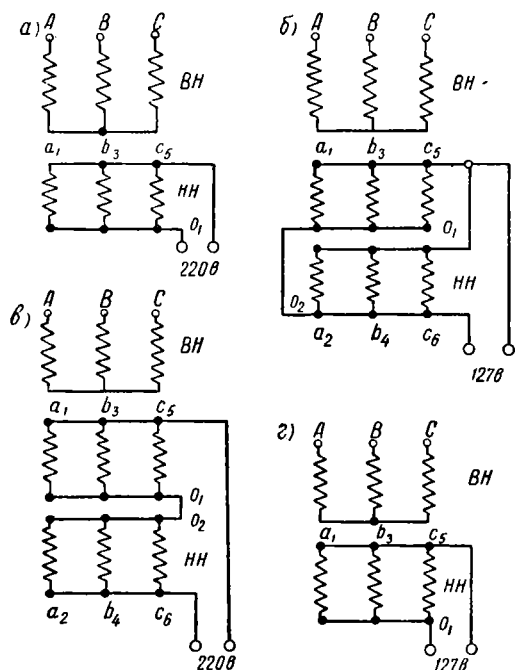
U_k — напряжение короткого замыкания в %;

ΔP_a — активные потери в трансформаторе (берутся из каталога $\sim 2-3\%$ от мощности трансформатора);

$\cos \varphi_0 = 0,45-0,6$ — коэффициент мощности схемы нулевой последовательности.

По опытным данным, для трансформатора 100 кВА 6/0,23 кВ: $U_0 = 21$ в; $U = 360$ в (на выводах ВН); $I_0 = 200$ а; $S_0 = 4$ кВА.

При сушке трансформаторов ртутных выпрямителей токами нулевой последовательности для нагрева используются обе звезды вторичной обмотки, т. е. соединяются выводы четной и нечетной звезд.



Фиг. 32. Схема соединения обмоток трансформатора ТМР-3200/35 для сушки токами нулевой последовательности

При опытной сушке трансформаторов типа ТМР-3200/35 в начальный период для быстрого прогрева трансформатора напряжение ко вторичной обмотке подводилось по схеме а (фиг. 32). Затем осуществляется переход на схему б или г. Если при этих схемах не удавалось поддерживать необходимую температуру, то применялась схема б.

Потребляемая мощность при схеме а составляла 15 кВт, при схеме б — 9,17 кВт, при схеме в — 3,96 кВт и при схеме г — 3,96 кВт.

Сушка трансформатора ТМР-3200/35 была выполнена за 72 часа.

Помимо сушки трансформатора, в баке без масла с вакуумом применяется также сушка без вакуума с интенсивной вентиляцией, помещенной в утепленный шкаф выемной части горячим воздухом для удаления влаги.

При сушке в специальной камере без вакуума выемная часть трансформатора помещается

в специальный утепленный шкаф, который может быть выполнен из отдельных щитов. Воздушный зазор между стенками шкафа и выемной частью должен быть примерно 180—200 мм. Щиты выполняются в виде деревянных рам, обшитых фанерными листами, с воздушной прослойкой между ними. С внутренней стороны щиты обиваются листовым асбестом толщиной 3—5 мм, поверх которого укладываются листы кровельного железа. Утепление из легко воспламеняющихся материалов применять запрещается.

Нагрев выемной части трансформатора производится паром при помощи змеевиков или электрическими печами. Температура воздуха в шкафу во время сушки поддерживается порядка 100—105°. Для удаления паров, выделяющихся при сушке трансформатора, над камерой устраивается вытяжная труба с задвижкой.

Нагрев выемной части трансформатора может осуществляться также с помощью воздухоподушки. В этом случае в нижней части боковых щитов шкафа делается отверстие для установки труб, подводящих горячий воздух от воздухоподушки. Вверху ящика для выхода воздуха оставляется отверстие, снабженное задвижкой. Отверстие закрывается неплотной материей. Сушку рекомендуется производить одновременно двумя воздухоподушками, установленными по диагонали шкафа. При использовании одной воздухоподушки необходимо устраивать от неё два сопла, располагая их по диагонали шкафа. На всасывающем отверстии воздухоподушки устанавливается фильтр в виде ящика, одна стенка которого со стороны входа воздуха затянута тонкой материей.

При сушке должны быть приняты меры против возможности попадания в шкаф искр от нагревательных печей.

Нагретый воздух подводится снизу трансформатора; нельзя направлять струю горячего воздуха на обмотки или ярмовую изоляцию.

Температуру входящего в шкаф воздуха увеличивают постепенно. Максимальная температура воздуха, поступающего в шкаф, не должна превышать 105°C, выходящего — 85—90°C. Количество воздуха, прогоняемого через камеру в 1 мин., составляет

$$Q_0 = 1,5 Q_k,$$

где Q_k — объем камеры в м³.

Мощность электропечей, необходимая для подогрева воздуха, может быть определена из выражения

$$P \approx 0,07 Q_k c_p (t_2 - t_1) \text{ кВт},$$

где Q_k — количество воздуха, прогоняемое через камеру, в м³/мин;

c_p — теплоемкость воздуха, принимается равной 0,273 ккал/кг;

t_1 — температура окружающего воздуха в градусах;

t_2 — температура входящего в камеру горячего воздуха в градусах.

Сушка считается оконченной, если сопротивление изоляции обмотки при температуре 100—105° держится практически постоянным в течение 6—8 час.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

РЕЖИМ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей» (§ 2 и 983) режим работы электростанций должен обеспечивать:

а) выполнение государственного плана выработки энергии и покрытие установленного максимума нагрузки;

б) бесперебойность энергоснабжения потребителей и надёжность работы станции в целом и отдельных её элементов;

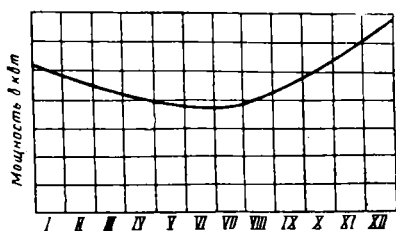
в) соответствие установленным нормам частоты и напряжения электрической энергии, давления и температуры отпускаемого на сторону пара и температуры и давления воды в тепловых сетях;

г) максимальную экономичность работы электростанции в целом с учётом наибольшего использования местного топлива.

Режим работы электрической станции определяется схемой электрических соединений основной сети и величиной активных и реактивных нагрузок потребителей. На основании изучения характера изменения нагрузок потребителей по часам суток и по месяцам составляются графики-прогнозы на предстоящие сутки, месяц, квартал или год, в том числе и график месячных максимумов (фиг. 1).

График месячных максимумов позволяет составить годовой план капитальных ремонтов оборудования, а также выявить необходимые сроки ввода новых мощностей на электростанциях, чтобы иметь возможность покрыть предстоящий годовой максимум нагрузки.

Графики-прогнозы являются ориентировочными и подлежат последующему уточнению с учётом реальных изменений в нагрузке и рабочей мощности станции.



Фиг. 1. Годовой график месячных максимумов

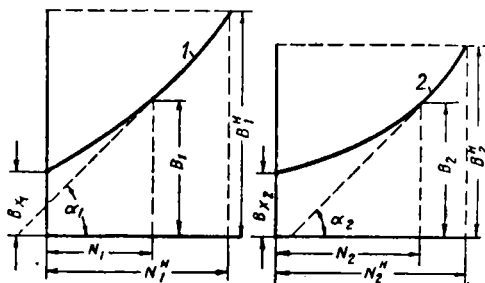
При разработке режима эксплуатации электростанций должен составляться и учитываться план капитальных и текущих ремонтов основного оборудования станций и сетей. Составление уточнённых суточных графиков производится за неделю вперед в соответствии с графиком ремонтов.

СПОСОБЫ НАИВЫГОДНЕЙШЕГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРУЗКИ МЕЖДУ АГРЕГАТАМИ

Распределение активных нагрузок между агрегатами электростанции должно произво-

диться таким образом, чтобы заданная общая нагрузка станции покрывалась при наименьшем суммарном расходе топлива (тепла).

Обеспечение этого условия зависит от формы расходных характеристик $[B = f(N)]$ или $Q = f(N)]$ совместно работающих агрегатов¹.



Фиг. 2. Расходные характеристики вогнутой формы, имеющие участки с одинаковым наклоном касательных: 1, 2 — характеристики агрегатов; N_1' и N_2' — номинальные мощности агрегатов 1 и 2; B_1^H и B_2^H — номинальные расходы топлива; B_1^x и B_2^x — холостые расходы топлива

При вогнутой форме расходных характеристик (фиг. 2) наиболее выгодное распределение нагрузки между агрегатами имеет место при условии, что

$$\frac{dB_1}{dN_1} = \frac{dB_2}{dN_2} = \frac{dB_3}{dN_3} \text{ и т. д.,}$$

где $\frac{dB}{dN}$ — относительный прирост расхода топлива при изменении полезной мощности, отдаваемой агрегатом, называемый также частичным удельным расходом топлива (δ); эта величина определяется как тангенс угла между касательной к расходной характеристике в заданной точке и осью абсцисс. Таким образом, наиболее выгодное распределение нагрузок между агрегатами с расходными характеристиками, имеющими вогнутую форму, имеет место в том случае, если частичные удельные

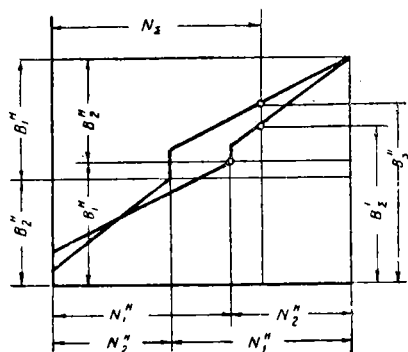
расходы топлива $\left(\delta = \frac{dB}{dN}\right)$ у них одинаковы.

Это же правило применимо для случаев сопоставления расходных характеристик двух агрегатов, одна из которых является вогнутой, а другая прямолинейной, а также если одна из расходных характеристик является вогнутой, а другая выпуклой, и кривизна последней в сопряжённых точках² меньше кривиз-

¹ Расходной характеристикой агрегата называется зависимость между расходом топлива B (или тепла Q) и развиваемой агрегатом мощностью N .

² Сопряжёнными точками называются точки расходных характеристик двух различных машин, в которых значения частичных удельных расходов совпадают.

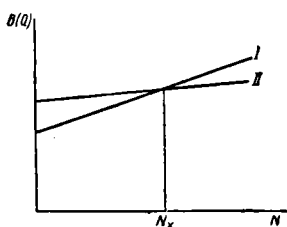
ны первой. Если расходные характеристики являются ломаными линиями, то минимум суммарного расхода топлива совпадает с экономической мощностью одного из агрегатов.



Фиг. 3. Характеристика влияния последовательности приёма нагрузки двумя агрегатами с прямолинейными расходными характеристиками на общий расход топлива

Если расходные характеристики прямолинейны или криволинейны, но резко отличаются друг от друга и на них отсутствуют сопряжённые точки, следует сперва нагружать агрегат с меньшим частичным удельным расходом топлива, затем с большим — в порядке возрастания частичных удельных расходов топлива. Кривая, характеризующая влияние последовательности приёма нагрузки на суммарный расход топлива, в этом случае представлена на фиг. 3.

При совместной работе двух и более агрегатов величина коэффициента холостого хода не влияет на экономичность любой комбинации нагрузок, принимаемых на каждый агре-



Фиг. 4. Сопоставление прямолинейных характеристик двух агрегатов

гат. Решающей является форма расходной характеристики или её наклон, если характеристика прямолинейна. При малой нагрузке, которую может покрыть один агрегат, следует нагружать агрегат, имеющий наименьший общий расход топлива (тепла) (фиг. 4).

Графические методы нахождения наивыгоднейшего распределения нагрузки между совместно работающими агрегатами

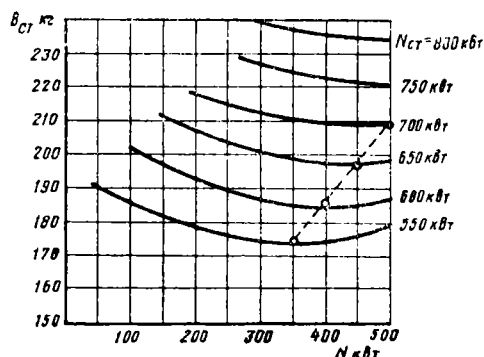
По расходным характеристикам агрегатов составляются вспомогательные таблицы суммарного расхода топлива, каждая из которых

относится к какому-либо одному значению суммарной нагрузки станции. Каждая таблица содержит ряд комбинаций нагрузок обоих агрегатов, при которых может быть получена заданная суммарная нагрузка станции.

Комбинация распределения нагрузок, дающая наименьший расход топлива, является наивыгоднейшей.

Табличный материал может быть представлен графически в осях координат, где на оси абсцисс откладываются нагрузки одного из агрегатов (любого), а на оси ординат — суммарный расход топлива обоими агрегатами ($B_{см}$). Для каждой из суммарных нагрузок $N_{см}$ получается кривая, изображающая зависимость суммарного расхода топлива $B_{см}$ от нагрузки одного агрегата.

В конечном счёте в указанных координатах осях может быть получено семейство



Фиг. 5. Кривые суммарных расходов топлива в зависимости от загрузки одной машины

кривых, изображающих изменения общего расхода топлива $B_{см}$ в зависимости от способа распределения данной суммарной нагрузки между обоими агрегатами.

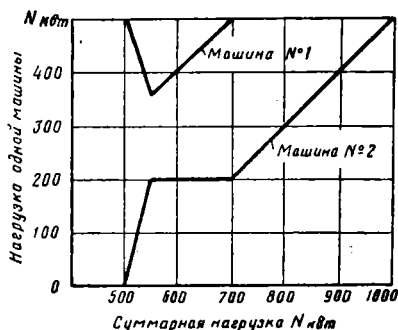
На фиг. 5 приведены такого рода кривые применительно к случаю распределения нагрузки между двумя дизель-агрегатами мощностью по 500 кВт. Каждая кривая имеет минимум, соответствующий вполне определённой комбинации нагрузок агрегатов. Точки минимумов каждой кривой могут быть соединены, как показано на фиг. 5, пунктирной кривой, представляющей геометрическое место точек минимально возможного расхода топлива для каждой заданной суммарной нагрузки станции.

Пользуясь семейством кривых $B_{см} = f(N_{агр})$, возможно составить для эксплуатационного персонала оперативный график распределения нагрузок между агрегатами.

На фиг. 6 изображён такой оперативный график, составленный для рассмотренного выше примера с двумя дизель-агрегатами.

Описанный графический метод применим только для случая совместной работы двух агрегатов. При большем числе агрегатов наиболее эффективно применение рассмотренного выше метода частичных удельных расходов (относительных приростов расхода топлива или тепла). В этом случае для графического решения задачи прибегают к построению зависимостей $\delta = f(N_{агр})$ для каж-

дого агрегата, представляющих изменения частичных удельных расходов (относительных приростов) при изменениях нагрузки, совмещая их на одном графике (фиг. 7 — левая часть). Проводя секущие линии, параллельные

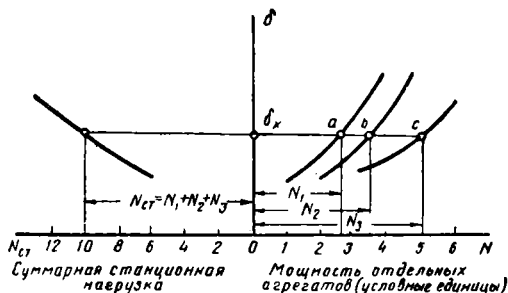


Фиг. 6. Оперативный график распределения нагрузки

оси абсцисс, находят нагрузки отдельных агрегатов, при которых соблюдается условие равенства частичных удельных расходов, которое является, как это указано выше, основным условием наиболее выгодного распределения нагрузок между агрегатами.

Нагрузка электростанции, для которой на фиг. 7 сделано соответствующее построение, составляет, как нетрудно убедиться,

$$N_{стx} = N_{1x} + N_{2x} + N_{3x}$$



Фиг. 7. Графическое построение для нахождения наиболее выгодного распределения нагрузки между тремя агрегатами

Другому значению $\delta = \delta'_x$ будет соответствовать и другая суммарная нагрузка станции $N'_{стx}$ и своё наиболее выгодное распределение её между агрегатами. Пользование графиком, представленным на фиг. 7, для практических целей может быть облегчено, если его дополнить построением в левом квадранте вспомогательной кривой, связывающей значение суммарной станционной нагрузки $N_{ст}$ со значениями частичных удельных расходов δ .

Найдя в левом квадранте для значения суммарной станционной нагрузки соответствующее ему значение общего частичного удельного расхода δ , определяют в правом квадранте для этой же величины δ наиболее выгодные значения нагрузок отдельных агрегатов.

Пользование методом частичных удельных расходов (относительных приростов) допустимо при условии, что расходные характеристики агрегатов отвечают указанным выше требованиям.

Особенности распределения нагрузки между агрегатами, имеющими изохронные регуляторы

На ряде электростанций установлены дизель-генераторы с изохронными регуляторами, которые могут при установке приборов, контролирующих падение скорости, поддерживать постоянное число оборотов независимо от нагрузки машины. Если все дизель-генераторы данной электростанции снабжены изохронными регуляторами, то колебания нагрузки станции можно принимать либо на один агрегат, либо на все агрегаты.

Первый способ обеспечивает работу электростанции с постоянной частотой. При втором способе частота станции при увеличении нагрузки несколько уменьшается в зависимости от установленной на изохронных регуляторах величины падения числа оборотов дизель-генераторов при переходе с холостого хода к полной нагрузке.

Приём нагрузки одним агрегатом

В этом случае основная (базисная) нагрузка делится между всеми работающими агрегатами, за исключением агрегата, предназначенного для приёма колебаний нагрузки. Этот агрегат выполняет функцию регулирования частоты, почему иногда и называется регулирующим агрегатом. Для обеспечения возможных колебаний нагрузки регулирующей агрегат должен иметь достаточную мощность. На агрегатах, несущих основную нагрузку, приборы, контролирующие падение скорости, устанавливаются на какую-либо величину, большую нуля, в то время как у регулирующего агрегата этот прибор устанавливается на нуль. Вследствие этого все изменения в нагрузке будут приниматься на регулирующий агрегат, а частота, соответствующая общей для всех параллельно работающих агрегатов скорости, будет поддерживаться постоянной.

Приём нагрузки на все агрегаты

В этом случае изменения нагрузки станции распределяются между всеми совместно работающими агрегатами, у которых приборы, контролирующие падение скорости, устанавливаются на одну и ту же величину, отличную от нуля. Значение этой величины обуславливается допустимыми пределами колебаний частоты. Чем на большее падение скорости будут настроены регуляторы, тем соответственно большие изменения частоты будут иметь место при переходе от малых нагрузок станции к максимальным.

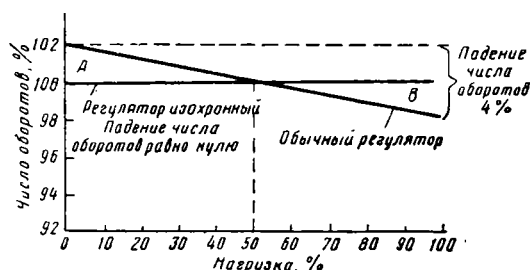
Если снижение частоты станции недопустимо, данный метод покрытия колебаний нагрузки не может быть использован.

Следует иметь в виду, что даже при однотипных двигателях и регуляторах может случиться, что одинаковая установка прибо-

ров, контролирующих падение скорости, практически не обеспечит равных изменений скорости всех совместно работающих машин при переменной нагрузке и может иметь место неравномерное распределение нагрузки между отдельными агрегатами. Чтобы избежать этого, установка этих приборов на совместно работающих машинах должна выбираться так, чтобы достигнуть заданного распределения нагрузок между агрегатами.

Совместная работа изохронного регулятора с регуляторами обычного типа

Совместная работа изохронного регулятора с регуляторами обычного типа возможна в том случае, если машина, снабжённая изохронным регулятором, имеет достаточную мощность, чтобы принимать на себя все изменения нагрузки, и аналогична описанному выше случаю приёма нагрузки одним агрегатом. Отсюда следует, что если на станции имеется хотя бы один дизель-генератор с изохронным регулятором, то этого вполне достаточно, чтобы обеспечить при его помощи регулирование частоты для всей станции в целом.



Фиг. 8. Статические характеристики регулирования двух дизель-генераторов

На фиг. 8 показаны статические характеристики регулирования двух дизель-генераторов А и В, из которых один (А) снабжён изохронным регулятором. Агрегат А будет принимать дополнительные нагрузки и работать при нагрузках от холостого хода до полной нагрузки, а агрегат В будет нести ту первоначальную нагрузку, на которую он отрегулирован (в данном примере такой нагрузкой является 50% номинальной его мощности).

Величина постоянной нагрузки устанавливается для агрегатов с обычным регулятором и должна основываться на технико-экономических расчётах, имеющих целью обеспечить получение оптимального с точки зрения расхода топлива режима работы всех агрегатов данной станции.

Экономическое распределение реактивных нагрузок между генераторами

Наименьшие потери активной мощности в генераторах при распределении между ними реактивной мощности будут иметь место, когда относительные приросты (частичные расходы) по выработке реактивной мощности в обоих генераторах станут равными между собой.

Относительный прирост (частичный расход) выработки реактивной энергии в единицу времени в генераторах $\left(\frac{d \Delta P}{dQ}\right)$ определяется:

$$\frac{d(\Delta P)}{dQ} = 2 \frac{Q}{U^2 R} \frac{\text{квт}}{\text{квар}},$$

где Q — реактивная мощность генератора в квар;

U — напряжение в кв;

R — эквивалентное сопротивление генератора, учитывающее потери как в статоре, так и в роторе, возрастающие при увеличении реактивной нагрузки ввиду увеличения тока возбуждения.

Условие равенства относительных приростов по выработке реактивной энергии в генераторах:

$$2 \frac{Q_1}{U^2} R_1 = 2 \frac{Q_2}{U^2} R_2,$$

откуда при одинаковом напряжении генераторов $Q_1 R_1 = Q_2 R_2$, или $\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{R_2}{R_1}$.

Допустив с грубым приближением, что эквивалентные активные сопротивления обмоток генераторов при одинаковых номинальных напряжениях обратно пропорциональны номинальным мощностям генераторов, можно написать, что

$$\frac{Q_1}{Q_2} \approx \frac{S_{1н}}{S_{2н}},$$

где $S_{1н}$ и $S_{2н}$ — номинальные мощности генераторов.

Таким образом, по условиям экономичности реактивные нагрузки должны распределяться пропорционально номинальным мощностям совместно работающих генераторов независимо от их активной нагрузки.

РЕЖИМ РАБОТЫ ГЕНЕРАТОРОВ

Номинальная мощность генераторов (компенсаторов) при номинальном коэффициенте мощности и при отклонениях напряжения на $\pm 5\%$ соответствует наибольшему току ротора, измеренному в пределах этих напряжений. При напряжении на генераторе, меньшем 95% номинального, ток статора не должен превышать 105% номинального. Наибольшее рабочее напряжение для всех генераторов (компенсаторов) не должно превышать 110% номинального.

Длительная перегрузка генераторов (компенсаторов) сверх токов, допускаемых при данной температуре охлаждающей среды (воздуха, газа), не разрешается. При аварийных положениях на станции допускается кратковременная перегрузка генераторов по токам статора и ротора вне зависимости от температуры охлаждающей среды в соответствии с данными табл. 1.

Работа генераторов при замыкании одной фазы на землю в сети генераторного напряжения допускается в течение не более 2 час.

При замыкании на землю обмотки ротора генератора он должен при первой возможности

Таблица 1

Допустимые аварийные перегрузки генераторов

Кратность тока по отношению к номинальному	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Продолжительность перегрузки в мин.	60	15	6	5	4	3	2	1

быть выведен в ремонт для определения характера и места повреждения.

Неравномерность нагрузки фаз статора при полной нагрузке генератора не должна превышать для генератора 10% номинального тока статора при условии, что ни в одной из фаз ток не превышает нормального значения. При меньшей нагрузке генераторы могут длительно работать при большем неравенстве токов в фазах, определяемом специальными испытаниями.

Синхронизация генераторов

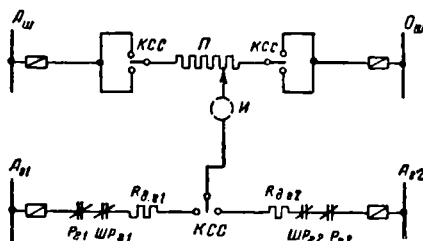
На электростанциях железных дорог в качестве основного способа включения генераторов на параллельную работу принят способ самосинхронизации (см. брошюру «Самосинхронизация синхронных генераторов мощностью до 3 000 квт». Госэнергоиздат, 1953 г.).

Различные способы самосинхронизации генераторов и область их применения приведены в табл. 2.

На фиг. 9 приведена принципиальная схема ручной самосинхронизации с измерителем И (лампа накаливания, щитовой вольтметр или вибрационный частотомер), включенным на напряжение биений сравниваемых частот.

Включение измерителя на сумму напряжений шин и остаточного напряжения того или иного генератора осуществляется с помощью ключа или перекидного трёхполюсного рубильника самосинхронизации КСС. Число потуханий лампы или число колебаний стрелки вольтметра за 1 сек. равно разности частот сети и генератора. Включение генератора допускается при частоте мигания лампы или

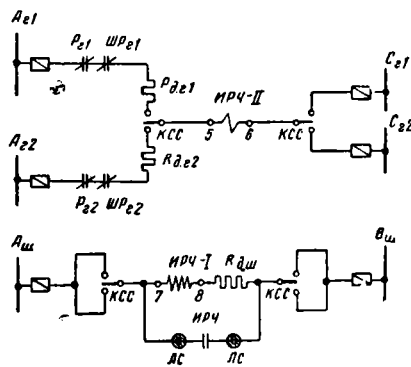
колебания стрелки вольтметра 1—2 в сек. или при разности частот по частотомеру менее 1—2 гц. На схеме приняты обозначения: Р — рубильник с дополнительным ножом; R_д — добавочное сопротивление; П — потен-



Фиг. 9. Схема ручной самосинхронизации с лампой накаливания, вольтметром или вибрационным частотомером

циометр; ШР — блок-контакты шунтового реостата.

На фиг. 10 приведена схема ручной самосинхронизации с реле разности частот ти-



Фиг. 10. Схема ручной самосинхронизации с реле разности частот типа ИРЧ-01

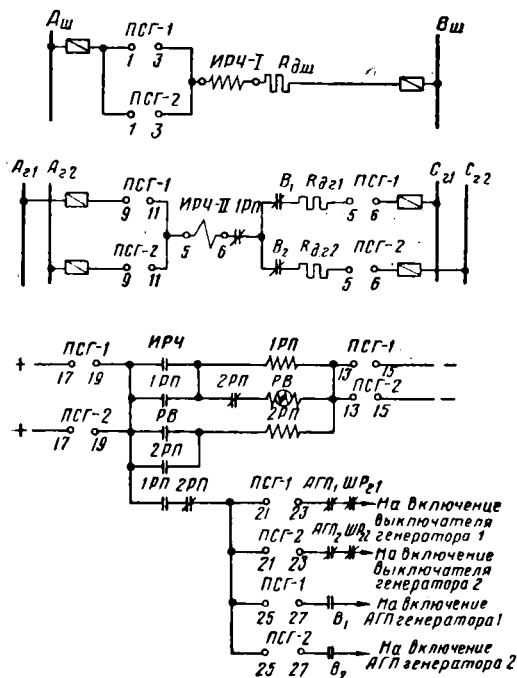
па ИРЧ-01, действующим на сигнал. Схема выполнена для двух генераторов, включаемых в сеть рубильником, гашение поля которых осуществляется введением гасительного со-

Таблица 2

Способы самосинхронизации генераторов и области их применения

Способ самосинхронизации	Сущность способа	Рекомендуемая область применения
Ручной	Как пуск первичного двигателя, так и включение генератора в сеть производятся вручную; подача возбуждения производится вручную или автоматически	На электростанциях с низковольтными генераторами, включаемыми в сеть рубильником, автоматом или выключателем с ручным управлением
Полуавтоматический	Пуск первичного двигателя производится вручную, а включение генератора в сеть и подача возбуждения — автоматически	На электростанциях, где включение генераторов производится автоматами или выключателями с дистанционным управлением, а также в тех случаях, когда ручной привод выключателя может быть переделан на дистанционный
Автоматический	Пуск агрегата, включение генератора в сеть и подача возбуждения производятся автоматически	На гидроэлектростанциях, где имеется дистанционное включение выключателей и АГП, а процессы пуска и остановки агрегатов автоматизированы

противления в цепь обмотки возбуждения возбудителя. В схеме предусмотрены две сигнальные лампы ЛС, одна из которых устанавливается у машиниста, а другая — вблизи места расположения привода рубильника, автомата или выключателя генератора. В цепь обмотки II реле ИРЧ-01 введены блок-контакты рубильников P_{21} и P_{22} , контролирующие положение рубильников и гашение поля генератора и предотвращающие попадание на обмотку II напряжения сети в момент включения генератора. Блок-контакты P_{21} и P_{22}



Фиг. 11. Схема полуавтоматической самосинхронизации (постоянный оперативный ток)

являются дополнительными ножами рубильников генераторов и регулируются так, чтобы их размыкание происходило в начале хода рубильника на замыкание.

В цепь обмотки II введены (при их наличии) также контакты шунтового реостата $ШР_{21}$, контролирующего заданное его положение.

На фиг. 11 приведена схема полуавтоматической самосинхронизации с реле разности частот типа ИРЧ-01, применяемая для электростанций, имеющих аккумуляторную батарею с номинальным напряжением 24, 48, 110 или 220 в.

Выбор синхронизирующего генератора, подключение аппаратуры схемы к шинкам напряжения и подача оперативного тока осуществляются с помощью индивидуальных переключателей самосинхронизации ПСГ-1 и ПСГ-2 на два положения — «самосинхронизация» и «отключено». Все переключатели ПСГ на станции должны иметь одну съёмную рукоятку с блокировкой, позволяющей снимать рукоятку только в положении «отключено».

В качестве такого переключателя может быть использован ключ типа КФ — 1, 1, 1, 1,

1, 1, 1/n-VII завода «Электропульта», имеющий указанную блокировку или пакетный переключатель типа VII-6118, для которого необходимо выполнить механическую блокировку; разрешающую снимать ручку только в положении «отключено».

Кроме реле разности частот, в схеме используются два промежуточных реле ИРП и 2РП (типа ЭП-101) и реле времени РВ (типа ЭВ-181). Реле времени РВ в сочетании с реле 2РП обеспечивают однократность и кратковременность замыкания цепи включения выключателя и АГП генераторов. Выдержка времени реле РВ выбирается несколько больше суммы времён включения выключателя и АГП, причём для выключателей берётся наибольшее время для зимних условий.

В схеме выполнены следующие блокировки: а) в цепь включения выключателя введены блок-контакты АГП;

б) в цепь обмотки II реле ИРЧ-01 введены н. з. блок-контакты выключателей B_1 и B_2 генераторов, разрывающие эту цепь в момент включения выключателя.

Указания по включению на параллельную работу способом самосинхронизации генераторов мощностью выше 3000 квт приведены в брошюре «Включение на параллельную работу синхронных генераторов и компенсаторов способом самосинхронизации» ЦНИЭЛ МЭС (ГЭИ, 1952).

РЕЖИМЫ РАБОТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Включение в сеть трансформатора, смонтированного в блоке с генератором, после монтажа или капитального ремонта со сменой обмоток производится подъёмом напряжения от нуля.

Включение всех других трансформаторов производится толчком на полное напряжение вне зависимости от места их установки (§ 694 ПТЭ).

Работа трансформатора с номинальной нагрузкой допускается при отклонении напряжения в пределах $\pm 5\%$ номинального. Максимальное напряжение для всех трансформаторов не должно превышать 105% номинального напряжения основного вывода или соответствующего ответвления. Повышение напряжения до 110% напряжения данного ответвления допускается лишь в отдельных случаях только с разрешения вышестоящей организации (§ 695 ПТЭ).

Для каждого трансформатора на основе заводских данных должна быть установлена максимально допустимая температура верхних слоёв масла, которая не должна превышать $+95^\circ$.

Дутьевое охлаждение трансформаторов должно включаться при нагрузке выше 100% вне зависимости от температуры масла и при температуре масла выше 55° вне зависимости от нагрузки.

При включении масло-водяного охлаждения трансформаторов в первую очередь запускается масляный насос, а затем водяной. При отключении сначала останавливается водяной, а затем масляный насос. Водяной насос пускается при температуре масла не ниже

+10°. В зимнее время после отключения трансформатора с масло-водяным охлаждением при снижении температуры масла ниже +10° должна спускаться вода из магистрали (§ 696 ПТЭ).

Перегрузка трансформатора

В соответствии с § 697 ПТЭ электростанций и сетей трансформаторы допускают перегрузку, величина и продолжительность которой зависят от режима работы и места установки трансформаторов и определяются на основании типовой инструкции по эксплуатации трансформаторов.

В зависимости от условий эксплуатации, определяемых резервом трансформаторной мощности, графиком нагрузки и температурой охлаждающей среды, могут быть допущены аварийные и нормальные перегрузки.

Аварийные перегрузки допускаются при выходе из строя одного из работающих трансформаторов (вне зависимости от предшествующей нагрузки, температуры охлаждающей среды и места установки) в соответствии с данными табл. 3.

Таблица 3

Допустимые аварийные перегрузки трансформаторов

Нагрузка в долях номинальной	1,3	1,6	1,75	2,0	2,4	3,0
Допустимая продолжительность	2 часа	30 мин.	15 мин.	7,5 мин.	3,5 мин.	1,5 мин.

Нормальные систематические перегрузки допускаются в зависимости от суточного графика нагрузки (диаграммы нагрузочной способности) и недогрузки трансформатора в летнее время.

Диаграмма нагрузочной способности

Если коэффициент заполнения суточного графика нагрузки трансформатора $K_n < 1$, то допустимую кратность максимума нагрузки по отношению к номинальной ($K_z = \frac{I_{\max}}{I_{\text{ном}}}$)

определяют по диаграмме нагрузочной способности трансформатора (фиг. 12) для данного значения K_n в зависимости от требуемой продолжительности n в часах (коэффициентом заполнения суточного графика или коэффициентом загрузки K_n называют отношение $K_n = \frac{\sum I t}{24 I_{\max}} = \frac{I_{\text{ср}}}{I_{\max}}$, где $\sum I t$ — площадь графика нагрузки по току, I_{\max} — максимальный ток нагрузки за сутки, $I_{\text{ср}}$ — среднесуточный ток нагрузки).

Когда график нагрузки неизвестен, для определения допустимых перегрузок можно пользоваться табл. 4 и 5.

Согласно этим таблицам систематические кратковременные перегрузки, допустимые вслед за нагрузкой ниже номинальной, устанавливаются в зависимости от температуры перегрева верхних слоев масла τ_m непосредственно перед включением увеличенной нагрузки. При этом к концу перегрузки температура перегрева отдельных частей трансфор-

Таблица 4

Допустимая продолжительность перегрузки трансформаторов с естественным масляным или принудительным (дутьевым) охлаждением

Нагрузка в долях номинальной	Температура перегрева τ_m верхних слоев масла непосредственно перед включением увеличенной нагрузки						
	18°	24°	30°	36°	42°	48°	54°
	Продолжительность (часы-минуты)						
1,0	Длительно						
1,05	5—50	5—25	4—50	4—00	3—00	1—30	—
1,10	3—50	3—25	2—50	2—10	1—25	0—10	—
1,15	2—50	2—25	1—50	1—20	0—35	—	—
1,20	2—05	1—40	1—15	0—45	—	—	—
1,25	1—35	1—15	0—50	0—25	—	—	—
1,30	1—10	0—50	0—30	—	—	—	—
1,35	0—55	0—35	0—15	—	—	—	—
1,40	0—40	0—25	—	—	—	—	—
1,45	0—25	0—10	—	—	—	—	—
1,50	0—15	—	—	—	—	—	—

Таблица 5

Допустимая продолжительность нагрузки трансформаторов при отключённом дутье

Нагрузка в долях номинальной	Температура перегрева τ_m верхних слоев масла в момент отключения дутья						
	18°	24°	30°	36°	42°	48°	54°
	Продолжительность (часы-минуты)						
0,70	Длительно						
0,75	12—20	11—40	10—55	10—00	8—40	7—00	4—00
0,80	7—40	7—00	6—20	5—25	4—20	3—00	0—50
0,85	5—30	5—00	4—20	3—35	2—40	1—30	—
0,90	4—20	3—50	3—15	2—35	1—45	0—45	—
0,95	3—25	2—55	2—25	1—45	1—08	0—15	—
1,00	2—45	2—20	1—50	1—20	0—40	—	—
1,05	2—15	1—50	1—25	0—55	0—20	—	—
1,10	1—50	1—25	1—00	0—35	0—06	—	—
1,15	1—30	1—10	0—45	0—20	—	—	—
1,20	1—10	0—50	0—30	0—08	—	—	—
1,25	0—50	0—35	0—15	—	—	—	—
1,30	0—35	0—20	—	—	—	—	—

матора не должна выходить за пределы допустимых нормами величин.

В случаях когда максимум нагрузки превышает номинальную мощность трансформатора и равен нагрузочной способности, определяемой по диаграмме, перегрузки по табл. 4 не допускаются.

Перегрузка зимой за счёт недогрузки летом

Если максимум типового (среднего) графика нагрузки в летнее время (июнь — август) меньше номинальной мощности трансформатора, то в зимние месяцы (ноябрь — февраль) допускается перегрузка трансформатора в размере 1% на каждый процент недогрузки летом, но не более чем на 15%.

Можно допускать перегрузку, используя одновременно перегрузочную способность и перегрузку за счёт недогрузки летом, однако суммарная перегрузка не должна превышать 30%.

Приведённые выше указания о допустимых перегрузках относятся ко всем трансформаторам с естественным масляным и принудительным дутьевым охлаждением.

Величина перегрузки трансформаторов, работающих в блоке с генераторами, определяется допустимой перегрузкой генераторов.

Перегрузка трансформаторов с масло-водяным охлаждением устанавливается на основании специальных указаний завода-поставщика.

Допустимая продолжительность короткого замыкания по ГОСТ 401—41

Трансформаторы должны выдерживать без повреждений и остаточных деформаций внезапные короткие замыкания на зажимах вторичной обмотки при значениях установившегося тока короткого замыкания, не превышающих 25-кратного номинального тока обмотки.

Длительность протекания тока короткого замыкания в секундах не должна превышать значения, равного

$$t = \frac{900}{K^2},$$

где K — кратность установившегося тока короткого замыкания.

В табл. 6 приведены кратность установившегося тока короткого замыкания и допустимая длительность протекания его в зависимости от величины напряжения короткого замыкания.

Таблица 6

Допустимая продолжительность короткого замыкания трансформаторов в зависимости от величины напряжения короткого замыкания

Напряжение короткого замыкания в %	Кратность установившегося тока короткого замыкания K	Допустимая длительность протекания тока короткого замыкания в сек.	Напряжение короткого замыкания в %	Кратность установившегося тока короткого замыкания K	Допустимая длительность протекания тока короткого замыкания в сек.
4,0	25	1,45	7,0	14,3	4,4
5,0	20	2,25	7,5	13,3	5,1
5,5	18	2,80	8,0	12,5	5,7
6,5	15,5	3,75	10,5	9,5	10,0

Экономические режимы работы трансформаторов

Экономическое число одновременно включённых трансформаторов на подстанциях с трансформаторами одинаковой конструкции и мощности определяется исходя из следующих условий: при увеличении нагрузки подстанции подключение n параллельно работающим трансформаторам ещё одного трансформатора будет экономически целесообразно, когда нагрузка подстанции P достигнет значения, определяемого из неравенства

$$P > P_{ном} \sqrt{n(n+1) \frac{P_0 + Kq_0}{P_{\kappa} + Kq_{\kappa}}}$$

Наоборот, отключение одного из трансформаторов будет экономически целесообразно, если нагрузка снизится до значения, определяемого из неравенства

$$P < P_{ном} \sqrt{n(n-1) \frac{P_0 + Kq_0}{P_{\kappa} + Kq_{\kappa}}}$$

где P — полная нагрузка подстанции в $к\text{ва}$;

$P_{ном}$ — номинальная мощность одного трансформатора в $к\text{ва}$;

n — число включённых трансформаторов;

P_0 — активные потери холостого хода в $к\text{вт}$;

P_{κ} — активные потери короткого замыкания в $к\text{вт}$;

q_0 — реактивные потери холостого хода в $к\text{ва}$, принимаемые при номинальной нагрузке трансформатора равными процентной величине тока холостого хода;

q_{κ} — реактивные потери короткого замыкания в $к\text{ва}$, принимаемые при номинальной нагрузке трансформатора равными процентному значению U_{κ} ;

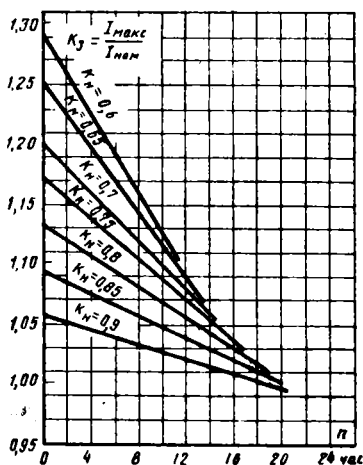
K — экономический эквивалент реактивной энергии, выраженный в $к\text{вт-ч/квар-ч}$ (табл. 7).

Таблица 7

Значения экономического эквивалента K ($к\text{вт-ч/квар-ч}$)

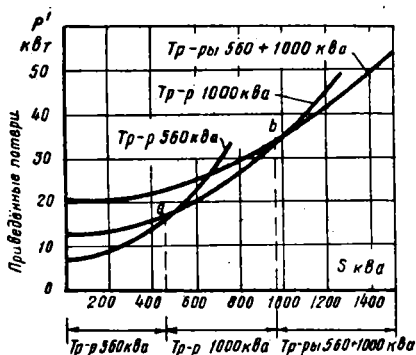
Характеристика трансформаторов и системы электро-снабжения	При максимальной нагрузке системы	При минимальной нагрузке системы
Трансформаторы, питающиеся непосредственно от шин станций на генераторном напряжении	0,02	0,02
Сетевые трансформаторы, питающиеся от электростанций на генераторном напряжении (например трансформаторы промышленных предприятий, питающиеся от заводских или городских электростанций)	0,07	0,04
Понизительные трансформаторы 110—35 $к\text{в}$, питающиеся от районных сетей	0,10	0,06
Понизительные трансформаторы 6—10 $к\text{в}$, питающиеся от районных сетей	0,15	0,10
Понизительные трансформаторы, питающиеся от районных сетей, реактивная нагрузка которых покрывается синхронными компенсаторами	0,05	0,03

Экономический режим работы установлен на подстанции трансформаторов в том случае, когда они неоднотипны или различны по мощности, определяется графическим способом, при помощи кривых приведённых по-



Фиг. 12. Диаграмма нагрузочной способности трансформатора

терь. Для каждого трансформатора строится отдельная кривая и, кроме того, одна кривая для нескольких одновременно работающих трансформаторов (фиг. 12). Кривая при-



Фиг. 13. Кривые приведённых потерь трансформаторов

ведённых потерь для каждого трансформатора строится на основании уравнения

$$P' = P'_0 + P'_k \frac{P}{P_{ном}^2} \text{ кВт},$$

где

P — нагрузка в кВа;
 $P_{ном}$ — номинальная мощность трансформатора в кВа;

$P'_0 = P_0 + Kq_0$ — приведённые потери холостого хода трансформатора в кВт;

$P'_k = P_k + Kq_k$ — приведённые потери короткого замыкания в кВт.

Кривая приведённых потерь для нескольких параллельно работающих трансформаторов строится на основании следующего уравнения (при условии, что нагрузка распределяется между ними пропорционально их номинальным мощностям):

$$P_k = \sum P'_0 + \frac{P^2}{(\sum P_{ном})^2} \sum P'_k \text{ кВт}.$$

Точки пересечения кривых приведённых потерь определяют нагрузки, при которых изменяется экономический режим работы трансформаторов (фиг. 13), когда становится целесообразным включить более мощный трансформатор (точка а) или оба трансформатора (точка б).

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Осмотр распределительных устройств должен производиться в следующие сроки:

а) на объектах с постоянным дежурным персоналом и с дежурством на дому — один раз в сутки и, кроме того, один раз в неделю в темноте — для выявления наличия разрядов, коронирования и пр.;

б) на объектах без постоянного дежурного персонала и трансформаторных пунктах — в сроки, установленные для осмотров трансформаторов.

После отключения коротких замыканий должны производиться внеочередные осмотры.

Открытые распределительные устройства при наличии неблагоприятных условий (усиленная загрязнённость) или при плохой погоде (мелкий дождь, мокрый снег, гололёд и пр.) должны подвергаться учащённым осмотрам, установленным местной инструкцией.

Все неисправности, замеченные при осмотрах распределительных устройств, должны записываться в специальный журнал и устраняться в кратчайший срок.

Сроки очистки распределительных устройств от пыли и загрязнений должны устанавливаться в каждом отдельном случае специальной инструкцией в зависимости от местных условий.

После капитального ремонта распределительных устройств или по окончании монтажа новых распределительных устройств, сдаваемых в эксплуатацию, до включения их под напряжение должны быть, как минимум, произведены следующие осмотры и испытания (для новых распределительных устройств в полном объёме, для эксплуатируемых — в зависимости от характера произведённых работ):

а) анализ и испытание на электрическую прочность масла из маслонеполненных аппаратов и вводов;

б) испытание изоляции в зависимости от её типа и номинального напряжения измерением угла диэлектрических потерь, специальной штангой или мегомметром;

в) проверка соединений шин, проводов и аппаратов измерением или контрольной подтяжкой;

г) проверка выключателей и разъединителей в части: действия приводов при повышенных и пониженных напряжениях и давлениях

воздуха, правильности действия блокировок и сигнализации, надёжности запирающих устройств, времени включения и отключения; для воздушных выключателей, кроме того, проверка согласованности действия главных контактов и ножей, сброса давления, расхода воздуха на утечку и продувку;

д) определение коэффициента трансформации и полярности выводов вновь включаемых измерительных трансформаторов;

е) проверка плавких вставок предохранителей;

ж) измерение сопротивления изоляции и испытание повышенным напряжением вторичных цепей и катушек приводов;

з) проверка наличия противопожарных средств, защитных устройств по технике безопасности, переносных заземлений, надписей, замков и пр.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЗАЗЕМЛЕНИЙ

Осмотр наружной части заземляющей проводки, проверка надёжности присоединения оборудования к заземляющей проводке, а также состояния пробивных предохранителей должны производиться на электростанциях и подстанциях в соответствии с § 859 ПТЭ одновременно с текущим и капитальным ремонтами оборудования.

При осмотрах проверяется:

а) отсутствие обрыва заземляющей проводки;

б) исправность всех соединений (по наружному виду) в заземляющей магистрали и в ответвлениях;

в) наличие и исправность зажимов («барашков») для присоединения переносных заземлений к заземляющей проводке (состояние контактных поверхностей, наличие шайб и т. д.);

г) состояние окраски заземляющей проводки;

д) наличие, где это требуется правилами, пробивных предохранителей и их состояние;

е) выполнение требований к сечениям заземляющих проводов, целость их, правильность присоединения заземляемого аппарата к заземляющей магистрали и т. д.

Такие неисправности, как обрыв заземляющего провода, явные нарушения контакта в месте присоединения и др., угрожающие безопасности людей или нормальной работе оборудования, должны быть устранены немедленно.

В заземляющей сети или части её, плохо доступной для осмотра, производится электрическая проверка присоединения заземлённых элементов устройств к заземляющей проводке и качества контактов специальным прибором «измерителем заземления» (изготавливает завод «Энергоприбор» МЭС). При хорошем контакте этот прибор показывает нуль; при наличии плохого контакта прибор показывает величину сопротивления контакта; если контакт отсутствует, прибор показывает бесконечность.

Измерения сопротивления заземлений на электростанциях, подстанциях и линиях электропередачи производятся в сроки и в соответствии с нормами, указан-

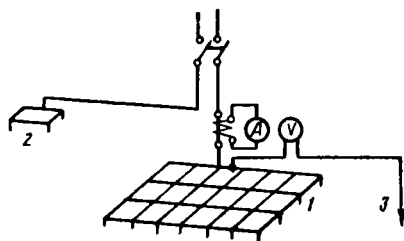
ными в разделе «Испытания электрооборудования» настоящего тома.

Внеплановые измерения проводятся:

а) после аварий, сопровождавшихся протеканием по заземляющему устройству значительного тока замыкания на землю;

б) после переустройства или капитального ремонта заземляющего устройства.

Кроме прибора «измеритель заземления», сопротивление заземления можно определять способом амперметра и вольтметра (фиг. 14),



Фиг. 14. Схема измерения сопротивления по способу амперметра и вольтметра

закрывающимся в следующем. Через заземляющее устройство 1 сопротивление, заземление которого измеряется, и вспомогательное заземление 2 пропускается ток порядка 10 а. Вольтметром измеряется падение напряжения в испытуемом заземлении, для чего вольтметр включается между испытуемым заземлением 1 и зондом 3, расположенным в точке, удалённой от электрических цепей не менее чем на 20 м.

Определив падение напряжения в испытуемом заземлении, находят сопротивление заземления $R_{\text{заземл}}$ по формуле

$$R_{\text{заземл}} = \frac{U}{I} \text{ ом,}$$

где I — ток, проходящий через контур;
 U — падение напряжения в испытуемом напряжении.

При наличии грунтов, способных вызвать усиленную коррозию, рекомендуется производить вскрытие отдельных элементов заземления для проверки их состояния.

На заземляющее устройство электростанций и подстанций должен иметься паспорт, содержащий: схему заземления, основные технические и расчётные данные, данные о результатах осмотров и испытаний, характер произведённых ремонтов и изменений, внесённых в устройства заземлений (§ 861 ПТЭ).

Переносные заземления должны выполняться из голых медных проводов и проводников, имеющих сечение, соответствующее требованиям термической устойчивости при коротких замыканиях, но не менее 25 мм².

Определение минимального сечения переносного заземления $S_{\text{мин}}$ может быть произведено по упрощённой формуле:

$$S_{\text{мин}} = \frac{I_{\text{уст}} \sqrt{t_{\text{ф}}}}{264},$$

где $I_{уст}$ — установившийся ток короткого замыкания в а;

t_{ϕ} — наибольшая выдержка времени релейной защиты для данной установки в сек.

Сечение проводок для заземления и закорачивания независимо от результатов вычисления не должно быть больше эквивалентного сечения заземлённых и закорачиваемых проводников.

Присоединение заземляющих проводок к конструкциям, аппаратам и машинам должно осуществляться надёжными болтовыми соединениями или сваркой. Все соединения заземляющей проводки должны осуществляться сваркой (§ 856 ПТЭ).

Заземляющие провода и полосы, проложенные в помещениях, должны быть доступны для осмотра и предохранены от механических повреждений и коррозии. Открыто проложенные заземляющие голые провода и полосы заземляющей проводки окрашиваются в чёрный цвет. Провода и полосы, предназначенные для присоединения нейтрали к заземлителю, окрашиваются в фиолетовый цвет с чёрными поперечными полосами, нанесёнными через каждые 150 мм, а провода и полосы заземлённой фазы — в цвет соответствующей фазы с такими же чёрными полосами.

При приёмке заземления в эксплуатацию должны быть предъявлены (§ 858 ПТЭ):

- исполнительные чертежи и схемы заземляющего устройства;
- акты на подземные работы по прокладке заземления;
- протоколы испытаний заземления.

ЗАЩИТНЫЕ СРЕДСТВА В ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ

Защитными средствами называются такие приборы, аппараты и переносные приспособления, которые имеют целью защитить персонал, работающий в электротехнических установках на частях или вблизи частей, обычно находящихся под напряжением, от поражения электрическим током, действия электрической дуги и т. д.

Защитные средства делятся на следующие группы:

- изолирующие защитные средства (штанги, клещи, инструменты с изолирующими ручками, резиновые перчатки и рукавицы, резиновые боты и галоши, изолирующие подставки, резиновые коврики и дорожки);
- переносные указатели напряжения и токоммерительные клещи;
- переносные временные защитные заземления, ограждения и предупредительные плакаты;
- защитные средства от действия дуги, продуктов горения и химических повреждений (защитные очки, брезентовые рукавицы, противогазы).

Изолирующие защитные средства делятся на следующие группы:

- основные защитные средства;
- дополнительные защитные средства.

Основными защитными средствами называются изолирующие средства, надёжно выдерживающие рабочее напряжение установки, которыми допускается касаться токоведущих частей, находящихся под напряжением.

Дополнительными защитными средствами называются изолирующие средства, не обеспечивающие при данном напряжении безопасности от поражения током и являющиеся дополнением к основным средствам защиты. Они служат также для защиты от шагового напряжения и напряжения прикосновения, а также от ожогов вольтовой дуги.

Перечень основных и дополнительных защитных средств приведён в табл. 8.

Таблица 8

Перечень основных и дополнительных изолирующих защитных средств

Виды изолирующих защитных средств	Основные изолирующие защитные средства	Дополнительные изолирующие защитные средства
Напряжение установок		
Установки высоко-го напряжения а) до 1 000 в	а) Изолирующие штанги для оперативных измерительных и других целей, б) изолирующие клещи для предохранителей	а) Диэлектрические перчатки и рукавицы, б) диэлектрические боты, в) резиновые коврики и дорожки, г) изолирующие подставки д) резиновые галоши
б) выше 1 000 в	То же	То же, кроме резиновых галош
Установки низкого напряжения	а) Диэлектрические перчатки и рукавицы, б) монтерский инструмент с изолирующими ручками	а) Диэлектрические боты, б) резиновые коврики и дорожки, в) изолирующие подставки г) резиновые галоши

Примечание. Резиновые галоши в установках любого напряжения являются защитным средством от шагового напряжения.

Комплектование защитными средствами электроустановок производится на основе «Правил пользования и испытания защитных средств, применяемых в электротехнических установках» (Госэнергоиздат, 1952 г.).

Хранение защитных средств, контроль за их состоянием и пользование ими должны производиться в строгом соответствии с указанными «Правилами».

Перед каждым употреблением защитного средства персонал, его применяющий, обязан путём внешнего осмотра:

а) проверить исправность защитного средства, отсутствие внешних повреждений и чистоту его, очистить и обтереть от пыли; штанги, клещи и т. п., покрытые пылью, со следами угля, карандаша и пр. применять не допускается; на наружной и внутренней поверхностях перчаток, рукавиц, бот, галош и т. п. не должно быть заусениц, трещин, пузырей и прочих посторонних включений; при неисправности защитное средство должно быть немедленно изъято;

б) при пользовании основными защитными средствами (штангами, клещами и указателями) по клейму проверить, в установках какого напряжения допустимо применение данного средства;

в) при пользовании изолирующими средствами как основными, так и дополнительными необходимо по клейму проверить, не истёк ли срок периодического испытания; за пределами пользоваться защитными средствами, срок испытания которых истёк; при обнаружении таких защитных средств они должны быть немедленно изъяты из употребления.

Клеймо о прохождении испытания должно иметь следующую форму

№ _____

Пригодно к установке _____ ко

Испытано лабораторией _____

_____ 195—г.

Клеймо должно быть хорошо видно. Оно должно быть выбито или нанесено прочной несмываемой краской или приклеено у границы захвата выше упорного кольца (у штанг, указателей и т. п.) или у края резиновых изделий.

На защитных средствах, которые при периодическом испытании признаны негодными, клеймо о прохождении испытания перечёркивается накрест красной краской. На резиновых изделиях, кроме того, ставится клеймо «брак».

Испытание защитных средств производится в сроки и в соответствии с нормами, приведёнными в разделе «Испытание электроустановок» настоящего тома.

ОРГАНИЗАЦИЯ РЕМОНТА НА ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

В энергетическом хозяйстве железнодорожного транспорта приняты следующие основные виды ремонта: текущий, средний и капитальный.

Всякому ремонту должны обязательно предшествовать осмотр и ревизия оборудования с целью определения состояния отдельных узлов и степени их износа для решения вопроса об объёме ремонта деталей или необходимости их замены. Паровые котлы всех типов, установленные на железнодорожных электростанциях, должны подвергаться периодическим наружным и внутренним осмотрам

которыми определяется объём необходимого ремонта.

Наружный осмотр парового котла приурочивается к очередным промывкам и производится не менее четырёх раз в год. При каждом наружном осмотре производится текущий ремонт котла.

Внутренний осмотр котла приурочивается к среднему ремонту и производится один раз в год.

Утверждённая МПС (1952 г.) классификация ремонтных работ и межремонтные сроки для энергетического оборудования железнодорожных электростанций приведены в табл. 9.

Подготовка к ремонту

Перед ремонтом каждого агрегата должна быть проведена следующая обязательная подготовка:

а) составлены ведомости дефектов и объёмы работ, которые уточняются после вскрытия и осмотра агрегата;

б) разработан график проведения ремонтных работ;

в) составлены сметы или сметно-финансовые расчёты;

г) укомплектован, подготовлен и проинструктирован ремонтный персонал и организованы ремонтные бригады;

д) подготовлены для ремонта рабочие места, произведена подготовка ремонтной площадки с указанием места размещения частей и деталей при ремонте;

е) заготовлены согласно дефектной ведомости необходимые материалы и запасные части;

ж) обеспечено наличие и исправность необходимого для ремонта инструмента, приспособлений, специальных устройств, технического оборудования и подъёмных механизмов;

з) подготовлены наряды на все работы по ремонту и допуски к оборудованию.

Дефектная ведомость составляется сначала как предварительная, на основе ведомости прошлых лет, нормативных данных о сроках естественного износа деталей и отдельных узлов, записей в ремонтных журналах, намечаемых реконструктивных мероприятий, сообщений руководящего персонала электростанций, вытекающих из результатов наблюдений за оборудованием во время его работы, и т. п. Окончательная дефектная ведомость составляется после остановки на ремонт агрегата и вскрытия его. На основе окончательной дефектной ведомости и утверждённого календарного плана, предусматривающего даты начала и конца ремонта, разрабатывается развёрнутый технологический график ремонтных работ. В этом графике предусматриваются все основные ремонтные операции и устанавливается их продолжительность и последовательность.

При установлении плановой продолжительности той или иной операции исходят из прогрессивных норм времени для соответствующего вида ремонтных работ, учитывающих передовой опыт ремонтного персонала электростанций и обеспечивающих проведение ремонта скоростными методами.

Таблица 9

Классификация ремонтных работ и межремонтные сроки для энергетического оборудования железнодорожных электростанций

Основные типы энергетического оборудования	Виды ремонтов	Периодичность между капитальными ремонтами	Краткая характеристика капитальных ремонтов
Дизели свыше 100 л. с.	Текущий, средний, капитальный	Через 20—25 тыс. час. работы для дизелей с числом оборотов до 215 об/мин и через 12—15 тыс. час. работы для дизелей с числом оборотов свыше 215 об/мин	Разборка двигателя, полная его ревизия, опиловка шеек коленчатого вала, перезаливка вкладышей коренных подшипников и смена всех изношенных деталей, включая поршни, втулки, крышки
Локомотивы	Текущий, средний, капитальный	Через 20—25 тыс. час.	Разборка локомотива с выемкой трубчатой части, полная его ревизия, опиловка шеек коленчатого вала, перезаливка подшипников и смена всех изношенных деталей, включая трубы, трубные решетки, колосниковые балки и своды котла, поршни и втулки паровой машины
Турбины	Текущий, средний, капитальный	Через 25 тыс. час. работы для турбин до 3 000 квт включительно и через 18 тыс. час. работы для турбин мощностью свыше 3 000 квт	Полная разборка турбины, с заменой (по мере необходимости) лопаточного аппарата (не менее 10%), рабочих дисков и диафрагм
Котлы к турбинам	Текущий, средний, капитальный	Через 20—25 тыс. час. работы	Полная разборка всех узлов котла, арматуры и гарнитуры, ревизия, смена всех изношенных деталей, включая жаровые, дымогарные, пароперегревательные и питательные трубы, трубные решетки, анкерные связи, колосниковые балки, своды
Генераторы	Текущий, капитальный	В соответствии со сроками, установленными для первичных двигателей, с которыми совместно работают генераторы	Разборка генератора и ремонт его основных элементов, а также по мере необходимости частичная или полная замена или переизоляция обмоток ротора и статора
Трансформаторы	Текущий, капитальный	Через 5—7 лет работы	Внутренний осмотр с подъемом сердечника и производство необходимого ремонта

Примечания. 1. Текущие ремонты проводятся в соответствии с годовыми графиками работы электростанций.
2. Средние ремонты всех агрегатов проводятся ежегодно. При среднем ремонте производится разборка агрегата, полная его ревизия, необходимый ремонт и частичная замена деталей.

Существенное значение для организации ремонта скоростными методами имеют: своевременная поставка необходимых запасных частей, тщательная технологическая и производственная подготовка ремонта, правильная организация рабочего места для ремонтного персонала, широкая механизация всех ремонтных, транспортных и такелажных работ, использование различных механических приспособлений для центровок, балансировок и т. п.

При ремонте как основных агрегатов, так и вспомогательных механизмов все зазоры и другие размеры и обозначения, связанные с износом и изменением состояния деталей, должны заноситься в формуляры.

Длительность простоя в ремонте основного энергетического оборудования на железнодорожных электростанциях не нормирована. В настоящее время обобщаются данные о достигнутых передовыми бригадами ремонтников результатах для установления прогрессивных норм простоя энергетического оборудования во всех видах ремонта.

Ниже, в табл. 10—12 приводятся нор-

Таблица 10
Длительность (в сутках) суммарного годового простоя в ремонте дизелей

Виды ремонта	Мощность дизелей в л. с.		
	140—200	300—400	400—600
Капитальный . .	24	31	41
Текущий	34	37	41
Всего в году, когда производится капитальный ремонт . .	58	68	82

мативы МЭС, а также опубликованные в технической литературе данные о длительности простоя в ремонте тепломеханического оборудования локомотивных и дизельных электростанций.

Ремонт генераторов

Осмотр генераторов должен производиться по специальному графику, утвержденному главным инженером электростанции в соот-

Таблица 11

Длительность (в сутках) суммарного годового простоя в ремонте котлов и турбин при давлении пара до 40 ат

Виды ремонтов	Капитальный	Текущий	Сумма годового простоя	Капитальный	Текущий	Сумма годового простоя	Капитальный	Текущий	Сумма годового простоя
Котлы	Нормальная производительность до 29 т/час			Нормальная производительность от 30 до 89 т/час			Нормальная производительность 90—149 т/час		
С простыми решётками	8—9	11	19—20	—	—	—	—	—	—
С механическими решётками	10—11	12	22—23	11—12	14	25—26	12—13	15	27—28
С пылеугольными топками	9—10	12	21—22	11—12	14	25—26	12—13	15	27—28
Турбины	Одноцилиндровые			Двухцилиндровые			Трёхцилиндровые		
Ниже 12 тыс. кет	7—9	5	12—14	8—10	6	14—16	—	—	—
От 12 до 25 тыс. кет	9—10	6	15—16	10—11	7	17—18	11—12	7	18—19
От 26 до 50 тыс. кет	10—11	6	16—17	11—12	7	18—19	12—13	8	20—21

Таблица 12

Длительность (в сутках) суммарного годового простоя в ремонте локомотивов

Виды ремонта	Число ремонтов в год	Мощность локомотива в л. с.					
		75	125	175	250	350	500
Капитальный	1 раз через 20—25 тыс. час. работы	20	22	25	30	35	40
Текущий		1	1,5	1,5	2	2	2,5
Всего в году, когда производится капитальный ремонт	7	26	31	34	42	47	55

Таблица 13

Типовая периодичность осмотров генераторов в нормальной эксплуатации

Наименование операций Периодичность	Старший электромеханик или старший электромонтёр					Дежурный машинист				Ремонтный персонал	Дежурный у щита	
	Осмотр щёток	Контроль за нагревом железа, обмоток, щётчного устройства	Смена масла	Текущий ремонт	Обдувание обмотки коллектора, колец и щётчного устройства	Контроль за нагревом подшипников	Контроль за нагревом железа генератора	Контроль за нагревом подшипников	Обтирка генератора	Внешний осмотр щётчного устройства	Проверка поверхности коллектора	Запись в суточном журнале показаний приборов генератора
Каждый час							×	×		×		×
1 раз в смену									×			
Ежедневно		×										
1 раз в 10 дней	×		×			×						
1 раз в 4 месяца				×	×						×	

ветствии со следующими типовыми сроками, приведенными в табл. 13. Генераторы должны также осматриваться после каждого внешнего короткого замыкания.

При осмотрах генераторов производится замер сопротивления изоляции в соответствии с нормами, приведенными в разделе «Испытания электрооборудования» настоящего тома.

Капитальный ремонт генераторов производится, как правило, одновременно с капитальным ремонтом первичного двигателя. Для турбогенераторов (§ 657 ПТЭ) устанавливается периодичность капитального ремонта через 1—2 года с одновременным указанием, что с разрешения соответствующего главного управления может быть допущено удлинение срока между капитальными ремонтами до 3 лет, если турбогенератор работает нормально и по своему состоянию может обеспечить длительную надежную работу.

Выемка ротора турбогенератора производится через год после выноса его в эксплуатацию и далее по мере необходимости, но не реже одного раза в 5 лет.

Сушка генераторов в следующих случаях:

а) при обнаружении явного попадания воды на обмотки;

б) при полной или частичной смене обмоток, имеющих изоляцию класса В, если не выполнены следующие два условия: 1) отношение $\frac{R_{60^\circ}}{R_{15^\circ}} > 1,3$ при температуре 15—30° и 2) величины $R_{60^\circ} \geq 1 \text{ мгом}$ на 1 кв рабочего напряжения (здесь R_{15° и R_{60° — значения сопротивления изоляции каждой из фаз обмотки статора по отношению к корпусу и соединенным с ним двум другим фазам, отсчитанные спустя 15 и 60 сек. после приведения в действие мегомметра. Измерение R_{60° при этом должно производиться при температуре, близкой к рабочей температуре обмотки);

в) после капитального ремонта генератора, если обмотки его имеют изоляцию класса А.

Рекомендуемые виды и методы сушки обмоток генераторов (компенсаторов) приведены в табл. 14.

Таблица 14

Виды и методы сушки генераторов

Класс изоляции обмоток	Рекомендуемые виды и методы сушки генераторов	Примечание
Класс А	Сушка генераторов в неподвижном состоянии: а) методом потерь в стали, б) методом потерь в меди обмоток статора или ротора при протекании в них постоянного тока, в) воздухоудалением	1) Сушка генераторов вентиляционными потерями запрещается 2) Сушка обмотки ротора производится: а) постоянным током от постороннего источника, б) воздухоудалением, в) в процессе сушки статора при вставленном роторе
Класс В	Сушка генераторов под нагрузкой или, когда этот вид сушки окажется почему-либо невозможным, — сушка в неподвижном состоянии	

При сушке генераторов (компенсаторов) под нагрузкой:

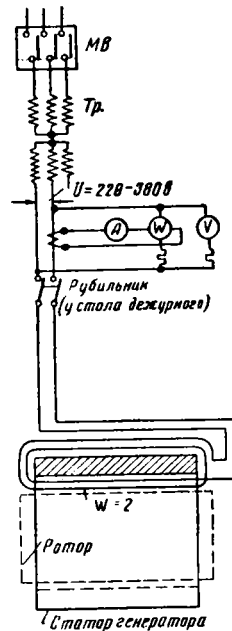
а) обмотка статора, предварительно испытанная повышенным напряжением промышленной частоты согласно действующим нормам, продувается и очищается от грязи и пыли;

б) при снятых торцовых щитах к каждой фазе обмотки при двух других заземленных фазах подводится напряжение промышленной частоты, равное линейному напряжению генератора (компенсатора).

Через 30—40 мин. напряжение отключается, измеряется сопротивление изоляции и проверяется на ощупь отсутствие нагрева изоляции лобовых частей; если будет обнаружен нагрев, сушка под нагрузкой не допускается;

в) генератор (компенсатор) включается в сеть и нагружается по току статора на 50% от номинального; ток статора увеличивается до номинального ступенями: 50—65—85—100%; длительность работы на каждой ступени — порядка 24 час. Рекомендуется периодически отключать генератор для измерения сопротивления изоляции обмотки статора. Защита от замыканий на землю на время сушки устанавливается на отключение (при замыканиях как в генераторе, так и в сети генераторного напряжения). Для генераторов с искусственным охлаждением температура холодного воздуха устанавливается возможно более низкой, но не ниже 20—25°, определяемой условиями отсутствия отпотевания воздухоохладителей. Во время сушки под нагрузкой периодически (через 2—3 часа) должна открываться дверь в камере горячего воздуха при открытой двери в камере холодного воздуха для удаления из охлаждающего воздуха водяных паров.

Сушка генераторов в неподвижном состоянии. При сушке методом потерь в стали статора нагрев осуществляется за счёт потерь на перемагничивание и вихревые токи в активной стали статора от создаваемого в ней переменного магнитного потока. Последний образуется при помощи специальной намагничивающей обмотки, наматываемой через расточку статора (фиг. 15) и выполняемой изолированным проводом. Так как в расточке статора температура воздуха будет значительно превышать нормальную температуру, нагрузка на провода намагни-



Фиг. 15. Схема сушки генератора методом потерь в стали статора

чивающей обмотки берётся равной 0,5—0,7 от предельно допустимой нагрузки на данное сечение.

От витков намагничивающей обмотки делаются отпайки, соответствующие различным величинам индукции для возможности регулирования теплового режима.

Расчёт намагничивающей обмотки производится в соответствии с данными табл. 15.

Величину индукции B для быстрого подъёма температуры в начале сушки рекомендуется выбрать равной 7 000—9 000 гс.

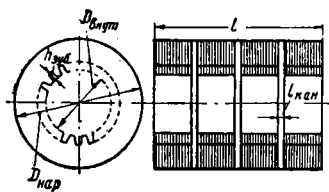
После подъёма температуры индукцию следует снижать до такой величины, чтобы потери в стали покрывали потерю тепла при установившемся режиме.

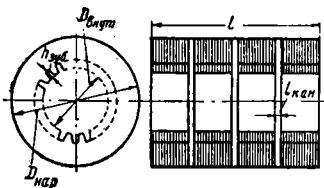
Величина индукции при установившемся тепловом режиме может снижаться до 4 000—6 000 гс.

Уменьшение индукции может достигаться регулированием подводимого напряжения или увеличением числа витков намагничивающей обмотки при неизменном напряжении, подводимом к намагничивающей обмотке.

Таблица 15

Расчёт формулы для сушки генераторов методом потерь в стали статора

№ по пор.	Определяемый параметр	Расчётная формула	Принятые обозначения и вспомогательные данные												
1	Число витков намагни- чивающей обмотки w	$w = \frac{45 U}{Q \frac{B}{10\,000}}$ (при $f = 50$ гц)	<p>U — действующее значение напряжения на намагничивающей обмотке в в; B — необходимая для создания соответствующего теплового режима индукция в гс; Q — поперечное сечение спинки статора в см², определяемое по формуле $Q = I_c h_{сп}$, где $I_c = K(l - n_{кан} \times l_{кан})$ — осевая длина активной стали статора в см. Здесь K — коэффициент заполнения для активной стали (для лакированной бумаги $K = 0,93$, для клееной — $K = 0,9$); l — полная осевая длина активной стали статора с изоляцией и вентиляционными каналами в см; n — число вентиляционных каналов; $l_{кан}$ — длина одного канала; $h_{сп}$ — высота спинки стали статора в см:</p> $h_{сп} = \frac{D_{нар} - D_{вн}}{2} - h_{зуб},$ <p>здесь $D_{нар}$ — внешний диаметр активной стали статора в см; $D_{вн}$ — внутренний диаметр активной стали статора в см; $h_{зуб}$ — высота зуба или глубина паза в см.</p> <p>Все приведённые геометрические размеры стали статора обозначены на: фиг. 16.</p> <p>$AW = \pi D_o a w_o$ — полное число намагничивающих ампер-витков; $D_o = D_{вн} - h_{сп}$ — диаметр активной стали, соответствующий середине спинки статора, в см;</p> <p>$a w_o = \frac{a w_{о макс}}{\sqrt{2}}$ — удельные ампер-витки, соответствующие индукции B (действующее значение). Для современных статоров ниже даются значения $a w_o$:</p> <table><tr><th>B гс</th><td>5 000</td><td>6 000</td><td>7 000</td><td>8 000</td><td>9 000</td></tr><tr><td>$a w_o \frac{ав}{см}$</td><td>0,66— 0,85</td><td>1,0— 1,2</td><td>1,3— 1,45</td><td>1,7— 2,0</td><td>2,15— 2,8</td></tr></table>	B гс	5 000	6 000	7 000	8 000	9 000	$a w_o \frac{ав}{см}$	0,66— 0,85	1,0— 1,2	1,3— 1,45	1,7— 2,0	2,15— 2,8
B гс	5 000	6 000	7 000	8 000	9 000										
$a w_o \frac{ав}{см}$	0,66— 0,85	1,0— 1,2	1,3— 1,45	1,7— 2,0	2,15— 2,8										
															
	Фиг. 16. Эскиз активной стали статора генератора														
2	Ток намагничивания I в а	$I = \frac{A W}{w}$													
3	Полная или кажущаяся мощность источника питания для сушки S в кка	$S = \frac{U I}{1\,000}$	Для старой конструкции машин мощностью до 10 000 кка, выпускавшихся до 1932 г., удельные ампер-витки следует принимать примерно в 2 раза больше.												
4	Активная мощность, не- обходимая для сушки P в кат	$P = p G$	<p>p — удельные потери в активной стали (собранный ста- тора) при данной величине индукции в вт/кг. Значения p могут быть приняты:</p> <table><tr><th>B гс</th><td>5 000</td><td>6 000</td><td>7 000</td><td>8 000</td><td>10 000</td></tr><tr><td>$p \frac{вт}{кг}$</td><td>0,55</td><td>0,72</td><td>1,08</td><td>1,41</td><td>2,2</td></tr></table> <p>G — вес активной стали статора в т (зубцовый слой при этом не учитывается, так как магнитный поток в нём весьма мал). Принимая удельный вес стали $\gamma = 7,8$ кг/см³, получим $G = 24,5 D_o Q \cdot 10^{-6} т$.</p> <p>Обозначения см. выше.</p>	B гс	5 000	6 000	7 000	8 000	10 000	$p \frac{вт}{кг}$	0,55	0,72	1,08	1,41	2,2
B гс	5 000	6 000	7 000	8 000	10 000										
$p \frac{вт}{кг}$	0,55	0,72	1,08	1,41	2,2										



Фиг. 16. Эскиз активной стали статора генератора

Таблица 16

Основные данные для сушки генераторов методом потерь в стали

Тип генератора	Мощность в кат	В = 10 000 гс					В = 7 000 гс					В = 5 000 гс					Q, см³	D ₀ см	g т
		U в/виток	Полные ам- пер-витки An	S кВа	P кВт	U в/виток	Полные ам- пер-витки An	S кВа	P кВт	U в/виток	Полные ам- пер-витки An	S кВа	P кВт	αω					
T ²⁶⁵ ₅₀	750	19	545	10	3,7	13	305	4	1,8	9,5	170	1,6	0,95	2,15	845	81	1,67		
T-285 ₅₀	1 000	24	545	13	4,7	17	305	5,2	2,3	12	170	2,0	1,15	2,15	1 095	81	2,17		
T-275 ₆₀	1 000	26	630	16	5,8	18	350	6,3	2,8	13	195	2,5	1,45	2,15	1 160	93	2,64		
T-2100 ₆₀	1 500	35	630	22	7,8	24	350	8,4	3,8	17,5	195	3,38	1,95	2,15	1 558	93	3,54		
T-290 ₇₀	2 500	38	740	28	10,8	26	415	10,8	5,3	19	230	4,3	2,7	2,15	1 721	110	4,62		
T-2120 ₇₀	4 000	51	740	38	13,5	36	415	15	6,6	25,5	230	5,8	3,4	2,15	2 282	110	6,13		
T2-05-2	500	13	545	7	2,6	9	305	2,7	1,3	6,5	170	1,1	0,65	2,15	575	81	1,16		
T2-1-2	1 000	19	560	11	4,0	13,5	315	4,2	2,0	9,5	175	1,65	1,0	2,15	870	83	1,8		
T2A-1,5-2	1 500	25	570	14	5,1	17,5	315	5,5	2,5	12,5	175	2,2	1,3	2,15	1 130	84	2,32		
T2-3-2	3 000	37	700	26	9,5	26	390	10,1	4,7	18,5	210	3,9	3,9	2,4	1 680	103	4,3		
T2-3,5-2	3 500	44	715	31,5	11,4	31	400	12,1	5,6	22	200	4,8	2,8	2,15	1 970	106	5,17		
T-2-6-2	6 000	58	1 050	60	17,2	40	500	20	8,4	29	320	9,3	4,3	2,7	2 600	123	7,8		

Примечания. 1. Удельные ампер-витки для 10 000 гс у машин № 1—6 включительно
взяты по данным завода. 2. У других машин число ампер-витков для 10 000 гс взято по аналогии.

Примечания. 1. Удельные ампер-витки для 10 000 гс у машин № 1—6 включительно взяты по данным завода. 2. У других машин число ампер-витков для 10 000 гс взято по аналогии.

Основные данные, необходимые для расчёта намагничивающей обмотки, приведены в табл. 16. Данные относятся к генераторам мощностью от 500 до 6 000 кат, изготавливаемым отечественными заводами.

При сушке методом потерь в меди обмоток с питанием их от источника постоянного тока машина может быть как разобранной (сушка производится отдельно для статора и для ротора), так и не полностью собранной. Обмотки статора при сушке постоянным током должны соединяться так, чтобы по всем фазам, а при наличии параллельных ветвей и по всем ветвям, протекал одинаковый ток.

В цепь должен быть включён реостат, при помощи которого перед размыканием цепи необходимо снизить ток, чтобы предотвратить пробой изоляции.

Величина тока определяется из условия достижения температур, необходимых для сушки, при непрерывном протекании тока.

Как правило, она не будет превышать значения 0,5—0,7 I_{ном}. Если сопротивление изоляции обмотки ротора ниже 2 000 ом, сушку постоянным током не следует применять, а осуществлять её воздуходувками.

При сушке воздуходувками должна быть исключена возможность попадания пыли, мусора и искр при нагреве воздуха электрическими нагревателями. Во время сушки необходимо следить за равномерным распределением температур по генератору, не допуская перегрева обмотки со стороны подачи горячего воздуха выше допустимого предела.

При всех методах сушки должна быть обеспечена вентиляция машины или регулярный обмен воздуха. Чтобы добиться равномерного распределения температур по всему

генератору и уменьшения расхода тепла на сушку, следует тщательно утеплить генератор, особенно лобовые части обмотки статора.

Для повышения температуры в области лобовых частей и создания вентиляции во время сушки рекомендуется установка небольших воздуходувок, подающих нагретый воздух с температурой не выше 100—110° в область лобовых частей.

Сушка должна производиться при температурах, близких к максимально допустимым (табл. 17), но во всяком случае не ниже 80°.

Таблица 17

Максимально допустимые температуры при сушке

Тип обмотки	Класс изоляции	Предельная температура	Способ измерения температуры
Обмотки статоров, компаундированные и не компаундированные . .	В	90—95°	Методом сопротивления
Запечённые обмотки роторов	В	120°	То же
То же	ВС	130°	»
Незапечённые обмотки роторов	В	100°	»
То же	А		»

Примечание. При измерении температур только по термометрам или термопарам измеренная температура не должна превышать 110° для запечённых обмоток и 90° для незапечённых и для обмоток с изоляцией класса А.

Методика измерений температур при сушке генераторов, данные о продолжительности сушки и построении графиков сушки приведены в разделе «Испытания электрооборудования» настоящего тома.

Ремонт трансформаторов

В установках с постоянным дежурным персоналом трансформаторы подвергаются наружному осмотру в следующие сроки (§ 699 ПТЭ).

1. Главные трансформаторы электростанций и подстанций и основные трансформаторы собственных нужд электростанций — не реже одного раза в сутки.

2. Остальные трансформаторы электростанций и подстанций — один раз в сутки. Один раз указанные осмотры должны быть проведены ночью.

В установках, не имеющих постоянного дежурного персонала, наружный осмотр трансформаторов производится:

- а) трансформаторов 3 200 ква и выше — не реже одного раза в 10 дней;
- б) трансформаторов от 560 до 3 200 ква — не реже одного раза в месяц;
- в) трансформаторов до 560 ква — один раз в 3 месяца.

Осмотр трансформатора обязательно производится также при появлении сигнала от газового реле. При отключении трансформатора защитой от внутренних повреждений необходима тщательная проверка причин отключения; включение трансформатора в работу может быть произведено только после устранения выявленных ненормальностей. При резком снижении температуры окружающего воздуха осмотр необходимо производить вне графика, проверив уровень масла у всех трансформаторов, установленных на открытом воздухе.

Все вновь установленные трансформаторы (за исключением передвижных и герметизированных) подвергаются внутреннему осмотру, который разрешается делать в кожухе без выемки сердечника (§ 692 ПТЭ).

Текущие ремонты трансформаторов без выемки сердечников производятся с отключением их от сети в следующие сроки (§ 705 ПТЭ):

- а) установленных на тепловых электростанциях — не реже одного раза в год;
- б) установленных в местах усиленного загрязнения — по местным инструкциям;
- в) всех остальных трансформаторов — не реже одного раза в 3 года.

Капитальные ремонты трансформаторов с выемкой сердечника производятся в следующие сроки (§ 705 ПТЭ).

а) главных трансформаторов электростанций и подстанций и основных трансформаторов собственных нужд электростанций — через 5 лет после включения в эксплуатацию и в дальнейшем — через каждые 5—10 лет. В этих пределах в зависимости от результата измерений время ремонта устанавливается вышестоящей администрацией;

б) остальных трансформаторов подстанций, городских сетей и собственных нужд, работающих без перегрузки, — один раз в 10 лет;

в) герметизированных, имеющих разъемный кожух — один раз в 15 лет и имеющих заваренный кожух — лишь в тех случаях, когда профилактические испытания указывают на необходимость вскрытия.

Внеочередные капитальные ремонты производятся в зависимости от результатов измерений и состояния трансформатора.

Сушка трансформаторов должна производиться без масла с вакуумом или без вакуума в своем баке или в специальной камере. Нагрев трансформатора может производиться индукционным способом, воздушными и паровыми обогревателями.

Контроль за сушкой производится по сопротивлению изоляции обмоток, измеряемому мегомметром.

Необходимость сушки трансформаторов определяется по условиям, изложенным в разделе «Испытания электрооборудования» настоящего тома.

Ремонт аппаратуры распределительных устройств

Капитальный ремонт аппаратуры распределительных устройств с внутренним осмотром производится в сроки, указанные в табл. 18.

Таблица 18

Периодичность капитальных ремонтов аппаратуры распределительных устройств

Наименование оборудования и аппаратов	Периодичность капитального ремонта с внутренним осмотром	Примечание
Выключатели масляные и их приводы То же воздушные	Не реже одного раза в 3 года Не реже одного раза в 2 года	Внеочередный капитальный ремонт масляных и воздушных выключателей производится после отключения не более 4 коротких замыканий. См. также § 739 ПТЭ электростанций и сетей
Приводы дистанционного управления разъединителями	Не реже одного раза в 3 года	
Маслонаполненные баковые измерительные трансформаторы	Не реже одного раза в 9 лет	
Прочие аппараты распределительных устройств	По результатам профилактических испытаний и осмотров	

Текущий ремонт аппаратуры распределительных устройств с проверкой действия приводов и изоляции производится согласно § 740 ПТЭ по мере необходимости.

Ремонт и испытание распределительных устройств должны производиться по графику, составляемому на год с учетом следующих условий (§ 742 ПТЭ):

- а) ремонт и испытания основного оборудования должны быть закончены к периоду максимальных нагрузок; грозозащитных устройств — к грозовому сезону, остального оборудования — в течение всего года;
- б) ремонт и испытания должны производиться при наименьшем числе и длитель-

ности отключений, по возможности одновременно на оборудовании всего присоединения.

Все работы в устройствах и на оборудовании высокого напряжения должны производиться по нарядам установленной формы.

В помещениях распределительных устройств должно иметься (§ 735 ПТЭ):

а) достаточное количество переносных пронумерованных заземлений, которые должны храниться в специально отведённых местах;

б) защитные средства в соответствии с правилами техники безопасности;

в) противопожарные средства (ящики с песком, огнетушители и т. п.).

Все резервные элементы распределительных устройств — трансформаторы, выключатели, шины и пр. — должны находиться в состоянии, готовом к включению.

Приёмка из капитального ремонта основного оборудования электростанций

При капитальном ремонте основного оборудования паротурбинных электростанций поузловая приёмка отдельных отремонтированных узлов агрегатов и их вспомогательных механизмов производится в процессе капитального ремонта по мере готовности этих узлов.

Приёмка «скрытых» работ производится в процессе ремонта, перед сдачей узла. Поузловая приёмка производится начальником соответствующего цеха электростанции или его заместителем, старшим мастером и ответственным руководителем работ.

При поузловой приёмке врашающиеся механизмы — дымососы, вентиляторы, насосы, мельницы, питатели, цепные решётки и т. п. — должны осматриваться и опробоваться на ходу; по всем отремонтированным узлам должны предъявляться заполненные и подписанные формуляры контрольных зазоров и измерений.

При предъявлении к сдаче в эксплуатацию котельного или турбинного агрегата в целом общая приёмка его из капитального ремонта производится в соответствии с § 1083 ПТЭ электростанций и сетей главным инженером электростанций, с участием начальника соответствующего цеха электростанции, старшего мастера и там, где они имеются по штату, — начальников эксплуатационного и ремонтно-конструкторского отделов.

При приёмке агрегата из капитального ремонта должно быть проверено наличие и качество технической документации, характеризующей состояние агрегата до и после ремонта, выполнение всех работ, перечисленных в ведомости объёма работ (дефектной ведомости), и дана предварительная качественная оценка ремонта.

Все работы, выполненные при капитальном ремонте основного оборудования, принимаются по актам установленной формы, к которым должна быть приложена техническая документация по ремонту (эскизы, формуляры, фотографии и др.). Акты со всеми приложениями должны храниться в паспортах агрегатов.

Основное оборудование паротурбинной электростанции после предварительной приёмки из ремонта в холодном состоянии проверяется в работе под нагрузкой в течение 24 час. Ремонт считается окончанным с момента включения агрегата в магистраль или в сеть.

Оценка качества проведённого капитального ремонта агрегата даётся в соответствии с § 1086 ПТЭ электростанций и сетей по истечении месяца работы его под нагрузкой, в течение которого должны быть проведены необходимые измерения и эксплуатационные испытания.

При капитальном ремонте дизелей в соответствии с «Техническими условиями на ремонт и монтаж дизелей железнодорожных электростанций» следующие работы подлежат процессной приёмке по мере их окончания:

а) выверка, укладка и бетонировка фундаментной рамы;

б) опиловка, укладка коленчатого вала в подшипники;

в) установка станины или блока;

г) насадка маховика;

д) привалка поршней по цилиндрам.

Приёмка этих работ оформляется актом установленной формы при участии начальника (главного инженера) дизельной электростанции, механика электростанции и ответственного руководителя работ.

По окончании капитального ремонта дизельного агрегата последний должен быть подвергнут регулировке и предварительному испытанию. Лишь после этого агрегат может быть предъявлен комиссии для сдачи в эксплуатацию.

Дизель считается отрегулированным, а предварительное испытание законченным, если:

а) двигатель принимает полную нагрузку;

б) расход топлива на э. л. с. ч. соответствует норме по заводской инструкции (отклонение от нормы допускается не более 10%);

в) разница индикаторных давлений по цилиндрам не превышает $\pm 2,5\%$;

г) давление чистого сжатия по цилиндрам соответствует величине, предусмотренной заводской инструкцией (отклонение по цилиндрам допускается не более ± 1 ат);

д) давление горения соответствует номинальному значению по инструкции с отклонением не более 2—3 ат;

е) при сбросе полной нагрузки двигатель не идёт в разнос и в течение 5—10 сек. восстанавливает число оборотов, соответствующее холостому ходу;

ж) нагрев мотылёвых, коренных и головных подшипников не превышает 60° .

По окончании регулировки и предварительных испытаний двигатель предъявляется к сдаче приёмочной комиссии, назначаемой в установленном порядке. Сдаточные испытания проводятся по следующей программе:

а) пуск двигателя с холодного состояния;

б) работа двигателя при нагрузке в процентах от номинальной мощности: 25% ($1/2$ часа); 50% (1 час); 75% (1 час); 100% (6 часов);

в) снятие индикаторных диаграмм через каждые полчаса с подсчётом индикаторной и

эффективной мощности. В момент снятия индикаторных диаграмм производится запись числа оборотов двигателя, температуры входящей и выходящей воды, давления масла до и после фильтра, температуры входящего и выходящего масла из двигателя, а при наличии термопар записываются также их показания;

г) определение расхода топлива и смазки в граммах на э. л. с. ч.;

д) снятие диаграмм вспышки и чистого сжигания;

е) проверка работы регулятора путём сброса нагрузки с полной мощности до холостого хода и обратного включения полной нагрузки.

По окончании испытаний производится проверка температуры нагрева коренных, мотылевых и головных подшипников. По требованию комиссии производится также осмотр на выбор одной цилиндровой втулки, поршня и цилиндровой крышки.

Сдача двигателя в эксплуатацию оформляется актом установленной формы, в который заносятся результаты испытаний. К приёмо-сдаточному акту прилагается акт на ремонт двигателя со всей документацией о результатах попроцессной приёмки ремонтных работ.

Приёмка из капитального ремонта генераторов производится начальником (главным инженером) электростанции при участии начальника электроцеха и ответственного руководителя работ. При приёмке должны быть проверены объём выполненных работ по ремонту и их качество.

Приёмка генератора оформляется актом установленной формы. К акту приёмки должны быть приложены: ведомость объёма работ и график ремонта с отметками о фактическом выполнении, ведомость технического состояния генератора и протоколы его испытания.

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЯХ

Проведение эксплуатационных испытаний на электростанциях предусматривается «Правилами технической эксплуатации электростанций» и введено на железнодорожном транспорте приказом МПС № 668/ЦЗ от 2 октября 1950 г.

Основной целью этих испытаний является проверка экономичности работы агрегатов электростанций и установление наивыгоднейших режимов их эксплуатации, при которых достигаются максимальные значения к. п. д.

Всесоюзным научно-исследовательским институтом железнодорожного транспорта (ЦНИИ) разработаны «Инструктивные указания о порядке производства эксплуатационных испытаний паровых котлов, локомотивов и двигателей внутреннего сгорания», изданные Трансжелдориздатом в 1953 г. Этими «Указаниями» рекомендуется пользоваться на железнодорожных электростанциях для всех типов локомотивов, двигателей внутреннего сгорания и паровых котлов производительностью от 2 до 12 т пара в час, оборудованных слоевыми механическими или ручными топками.

Для более крупных котельных устано-

вок, а также для паротурбинных агрегатов следует пользоваться «Инструкцией по проведению эксплуатационных испытаний котельных агрегатов» (Госэнергоиздат, 1949 г.) и «Инструкцией по проведению эксплуатационных испытаний паровых турбин на электростанциях» (Госэнергоиздат, 1948 г.).

Котельные установки испытываются для:

установления норм расхода топлива на производство пара;

выявления производительности котла при нормальных параметрах пара (температуры перегрева, давления, качества пара);

определения к. п. д. и величины тепловых нагрузок потребителей и их зависимости от нагрузки котла;

выявления мероприятий по повышению экономичности и улучшению работы оборудования;

определения зависимости основных режимных показателей работы котла (температуры и качества пара, температуры уходящих газов, коэффициента избытка воздуха, давления и разрежения по газо-воздушному тракту и т. п.) от нагрузки котла;

установления наивыгоднейших режимов работы топки и котла для разных нагрузок (толщина слоя топлива, скорости цепной решётки или подачи забрасывателя, частоты очисток, давления дутья, разрежения в топке и за котлом и т. п.).

Опыты проводятся с соблюдением следующих условий:

режим работы котла и топки при заданной нагрузке должен поддерживаться в соответствии с результатами, достигнутыми при наладке котла;

за 2 часа до начала опыта необходимо установить и поддерживать на котле нагрузку и режим топки одинаковые с намеренными для опыта;

в течение опыта колебания нагрузки котла не должны быть более $\pm 15\%$ от средней нагрузки за опыт. Допускаются отдельные броски нагрузки до $\pm 20\%$ в течение не более 5 мин.;

в случае проведения опыта вскоре после растопки котла для достижения установившегося теплового состояния должна быть обеспечена продолжительность работы от момента включения котла в магистраль под нагрузку до начала опыта не менее 24 час., причём последние 4 часа котёл должен работать на нагрузке опыта.

Схемы размещения измерительной аппаратуры при испытании котла типа ДКВ с механическим забрасывателем и паровозного котла с механической решёткой показаны на фиг. 17 и 18.

В табл. 19 показаны рекомендуемые способы измерения основных величин или параметров при эксплуатационных испытаниях.

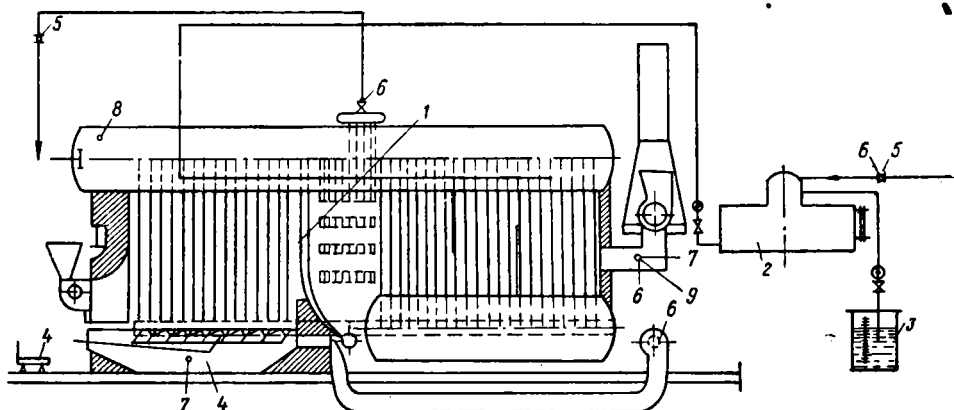
Определение качественных характеристик топлива производится на основании лабораторного анализа средней пробы топлива, который состоит в определении элементного состава рабочей массы топлива, выхода летучих веществ из горючей массы, балласта топлива (влажности и зольности рабочей массы) и низшей теплотворной способности 1 кг рабочего топлива.

Пересчет показателей с аналитической пробы на рабочую массу производится по формуле

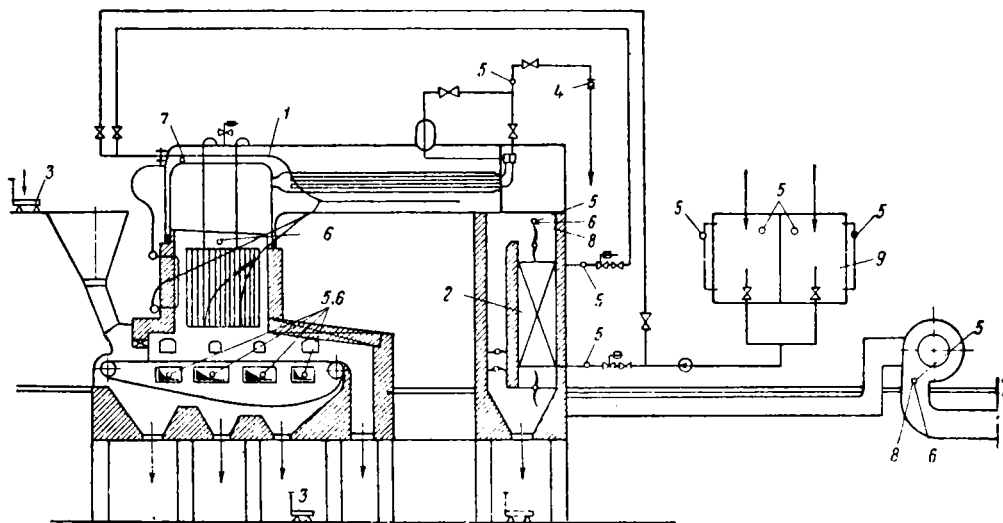
$$C^p = C^a \frac{100 - W^p}{100 - W^a},$$

$$V_e = V^a \frac{100}{100 - (W^a + A^a)},$$

где V^a — выход летучих в аналитической пробе в %;



Фиг. 17. Размещение приборов при испытании котла ДКВ с механическим забрасывателем: 1 — котёл; 2 — деаэрактор; 3 — колодец химически очищенной воды. Устанавливаемые приборы: 4 — весы для взвешивания топлива и очаговых остатков; 5 — расходомер; 6 — термометр; 7 — тягомер; 8 — манометр; 9 — газоанализатор



Фиг. 18. Размещение приборов при испытании паровозного котла с механической решёткой: 1 — котёл; 2 — экономайзер. Устанавливаемые приборы: 3 — весы для взвешивания топлива, очаговых остатков и уноса; 4 — расходомер; 5 — термометр; 6 — тягомер; 7 — манометр; 8 — газоанализатор; 9 — мерный бак

где C^p и C^a — содержание углерода в % соответственно в рабочей и аналитической пробах;

W^p и W^a — влажность в % соответственно в рабочей и аналитической пробах.

Выход летучих веществ из горючей массы V_e подсчитывается по формуле

A^a — зольность топлива в аналитической пробе в %.

Полученные данные сопоставляются с качественными характеристиками марок топлива и определяется действительная марка топлива.

После уточнения марки топлива берутся полные данные по элементному составу и теплотворной способности горючей массы

Т а б л и ц а 19

Способы измерения основных величин или параметров при эксплуатационных испытаниях паровых котлов

Измеряемый параметр или величина	Способ измерения	Примечание
Расход топлива	Взвешивание на вагонеточных или сотенных весах	По возможности взвешивание шлака и провала производится отдельно
Выход очаговых остатков (шлак, провал)	Взвешивание на сотенных или десятичных весах	Более точным является первый способ
Паропроизводительность	Измерение расхода питательной воды с помощью мерных или расходных баков или количества пара, выдаваемого котлом	Этот метод измерения паропроизводительности котла допускается в тех случаях, когда не представляется возможным пользоваться мерными баками
Расход пара	Измерение при помощи острой диафрагмы с дифференциальным манометром	Отбор проб пара при этом осуществляется при помощи щелевого парозаборного зонда
Температура питательной воды	Ртутными термометрами с ценой деления не более 2°	
Давление пара и воды	Пружинными манометрами с ценой деления 0,1 ат.	
Температура воздуха, поступающего в топку	Ртутным термометром со шкалой до 50°	
Температура уходящих газов за котлом и экономайзером	Термопарами с гальванометрами, имеющими шкалу от 25 до 45 мв	
Влажность насыщенного пара	Дроссельным калориметром	
Статические давления и разрежения S по газо-воздушному тракту	Микроманометрами (Креля) при величине S<30 мм и U-образными манометрами при величине S>30 мм	
Анализ продуктов сгорания	Состав продуктов сгорания и степень совершенства процесса горения топлива определяются путём химического анализа на приборе Орса-Фишера	

Т а б л и ц а 20

Формулы пересчёта аналитических данных на рабочую массу

Характеристика	Зольность топлива A^p	Балласт топлива B	Содержание в рабочей массе топлива в %				
			Углерода C^p	Водорода H^p	Серы летучей S^p	Азота N^p	Кислорода O^p
Расчётная формула	$A^p = A^a \times \frac{100 - W^p}{100 - W^a}$	$B = A^p + W^p$	$C^p = \frac{C^a(100 - B)}{100}$	$H^p = \frac{H^a(100 - B)}{100}$	$S^p = S^a \times \frac{100 - B}{100}$	$N^p = \frac{N^a(100 - B)}{100}$	$O^p = 100 - (C^p + H^p + S^p + N^p + B)$

и производится пересчёт на рабочую массу по формулам, приведённым в табл. 20.

Низшая теплотворная способность определяется по формуле

$$Q_n^p = Q_n^a \frac{100 - B}{100} - 6W^p.$$

При сжигании под котлом смеси с процентным содержанием m и n различных углей состав топлива и его теплотворная способность определяются по формулам:

$$C^p = \frac{C_p' m + C_p'' n}{100};$$
$$Q_n^p = \frac{Q_n^{p'} m + Q_n^{p''} n}{100}.$$

Тепловой баланс котельной установки составляется относительно

низшей теплотворной способности 1 кг рабочего топлива, внесённого в топку.

Уравнение теплового баланса имеет вид:

$$\text{в ккал/кг: } Q_p^H = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6;$$

$$\text{в процентах: } 100 = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6 = \eta_{к\gamma} + \sum q_{потерь}.$$

Принятые обозначения:

- Q_1 и q_1 — тепло, полезно использованное (соответственно в ккал/кг и в %);
- Q_2 и q_2 — потери тепла с уходящими газами;
- Q_3 и q_3 — потери тепла от химической неполноты сгорания;
- Q_4 и q_4 — потери тепла от механической неполноты сгорания;
- Q_5 и q_5 — потери тепла на внешнее охлаждение;
- Q_6 и q_6 — потери тепла с охлаждающей водой;

Коэффициент полезного действия

$$\eta_{к\gamma} = q_1 = 100 - \sum q_{потерь}$$

Определение к. п. д. котельной установки можно производить двумя методами: прямым и обратным.

Прямой метод определения к. п. д. основывается на измерениях количества подведенного и полезно использованного в котельной установке тепла.

Прямой метод рекомендуется для испытаний котлоагрегатов небольшой мощности, где его точность выше точности обратного метода. Для крупных котельных агрегатов применяется метод обратного баланса. К. п. д. котельной установки при пользовании прямым методом определяется как отношение тепла, содержащегося в выработанном котлом паре, к теплу, внесённому в топку топливом, а именно:

$$\eta_{к\gamma} = \frac{D(t_{пн} - i_{пв}) \pm \Delta i}{BQ_n^p},$$

где D — количество пара, выработанного котлом, в кг;

$i_{пн}$ — теплосодержание пара, выработанного котлом, определяемое по термодинамическим таблицам водяного пара;

B — расход топлива в кг за период времени, соответствующий выработке пара D ;

Q_n^p — низшая теплотворная способность 1 кг рабочей массы топлива;

$i_{пв}$ — теплосодержание питательной воды, численно равное её температуре;

Δi — прирост (или убыль) теплосодержания воды в котле за счёт несовпадения уровней в водомерном стекле и котлового давления в начале и в конце опыта:

$$\Delta i = (i_1 - i_{пв}) \gamma_1 v_1 - (i_2 - i_{пв}) \gamma_2 v_2,$$

где $\gamma_1, \gamma_2, i_1, i_2, v_1$ и v_2 — удельный вес, теплосодержание и водяной объём котла соответственно в начале и в конце опыта.

Потери на внешнее охлаждение котла для локомобильных и паровозных котлов Q_6 могут быть подсчитаны по формуле

$$Q_6 = \frac{KH}{B_{час}} (t_n - t_{вз}),$$

где K — коэффициент теплопередачи, принимаемый равным от 8 до 12 ккал/м² град. час.;

H — внешняя поверхность котла в м²;

t_n — температура насыщения пара в °С при давлении в котле;

$t_{вз}$ — температура наружного воздуха.

Для котлов водотрубных и паровозных с выносной топкой потери на охлаждение определяются по графику фиг. 19, где по оси ординат отложены потери на охлаждение, выраженные в процентах от Q_n^p , а по оси абсцисс — паропроизводительность котла.

Для котлов с полностью экранированной топкой и металлической обшивкой потери на

охлаждение Q_6 можно подсчитать по формуле ЦКТИ:

$$Q_6 = \frac{350 H}{B_{час}},$$

где H — поверхность обмуровки котла в м².

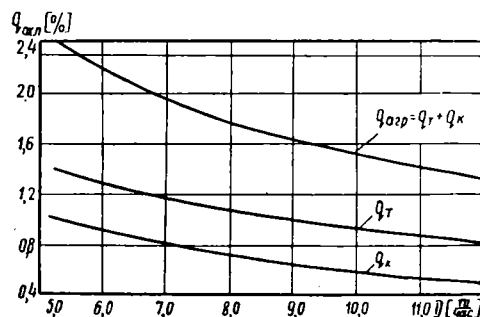
Потери с охлаждающей водой панели имеют место в слоевых топках, оборудованных охлаждающими панелями, не включёнными в общую схему циркуляции котла.

Величина этих потерь в процентах может быть подсчитана по формуле

$$q_6 = \frac{(t_{вх} - t_{вх}) W}{BQ_n^p} 100\%,$$

здесь W — количество воды, идущее на охлаждение панелей, в кг;

$t_{вх}$ и $t_{вх}$ — температура воды на входе и выходе из панелей в °С.



Фиг. 19. График потерь на охлаждение

Потери от механического недожога состоят из потерь в очаговых остатках (шлак и провал) и потерь с уносом топлива.

Потери тепла в очаговых остатках составят:

$$\begin{aligned} Q_{шн} &= Q_{шл} + Q_{пр} = \\ &= \frac{(C_{шл} B_{шл} + C_{пр} B_{пр}) 80}{B_{он}} = \\ &= (C_{шл} b_{шл} + C_{пр} b_{пр}) 80 \text{ ккал/кг}, \end{aligned}$$

$$\text{где } b_{шл} = \frac{B_{шл}}{B_{он}} \text{ кг/кг};$$

$$b_{пр} = \frac{B_{пр}}{B_{он}} \text{ кг/кг};$$

$B_{он}$ — расход топлива в кг за время опытов.

Потери тепла с уносом определяются методом золотого баланса (как остаточный член баланса).

Количество уноса на 1 кг топлива, внесённого в топку, соответственно определится

$$b_{ун} = \frac{A^p - (A_{шл} b_{шл} + A_{пр} b_{пр})}{A_{ун}},$$

где $A_{шл}, A_{пр}, A_{ун}$ — зольность шлака, провала и уноса, определяемая по средней пробе.

Потери с уносом

$$Q_{yn} = 80 C_{yn} b_{yn}.$$

Полная величина потерь с механическим недожогом

$$Q_4 = Q_{un} + Q_{yn} \text{ или } q_4 = q_{un} + q_{yn}.$$

Если по данным лабораторного анализа известна теплотворная способность уноса и очаговых остатков, то потери от механического недожога определяются, как

$$Q_4 = Q_{un}^c b_{un} + Q_{pr}^c b_{pr} + Q_{yn}^c b_{yn}.$$

Потери тепла от химической неполноты сгорания подсчитываются исходя из предположения, что окись углерода СО является единственным продуктом неполного горения, содержащимся в дымовых газах.

Содержание окиси углерода определяется по данным газового анализа по формуле

$$CO = \frac{20,9 - \beta RO_2 - (RO_2 + O_2)}{0,605 + \beta},$$

где β — характеристика топлива, определяемая из выражения

$$\beta = 2,37 \frac{HP - 0,125 OP}{K_{c2}} + 0,005,$$

здесь $K_{c2} = CP - C_{мех} + 0,37$, где $C_{мех}$ — углерод, потерянный в механическом недожоге:

$$C_{мех} = \frac{Q_p^p}{8000} q_4 = \frac{Q_4}{8000}.$$

Потери от химической неполноты сгорания определяются по формуле

$$Q_3 = 56,6 K_{c2} \frac{CO}{RO_2 + CO} \text{ ккал/кг};$$

$$q_3 = \frac{Q_3}{Q_p^p} 100\%.$$

Потери тепла с уходящими газами определяются по формуле

$$Q_2 = g C_{pm} (t_{yx} - t_0),$$

где C_{pm} — средняя теплоёмкость продуктов сгорания в интервале температур от t_0 до t_{yx} ;

t_{yx} — температура уходящих газов в °С;

t_0 — температура воздуха, поступающего в топку;

g — полный вес продуктов сгорания на 1 кг топлива;

$$g = 1 - 0,01 (AP + C_{мех}) + \alpha L_0;$$

L_0 — теоретическое количество воздуха, потребное для сжигания 1 кг топлива, определяемое по формуле

$$L_0 = 0,115 (CP - C_{мех}) + 0,345 HP + 0,043 (S_p^p - OP) \text{ кг/кг};$$

α — коэффициент избытка воздуха:

$$\alpha = \frac{20,9}{(1 + \beta) RO_2}.$$

Средняя теплоёмкость продуктов сгорания C_{pm} определяется по формуле

$$C_{pm} = C_{pca} + \frac{g_{ap}}{g} (C_{pap} - C_{pca}).$$

В табл. 21 приведены значения истинных теплоёмкостей (C_p — ккал/кг·град) для сухих газов и водяных паров. Средняя теплоёмкость в каком-либо интервале температур принимается равной истинной теплоёмкости при средней температуре интервала.

Таблица 21

Истинная теплоёмкость для сухих газов и водяных паров

Температура в °С	Истинная теплоёмкость сухих газов C_{pca}	Истинная теплоёмкость водяных паров C_{pap}
0	0,234	0,442
100	0,237	0,430
200	0,240	0,463
300	0,242	0,477
400	0,245	0,492
500	0,248	0,507
600	0,250	0,523
700	0,253	0,539
800	0,256	0,555
900	0,258	0,571
1 000	0,261	0,585
1 100	0,263	0,599
1 200	0,266	0,612

Вес водяных паров

$$g_{ap} = \frac{9HP + WP}{100} + \delta_s \varphi \alpha L_0,$$

здесь φ — относительная влажность воздуха ($\varphi = 0,7 \div 0,8$);

δ_s — влагосодержание 1 кг воздуха при полном насыщении, определяемое из табл. 22.

Таблица 22

Влагосодержание воздуха при различной температуре

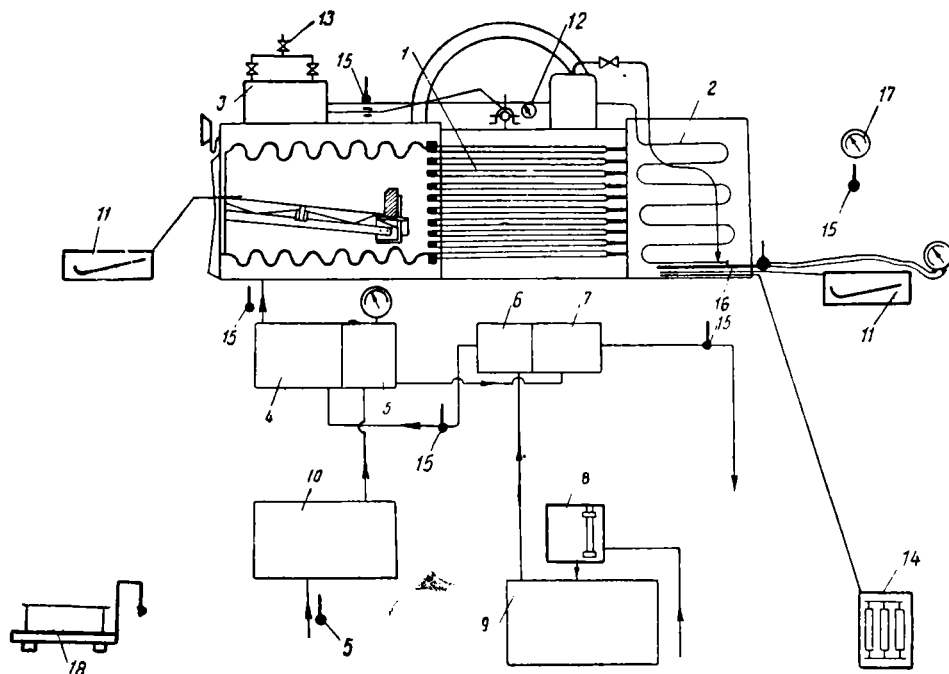
$t_{вз}$	-10°	0	+20°	+30°	+40°
δ_s	0,00165	0,004	0,0152	0,028	0,05

Локомотивные агрегаты подвергаются эксплуатационным испытаниям для определения удельных расходов пара и топлива на выработанный киловатт-час и составления режимных характеристик агрегата.

Котёл локомотива испытывается в соответствии с требованиями, изложенными выше для котельных агрегатов.

Построение режимных характеристик локомотивного агрегата производится на основе результатов испытаний агрегата на максимально длительную, экономическую и частичную нагрузки (100, 75 и 50% номинальной мощности локомотива). Опыт при нагрузке 75%, соответствующей примерно экономической мощности локомотива, дублируется.

Для определения механических потерь машины проводятся дополнительные испыта-



Фиг. 20. Схема размещения приборов при испытании локомотива: 1—котёл; 2—пароперегреватель; 3—паровая машина; 4—водоподогреватель; 5—конденсатор; 6—питательный насос; 7—мокроевоздушный насос; 8—мерный бак; 9—колодец питательной воды; 10—колодец циркуляционной воды. Устанавливаемые приборы: 11—тягомер; 12—тахометр; 13—индикатор; 14—газоанализатор; 15—термометр; 16—термопара с гальванометром; 17—барометр; 18—весы для взвешивания топлива и очаговых остатков

Таблица 23

Способы измерения основных величин и параметров при испытаниях локомотивов

Объекты измерения	Прибор
По котлу	
Расход топлива B_0 кг за опыт	Весы
Выход шлака $B_{шл}$	»
» провала $B_{пр}$	»
Отбор проб топлива и очаговых остатков	Сита 13×13; 6×6; 3×3; 1×1
Расход питательной воды D_0 кг за опыт	Мерный бак
Давление пара в котле P_k кг/см ²	Манометр
Температура перегретого пара в °C	Термометр со шкалой до 360°
Температура уходящих газов $t_{ух}$ в °C	Термопара хромель-алюмелевая с гальванометром
Температура воздуха, подаваемого под решётку, $t_{вз}$ в °C	Термометр со шкалой до 50°
Состав продуктов горения	Прибор Орса-Фишера
Давление воздуха под колосниковой решёткой h в мм вод. ст.	U-образная трубка
Разрежение в топке $S_{тп}$ в мм вод. ст.	Тягомер Креля
Разрежение за котлом S_k в мм вод. ст.	»
По машине и генератору	
Мощность генератора N в кат	Ваттметр
Количество выработанной энергии W в кат·ч	Счётчик
Внутренняя мощность машины	Индикатор типа Майгак
Число оборотов машины n в об/мин	Тахометр
Барометрическое давление $P_{бар}$ в мм рт. ст.	Барометр ртутный
Разрежение в конденсаторе V в мм рт. ст.	Вакуумметр ртутный
Температура выхлопного пара $t_{вых}$ в °C	Термометр со шкалой до 150°
Температура питательной воды до и после подогревателя $t_{пв}$ и $t_{пв}'$ в °C	2 термометра со шкалой до 100°
Температура циркуляционной воды до и после конденсатора t_1 и t_2 в °C	То же

ния её на холостом ходу, при которых снимаются индикаторные диаграммы, замеряется число оборотов, расход питательной воды, начальные и конечные параметры пара. До начала опыта локомотив должен находиться в работе не менее 24 час. и из них не менее 4 час. непосредственно перед испытанием нести нагрузку, намеченную для опыта.

Способы измерения основных величин и параметров при испытаниях локомотивов указаны в табл. 23.

Схема расстановки приборов при испытаниях показана на фиг. 20.

Электрическая мощность замеряется щитовыми приборами: киловаттметром или амперметром, вольтметром и фазометром. Средняя нагрузка машины определяется по разности показаний счётчика, делённой на продолжительность испытаний.

Эффективная мощность определяется по электрической; к. п. д. генератора и ременной передачи принимается по паспортным данным:

$$N_e = \frac{1,36 N_p}{\eta_e \eta_{pn}} \text{ л. с.},$$

где N_p — электрическая мощность в квт;

η_e — к. п. д. электрического генератора;

η_{pn} — к. п. д. ременной передачи.

Внутренняя мощность подсчитывается на основании индикаторных диаграмм, снимаемых одновременно во всех полостях цилиндров машины.

Одновременно же производится и измерение числа оборотов машины, а также отсчёт мощности по электроизмерительным приборам.

Полученные индикаторные диаграммы позволяют найти среднее индикаторное давление по формуле

$$P_i = \frac{F}{l} m,$$

где F — площадь диаграммы в мм²;

l — длина диаграммы в мм;

m — масштаб пружины.

Мощность каждой полости паровой машины подсчитывается по формуле

$$N'_i = \frac{Sn}{60 \cdot 75} F'_k P'_i \text{ л. с.},$$

где S — ход поршня в м;

n — число оборотов машины;

F'_k — рабочая площадь поршня в данной полости в см² (за вычетом площади штока);

P'_i — среднее индикаторное давление в той же полости в кг/см².

Суммарная внутренняя мощность паровой машины \bar{N}'_i подсчитывается по всем одновременно снятым индикаторным диаграммам для каждой полости

$$N'_i = \frac{Sn}{60 \cdot 75} \Sigma (F'_k P'_i) \text{ л. с.}$$

Термический к. п. д. цикла η_t подсчитывается на основании замеров давления и температуры перегретого пара перед маши-

ной, а также абсолютного давления в конденсаторе. Последняя величина определяется по показаниям вакуумметра и барометра:

$$\eta_t = \frac{i_1 - i_2}{i_1 - i_k},$$

где $i_1 - i_2 = H_0$ — представляет собой адиабатический теплоперепад от начального до конечного состояния пара, определяемый по диаграмме;

$i_1 - i_k$ — представляет собой разность теплосодержания перегретого пара i_1 и теплосодержания жидкости i_k при давлении в конденсаторе и температуре насыщения.

Внутренний относительный к. п. д. машины η_{oi} определяется по формуле

$$\eta_{oi} = \frac{632,3}{d_i (i_1 - i_2)},$$

где d_i — удельный расход пара на 1 индикаторную л. с. ч.

Коэффициент регенерации тепла $\eta_{рег}$, учитывающий, что температура подогретой питательной воды ниже температуры насыщения при давлении в конденсаторе, определяется по формуле

$$\eta_{рег} = \frac{i_1 - i_k}{i_1 - i_{пв}}.$$

Механический к. п. д. машины $\eta_{мех}$ определяется по формуле

$$\eta_{мех} = \frac{N_e}{N_i} = \frac{N_e}{N_e - N_{мп}} = \frac{1}{1 + \frac{N_{мп}}{N_e}}.$$

Эффективный к. п. д. машины различают относительный η_{oe} и абсолютный η_e :

$$\eta_{oe} = \eta_{oi} \eta_{мех}$$

и

$$\eta_e = \eta_t \eta_{oi} \eta_{мех}.$$

Удельные расходы пара и топлива. Удельные расходы пара могут быть определены на выработанный киловатт-час, на эффективную и индикаторную л. с. ч.

Замеренный расход питательной воды за опыт D , делённый на количество вырабатанной электроэнергии Σ , даёт средний удельный расход на киловатт-час:

$$d_{cp} = \frac{D}{\Sigma} \text{ кг/квт-ч},$$

или, что то же (после деления числителя и знаменателя на продолжительность опыта в часах τ)

$$d_p = \frac{D_{час}}{N_s}.$$

Удельный расход пара на эффективную л. с. ч.

$$d_e = \frac{D_{час}}{N_e} \text{ кг/э. л. с. ч.}$$

То же на индикаторную л. с. ч.

$$d_i = \frac{D_{\text{нас}}}{N_i} \text{ кг/л. л. с. ч.}$$

Удельный расход натурального топлива b_y определяется по данным испытания локомотива

$$b_y = \frac{B}{\mathcal{E}},$$

где B — расход топлива за опыт в кг;
 \mathcal{E} — количество выработанной электроэнергии в кВт-ч.

Удельный расход условного топлива b_y^y подсчитывается по формуле

$$b_y^y = \frac{BQ_n^p}{7000 \cdot \mathcal{E}} \text{ кг /квт-ч.}$$

Экономический к. п. д. локомотива $\eta_{\text{эк}}$ определяется, как

$$\eta_{\text{эк}} = \frac{860}{b_y^y \cdot 700} = \frac{0,143}{b_y^y}.$$

Вместе с тем экономический к. п. д. локомотива представляет собой произведение

$$\eta_{\text{эк}} = \eta_t \eta_{oi} \eta_{\text{мех}} \eta_{\text{рп}} \eta_{\text{рег}} \eta_{\text{ку}} \eta_{\text{ген}}.$$

Двигатели внутреннего сгорания подвергаются эксплуатационным испытаниям для определения общего состояния двигателя и работоспособности отдельных его элементов, проверки удельных расходов топлива при различных нагрузках, удельного расхода смазки, а также для выявления возможностей улучшения рабочего процесса и экономических показателей двигателей.

В объём эксплуатационных испытаний входят:

проверка безотказного пуска и определение продолжительности пуска холодного двигателя;

испытание действия регулятора при внезапном сбросе нагрузки;

проверка удельных расходов топлива и смазки, а также определение зависимости основных параметров рабочего процесса двигателя от нагрузки (давлений сгорания, температуры охлаждающей воды и выхлопных газов, индикаторной мощности двигателя, экономических показателей и т. п.).

Определение всех показателей производится на основании испытаний при режимах, приведённых в табл. 24.

Перед испытанием двигателя проверяются фазы распределения клапанного механизма и подачи топлива по цилиндрам, зазоры в клапанном механизме, давление распыливания у форсунок, давление сжатия, максимальные давления сгорания по цилиндрам, распределение нагрузки по цилиндрам (предпочтительно посредством индицирования двигателя), а также измерение температуры отходящих газов по цилиндрам.

Двигатель допускается к испытаниям, если у него разница в нагрузке отдельных цилиндров не превышает 10%.

Схема размещения измерительных приборов при испытании двигателя показана на фиг. 21.

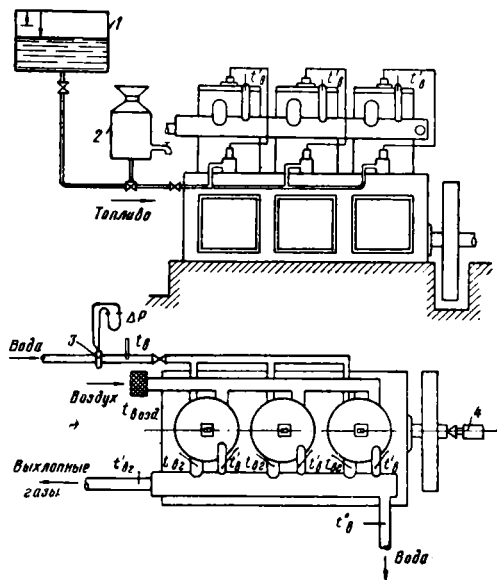
Таблица 24

Характеристика режимов испытаний двигателей внутреннего сгорания

№ режима по пор.	Величина нагрузки в % от номинальной мощности	Продолжительность опыта в часах при цилиндровой мощности в л. с.		
		до 25	от 26 до 100	от 101 и выше
1	100	2	3	4
2	75	1	1	1
3	50	1	1	1
4	Холостой ход	0,5	0,5	0,5

Примечание. Опыты при нагрузках, отличных от полной, производятся при числах оборотов, которые автоматически поддерживаются регулятором, установленным на номинальное число оборотов при номинальной нагрузке.

Методы измерения основных величин и параметров при испытании двигателей внутреннего сгорания показаны в табл. 25.



Фиг. 21. Схема размещения измерительных приборов при испытании двигателя: 1 — основной топливный бак; 2 — контрольный топливный бачок; 3 — расходомер охлаждающей воды; 4 — тахометр;
 $t_{\text{возд}}$ — температура всасываемого воздуха;
 t'_a — температура охлаждающей воды на входе в двигатель;
 t''_a — температура охлаждающей воды на выходе из двигателя;
 t'_a'' — температура охлаждающей воды на выходе из рубашки выхлопного коллектора;
 $t_{\text{вг}}$ — температура выхлопных газов по цилиндрам;
 $t'_{\text{вг}}$ — средняя температура выхлопных газов;
 ΔP — перепад давления в расходомере охлаждающей воды.

Отбор проб топлива и смазки для анализов

Пробы топлива отбираются по 0,5 л в отдельные чистые стеклянные сосуды. Одна проба передаётся лаборатории, другая —

Таблица 25

Методы измерений испытываемых величин

Измеряемый показатель или параметр	Метод измерения	Примечание
Число оборотов двигателя	а) Тахометром б) Суммирующим счётчиком в) По частотомеру, пользуясь формулой $n = \frac{60f}{p}$	Этот способ применим при непосредственном соединении генератора с двигателем
Эффективная мощность двигателя	а) По электрической мощности генератора с учётом к. п. д. генератора б) По индикаторной мощности двигателя с учётом механического к. п. д. и мощности, затрачиваемой на привод вспомогательных механизмов По индикаторным диаграммам, снимаемым:	
Индикаторная мощность двигателя	а) механическим индикатором с цилиндрическими пружинами при $n < 400$ об/мин и со стержневыми пружинами при $n > 400$ об/мин. б) электропневматическим индикатором	Этот способ предпочтительнее, так как этот индикатор не требует ходоуменьшителя
Давления сжатия и сгорания в цилиндре	а) При помощи «гребёнок», снимаемых индикатором при ручном приводе барабана б) Приборами максимального давления (максиметрами)	Замеры топлива по указателю уровня в основном топливном баке не допускаются, как не обеспечивающие необходимой точности измерений Одновременно с измерением расхода газа определяется его температура для приведения расхода к нормальным условиям (0°C и 760 мм рт. ст.) К расходу смазки в граммах на э. л. с. ч., полученному при испытаниях, прибавляется расход смазки на смену масла в картере, исходя из эксплуатационных данных о средней нагрузке двигателя и времени его работы от заполнения циркуляционной системы свежим маслом до его смены
Температура выхлопных газов	Термометрами или термопарами с гальванометрами	
Температура охлаждающей воды	Термометрами, устанавливаемыми перед входом воды в двигатель и на выходе воды из крышек двигателя и рубашки выхлопного коллектора	
Расход охлаждающей воды	а) Мерными баками б) Расходными диафрагмами в) Водомерами	
Расход жидкого топлива	Объёмным методом при помощи специального топливного бачка, подключаемого через трёхходовой край к трубопроводу, подводящему топливо к топливным насосам двигателя	
Расход газообразного топлива	При помощи нормальных расходных диафрагм с дифференциальными манометрами	
Расход смазки	Объёмным методом, определяя разность уровня масла в картере и лубрикаторе и измеряя количество смазки, добавляемой в лубрикатор во время опыта	

контрольная — хранится до получения результатов анализа.

Для определения качества смазки двигателя отбираются две пробы: картерного масла и лубрикаторного.

Проба картерного масла берётся из картера сразу же после окончания режима испытаний, когда масло в картере хорошо перемешано.

Проба лубрикаторного масла отбирается из расходного бака лубрикаторной смазки. Отбирается также две пробы каждого вида смазки по 0,5 л. Одна из проб является рабочей, другая — контрольной.

Пробы горячего газа при испытаниях газовых двигателей отбираются в аспираторы для последующего анализа в газоанализаторе.

При определении теплотворной способности газа по его химическому составу отбор проб газа рекомендуется делать не менее двух раз в течение каждого нагрузочного режима (в начале и в конце каждого режима). В расчёт принимаются средние значения теплотворной способности газа.

Указания к проведению испытаний двигателя внутреннего сгорания

Проверка безотказного пуска и определение продолжительности пуска холодного двигателя проводятся при рабочей температуре помещения, но не ниже +8°.

При испытании действия регулятора при внезапном сбросе нагрузки двигатель должен быть нагружен до номинальной паспортной

мощности и доведён до установившегося теплового состояния (работа с номинальной нагрузкой не менее 1 часа). Производится быстрый сброс (выключение) нагрузки и фиксируется максимальное отклонение числа оборотов двигателя от номинального.

Регулировка двигателя во время проведения испытаний не допускается.

Испытания при всех режимах производятся только после достижения двигателем установившегося состояния, т. е. если показания термометров, указывающих температуру выходящей из двигателя охлаждающей воды, выхлопных газов и масла, при двух замерах, произведённых с интервалом в 10 мин., не отличаются более чем на 3%. Отклонение числа оборотов от среднего, соответствующего данной нагрузке во время испытаний, не должно превосходить $\pm 3\%$.

Колебания эффективной мощности во время испытаний при заданном режиме не должны превышать $\pm 5\%$ от среднего значения. При подсчёте индикаторной мощности двигателя внутреннего сгорания не следует упускать из виду тактность машины, которая учитывается коэффициентом тактности K (для четырёхтактных машин 0,5 и для двухтактных машин 1).

В общем виде формула для определения индикаторной мощности двигателя внутреннего сгорания N_i будет иметь вид:

$$N_i = \frac{P_i F S n K}{60 \cdot 75} \text{ л. с.},$$

где P_i — среднее индикаторное давление в кг/см^2 ;

F — площадь поршня в см^2 ($F = \frac{\pi D^2}{4}$,

где D — диаметр цилиндра);

S — ход поршня в м;

n — число оборотов в мин. вала двигателя;

K — коэффициент тактности.

Значения среднего индикаторного давления для двигателей разного типа и ориентировочный тепловой баланс двигателей внутреннего сгорания приведены в табл. 26 и 27.

Таблица 26

Среднее индикаторное давление для двигателей различного типа

Тип двигателей	Значение P_i в кг/см^2
Нефтяные низкого сжатия	2,5—4,5
Газовые	4,0—7,0
Керосиновые	4,0—6,0
Бензиновые (автомобильные)	6,0—10,0
Стационарные высокого сжатия	
а) четырёхтактные	6,0—10,0
б) двухтактные	5,5—7,8
Быстроходные без наддува	7,0—9,0

Паровые турбины подвергаются эксплуатационным испытаниям для определения их экономических характеристик, оценки работоспособности собственно машины, вспомогательного оборудования и тепловой схемы в це-

Таблица 27

Тепловой баланс двигателей внутреннего сгорания

Составляющие теплового баланса	Расход тепла в %	
	Двигатели высокого сжатия	Двигатели низкого сжатия
Тепло, обращённое в эффективную работу	33—40	20—30
Потери тепла на трение	6—8	4—6
» » с выхлопными газами	28—33	40—45
Потери тепла в систему охлаждения	26—30	20—25

лом, а также для выявления возможностей рационализации и усовершенствования всей паротурбинной установки.

Экономичность парового турбогенератора определяется расходом тепла на выработку 1 квт-ч электроэнергии.

Расходуемое во всей тепловой схеме турбогенератора тепло (в ккал/кг) находится как разность теплосодержания пара, называемая теплоиспользованием пара при вводе в турбину, и теплосодержания конденсата при выходе из конденсатора (если нет регенерации) или питательной воды после последнего по ходу питательной воды регенеративного подогревателя (при наличии регенерации). Таким образом, в процессе испытания турбогенератора необходимо определять весовой расход пара и величину его теплоиспользования для заданного режима (мощности, регулируемого отбора и параметров теплового процесса).

Наиболее сложным в процессе испытаний турбины является выявление возможно более точной связи между расходом пара и развиваемой турбиной мощностью, т. е. $D = f(N)$, поскольку количество факторов, влияющих на эту зависимость, довольно значительно и, кроме того, нужна большая осмотрительность, чтобы не допустить погрешности при пересчётах результатов опытов на номинальные параметры. Поэтому при эксплуатационных испытаниях турбин стремятся в первую очередь обеспечить получение следующих зависимостей:

а) зависимости расхода пара от мощности при номинальных параметрах свежего пара при нормальных условиях работы регенеративной установки;

б) поправочной кривой на давление отработавшего пара в конденсате, с помощью которой зависимость расхода пара от мощности может быть пересчитана на любое устанавливаемое в зависимости от температуры и расхода охлаждающей воды давление в конденсаторе.

Выбор метода проведения испытаний в отношении поддержания постоянства режима машины должен обеспечивать получение наименьших погрешностей как в процессе самих опытов, так и при пересчёте результатов на номинальные параметры. Эта погрешность может быть двух родов:

1) вошедшая в результаты испытания за счёт неизбежных колебаний параметров процессов при проведении опыта;

2) внесённая в результаты испытания за счёт ошибки при приведении результатов опытов к номинальным параметрам. Указанные виды погрешностей существенно зависят от выбранного метода поддержания постоянного режима машины при испытании и способа пересчёта результатов опытов на номинальные параметры.

Из имеющихся трёх методов ведения испытаний: 1) при постоянной мощности; 2) при постоянном расходе пара и 3) при неподвижном парораспределении, ОРГРЭС рекомендует последний метод, как наиболее соответствующий поставленным выше требованиям.

Особенно важно использование этого метода в опытах для определения поправочной кривой на вакуум, когда требуется максимальная точность.

Неподвижность парораспределения достигается упором органов парораспределения в сторону открытия, что предотвращает возможность наброса нагрузки и в то же время не препятствует нормальному закрытию клапанов в случае внезапного сброса нагрузки.

Для того чтобы из-за возможного некоторого повышения частоты сети во время опыта клапаны не могли прикрыться под воздействием регулятора скорости, после установки упора несколькими оборотами синхронизатора устанавливают систему регулирования на повышенное число оборотов.

Если возможно ожидать значительных колебаний начального давления пара, поступающего в турбину, то метод «неподвижного парораспределения» остаётся целесообразным только для конденсационных турбин или для конденсационных опытов при испытании теплофикационных турбин. Опыты же с отбором целесообразно производить при неподвижном парораспределении только в части высокого давления.

В случаях когда неподвижность парораспределения по каким-либо причинам вообще не может быть обеспечена, испытание при переменном вакууме должно проводиться по методу постоянного давления в контрольной

ступени, а остальные опыты—при постоянной мощности.

Предельно допустимые отклонения параметров от номинальных значений и от среднего за опыт приведены в табл. 28.

Типовая программа испытаний турбоагрегата приведена в табл. 29.

Тепловая схема работы турбоагрегата при испытании должна быть оставлена в её принципиальном виде, а осложняющие схему промежуточные подводы и отводы рекомендуется по возможности из схемы исключить, так как влияние этих потоков на общий баланс обычно невелико и может быть учтено с помощью поправочных кривых. Целесообразно также перевести питание деаэратора на посторонний источник.

Определение составляющих расходного баланса турбинной установки и других основных её параметров рекомендуется производить, руководствуясь приведённой в табл. 30 типовой схемой, составленной применительно к турбине с регулируемым отбором пара.

Опыты при переменном вакууме проводятся в виде двух серий при постоянном расходе свежего пара для каждой серии ($D_{ц.в.д.} = \text{макс} = \text{const}$ и $D_{ц.н.д.} = 0,4 \text{ макс} = \text{const}$) в соответствии с табл. 31.

При испытании конденсационной машины схема определения основных параметров работы остаётся неизменной. Упрощается лишь расходный баланс вследствие отсутствия расхода пара в регулируемый отбор.

Опыты при переменном вакууме, необходимые для построения сетки поправок на вакуум, проводятся при отключённом регулируемом отборе (регулятор давления также отключён) и нерегулируемых отборах на подогреватели высокого давления и на деаэратор. Отборы пара на подогреватели, расположенные до деаэратора (по ходу конденсата), остаются включёнными. В качестве контрольной ступени для измерения давления используется обычно ступень после какой-либо камеры отбора, давление перед

Таблица 28

Допустимые отклонения величин при испытаниях турбин

Параметры	Отклонения средних за опыт величин от номинальных			Отклонения от среднего за опыт значения		
	Турбины			Турбины		
	конденсационные	с противодавлением	с отбором пара	конденсационные	с противодавлением	с отбором пара
Давление свежего пара при сопловом регулировании	$\pm 5\%$	$\pm 5\%$	$\pm 5\%$	$\pm 5\%$	$\pm 5\%$	$\pm 5\%$
Температура свежего пара	$\pm 25^\circ\text{C}$	$\pm 25^\circ$	$\pm 25^\circ$	$\pm 10^\circ$	$\pm 10^\circ$	$\pm 10^\circ$
Противодавление или давление в регулируемом отборе	—	$\pm 5\%$	$\pm 5\%$	—	$\pm 5\%$	$\pm 5\%$
Адиабатический перепад тепла	—	$\pm 7\%$	$\pm 7\%$	—	$\pm 5\%$	$\pm 5\%$
Расход свежего пара	$\pm 7\%$	$\pm 7\%$	$\pm 7\%$	$\pm 5\%$	$\pm 5\%$	$\pm 5\%$
Расход пара из регулируемого отбора	—	—	—	—	—	—
Количество обогреваемого конденсата в системе регенерации	$\pm 7\%$	—	$\pm 7\%$	$\pm 5\%$	—	$\pm 5\%$
Температура охлаждающей воды	—	Без ограничений	—	$\pm 5\%$	—	$\pm 5\%$
Расход охлаждающей воды	$\pm 10\%$	—	$\pm 10\%$	—	—	—
Абсолютное давление в конденсаторе	Без ограничений	Без ограничений	Без ограничений	$\pm 10\%$	—	$\pm 10\%$
Число оборотов	$\pm 3\%$	$\pm 3\%$	$\pm 3\%$	—	—	—
Мощность	—	—	—	$\pm 5\%$	$\pm 5\%$	$\pm 5\%$

Таблица 29

Типовая программа испытаний турбин

Тип турбоагрегата и парораспределения	1-й опыт	2-й опыт	3-й опыт	4-й опыт	5-й опыт	6-й опыт
I. Конденсационный турбоагрегат С групповыми клапанами или дроссельным клапаном без байпаса	$0,5 N_{\text{э}}^H$	$0,75 N_{\text{э}}^H$	—	—	—	—
	$(N_{\text{э}}^H - \text{номинальная электрическая мощность турбоагрегата})$					
С дроссельным и байпасным клапанами или с дроссельными и групповыми клапанами	$0,5 N_{\text{э}}^{\text{эк}}$	$0,75 N_{\text{э}}^{\text{эк}}$	$N_{\text{э}}^{\text{эк}}, \frac{N_{\text{э}}^{\text{эк}} + N_{\text{э}}^H}{2}, N_{\text{э}}^H$			
	$(N_{\text{э}}^{\text{эк}} - \text{экономическая мощность турбоагрегата})$					
II. Турбоагрегат с одним регулируемым отбором Конденсационный режим с выключенным регулятором давления Конденсационный режим с включенным регулятором давления Режим с регулируемым отбором: а) открытие клапанов ч. в. д.			По пп. 1 и 2 раздела I			
	То же:					
	$0,75$ I кл.	I кл.	I кл. $0,5$ II кл.	I кл. II кл.	I кл. II кл. $0,5$ III кл.	I кл. II кл. III кл.
б) примерный расход пара регулируемого отбора в % от номинального	30	30	30	70	100	100

Примечания. 1. Расход пара в 1-м опыте должен быть менее 30% номинального. В остальных опытах величина отбора может быть несколько изменена так, чтобы генератор во время опытов не перегружался по току.
2. Во всех опытах отбор пара на деаэратор закрыт; деаэратор питается посторонним паром.

Таблица 30

Определение основных параметров турбинной установки

Составляющая расходного баланса или контролируемый параметр	Способ измерения (определения) или контроля
I. Расходный баланс установки: а) Расход свежего пара	По измерению дроссельным прибором на паропроводе
б) Расход пара в регулируемый отбор	По измерению дроссельным прибором ¹ (если отбор теплофикационный — по измерению расхода дренажа бойлеров)
в) Расход пара на регенеративные подогреватели	Определяется из теплового баланса подогревателей при известном расходе конденсата или питательной воды, нагрева в подогревателях и параметрах пара отборов
г) Расход отработавшего пара	По измерению дроссельным прибором расхода конденсата отработавшего пара за конденсатными насосами
II. Процесс расширения пара в турбине	По измерению параметров свежего пара и в линиях отборов у турбины по общему балансу турбогенератора
III. Работа системы парораспределения	По измерению давления за парораспределительными клапанами совместно с данными расходного баланса
IV. Работа вспомогательного оборудования	Температурный напор и гидравлическое сопротивление конденсатора и подогревателей — по измерению давления пара и температуры охлаждающей воды, конденсата, питательной воды в конденсаторе и подогревателе

¹ Расход пара регулируемого отбора возможно также определить по измеренным расходам свежего пара и конденсата.

которой может измеряться с помощью ртутного U-образного манометра, что обеспечит максимальную точность. Ступень, следующая за отбором на первый по ходу конденсата регенеративный подогреватель, не может быть контрольной.

Выбор измерительных приборов при проведении испытания паровых турбогенераторов рекомендуется производить в соответствии с указаниями табл. 32, где приведены также данные о желательной периодичности записи показаний приборов и их точности.

Измерение расхода пара (свежего и отборного) рекомендуется производить при помощи нормальных дроссельных диафрагм или сопел. Допустимо использование эксплуатационных дроссельных приборов (нормированных) в случаях, когда их характеристика обеспечивает достаточную точность измерения при режиме, соответствующем минимальному расходу пара по программе испытаний. Минимальным перепадом следует считать 70 мм при пользовании ртутным дифференциальным манометром.

Дроссельный прибор перед началом испытаний должен пройти ревизию в присутствии руководителя испытаний.

Гильза для измерения температуры пара должна устанавливаться перед диафрагмой не ближе $1\frac{1}{2}$ —2 м.

Давление пара, служащее для определения его удельного веса при подсчете расхода по диафрагме, должно определяться только на основании показаний манометра, подключенного на плюсовой стороне дифференциального манометра.

Если диафрагма предназначена только на период испытания, она может быть изго-

Таблица 31

Перечень режимов при переменном вакууме

Режим	Давление конденсата в <i>атм</i>					
	мини- мальное	0,04	0,06	0,08	0,10	0,13
$D_{ц.в.д.} = \text{макс} = \text{const}$	1 опыт	1 опыт	1 опыт	1 опыт	1 опыт	1 опыт
$D_{ц.н.д.} = 0,4 \text{ макс} = \text{const}$	1 опыт	1 опыт	1 опыт	1 опыт	1 опыт	1 опыт

Примечания. 1. Регулятор давления выключен; регулируемый отбор пара закрыт; отбор пара на подогреватель высокого давления и деаэрактор закрыт.
2. Опыты при минимальном давлении в конденсаторе проводятся при минимальной температуре охлаждающей воды и при наибольшем её расходе (опыты для составления сетки поправок на вакуум должны проводиться в холодное время года).

Таблица 32

Указания по выбору измерительных приборов

Наименование измеряемых величин	Применяемый прибор	Максимальное деление шкалы (пределы шкалы)	Цена деления шкалы	Периодичность записи показаний	Точность записи показаний
Давление свежего пара за парораспределительными клапанами	Пружинный манометр	1,5 номинального	0,5—1 <i>атм</i>	Раз в 5 мин.	0,1 <i>атм</i>
Температура свежего пара	Ртутный термометр	Номинальная +30°	0,5—2°	То же	0,2—0,5°
Давление в регулируемом (производственном) отборе	Пружинный манометр	1,5 номинального	0,1—0,2 <i>атм</i>	»	0,1—0,2 <i>атм</i>
Давление в регулируемом (теплофикационном) отборе:					
основное измерение	Пружинный манометр	До 3 <i>атм</i>	0,1 <i>атм</i>	»	0,1 <i>атм</i>
параллельное измерение	Ртутный манометр	1 000 <i>мм</i>	1 <i>мм</i>	»	1 <i>мм</i>
Температура пара регулируемого отбора	У-образный манометр Ртутный термометр	До 360° отбор До 250° теплофикационный отбор 800 <i>мм</i>	0,5—1°С	»	0,1—0,2°
Вакуум в конденсаторе	Ртутный вакуумметр		1 <i>мм</i>	»	0,1 <i>мм</i> (без нониуса 0,5 <i>мм</i>) 0,1°
Температура охлаждающей воды и конденсата в регенерации низкого давления	Ртутный термометр	(0—50°) (50—100°)	0,1—0,2°	»	
Температура питательной воды, дренажей в регенерации высокого давления	Ртутный термометр	Максимальная +50°	0,5—1°	»	0,1—0,2°
Перепад давления в измерительной диафрагме	Ртутный дифманометр	600—700 <i>мм</i>	1 <i>мм</i>	Ежеминутно	1 <i>мм</i>
Мощность генератора	Однофазные ваттметры класса 0,5 по схеме двух ваттметров	—	—	Раз в 2 1/2 мин.	0,5 деления шкалы

товлена из обычной углеродистой стали. Если же предполагается использование диафрагмы и в дальнейшем в качестве эксплуатационной, то материал для неё следует выбирать по данным треста Теплоконтроль, приведенным в табл. 33.

Детали должны быть испытаны на плотность и прочность.

Испытательное (пробное) давление $P_{пр} = K P_{раб}$. Значения коэффициента K даны в табл. 34.

Для установки высокого давления диафрагма изготавливается обычно из материала трубопровода.

Для измерения перепада давления применяется, как правило, двухстекольный дифференциальный манометр, рассчитанный на

Таблица 33

Выбор эксплуатационных диафрагм

Наименование изделий	Температура измеряемой среды в градусах		
	100—400	401—450	451—520
	Марки сталей		
Гильза для измерения температуры и бобышки	10; 15; 20; 25	15М; 20М	20М; 15ХМ ЭИ-257
Измерительные диафрагмы и сопла	15М; 20М	15М; 20М	20М; 15ХМ ЭИ-257

Т а б л и ц а 34

Коэффициент K в зависимости от температуры

Температура в °С	0—120	121—300	301—400	401—475	475—500	501—520
Значение коэффициен- та K	1,5	1,9	2,4	2,8	5,3	6,3
ГОСТ	—	ГОСТ 355—41	—	ГОСТ 356—43		

измерение перепада давления до 600—700 мм (Hg—H₂O).

Для установок высокого давления используются дифференциальные манометры специальной конструкции.

Основное измерение по воде—это определение расхода конденсата отработавшего пара турбины и питательной воды, направляемой в котельную. При испытании

теплофикационных машин измеряется также расход конденсата бойлеров.

Измерение расхода конденсата отработавшего пара производится на напорной стороне конденсатного насоса с учётом требований «Правил № 169 по измерению расхода жидкости, газов и пара при помощи сопел и диафрагм».

При температуре воды выше 100° состояние её определяется не только температурой, но и давлением.

Основные требования, предъявляемые к установке перед испытанием, указаны в табл. 35.

Теплоизмерительные приборы должны проходить государственную проверку в сроки, установленные Комитетом по делам мер и измерительных приборов; обязательной проверке подвергаются также все приборы, выходящие из капитального ремонта.

Периодические проверки теплоизмерительных приборов проводятся лабораторией электростанции или дорожной лабораторией в промежутках между государственными проверками, не реже чем в сроки, указанные в § 445 ПТЭ.

Т а б л и ц а 35

Требования к установке и способы контроля при испытаниях

Элемент турбинной установки	Предъявляемые к установке требования	Способ контроля
Система парораспределения	<ol style="list-style-type: none"> 1. Нормальная последовательность открытия клапанов (перекрыша) 2. Возможность работы на любом режиме (расход свежего и отборного пара от минимума до максимума) при неизменной установке парораспределения 3. Отсутствие заеданий в системе (сочленениях, втулках) 	Предварительное испытание с изменением расхода свежего пара и в отбор от максимума до минимума
Проточная часть турбины	<ol style="list-style-type: none"> 1. Исправное состояние лопаточного аппарата, исключая случаи, когда дефект неустраним 2. Отсутствие солевых отложений в парозапорных и регулирующих органах, сетках и лопаточном аппарате 3. Удовлетворительное состояние уплотнений 	Суточные ведомости, книги ремонтов и ведомость дефектов
Конденсационная установка	<ol style="list-style-type: none"> 1. Чистая поверхность трубок и трубных досок 2. Удовлетворительная водяная плотность 3. Удовлетворительная воздушная плотность 4. Удовлетворительное состояние циркуляционных насосов, чистые сопла и диффузоры эжекторов, исправные холодильники, чистые сопла брызгальных бассейнов 	<p>Осмотр через люки</p> <p>Химический анализ пробы конденсата при холостом ходе или непосредственное измерение протечки циркуляционной воды при остановленной турбине. Допустима протечка не более 0,5% максимального расхода пара в конденсатор</p> <p>Измерение величин выхлопа эжектора или проверка скорости падения вакуума</p> <p>Книга ремонтов, суточные ведомости, ведомость дефектов и осмотр</p>
Система регенерации	<ol style="list-style-type: none"> 1. Нормальная работа схемы при всех режимах 2. Плотность и чистота трубных пучков подогревателей 3. Плотность обводных задвижек и автоматических устройств 4. Наличие надлежащего размера ограничительных диафрагм на трубках откоса паро-воздушной смеси из подогревателей <p>Исправное состояние и действие, отсутствие пропуска в закрытом состоянии</p>	<p>Опробование</p> <p>Опробование, книга ремонтов</p> <p>Контроль по температуре конденсата (питательной воды)</p> <p>Ревизия</p>
Конденсационные горшки, запорная арматура прямой продувки, автоматические водоотводчики, регуляторы питания		Осмотр по месту и ревизия

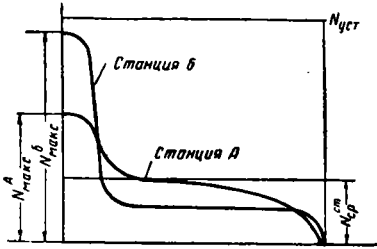
Генераторы, трансформаторы и вся другая электроаппаратура первичного и вторичного напряжения испытываются в соответствии с указаниями, приведёнными в разделе «Испытания электрооборудования» настоящего тома.

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Основные показатели эксплуатации электрических станций приведены в табл. 36—39.

Продукцией, вырабатываемой электростанциями, является электроэнергия и тепловая энергия, получаемая как от теплофикационных агрегатов, так и отпускаемая из котельной в виде острого или редуцированного пара.

Денежные расходы железнодорожных электростанций определяются производствен-



Фиг. 22. Годовые графики нагрузки электростанций по продолжительности

но-финансовым планом электростанции, разрабатываемым по установленной форме. Каждой статье расходов присвоен свой номер

Таблица 36

Показатели выработки продукции

№ по пор.	Наименование показателей	Способ определения или расчёта	Примечание
1	Выработка электроэнергии станцией (общая) $\Sigma_{кат-ч}$	Определяется за соответствующий период времени по сумме показаний счётчиков главных генераторов и генераторов собственных нужд	Электроэнергия, произведённая возбуждателями, сидящими на одном валу с главными генераторами и питающими цепи возбуждения, в величину общей выработки электроэнергии не включается
2	Х. Выработка электроэнергии на тепловом потреблении $\Sigma_{т.кат-ч}$	Определяется по формуле $\Sigma_{т.} = \frac{\Sigma D_{отб} (i_1 - i_{отб}) \eta_{тг}}{860},$ где $D_{отб}$ — количество пара, отпущенного из отбора, в кг; i_1 — начальное теплосодержание пара в ккал/кг; $i_{отб}$ — теплосодержание отбираемого пара в ккал/кг; $\eta_{тг}$ — к.п.д. турбогенератора	При отпуске тепла из нескольких отборов величина $\Sigma_{т.}$ определяется по каждому отбору отдельно, с учётом потенциала отпускаемого тепла
3	Расход электроэнергии на собственные (производственные) нужды электростанций $\Sigma_{сн}$	Определяется по сумме расходов электроэнергии на электростанциях, связанных с производством как электрической энергии, так и тепловой энергии, отпускаемой на сторону	По турбинам противодавления и с ухудшенным вакуумом вся выработанная ими электроэнергия относится к выработке на тепловом потреблении
4	Выработка тепловой энергии на электростанции в мкал	Определяется общим количеством выработанной тепловой энергии в котельной:	
5	Отпуск электроэнергии с шин станции $\Sigma_{отп.кат-ч}$	$\Sigma_{отп} = \Sigma - \Sigma_{сн}$	Выработка электроэнергии Σ , расход энергии на собственные нужды $\Sigma_{сн}$ и отпуск электроэнергии с шин станции $\Sigma_{отп}$ определяются для одного и того же периода времени (год, квартал, месяц и т. д.) (Фиг. 22)
6	Отпуск тепловой энергии (общий) Q мкал	Определяется суммарным количеством тепла, отпущенным: а) на выработку электроэнергии $Q^э$ б) на сторону $Q^{ст}$ (включая технологические и бытовые нужды самой электростанции) $Q = Q^э + Q^{ст}$ Фактический отпуск тепла определяется: а) для пара — по паромерам, теплосодержанию пара, водомерам и термопарам на возвратном конденсате б) для горячей воды — по водомерам и термометрам на прямой и обратной воде	В количество отпущенной на сторону тепловой энергии входит тепло, отпущенное со станции свежим или редуцированным паром из котельной, отборным или другим отработавшим паром или горячей водой, за вычетом тепла, возвращённого на электростанцию конденсата пара и обратной сетевой воды. Возвращённым считается конденсат, пригодный для питания котлов
			Возврат конденсата определяется обычно в % как отношение веса возвращённого конденсата к весу пара, отпущенного со станции тепловым потребителям

(см. «Номенклатуру расходов железных дорог», 1954, раздел XX). Основными расходами являются затраты на топливо (топливная составляющая) и затраты на содержание обслуживающего персонала (штатная составляющая), которые составляют на железнодорожных электростанциях 75—85% всех затрат. Остальные издержки связаны с расходами на

текущий ремонт, смазку, воду, амортизацию, арендную плату, транспортные расходы и т. д. Накладные расходы учитываются в специальных разделах «Номенклатура расходов».

Топливная составляющая себестоимости электроэнергии на железнодорожных электростанциях составляет от 25 до 40% всех издержек производства.

Таблица 37

Показатели режима работы электростанций

№ по пор.	Наименование показателей	Расчётная формула	Обозначения	Примечание
1	Средняя нагрузка электростанции $N_{ср}^{ст}$	$N_{ср}^{ст} = \frac{\mathcal{E}_{год}}{8760}$	$\mathcal{E}_{год}$ — годовая выработка электроэнергии в <i>квт·ч</i> ;	
2	Средняя нагрузка агрегата электростанции $N_{ср}^{агр}$	при $n > 1$ $N_{ср}^{агр} = \frac{\mathcal{E}_{год}}{m}$ при $n = 1$ $N_{ср}^{агр} = \frac{\mathcal{E}_{год}}{t}$	n — число агрегатов; m — число рабочих машино-часов в течение года, равное сумме чисел часов работы каждой машины в течение года, т. е. $m = \sum_{i=1}^n t_i$, где t_i — число часов работы каждого агрегата	При $n = 1$ $N_{ср}^{агр} > N_{ср}^{ст}$ При $n > 1$ и при $m = 8760$ $N_{ср}^{агр} < N_{ср}^{ст}$
3	Число часов использования установленной мощности h_u	$h_u = \frac{\mathcal{E}_{год}}{N_{уст}} = \frac{N_{ср}^{ст} \cdot 8760}{N_{уст}}$	$N_{уст}$ — установленная мощность электростанции в <i>квт</i>	
4	Коэффициент использования установленной мощности K_u	$K_u = \frac{\mathcal{E}_{год}}{N_{уст} \cdot 8760} = \frac{N_{ср}^{ст}}{N_{уст}}$		Связь между показателями h_u и K_u определяется формулой $h_u = K_u \cdot 8760$, т. к. обычно $N_{макс} > N_{уст}$, то следовательно $K_u > K_H$
5	Коэффициент нагрузки станции K_H	$K_H = \frac{N_{ср}^{ст}}{N_{макс}}$	$N_{макс}$ — максимальная нагрузка электростанции за год в <i>квт</i> (наивысшая точка годового графика нагрузки по продолжительности)	
6	Коэффициент использования максимума станции $K_{им}$	$K_{им} = \frac{\mathcal{E}_{год}}{N_{макс} \cdot 8760}$ $K_{им} = K_H$		
7	Число часов использования максимума станции h_m	$h_m = \frac{\mathcal{E}_{год}}{N_{макс}}$		$h_m = K_H \cdot 8760 = K_{им} \cdot 8760$
8	Коэффициент резерва станции K_p	$K_p = \frac{N_{уст}}{N_{макс}} = \frac{K_H}{K_u}$		При $K_p, K_u > K_H$ Иногда коэффициент резерва определяют по формуле $K_p = 1 - \frac{N_{макс}}{N_{уст}}$ таким образом $K_p = 1 - \frac{1}{K_p}$
9	Коэффициент рабочего времени K_{θ}	При наличии на станции агрегатов одинаковой мощности $K_{\theta} = \frac{m}{M} = \frac{\sum_{i=1}^Z t_i}{Z \cdot 8760}$ при Z агрегатах различной мощности: N_1, N_2, \dots, N_Z $K_{\theta} = \frac{N_1 t_1 + N_2 t_2 + \dots + N_Z t_Z}{8760 (N_1 + N_2 + \dots + N_Z)} = \frac{\sum_{i=1}^Z N_i t_i}{8760 \sum_{i=1}^Z N_i}$	m — фактическое число машино-часов (см. вычисления); M — максимально возможное число машино-часов, равное 8760; N_1, N_2, \dots, N_Z — единичные мощности агрегатов в <i>квт</i>	Коэффициент рабочего времени K_{θ} связан с коэффициентом использования K_u выражением $K_u = f_{ср} K_{\theta}$, где $f_{ср}$ — средний коэффициент загрузки агрегатов

Т а б л и ц а 38

Показатели экономичности работы электростанций

№ по пор.	Наименование показателей	Расчётные формулы	Обозначения	Примечание
1	Удельный расход условного топлива на производство электроэнергии b_{ε}^y	$b_{\varepsilon}^y = \frac{B_{\varepsilon}^y}{\varepsilon} \text{ кг/квт-ч}$	B_{ε}^y — абсолютный расход условного топлива в кг, относимый на выработку электроэнергии (см. п. 4); ε — количество произведённой электроэнергии в <i>квт-ч</i>	1. Если B_{ε}^y и ε относятся к году, то и величина b_{ε}^y является среднегодовой
2	Удельный расход условного топлива на производство тепловой энергии, отпущенной на сторону с электростанции, b_m^y	$b_m^y = \frac{B_m^y}{Q} \text{ кг/мгкал}$	B_m^y — абсолютный расход условного топлива в кг, относимый на производство тепловой энергии, отпущенной на сторону (см. п. 3); Q — количество тепловой энергии, отпущенной на сторону с электростанции, в <i>мгкал</i>	
3	Абсолютный расход условного топлива, относимый на производство тепловой энергии, отпущенной на сторону с электростанции, B_m^y	$B_m^y = \frac{\Sigma Q_n^{отп} + \Sigma Q_{гв}^{отп} + \Sigma Q_{пот}}{\eta_{ку} \cdot 7000}$	$\Sigma Q_n^{отп}$ — отпуск тепла в виде пара на сторону как непосредственно из котельной, так и из отборов турбины или противодавления в <i>мгкал</i> ; $\Sigma Q_{гв}^{отп}$ — отпуск тепла с горячей водой, вне зависимости от того, какой пар шёл на бойлера, в <i>мгкал</i> ; $\Sigma Q_{пот}$ — потери тепла, связанные с отпуском тепла на сторону, включающие: потери тепла в паропроводах отбора от турбины до точки замера отпуска тепла; потери тепла в бойлерной; потери тепла в дроссельно-увлажнительных установках, паропроводах к ним и от них до точки замера отпуска тепла; потери тепла, связанные с приготовлением добавочной химически очищенной воды, идущей на восполнение невозвращённого с производства конденсата и подпитку теплосетей; потери, связанные с увеличенной продувкой котлов, вызванной невозвратом конденсата; $\eta_{ку}$ — к. п. д. нетто котельной (см. п. 6)	
4	Абсолютный расход условного топлива, относимый на выработку электроэнергии, B_{ε}^y	$B_{\varepsilon}^y = B_{общ}^y - B_m^y$	$B_{общ}^y$ — общий расход условного топлива на электростанции за рассматриваемый период времени (год, квартал, месяц и т. д.)	
5	К. п. д. котельной брутто в % $\eta_{ку}^{бр}$	$\eta_{ку}^{бр} = \left[\frac{D_{\kappa}^{бр} (i_{\kappa}^n - i_{пв}) + D_{\kappa}^{сн} (i_{\kappa}^n - i_{пв}) + D_{пр} (i_{пр} - i_{пв})}{B_{\kappa}^y \cdot 7000} \right] \cdot 100\%$	$D_{\kappa}^{бр}$ — вся выработка котельной перегретого пара (включая расход перегретого пара на собственные нужды) в <i>т</i> ; i_{κ}^n — теплосодержание перегретого пара, замеренное за пароперегревателем котла, в <i>ккал/кг</i> ; $D_{\kappa}^{сн}$ — отпуск насыщенного пара котлами на собственные нужды в <i>т</i> ; i_{κ}^n — теплосодержание насыщенного пара в <i>ккал/кг</i> ;	

Продолжение

№ по пор.	Наименование показателей	Расчётные формулы	Обозначения	Примечание
6	К. п. д. котельной нетто в % $\eta_{ку}^н$ %	$\eta_{ку}^н = \left[\frac{D_{кр}^{\delta p} (i_{кр}^н - i_{нс}) + D_{кр}^{сн} (i_{кр}^н - i_{нс}) + Q_{исп}}{B_{кр}^y \cdot 7000} - \frac{-D_{пр} i_{пр} - \Sigma Q_{кр}^{сн}}{B_{кр}^y \cdot 7000} \right] \cdot 100\%$	<p>$D_{пр}$ — количество продувочной воды в т; $i_{пр}$ — теплосодержание продувочной воды в ккал/кг; $i_{нс}$ — теплосодержание питательной воды, замеренное перед экономайзером, в ккал/кг; $B_{кр}^y$ — общий расход условного топлива в котельной за рассматриваемый период времени (год, квартал, месяц и т. д.) в т; $\Sigma Q_{кр}^{сн}$ — расход тепла в паре на собственные нужды котельной (тепло пара минус тепло возврата) в мкал; $Q_{исп}$ — используемое тепло продувки котельной, определяемое, как сумма используемого тепла продувки для различных целей, в мкал</p>	
7	Удельный расход условного топлива на один отпущенный квт-ч $b_{отп}^y$ квт-ч	$b_{отп}^y = \frac{B_{отп}^y}{\mathcal{E}_{отп}} \text{ кг у. т. / квт-ч}$		

Определяется топливная составляющая себестоимости электроэнергии $C_{от}$ по удельному расходу топлива на выработку 1 квт-ч электроэнергии $b_{от}$ и цене топлива за 1 кг у. т. $\Pi_{т}$, включающей затраты по доставке непосредственно к котельному агрегату или к двигателю внутреннего сгорания:

$$C_{от} = b_{от} \Pi_{т}.$$

Прогрессивными значениями удельных расходов топлива для железнодорожных электростанций в соответствии с решением Коллегии МПС являются: для локомотивных электростанций — 1,3 кг/квт-ч и для дизельных электростанций — 0,41 кг/квт-ч.

Штатная составляющая себестоимости электроэнергии определяется величиной затрат на содержание обслуживающего персонала, отнесённых к одному киловатт-часу.

Эта статья расходов для небольших по мощности электростанций является наиболее крупной, достигая в отдельных случаях 50—60% общих издержек производства на электростанциях.

Количество обслуживающего персонала на электростанциях характеризуется так называемым штатным коэффициентом, который представляет собой количество работников, приходящееся на 1000 квт установленной мощности электростанции.

Примерные значения штатного коэффициента для различных тепловых электростанций таковы:

Районные электростанции	5 — 50 чел./1 000 квт
Заводские паротурбинные электростанции	15 — 50 чел./1 000 »
Локомотивные электростанции	50 — 80 чел./1 000 »
Дизельные электростанции	40 — 60 чел./1 000 »

Для электростанции с двигателями, работающими на генераторном газе, штатный коэффициент на 20—30% выше, чем на дизельных электростанциях.

Издержки, связанные с содержанием персонала электростанции, I_z могут быть определены по формуле:

$$I_z = \frac{N_{уст} \Pi_{ш} \mathcal{Z}_z}{1000} \text{ руб.,}$$

где $N_{уст}$ — установленная мощность станции в квт;

$\Pi_{ш}$ — штатный коэффициент электростанции (чел./1 000 квт);

\mathcal{Z}_z — годовая заработная плата одного работника электростанции в руб., включая все виды премиальных сумм и начислений на заработную плату.

Штатная составляющая себестоимости электроэнергии $C_{ш}$ определяется по формуле

$$C_{ш} = \frac{I_z}{\mathcal{E}_{год}} = \frac{N_{уст} \Pi_{ш} \mathcal{Z}_z}{\mathcal{E}_{год}} \cdot 100 \text{ коп./квт-ч,}$$

где $\mathcal{E}_{год}$ — годовая выработка электроэнергии в квт-ч.

Таблица 39

Показатели производства и себестоимости энергии

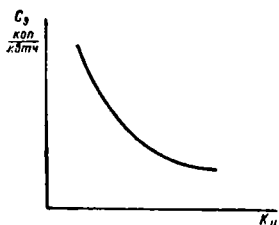
№ по пор.	Наименование показателей	Виды вырабатываемой энергии	Определение показателей	Примечание
1	Валовая продукция	При выработке только электроэнергии При комбинированной выработке электроэнергии и тепловой энергии	Вся выработанная электростанцией электроэнергия в <i>квт-ч</i> Вся выработанная электростанцией: а) электроэнергия в <i>квт-ч</i> ; б) тепловая энергия, идущая на сторону, в <i>мгкал</i>	
2	Товарная продукция	При выработке только электроэнергии При комбинированной выработке электроэнергии и тепловой энергии	Вся электроэнергия, отпущенная с шин электростанции потребителям: а) вся электроэнергия, отпущенная с шин электростанций потребителям; б) вся тепловая энергия, отпущенная на сторону из коллекторов станции	
3	Калькуляционная единица	По электрической энергии По тепловой энергии	1 <i>квт-ч</i> электроэнергии, отпущенной с шин электростанции 1 <i>мгкал</i> тепловой энергии, отпущенной из коллекторов станции	
4	Себестоимость электроэнергии (при отсутствии комбинированной выработки)	Выработанной на электростанции $C_a^э$ Отпущенной с шин электростанции $C_o^э$	$C_a^э = \frac{И}{Э}$, здесь <i>И</i> — суммарные издержки по выработке электроэнергии; <i>Э</i> — общая выработка электроэнергии в <i>квт-ч</i> $C_o^э = \frac{И}{Э_{отп}}$, здесь $Э_{отп}$ — общий отпуск электроэнергии с шин станции в <i>квт-ч</i>	Себестоимость отпущенной энергии потребителю называют иногда «коммерческой» себестоимостью
5	Себестоимость энергии, при комбинированной выработке электрической и тепловой энергии	Выработанной электроэнергии $C_a^{эк}$	$C_a^{эк} = \frac{И^{эк}}{Э}$, здесь $И^{эк}$ — издержки, относимые на выработку электроэнергии	Себестоимость отпущенной электроэнергии, при комбинированной выработке, вычисляется путём замены $Э$ величиной $Э_{отп}$ (см. п. 4)
6	Себестоимость энергии при комбинированной выработке электрической и тепловой энергии	Тепловой энергии, идущей на сторону, $C_{тк}$	$C_{тк} = \frac{И_{тк}}{Q_{ст}}$, здесь $И_{тк}$ — издержки, относимые на выработку тепловой энергии, идущей на сторону; $Q_{ст}$ — общее количество тепла, отпущенного на сторону	В величину $Q_{ст}$ включается отпуск тепла на технологические и бытовые нужды самой электростанции

Прочие расходы. К прочим расходам относятся затраты на текущий ремонт, смазку, обтирку, воду, ремонт инструмента, содержание помещений, накладные расходы и т. д. Вся группа этих расходов в общей сложности составляет, как правило, 12—15% всех издержек по выработке электроэнергии. Наиболее существенную долю этих расходов составляют

затраты на текущий ремонт, которые нормируются в процентах от восстановительной стоимости сооружения, оборудования, инвентаря и т. п.

Амортизационная составляющая принимается для железнодорожных электростанций в размере 8% от восстановительной стоимости основных фондов.

Энергоэкономическая характеристика электростанции пока-



Фиг. 23. Общий вид энергоэкономической характеристики электростанции $C_{\text{э}} = f(K_u)$

зывает изменения себестоимости электроэнергии при изменении общей выработки электростанции. Чем больше выработка электроэнергии и чем выше соответственно коэффициент использования установленной мощ-

ности электростанции, тем ниже себестоимость энергии.

Построение энергоэкономической характеристики производится обычно по отдельным её составляющим. Представляя зависимость топливной и штатной составляющих, а также амортизационной составляющей и прочих расходов от выработки электроэнергии или коэффициента использования установленной мощности электростанции в виде графиков и суммируя последние, получают в конечном счёте энергоэкономическую характеристику станции, как

$$C_{\text{э}} = f(\varepsilon_{\text{год}})$$

или

$$C_{\text{э}} = f(K_u).$$

На фиг. 23 показан общий вид энергоэкономической характеристики электростанции.

ПРИМЕРЫ ВЫПОЛНЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ МЕТРОПОЛИТЕНА

НАЗНАЧЕНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ПОНИЗИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ МЕТРОПОЛИТЕНА

Подземные понизительные трансформаторные подстанции метрополитена предназначены для преобразования электрической энергии высокого напряжения, получаемого от тяговых подстанций, до нужных напряжений для всех потребителей электрической энергии, расположенных в вестибюлях станций, на пассажирских станциях и в тоннелях.

К потребителям электрической энергии, получающим питание от подземных понизительных подстанций, относятся:

- 1) освещение станций, вестибюлей, тоннелей, служебных помещений;
 - 2) санитарно-технические устройства, в том числе:
 - а) водоотливные устройства для откачки дренажных вод,
 - б) фекальные установки,
 - в) вентиляционные установки,
 - г) калориферно-вентиляционные установки,
 - д) установки электрического отопления;
 - 3) устройства сигнализации, электрической централизации, блокировки (СЦБ) и связи;
 - 4) электродвигатели эскалаторов;
 - 5) переносный электрический инструмент и машины, в том числе:
 - а) пылесосы,
 - б) электрические машины для мойки полов станций,
 - в) электроинструмент для накатки и полировки мрамора,
 - г) машины, механизмирующие путевые работы,
 - д) сварочные агрегаты и т. д.
- Так как основная масса потребителей электрической энергии сосредоточена на станциях и в вестибюлях, то для снижения потерь в сетях и экономии кабеля основные пони-

тельные подстанции располагаются в непосредственной близости от пассажирских станций.

Питание силовых нагрузок, установленных вдали от пассажирских станций (на перегонах), осуществляют от малых (тоннельных) понизительных подстанций, расположенных в выработке между путевыми тоннелями на перегонах.

СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ОСНОВНОЙ ПОНИЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ

На фиг. 1 представлена однолинейная принципиальная схема основной понизительной подстанции.

Основная понизительная подстанция получает питание от соседних тяговых подстанций по двум однокабельным вводам 10 кВ (тяговые подстанции питаются от разных центров энергоснабжения).

Нормальным режимом является раздельная работа вводов на секции. К каждой секции шин 10 кВ присоединены:

- ввод с трёхфазным измерительным трансформатором напряжения;
 - трансформатор силовой нагрузки (ТС), понижающий напряжение с 10 кВ до 380 В;
 - трансформатор осветительной нагрузки (ТО), понижающий напряжение с 10 кВ до 220/127 В;
 - трансформатор, питающий устройства СЦБ, понижающий напряжение с 10 кВ до 380 В.
- На линиях, питающих трансформаторы силовой и осветительной нагрузки, установлены выключатели с малым объёмом масла типа ВМГ-133, с соленоидными приводами типа ПС-10 и по два двухобмоточных трансформатора тока.

Высоковольтное распределительное устройство выполняется в виде комплектных распределительных устройств или сборных металлических ячеек с односторонним обслуживанием.

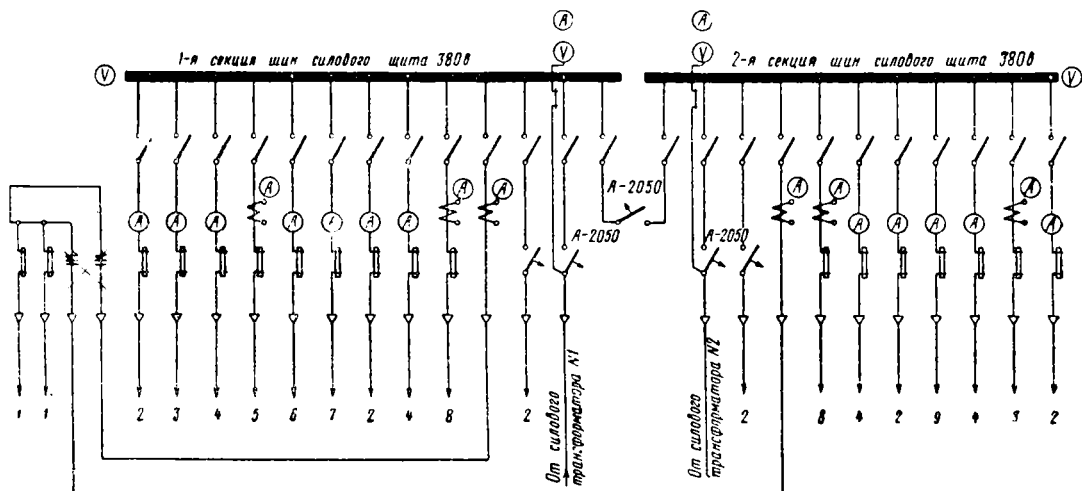
На фиг. 2 дана однолинейная схема силового щита основной понизительной подстанции.

Кабели от трансформаторов силовой нагрузки ТС-1 и ТО-2 подключены к шинам 1-й и 2-й секций через автоматические вы-

нагрузки подключены к 1-й и 2-й секциям шин 220/127 в через рубильники.

От 1-й секции отходят линии: 1 — щитовые (две); 2 — резервируемой секции шин; 3 — путевых ящиков (две).

От 2-й секции отходят линии: 1 — щито-

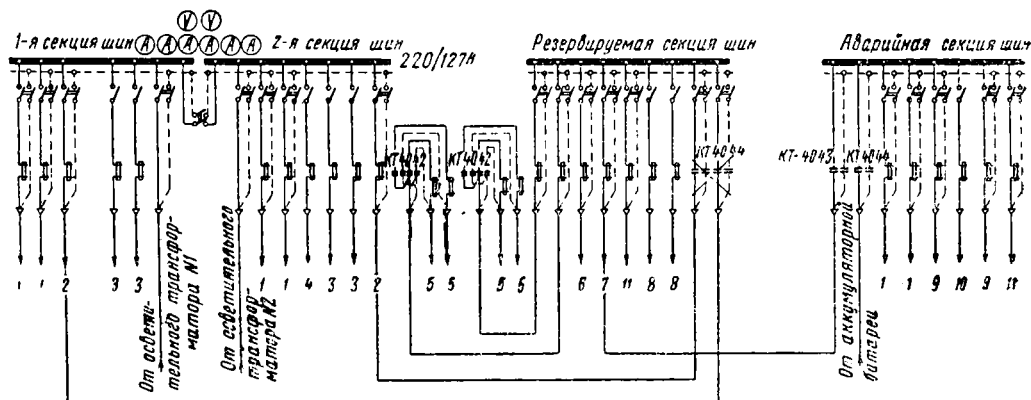


Фиг. 2. Схема силового щита понизительной подстанции

ключатели типа А-2050. Между секциями установлен секционный автоматический выключатель. От секции отходят линии: 1 — резерва на эскалаторную станцию (две); 2 — резервные (шесть); 3 — вентиляции (две); 4 — дренажных перекачек (четыре); 5 — вентиляционной сборки; 6 — двигатель-генератора;

вые (две); 2 — резервируемой секции шин; 3 — путевых ящиков (две); 4 — дистиллятора.

От резервируемой секции шин 220/127 в, которая нормально получает питание от 1-й или 2-й секции шин через контакторы типа КТ-4043, отходят линии: 5 — дополнительного освещения тоннелей (четыре); 6 —



Фиг. 3. Схема щита освещения понизительной подстанции

7 — вентиляции подстанции; 8 — эскалаторной станции (две); 9 — фекальной перекачки.

На линиях установлены рубильники с рычажными приводами и трубчатые предохранители (устанавливаются на задней стороне панели). Распределительный щит осветительной нагрузки 220/127 в скомплектован из магнитных станций и асбошиферных панелей, на шесть линий каждая.

На фиг. 3 дана схема щита освещения понизительной подстанции.

Кабели от трансформаторов осветительной

освещения понизительной подстанции; 7 — аварийной секции шин; 8 — селеновых выпрямителей 60 в (две); 11 — резервная.

Аварийная секция шин 220/127 в получает питание от резервируемой секции через контактор типа КТ-4043, а в случае исчезновения напряжения переменного тока — от аккумуляторной батареи 150 в.

К аварийной секции подключены линии: 9 — рабочего освещения тоннеля (две); 1 — щитовые (две); 10 — аварийного освещения понизительной подстанции; 11 — резервная.

Рубильники и предохранители линии установлены на лицевой стороне щита.

РЕЗЕРВИРОВАНИЕ И ОБЪЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ

Высокие требования, предъявляемые к бесперебойности электроснабжения потребителей, обуславливают наличие резервов во всех звеньях, а при нарушении нормального режима—автоматическое отключение от защит поврежденных элементов и автоматическое переключение потребителей на другой источник питания.

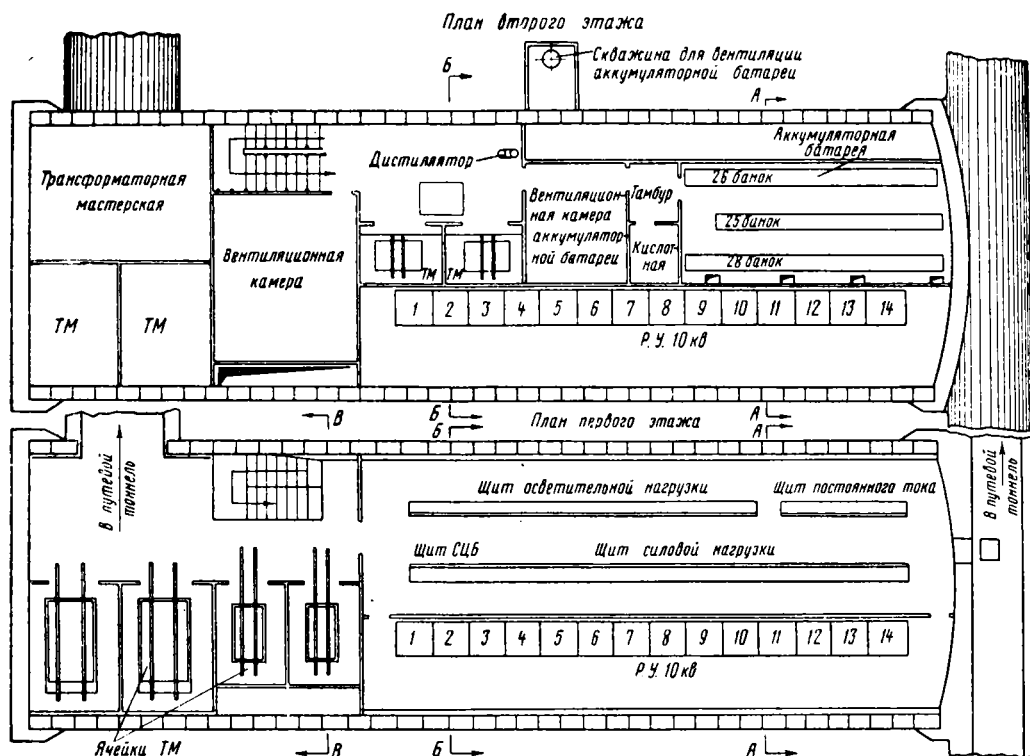
Каждая понизительная подстанция имеет

сигнал о неисправностях, либо, если тяговая подстанция на телеуправлении, при помощи телесигнализации на диспетчерский щит.

КОНСТРУКТИВНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ И РАЗМЕЩЕНИЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ОСНОВНОЙ ПОДЗЕМНОЙ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОНИЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ

На фиг. 4 и 5 даны план и разрезы основной подземной понизительной подстанции.

Понизительная подстанция расположена в продолжении станционного тоннеля, за наклонным ходом.



Фиг. 4. Размещение электрооборудования основной понизительной подстанции (план)

питание электрической энергией от двух независимых питающих центров энергоснабжения (через шины тяговых подстанций).

С целью резервирования на подстанции установлено по два трансформатора силовых, осветительных и СЦБ. Имеется автоматическое замещение на стороне низкого напряжения силовых нагрузок, освещения и шин питания устройств СЦБ.

При исчезновении напряжения переменного тока часть освещения станции, вестибюля и тоннелей переключается на питание от аккумуляторной батареи. Подземные понизительные подстанции рассчитаны на работу без постоянного дежурного персонала.

О всяком нарушении нормального режима оборудования подстанции электродиспетчер будет немедленно поставлен в известность либо через дежурный персонал тяговой подстанции (от ближайшей по расположению к данной понизительной подстанции), куда выведен с понизительной подстанции сборный

Подстанция выполнена в 2,5 этажа.

В полутаже под полом первого этажа расположены маслосточные ямы, вентиляционный канал и кабельный коллектор.

На первом этаже находятся ячейки силовых и осветительных трансформаторов, щиты низкого напряжения и ячейки распределительного устройства 10 кв.

На втором этаже расположен дистиллятор, ячейки трансформаторов СЦБ, аккумуляторная батарея с тамбуром и кислотной, вентиляционная камера аккумуляторной батареи и трансформаторов, мастерская для ремонта трансформаторов.

Подстанция имеет два входа с разных концов помещения.

Двери трансформаторных камер и транспортировочного хода — металлические с резиновыми уплотнениями, все остальные — обычные, деревянные.

Вентиляция трансформаторных камер осуществляется по замкнутой циркуляционной си-

стеме с охлаждением воздуха при помощи ребристого водяного калорифера. При циркуляции воздух непрерывно очищается сетчатыми висциновыми фильтрами.

Для защиты электрооборудования от течи, создаваемой грунтовыми водами, выполнен асбоцементный зонт.

АККУМУЛЯТОРНЫЕ БАТАРЕИ ПОНИЗИТЕЛЬНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

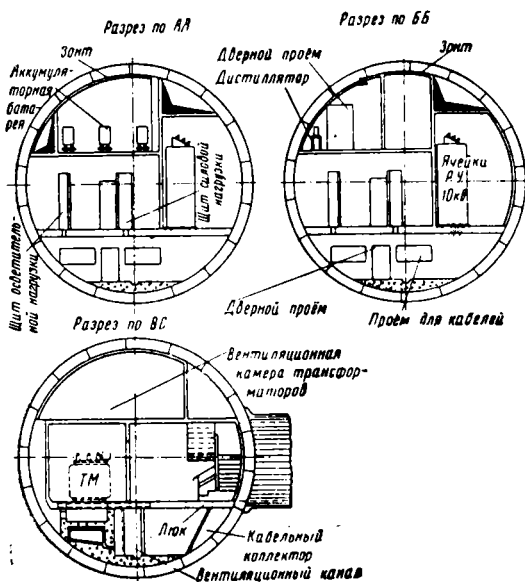
В качестве резервного источника питания освещения станции, вестибюля и тоннелей, подключающегося автоматически на шины аварийного освещения при исчезновении напряжения переменного тока, на основных понизительных подстанциях установлены аккумуляторные батареи.

Кроме того, от шин аккумуляторной батареи получают питание цепи управления и сигнализации, аварийное освещение подстанции, приборы защиты и автоматики.

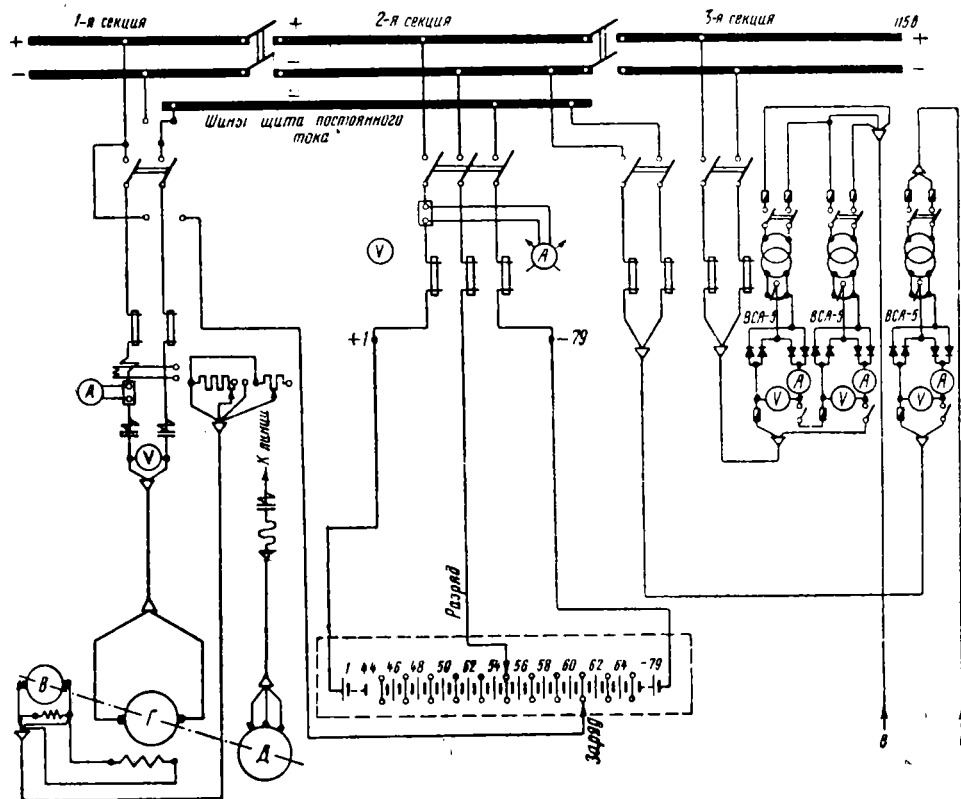
Схема питания шин постоянного тока приведена на фиг. 6.

От аккумуляторной батареи на шит постоянного тока подается два напряжения: 115 в — для цепей защиты, управления и сигнализации и 150 в — для нужд аварийного освещения.

Схема в нормальном режиме предусматривает параллельную работу на шины 115 в аккумуляторной батареи и двух селеновых выпрямителей на 60 в выпрямленного тока, соединенных последовательно. Выпрямители типа ВСА-5 покрывают расход на потребление приборов подстанции и саморазряд аккумуля-



Фиг. 5. Размещение электрооборудования основной понизительной подстанции (разрезы)



Фиг. 6. Схемы зарядных агрегатов и аккумуляторных батарей понизительной подстанции

ляторной батареи, т. е. аккумуляторная батарея работает в режиме постоянного подзаряда.

Часть батареи с 45-го по 79-й элемент обеспечивается постоянным подзарядом третьим селеновым выпрямителем ВСА-5.

На понизительных подстанциях в зависимости от размеров пассажирской станции и протяжённости перегона между станциями установлены аккумуляторные батареи типов от СК-20 до СК-32.

Для глубокого заряда установлен двигатель-генератор.

МАЛЫЕ ТОННЕЛЬНЫЕ ПОНИЗИТЕЛЬНЫЕ ПОДСТАНЦИИ

Малая понизительная подстанция получает питание по двум однокабельным 10-кв вводам от соседних основных понизительных подстанций А и Б.

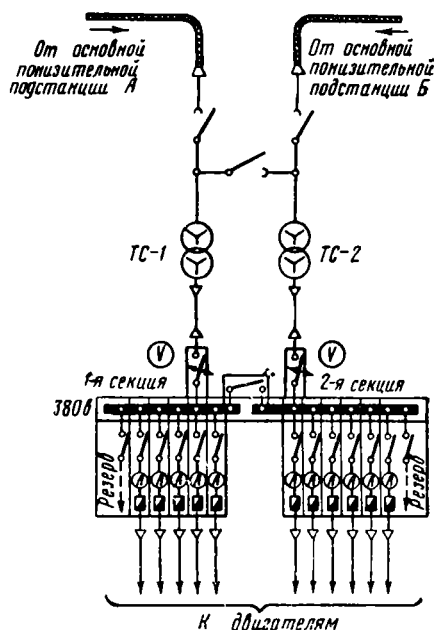
На фиг. 7 приведена принципиальная схема электрических соединений малой тоннельной понизительной подстанции.

На подстанции установлено два силовых трансформатора, понижающих напряжение с 10 кв до 380 в.

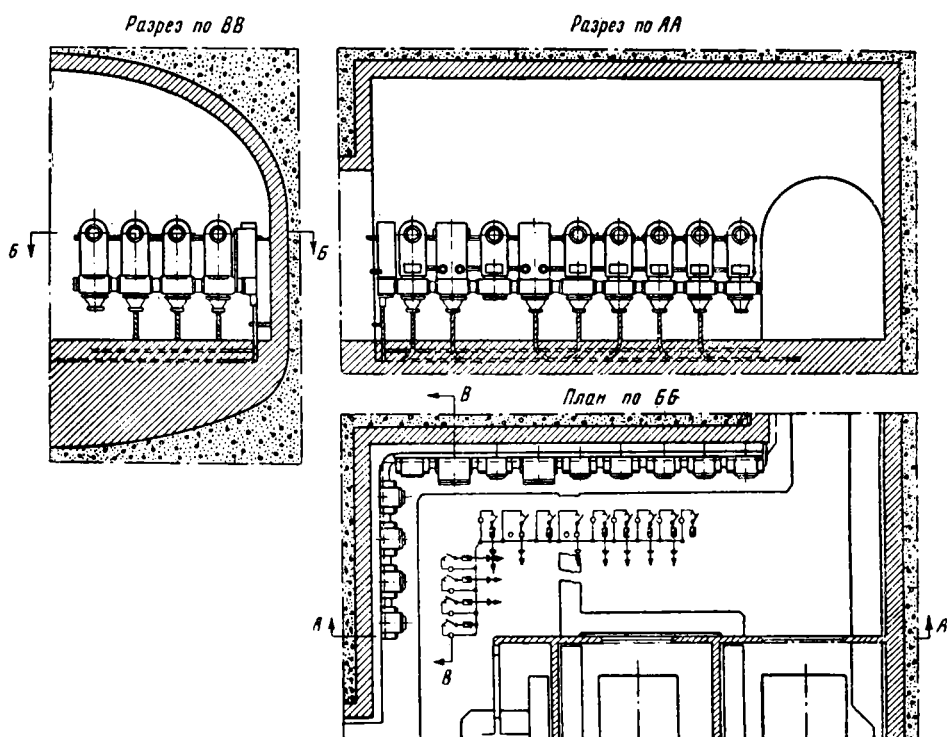
Трансформаторы подключены к шинам 380 в через максимально-нулевые автоматы. Один из трансформаторов является рабочим, а другой — резервным.

На стороне низкого напряжения установлены чугунные ящики типа IIIA с рубильниками, предохранителями и амперметрами.

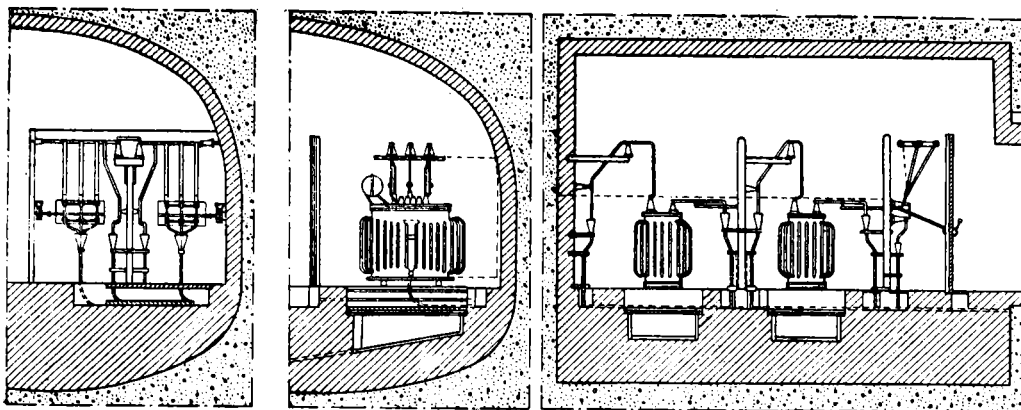
На фиг. 8 даны разрезы и план по РУ низкого напряжения, а на фиг. 9 — разрезы по РУ высокого напряжения и трансформаторным ячейкам.



Фиг. 7. Принципиальная схема электрических соединений малой понизительной подстанции



Фиг. 8. Разрезы и план [РУ] низкого напряжения малой понизительной подстанции



Фиг. 9. Разрезы по РУ 10-кв малой тоннельной подстанции

На малой тоннельной подстанции аккумуляторной батареи нет, так как масляные выключатели вводов установлены на основных понизительных подстанциях.

Питание цепей отключения и цепей тепловой и газовой защиты трансформаторов малой подстанции производится от аккумуляторной батареи соседней основной подстанции.

ЛИТЕРАТУРА

1. С. А. Уль я н о в. Короткие замыкания в электрических системах. Госэнергоиздат, 1952.
2. Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору по режиму короткого замыкания аппаратуры и проводников в электрических установках высокого напряжения. Госэнергоиздат, 1944.
3. «Электрическая часть станций и подстанций». Под редакцией А. А. Глазунова. ГЭИ, 1951.
4. Л. Н. Баптиданов и В. И. Тарасов. «Электрооборудование электрических станций и подстанций». Том 2. ГЭИ, 1953.
5. П. П. Г р у д и н с к и й. «Схемы коммутации электрических станций и подстанций». ГЭИ, 1948.
6. Правила устройства электротехнических установок ГЭИ, 1950.
7. Сборник директивных материалов технического отдела МЭС СССР. Электрическая часть. ГЭИ, 1950.
8. «Электрическая часть станций и подстанций». Под редакцией А. А. Глазунова. ГЭИ, 1951.
9. Л. Н. Баптиданов и В. И. Тарасов. Электрооборудование электрических станций и подстанций. Том II. ГЭИ, 1953.
10. А. А. Васильев. Аккумуляторные батареи в энергосистемах. ГЭИ. 1950.
11. К. Я. Грачёв. Щелочные аккумуляторы. ГЭИ, 1951.
12. Инструкция по эксплуатации стационарных свинцовых аккумуляторных батарей. Дом энергетики Мосэнерго, 1956.
13. Правила устройства электротехнических установок ГЭИ, 1950.
14. Сборник директивных материалов Технического отдела МЭС СССР. Электрическая часть. ГЭИ, 1950.
15. Правила устройства электротехнических установок, вып. 2. Госэнергоиздат, 1951.
16. Руководящие указания по релейной защите, ч. 2 и 3. Госэнергоиздат, 1948.
17. «Руководящие указания по релейной защите, осуществляемой с реле прямого действия и на оперативном переменном токе». Госэнергоиздат, 1943.
18. Федосеев А. М. Релейная защита электрических систем. Госэнергоиздат, 1952.
19. Электротехнический справочник. Под редакцией Чиликина М. Г. Госэнергоиздат, 1952 г. Раздел 39.
20. Баптиданов Л. Н. и Тарасов В. И. Электрооборудование электрических станций и подстанций, т. 3. Госэнергоиздат, 1953.
21. Мельник П. М. Релейная защита на оперативном переменном токе. Гостехиздат УССР, 1952.
22. Беркович М. А. и Семёнов В. А. Основы техники и эксплуатации релейной защиты. Госэнергоиздат, 1954.

ТЯГОВЫЕ ПОДСТАНЦИИ



ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ТОКА ДЛЯ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Основным преобразователем тока на тяговых подстанциях является ртутный выпрямитель.

КЛАССИФИКАЦИЯ РТУТНЫХ ВЫПРЯМИТЕЛЕЙ

Выпрямители классифицируют:

а) по конструкции [разборные (металлические), запаянные (металлические, стеклянно-металлические и стеклянные)];

б) по числу анодов (многоанодные, одноанодные);

в) по роду охлаждения (водоохлаждаемые, воздухоохлаждаемые);

г) по роду зажигания-возбуждения [с непрерывно горящей дугой возбуждения и с синхронным поджиганием (игнитроны)].

Типы и технические данные выпрямителей, выпускаемых заводом Уралэлектроаппарат, приведены в табл. 1.

КОНСТРУКЦИЯ

Разрез разборного многоанодного водоохлаждаемого выпрямителя типа РВ-20 с непрерывно горящей дугой возбуждения показан на фиг. 1. Вакуумный корпус 5 выпрямителя имеет шесть приваренных к нему анодных рукавов и конденсационную камеру; внизу корпус оканчивается катодным фланцем. В верхней части конденсационной

камеры размещены фланцы двух анодов возбуждения 3 и анода (иглы) зажигания 4.

Графитовая головка анода навинчивается на ввод и изолируется от корпуса изолятором. Анодный изолятор с опускающейся вниз цилиндрической частью (хвостовиком) защищает ввод от разряда в тыльную часть и от перекрытия на корпус.

Ввод анода состоит из стержня, фланца и промежуточной трубки.

В катод 2 заливается 2 000 см³ ртути. Изоляция катода от корпуса достигается при помощи фарфорового кольца. Вес выпрямителя 2 360 кг (без воды).

Разрез разборного многоанодного водоохлаждаемого выпрямителя с непрерывно горящей дугой возбуждения (типа РМНВ-1000), выпускаемого заводом Уралэлектроаппарат, показан на фиг. 2. К вакуумному корпусу 3 сверху приваривается крышка.

В отверстия крышки монтируются шесть главных анодов, два анода возбуждения 4 и один анод зажигания 5.

На крышке, кроме того, монтируется вакуумная труба с краном типа ВК-18, не показанная на разрезе, и патрубки водяного охлаждения.

Экран 9 предохраняет верхний внутренний пояс изолятора от металлизации и загрязнений частицами, летящими прямолинейно из района дугового разряда.

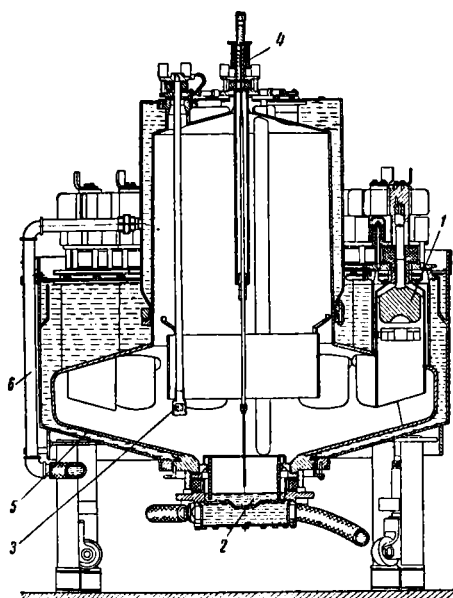
Таблица 1

Технические данные ртутных выпрямителей

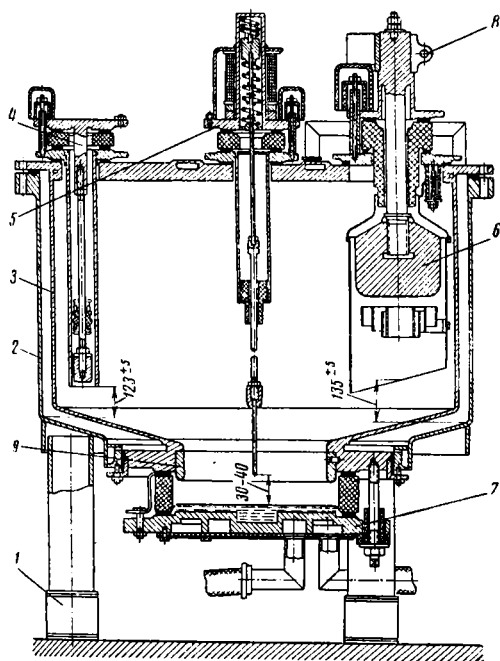
Тип выпрямителя	Номинальное выпрямленное напряжение U_d в в	Номинальный ток I_d в а	Допустимые перегрузки по току		
			в % от I_d	Продолжительность перегрузки	Интервал между перегрузками
РМНВ-500	600	500	} 25 50 100	15 мин.	2 часа
РМНВ-1000	600	1 000		2 мин.	1 час
	825	875		10 сек.	*
РМНВ-500×6	600	3 000	} 25 50	10 мин.	2 часа
	825	2 500		1 мин.	1 час
	1 650	1 000		2 часа	3 часа
	3 300	750	} 50 200	1 мин.	3 часа **
РМНВ-500×12	600	6 000		10 мин.	2 часа
	825	5 000		1 мин.	1 час

* Интервал между перегрузками должен быть таким, чтобы среднеквадратичное значение выпрямленного тока за 1 мин. не превышало номинального.

** Перегрузку в 200% выпрямитель должен выдерживать как после длительной нагрузки током, равным номинальному току, так и в период 50%-ной перегрузки.



Фиг. 1. Разрез ртутного выпрямителя типа RB-20: 1—главный анод; 2—катод; 3—анод возбуждения; 4—анод зажигания; 5—вакуумный корпус; 6—соединительная труба охлаждающей системы

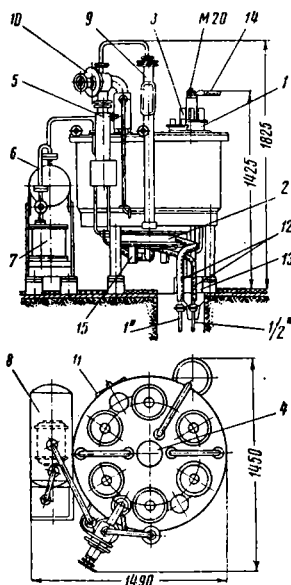


Фиг. 2. Разрез выпрямителя RMNB-1000: 1—опорный изолятор; 2—цоколь; 3—корпус; 4—анод возбуждения; 5—анод зажигания; 6—анод; 7—катод; 8—радиатор; 9—экран

Конструкция анода 6, имеющего графитовую головку, в основном сходна с описанной выше конструкцией анода выпрямителя типа RB-20.

В катод заливается 1 150 см³ ртути. Изоляция катода от корпуса осуществляется так же, как и в выпрямителе типа RB-20. В доннице 7 имеется центральное углубление.

Вода, охлаждающая катод, проходит с большой скоростью по двум сообщающимся кольцевым каналам в доннице.



Фиг. 3. Габаритный чертёж выпрямителя RMNB-500 и RMNB-1000: 1—анод; 2—катод; 3—анод возбуждения; 4—зажигание; 5—ртутный насос; 6—бак предварительного разрежения; 7—насос предварительного разрежения; 8—электродвигатель; 9—манометр; 10—вакуумный кран; 11—щиток вспомогательной проводки; 12—резиновые шланги для охлаждения; 13—сток воды; 14—присоединение анодных кабелей; 15—катодные токоотводы

Габаритный чертёж выпрямителя RMNB-500 и RMNB-1000 приведён на фиг. 3. Вес выпрямителя 1 000 кг (без воды).

Разрез разборного одноанодного водоохлаждаемого вентиля с непрерывно горящей дугой возбуждения, выпускаемого заводом Уралэлектраппарат, показан на фиг. 4. На этом чертеже представлен односеточный вентиль на напряжение 825 в. Вентили на напряжения 1 650 в и 3 300 в имеют две сетки. Из таких вентилях комплектуются выпрямители типа RMNB-500 × 6 (шесть вентилях) и RMNB-500 × 12 (двенадцать вентилях). Вентили монтируются вместе с системой от качки и системой охлаждения на общей раме. Цилиндр корпуса охлаждается водой, протекающей по спиральным каналам.

Анодный ввод подобен по конструкции вводу выпрямителя RMNB-1000.

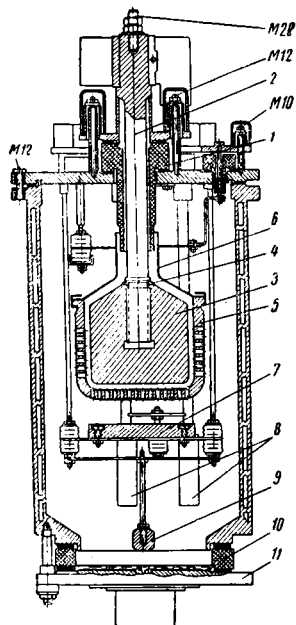
Полая графитовая сетка 5 с цилиндрическими отверстиями даёт возможность аноду работать не только нижней торцевой, но и всей боковой поверхностью. Это снижает падение в дуге, понижает плотность прямого и обратного тока и повышает надёжность выпрямителя.

На крышке вентиля монтируются два анода возбуждения, один или два сеточных

ввода, ввод анода зажигания и вакуумный кран. На отдельной рамке, которая монтируется к крышке вентиля, снизу крепится анод зажигания 9 и графитовый отражатель 7. Он предохраняет сетку и анод от прямой струи ртутного пара и брызг с катода и с другой стороны защищает ртуть катода от чрезмерного нагрева излучением тепла с раскалённой головки анода.

Катод вентиля состоит из катодного изолятора 10 и донницы 11, на которой смонтировано брызгальное устройство (брызгало). В катод заливается 750 см^3 ртути.

В доннице имеется кольцевой канал, по которому с большой скоростью проходит охлаждающая вода, обеспечивая равномер-



Фиг. 4. Ртутный вентиль: 1 — изолятор анода; 2 — ввод анода; 3 — головка анода; 4 — опорная шайба; 5 — сетка; 6 — коронка; 7 — отражатель; 8 — аноды возбуждения; 9 — анод зажигания; 10 — изолятор катода; 11 — донница катода

ное и интенсивное охлаждение ртути, покрывающей донницу слоем толщиной 7 мм.

Габаритный чертёж выпрямителя РМНВ-500 × 6 приведён на фиг. 5. Вес выпрямителя 2 200 кг (без воды).

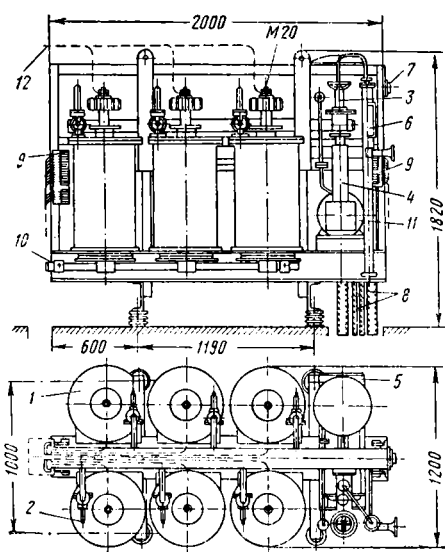
Система откачки. Для создания и поддержания вакуума в разборных выпрямителях служат ртутный насос и насос предварительного разрежения.

Ртутный насос РН-31 имеет производительность 15—20 л/сек и создаёт предельное разрежение 0,01 мм рт. ст. Этот насос может работать против давления 1 200—1 500 мм рт. ст.

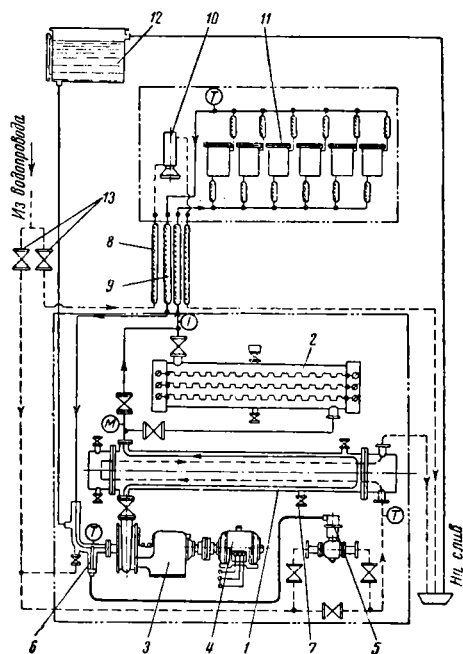
Ртутные насосы непрерывно охлаждаются проточной водой. Расход воды на один насос $2 \div 3 \text{ л/мин.}$

Насос предварительного разрежения ФН-11 имеет производительность 1 л/сек и обеспечивает откачку выпрямителя от 760 мм рт. ст.

Системы охлаждения. Охлаждение выпрямителей РВ-20, РМНВ-500 и РМНВ-1000 допускается проточной водой, если её качества удовлетворяют следующим



Фиг. 5. Габаритный чертёж выпрямителя РМНВ-500 × 6: 1 — вентиль; 2 — вакуумный кран вентиля; 3 — вакуумный кран общий; 4 — ртутный насос; 5 — насос предварительного разрежения; 6 — ртутный манометр; 7 — термосигнализатор; 8 — резиновые шланги для охлаждения; 9 — щитки для вспомогательных проводов; 10 — катодные токоотводы; 11 — электродвигатель; 12 — присоединение анодных кабелей



Фиг. 6. Схема замкнутого циркуляционного охлаждения с теплообменником: 1 — корпус теплообменника; 2 — электроподогреватель; 3 — центробежный водяной насос; 4 — электродвигатель; 5 — терморегулятор; 6 — патрон терморегулятора; 7 — спускной кран; 8 — резиновый шланг 19 мм; 9 — резиновый шланг 51 мм; 10 — ртутный насос; 11 — вентиль выпрямителя; 12 — расширительный бачок, ёмкость 120 л; 13 — вентиль запорный; Т — термометры; М — манометры

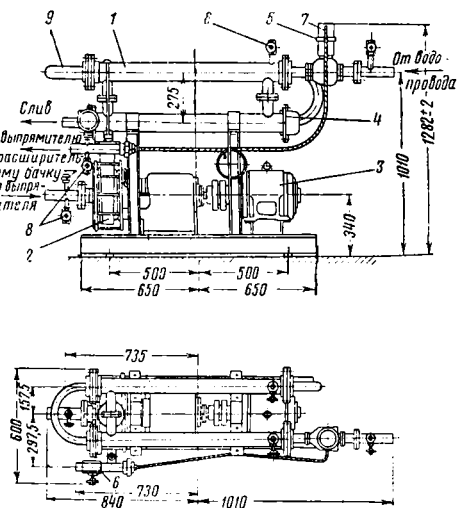
требованиям: общая жёсткость — не более 10^6 шкалы жёсткости ($0,36 \text{ мг/экв}$), электрическое сопротивление — не менее $2000 \text{ ом}\cdot\text{см}$, нерастворимых осадков — не более $0,05 \text{ мг/л}$, температура на входе — не ниже 15°C .

Выпрямители РМНВ-500×6 и РМНВ-500×12 охлаждаются по замкнутой циркуляционной системе с помощью теплообменников. Схема охлаждения представлена на фиг. 6.

Циркуляционные системы и расширительные бачки заполняются дистиллированной водой.

Температура проточной водопроводной воды не должна превышать 25°C .

Теплообменники состоят из следующих основных узлов, смонтированных на общей раме: корпуса, насоса, электродвигателя, терморегулятора и электроподогревателя.



Фиг. 7. Теплообменник на 1 000 а: 1—секция теплообменника; 2—центробежный насос; 3—электродвигатель; 4—нагреватель; 5—терморегулятор; 6—манометр; 7—термометр; 8—клапаны; 9—соединительный калач

На фиг. 7, 8 и 9 представлены теплообменники типа ТВ-1000 на 1 000 а, ТВ-3000 на 3 000 а и КТ-90 на 6 000 а.

Первые два типа относятся к одноходовым теплообменникам с выдвжной системой охлаждающих труб, по которым проходит охлаждающая водопроводная вода.

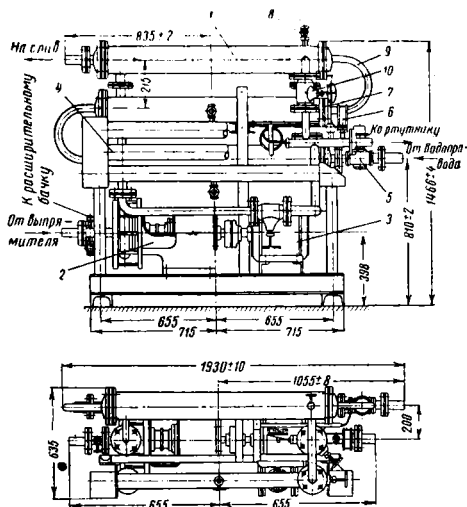
В межтрубном пространстве охлаждается циркуляционная вода, поток которой приводится в движение водяным центробежным насосом. Этот насос соединён при помощи муфты с электродвигателем трёхфазного тока.

Теплообменник КТ-90 имеет приваренные системы охлаждающих труб и относится к двухходовым типам.

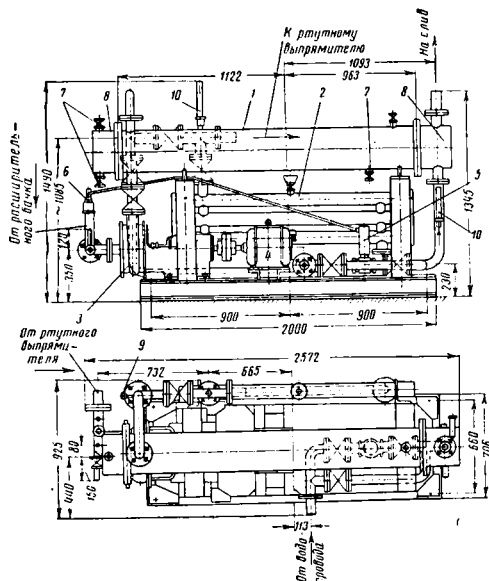
Количество охлаждающей воды регулируется автоматически терморегулятором типа РНД.

Перед пуском выпрямителя проток охлаждающей воды закрывается вентилем, а циркуляционная вода подогревается до требуемой температуры электроподогревателем. Мощность подогревателя 10 кВт .

Электродвигатель питается от сети трёхфазного тока 220/380 в; мощность двигателя $4,5 \text{ кВт}$ при 1 420 об/мин.



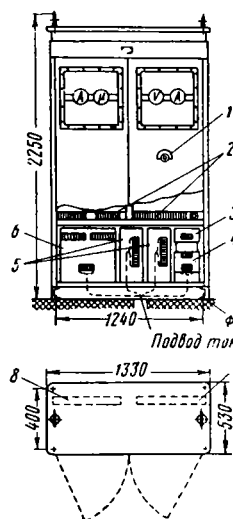
Фиг. 8. Теплообменник на 3 000 а: 1—секции теплообменника; 2—центробежный насос; 3—электродвигатель; 4—нагреватель; 5—терморегулятор; 6—манометр; 7—термометр; 8—клапаны; 9—соединительный калач; 10—клапаны



Фиг. 9. Теплообменник на 6 000 а: 1—корпус; 2—нагреватель; 3—водяной насос; 4—электродвигатель; 5—терморегулятор; 6—патрон терморегулятора; 7—патрубки для слива воды и выпуска воздуха; 8—дно корпуса; 9—манометр; 10—термометр

Шкафы управления. Аппаратура для зажигания и возбуждения выпрямителя размещается в шкафу управления. Шкаф управления ШРВ-1 — для выпрямителей РМНВ-500 и РМНВ-1000. Вес шкафа около 120 кг ; высота 1000 мм ; размеры в плане: $620 \times 350 \text{ мм}$.

Мощность, потребная для питания устройств собственных нужд выпрямителей РМНВ-500 и РМНВ-1000: возбуждение — 1 кВа; ртутный насос — 0,7 кВа; насос предварительного разрежения — 0,5 кВа.



Фиг. 10. Габаритный чертёж шкафа ШРВ-20: 1—реостат регулирования; 2—зажимы, присоединяемые к выпрямителю; 3—панель электроманометра; 4—трансформатор ртутного насоса; 5—сеточные трансформаторы; 6—трансформатор возбуждения; 7—панель управления; 8—панель возбуждения

Для выпрямителей РМНВ-500 × 6 предназначается шкаф ШРВ-20. Его габариты приведены на фиг. 10; вес — 780 кг.

Помимо аппаратуры зажигания и возбуждения в шкафу размещена аппаратура для

питания сеток; принципиальная схема цепей сеточного управления представлена на фиг. 11.

Мощность, потребная для питания устройств собственных нужд выпрямителя РМНВ-500 × 6: возбуждение — 4,5 кВа постоянно, 8 кВа кратковременно (зажигание); сетки — 1 кВа; ртутный насос — 1 кВа; насос предварительного разрежения — 0,5 кВа.

Игнитроны. Разрез запаянного стеклянно-металлического вентилля с синхронным поджиганием (игнитрона) показан на фиг. 12.

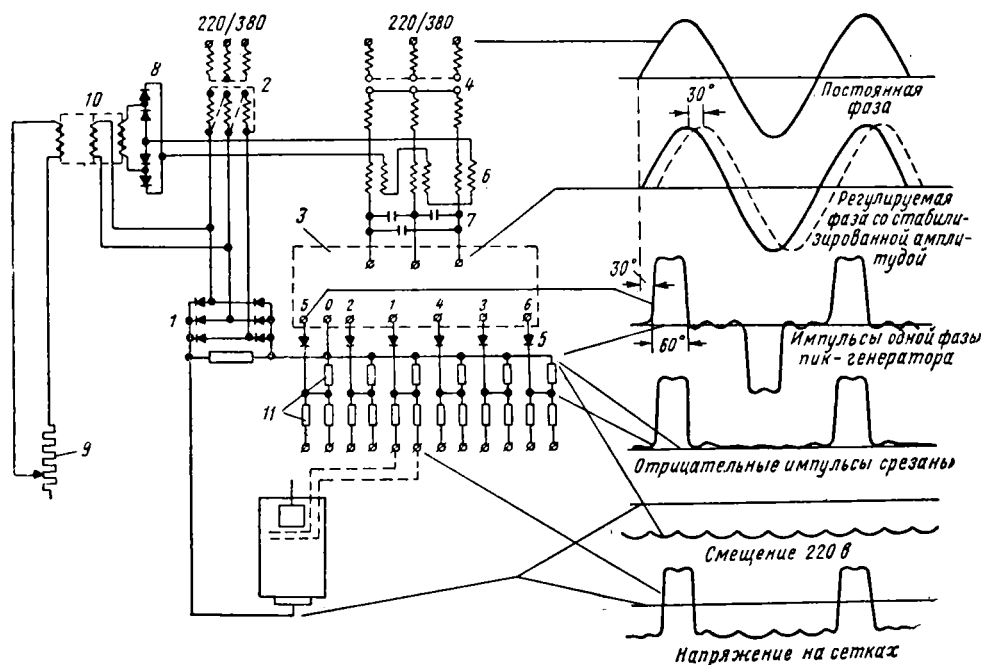
Стеклянная анодная камера 1 сварена снизу с металлическим катодным стаканом 2, а сверху с металлической крышкой 3. Вакуум в баллоне игнитрона установлен при его изготовлении и сохраняется без помощи насосной установки.

В верхней части игнитрона расположен графитовый анод 4, имеющий вид опрокинутой чаши, а внизу на дне катодного стакана 2 находится ртуть, служащая катодом. В ртуть опущены три поджигателя 7, изготовленные из полупроводникового вещества, не смачиваемого ртутью. Внутри анода 4 расположена сетка 6.

Катодный стакан игнитрона охлаждается проточной водой.

Игнитроны монтируются на изоляторах, укрепленных на металлическом каркасе.

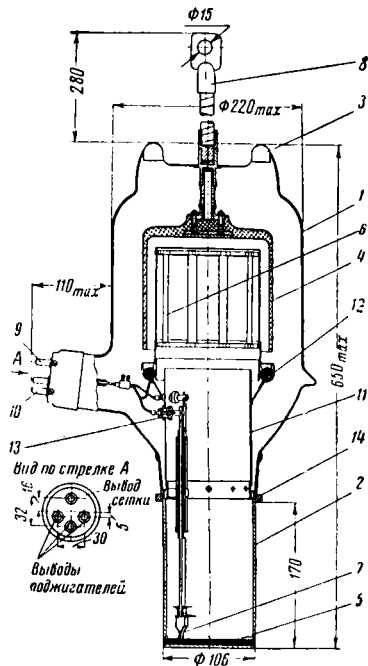
На тяговых подстанциях применяются игнитроны типа И-100/5000. Каждый такой игнитрон имеет номинальный средний анодный ток $I_a = 100$ а и номинальную вентильную прочность 5 000 в.



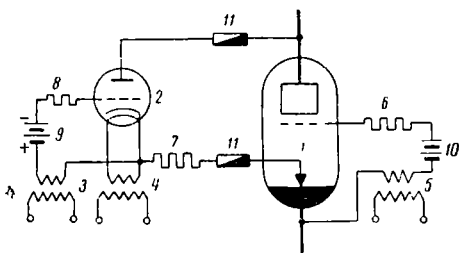
Фиг. 11. Принципиальная схема сеточного управления: 1—выпрямитель смещения; 2—трансформатор смещения; 3—пик-генератор; 4—сеточный трансформатор; 5—купроксный столбик; 6—подмагниченные реакторы; 7—конденсаторы; 8—купроксный столбик; 9—сеточный реостат; 10—электромагнитный регулятор; 11—сеточные сопротивления

Схема цепи поджигания игнитрона приведена на фиг. 13.

Кривые падения напряжения в дуге даны на фиг. 14.



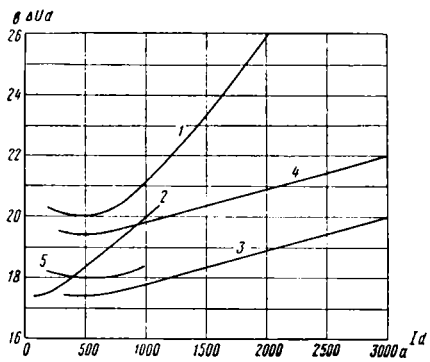
Фиг. 12. Игнитрон И-100/5000: 1—стеклянный баллон вентиля; 2—металлический катодный стакан; 3—металлическая крышка; 4—графитовый анод; 5—ртутный катод; 6—сетка; 7—поджигатель (всего в игнитроне три поджигателя); 8—вывод анода; 9—вывод сетки; 10—выводы поджигателей; 11—манжета; 12—изолятор крепления сетки на манжете; 13—проходной изолятор вывода поджигателя; 14—кольцо для крепления съёмного бака водяного охлаждения



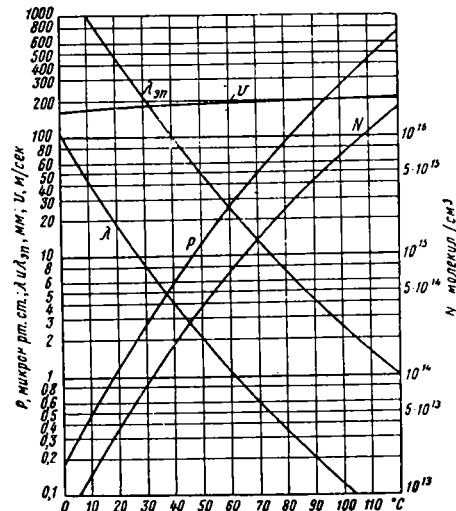
Фиг. 13. Схема поджигания игнитрона: 1—игнитрон И-100/5000; 2—поджигающий вентиль—тиратрон ТГ-25/5000; 3—сеточный трансформатор тиратронов; 4—накальный трансформатор; 5—трансформатор сеток игнитрона; 6—сопротивление керамическое (500 ом, 0,4 а); 7—сопротивление в цепи поджигателя 6 ом, 20 а; 8—сопротивление 20 000 ом, 5 вт; 9—сухая батарея гальванических элементов типа БАС (30 в); 10—сухая батарея типа БАС-80 (80 в); 11—трубчатые предохранители ПСВ-1-6.

ФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Давление насыщенных паров ртути, число молекул в 1 см^3 , средние свободные пробеги молекул и электронов приведены на фиг. 15.



Фиг. 14. Кривые падения напряжения в дуге выпрямителей: 1—выпрямители РВ-20; 2—выпрямители РМНВ-500 и РМНВ-1000; 3—выпрямители РМНВ-500 × 6 с одной сеткой; 4—выпрямители РМНВ-500 × 6 с двумя сетками; 5—игнитронный выпрямитель (шесть вентилях типа И-100/5000)



Фиг. 15. Свойства ртутного пара: p —давление насыщенного ртутного пара в микронах ртутного столба; N —число молекул ртути в 1 см^3 ; λ —средний действительный пробег молекул в мм; $\lambda_{\text{св}}$ —средний свободный пробег электронов в мм; v —средняя арифметическая тепловая скорость молекул ртути в м/сек

СООТНОШЕНИЯ ТОКОВ И НАПЯЖЕНИЙ

На фиг. 16 показана схема включения выпрямителей, где вторичная обмотка трансформатора выполнена в виде m -фазной звезды с нулевым выводом (на фиг. 16 $m=3$).

Выпрямленное напряжение холостого хода (включая падение напряжения в дуге ΔU_d)

$$U_{d0} = \int_{-\frac{\pi}{m}}^{+\frac{\pi}{m}} \sqrt{2} E_a \cos \vartheta d\vartheta = \sqrt{2} \frac{m}{\pi} \sin \frac{\pi}{m} E_a. \quad (1)$$

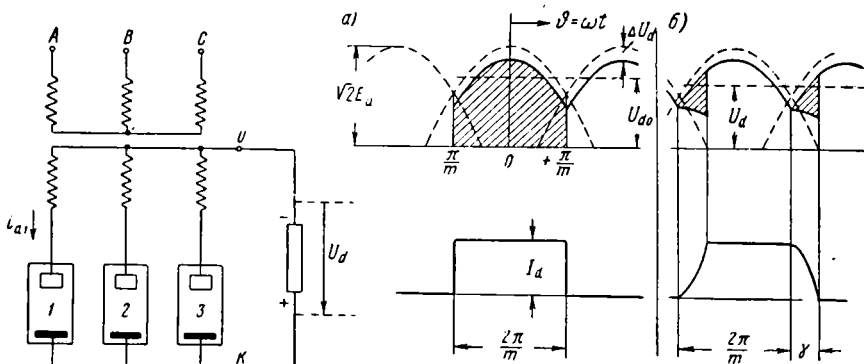
В табл. 2 даются величины коэффициентов $\sqrt{2} \frac{m}{\pi} \sin \frac{\pi}{m}$ для различного числа фаз m .

Таблица 2

Величины коэффициентов $\sqrt{2} \frac{m}{\pi} \sin \frac{\pi}{m}$				
m	2	3	6	12
$\sqrt{2} \frac{m}{\pi} \sin \frac{\pi}{m}$	0,90	1,17	1,35	1,40

Действующее значение анодного тока без учёта коммутации (форма анодного тока схематически принимается прямоугольной)

$$I_{a0} = \sqrt{\frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} i_a^2 d\vartheta} = \frac{I_d}{\sqrt{m}} \quad (4)$$



Фиг. 16. Схема включения m -фазного выпрямителя; образование выпрямленного напряжения и формы анодных токов: а — без учёта коммутации; б — с учётом коммутации

Снижение выпрямленного напряжения при нагрузке

$$U_d - U_a = \frac{I_{ком} X_a}{\frac{2\pi}{m}} \quad (2)$$

где $I_{ком}$ — коммутируемый ток; X_a — реактивное сопротивление, которое встречает ток коммутации в трансформаторе и в питающей сети; основная часть X_a , относящаяся к трансформатору (X'_a), определяется как реактивное сопротивление на фазу в опыте симметричного трёхфазного короткого замыкания вторичной обмотки трансформатора.

На щитке трансформаторов указывается $u_k \%$, связанное с величиной X'_a соотношением

$$X'_a = \frac{u_k \%}{100} \frac{U_p}{k^2 I_{pн}} \quad (3)$$

где $I_{pн}$ — первичный ток при номинальной нагрузке выпрямителя, U_p — первичное фазовое напряжение, k — коэффициент трансформации $k = \frac{U_p}{E_a}$.

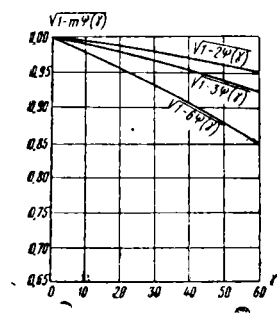
Чтобы от X'_a перейти к X_a , нужно учесть ещё реактанс питающей сети исходя непосредственно из величины мощности короткого замыкания на шинах первичного напряжения подстанции. Для средних условий эксплуатации влияние питающей сети можно учитывать коэффициентом 1,5, т. е. принимать

$$X_a = 1,5 X'_a.$$

С учётом коммутации

$$I_a = I_{a0} \sqrt{1 - m\psi(\gamma)} \quad (4a)$$

Значения $\sqrt{1 - m\psi(\gamma)}$ даны кривыми на фиг. 17.



Фиг. 17. Зависимость функции $\sqrt{1 - m\psi(\gamma)}$ от угла коммутации

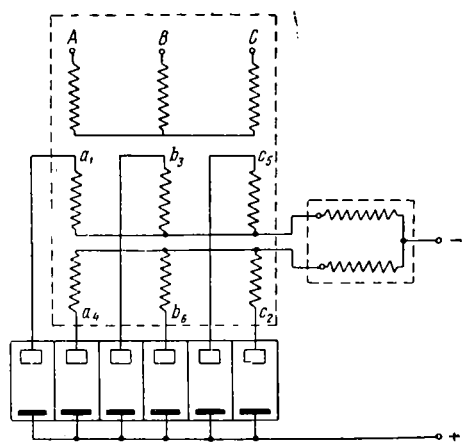
Первичный ток в трёхфазной линии, питающей выпрямительный трансформатор:

$$i_p = \frac{2}{3} \frac{1}{k} \sum_{l=1}^m i_{al} \cos \sigma_l \quad (5)$$

где σ_l — угол между вектором напряжения рассматриваемой первичной фазы и вектором напряжения анода, проводящего ток i_{al} ;
 k — отношение первичного фазового напряжения к анодному.

СХЕМЫ ВЫПРЯМИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Схема «Две обратных звезды с разделяющим реактором». Соединение обмоток выпрямительного трансформатора показано на фиг. 18.



Фиг. 18. Схема «Две обратных звезды с разделяющим реактором»

При холостом ходе выпрямленное напряжение в соответствии с формулой (1) при $m=6$ равно

$$U_{d0} = 1,35 E_a; \quad m=6$$

при критической нагрузке, когда $m=3$,

$$U_{d0} = 1,17 E_a. \quad m=3$$

Снижение напряжения при нагрузке определяется формулой (2) при $I_{ком} = \frac{I_d}{2}$ и $m=3$.

Снижение напряжения, выраженное в процентах от номинального, равно $0,5 u_k\%$ (u_k — напряжение короткого замыкания трансформатора в процентах), или $0,75 u_k$ — с учётом влияния реактанта питающей сети.

Действующее значение анодного тока

$$I_{a\phi} = \frac{I_d}{2\sqrt{3}} = 0,29 I_d.$$

Первичный ток, мгновенные значения которого определяются формулой (5), имеет действующее значение

$$I_{p\phi} = \frac{I_d}{k\sqrt{6}}.$$

Сложная двухтактная схема двенадцатикратной периодичности. Силовая схема приведена на фиг. 19. Выпрямитель имеет две секции — Б и Г. Каждая секция состоит из

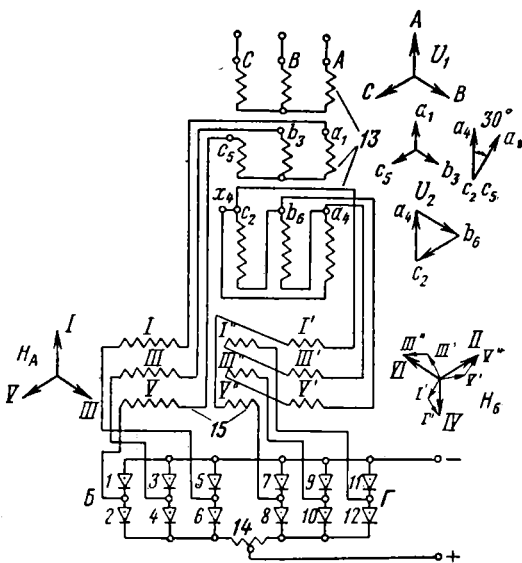
отдельной вторичной обмотки выпрямительного трансформатора и шести одноанодных вентилей, включённых по простой двухтактной схеме.

Разделяющий реактор 14 воспринимает разность мгновенных значений пульсаций напряжения шестикратной периодичности, создаваемых соответственно секциями Б и Г. Секционный делитель 15, осуществляющий трансформаторную связь между линейными токами вторичных обмоток выпрямительного трансформатора 13, служит для достижения равномерного деления тока нагрузки между секциями выпрямителя.

Напряжение холостого хода

$$U_{d0} = 2,34 E_{a*},$$

где E_{a*} — напряжение вторичной обмотки, соединённой звездой. Линейное напряжение вторичной обмотки, соединённой треугольником, равно линейному напряжению $\sqrt{3} E_{a*}$ вторичной обмотки, соединённой звездой.



Фиг. 19. Сложная двухтактная схема двенадцатикратной периодичности: 1—12 — вентили; 13 — выпрямительный трансформатор; 14 — разделяющий реактор; 15 — секционный делитель

Снижение напряжения при нагрузке определяется формулой (2) при $I_{ком} = \frac{I_d}{2}$ и $m=6$ (шесть коммутаций анодных токов в каждой секции за период).

Снижение напряжения, выраженное в процентах от номинального (без учёта реактанта питающей сети) равно $0,25 u_k\%$.

Действующее значение анодного тока

$$I_{a\phi} = \frac{I_d}{2\sqrt{3}} = 0,29 I_d.$$

Действующее значение линейных токов во вторичных обмотках трансформатора равно $\frac{1}{\sqrt{6}} I_d$.

Действующее значение первичного тока

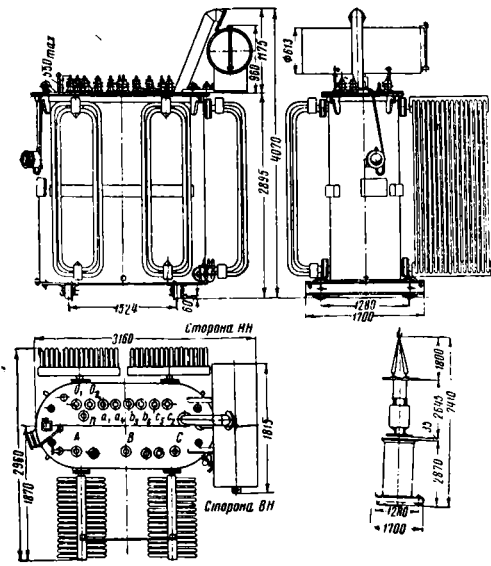
$$I_p = \frac{1}{k} 0,8 I_d.$$

ТИПЫ ВЫПРЯМИТЕЛЬНЫХ
ТРАНСФОРМАТОРОВ

Ртутные выпрямители, изготавливаемые заводом Уралэлектроаппарат, поставляются комплектно с трансформаторами. Данные о трансформаторах изготовления Московского трансформаторного завода им. Куйбышева приведены в табл. 3.

Габаритные чертежи трансформаторов ТМР-3200/35 и ТМР-2400/35 приведены на фиг. 20 и 21. Числовые значения размеров фиг. 21 даны в табл. 4. Там же даны габаритные размеры трансформаторов ТМР-1000/10 и ТМР-560/10, условно отнесенные к фиг. 21.

Веса трансформаторов, разделяющих реакторов и анодного делителя даны в табл. 5.



Фиг. 20. Габаритный чертёж трансформатора типа ТМР-3200/35

Таблица 3

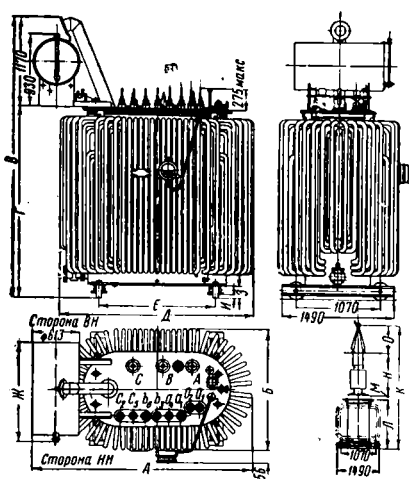
Данные о выпрямительных трансформаторах и их комплектации

$U_d, в$	$I_d, а$	Тип выпрямителя	Тип трансформатора	$U_1, кВ$	$\mu_k, \%$	Тип разделяющего реактора	Допускаемое снижение вы- пряженного на- пряжения, %	Тип анодного делителя
600	500	РМНВ-500	ТМР-560/10	6—10	5,8	ОС-20/6	0	—
	1 000	РМНВ-1000	ТМР-1000/10	3—6—10	4,9	КРОМ-33/35	0	—
	2×1 000	2РМНВ-1000	ТМР-2400/35	6—10	6,7	КРОМ-33/35	0	3×ОС-5/6
	3 000	РМНВ-500×6	ТМР-3200/35	6—10	7,1	КРОМ-125	10	—
	3 000	РМНВ-500×6	ТМР-3200/35	6—10	7,1	КРОМ-250	100	—
825	6 000	РМНВ-500×12	ТМР-5600/35	6—10	9,5	КРОМ-350	10	6×ОС-5/6
	2×875	2РМНВ-1000	ТМР-2400/35	10	7,8	КРОМ-125	10	3×ОС-5/6
	2 500	РМНВ-500×6	ТМР-3200/35	10	9	КРОМ-125	10	—
	5 000	РМНВ-500×12	ТМР-5600/10	6—10	9,5	КРОМ-350	10	6×ОС-5/6
	750/500	РМНВ-500×6	ТМР-3200/35	6—38	7	КРОМ-125	10	—
1 650/3 300	1 000/750	РМНВ-500×6	ТМР-5600/35	6—38	—	КРОМ-350	10	—
3 300	500	РМНВ-500×6	ТМР-3200/35	10—38	7	КРОМ-125	10	—
3 300	750	РМНВ-500×6	ТМР-5600/35	10—38	—	КРОМ-350	10	—

Таблица 4

Габаритные размеры трансформаторов в мм

Тип трансформатора	А	Б	В	Г	Д	Е	Ж	З	И	К	Л	М	Н	О
ТМР-560/10	2 415	1 355	2 195	1 435	2 150	820	960	93	28	3 970	1 430	80	1 340	1 120
ТМР-100/10	2 560	1 480	2 750	2 030	2 290	1 070	1 470	115	35	5 100	2 000	59	1 090	1 125
ТМР-2400/35	2 935	1 630	3 005	2 480	2 576	1 560	1 295	180	60	6 250	2 470	90	2 290	1 400



Фиг. 21. Габаритный чертёж трансформатора типа ТМР-2400/35

Таблица 5

Весы трансформаторов, разделяющих реакторов и анодного делителя в кг

Тип	Вес выемной части с крышкой и расширителем	Вес масла	Вес всего трансформатора
ТМР-560/10 . . .	1 270	1 000	2 830
ТМР-1000/10 . . .	2 240	1 800	5 350
ТМР-2400/35 . . .	4 660	2 930	9 730
ТМР-3200/35 . . .	7 120	5 400	15 850
ОС-20/6 . . .	—	—	260
КРОМ-33/35 . . .	325	405	945
КРОМ-125 . . .	730	620	1 737
ОС-5/6 . . .	—	—	115

ТОКИ АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ

При коротком замыкании выпрямителя, работающего по схеме с разделяющим реактором, каждый анод горит примерно 180° . Форма анодного тока близка к полусинусоиде с амплитудой $\frac{\sqrt{2} E_a}{X_a}$.

В каждый момент горят три анода. Выпрямленный ток имеет пульсацию шестикратной периодичности. Его максимальное значение $2 \frac{\sqrt{2} E_a}{X_a}$, а среднее значение

$$I_{d\kappa} = 1,91 \frac{\sqrt{2} E_a}{X_a}.$$

Первичный ток в соответствии с формулой (5) получается практически синусоидальным и имеет действующее значение

$$I_{p\kappa} = \frac{I_{p\kappa} 100}{u_{\kappa} \%}.$$

При обратном зажигании одного анода остальные (исправно действующие) аноды поочередно питают обратно-горящий анод, в цепи которого протекает пульсирующий ток, складывающийся из токов исправных анодов и тока параллельно работающих выпрямителей. Этот последний ток нарастает со скоростью, ограничиваемой реакторами, и прерывается защитным быстродействующим выключателем.

Амплитуда пульсирующего тока, протекающего через исправно действующие аноды, равна

$$I_{o.з. макс} = (1,6 \div 1,9) \frac{\sqrt{2} E_a}{X_a}.$$

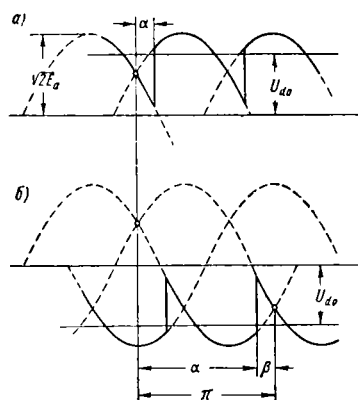
Меньшее значение числового коэффициента $1,6$ соответствует трансформаторам небольшой мощности, у которых отношение реактивного сопротивления X к активному R $\frac{X}{R} = 5$, а $1,9$ — трансформаторам большой мощности, у которых $\frac{X}{R} = 10$.

СЕТОЧНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

При сеточном регулировании среднее значение выпрямленного напряжения в соответствии с фиг. 22, а равно

$$U_{d0} = U_{d0} \cos \alpha,$$

где α — угол запаздывания.



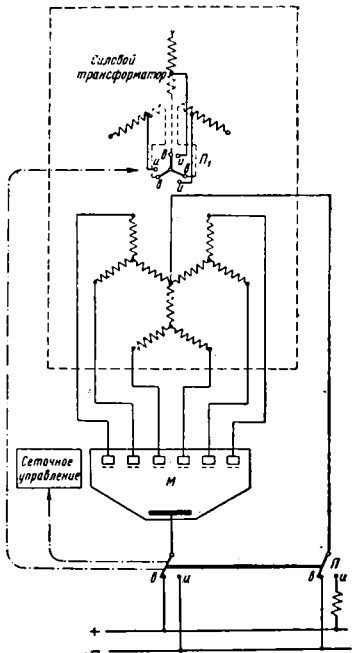
Фиг. 22. Образование прямого напряжения холостого хода при сеточном регулировании: а — режим выпрямления; б — режим инвертирования

Эта формула, когда нагрузкой выпрямителя является электрическая машина, пригодна для любых значений α , в частности для $\alpha > 90^\circ$, т. е. для инверторного режима (см. фиг. 22, б). При этом

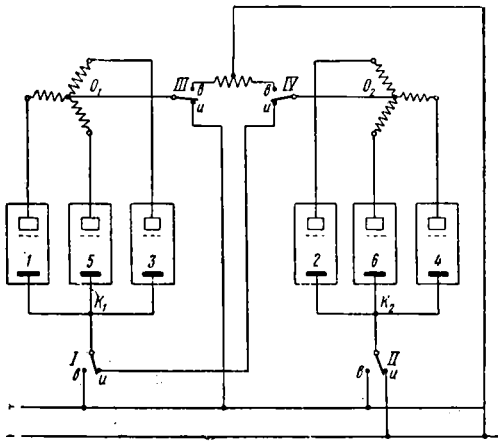
$$U_{d0} = - U_{d0} \cos \beta,$$

где β — угол опережения.

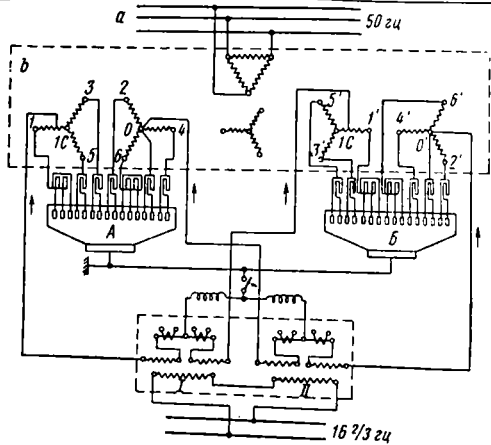
Снижение выпрямленного напряжения при нагрузке по-прежнему определяется формулой (2).



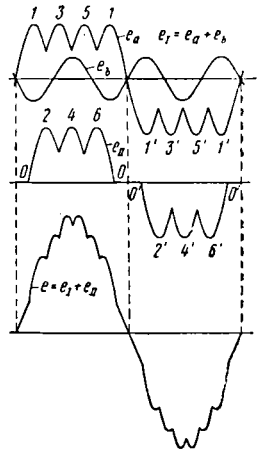
Фиг. 23. Схема переключения ртутного преобразователя с выпрямительного режима на инверторный



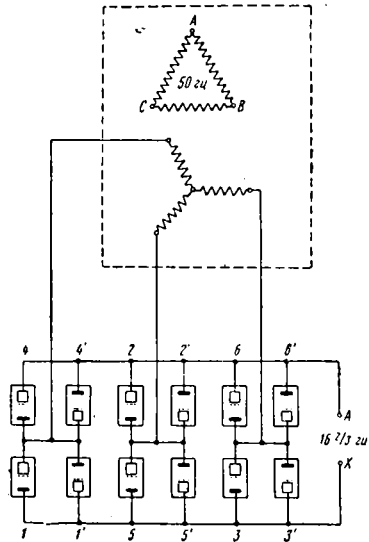
Фиг. 24. Двухкатодная схема выпрямительно-инверторного агрегата



Фиг. 25. Схема преобразования частоты 50 гц в частоту 16 2/3 гц



Фиг. 26. Образование напряжения низкой частоты в схеме фиг. 25



Фиг. 27. Схема преобразования частоты с простым трёхфазным трансформатором

ИНВЕРТИРОВАНИЕ ТОКА

На фиг. 23 показана схема переключения ртутного преобразователя с выпрямительного режима на инверторный. Изменение полярности подключения к шинам подстанции достигается переключателем Π (положение ϕ при выпрямительном режиме и положение ψ при инверторном). Переключателем Π_1 меняется коэффициент трансформации, обеспечивая при инверторном режиме более высокие анодные напряжения. С переключателями Π и Π_1 блокируется сеточное управление таким образом, чтобы при инверторном режиме аноды отпирались при отрицательных фазовых напряжениях. При инверторном режиме в цепь прямого тока вводится дополнительный реактор.

На фиг. 24 показана двухкатодная схема выпрямительно-инверторной установки, в которой используется нормальный выпрямительный трансформатор типа ТМР. Переход

от выпрямительного режима в этой схеме к инверторному осуществляется переключением обеих трёханодных систем из параллельного соединения в последовательное. Одновременно угол опережения преобразователя устанавливается таким, чтобы напряжения холостого хода инверторного режима и выпрямительного были равными.

ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ЧАСТОТЫ

На фиг. 25 показана практически применяемая схема преобразования частоты 50 гц в частоту $16\frac{2}{3}$ гц. Напряжение пониженной частоты создается суммированием напряжений, наводимых во вторичных обмотках трансформаторов I и II (фиг. 26).

На фиг. 27 показана схема преобразования частоты, имеющая простой трёхфазный трансформатор. Вентили в этой схеме имеют изолированные катоды.

ПРИМЕРЫ ВЫПОЛНЕНИЯ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

ТЯГОВЫЕ ПОДСТАНЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Тяговые подстанции предназначаются для преобразования трёхфазного тока в постоянный и используются также для питания нетяговых железнодорожных, промышленных и сельскохозяйственных потребителей.

Схемы тяговых подстанций

На фиг. 1 приведена однолинейная схема коммутации тяговой подстанции, получающей питание при напряжении 110 кВ. На 110 кВ тяговых подстанциях устанавливается один или два понизительных трансформатора 110/35/6÷10 кВ. Обмотка 6—10 кВ этих трансформаторов используется для питания трансформаторов ртутных выпрямителей и нетяговых потребителей, находящихся вблизи от подстанции, а обмотка 35 кВ — для питания более отдалённых потребителей. Такая же схема с двойной трансформацией применяется на 110 кВ тяговых подстанциях и при отсутствии нетяговых потребителей, так как при установке 4—5 выпрямителей она является более экономичной, чем схема с питанием трансформаторов ртутных выпрямителей непосредственно от напряжения 110 кВ.

В зависимости от схемы первичного энергоснабжения, количества отходящих линий и мощности трансформаторов распределительное устройство 110 кВ выполняется с двойной системой сборных шин (фиг. 1), с одинарной секционированной системой шин, с одинарной и обходной системами шин (фиг. 2) или же по упрощённым вариантам, к числу которых относятся схема «мостика» и схема отпайки от линии 110 кВ, изображённые на фиг. 3.

Сборные шины 35 и 10 кВ выполняются одиночными секционированными. Шины секционируются высоковольтными выключателями или разъединителями.

При установке на тяговой подстанции од-

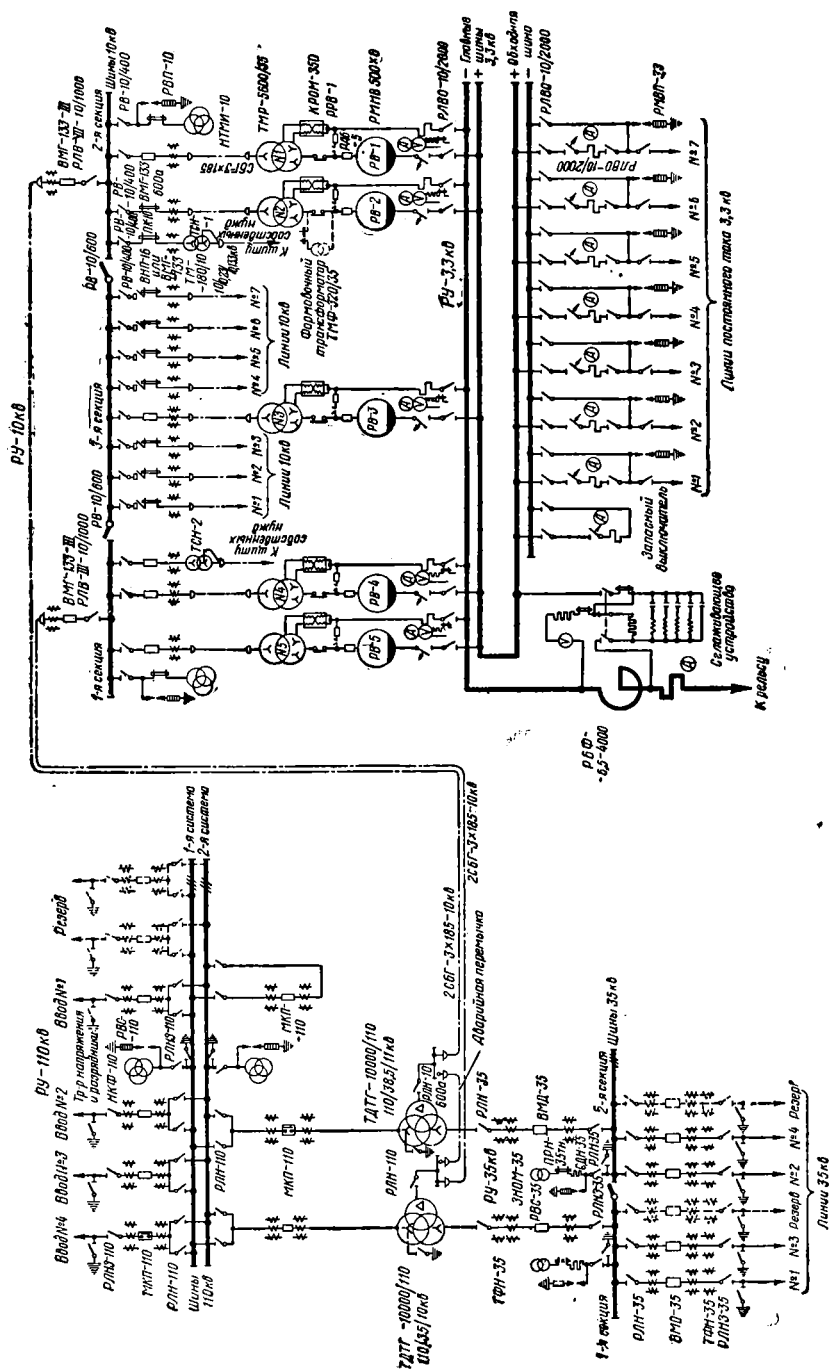
ного понизительного трансформатора 110 кВ он резервируется передвижным трансформатором, смонтированным на железнодорожной платформе и доставляемым на подстанцию с базы, в случае необходимости отключения на ревизию или ремонт стационарного трансформатора. Аналогичным образом может быть осуществлено резервирование выключателя 110 кВ на подстанциях, имеющих схему «мостика»; на подстанциях с двойной системой шин любой из выключателей резервируется шиносоединительным выключателем.

На отходящих линиях 10 кВ могут быть установлены выключатели нагрузки типа ВМП-16, как это показано на фиг. 1, или же масляные выключатели типа ВМГ-133 в зависимости от мощности короткого замыкания на шинах подстанции. На шинах 110, 35 и 10 кВ устанавливается по два комплекта вилтовых разрядников и трансформаторов напряжения. Собственные нужды подстанции питаются трёхфазным током от двух трансформаторов 10/0,22/0,133 или 10/0,38/0,23 кВ, а постоянным током от аккумуляторной батареи, работающей по схеме постоянного подзаряда.

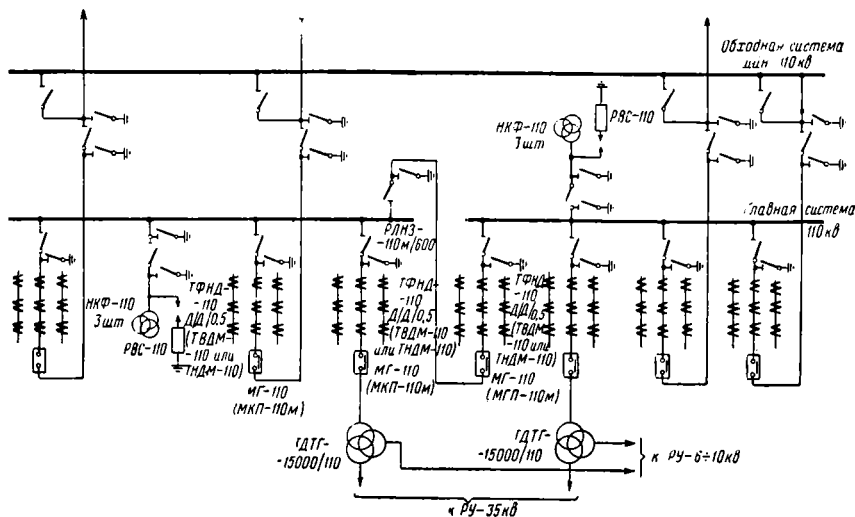
Релейная защита линий 110, 35 и 10 кВ выбирается в зависимости от схемы энергоснабжения в соответствии с разделом «Релейная защита» ПУЭУ.

110 кВ трансформаторы снабжаются максимальной и продольной дифференциальной токовой защитой, максимальной токовой защитой нулевой последовательности, газовой защитой и термосигнализатором. Защита трансформаторов в необходимых случаях связывается с защитой питающих линий и шин 110 кВ.

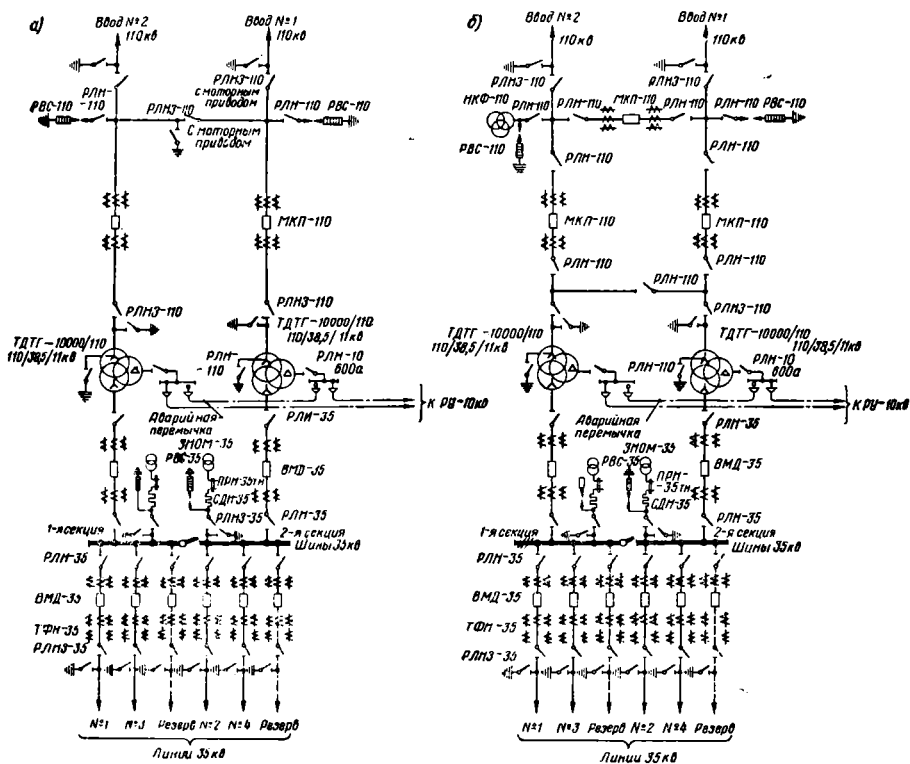
На подстанциях с первичным напряжением 35 кВ трансформаторы 35/10 или 35/6 кВ, при их суммарной мощности более 10 тыс. кВА, снабжаются такой же защитой, что и 110 кВ трансформаторы; при меньшей мощности дифференциальная защита заменяется токовой отсечкой. Трансформаторы собственных нужд снабжаются токовой защитой.



Фиг. 1. Схема коммутации тяговой подстанции 110 кВ



Фиг. 2. Однолинейная схема подстанции с одинарной секционированной и обходной системами шин 110 кВ



Фиг. 3. Однолинейные схемы распределительных устройств 110 кВ:
а—схема отпайки от линии 110 кВ; б—схема «мостика»

Преобразовательные агрегаты снабжаются следующими видами защиты: максимальной токовой, токовой отсечкой, газовой, сеточной от обратных зажигания с помощью анодного быстродействующего реле РАБ-2, вакуумной и термической защитой. К шинам 3,3 кВ ртутный выпрямитель присоединяется через автоматический быстродействующий выключатель обратного тока.

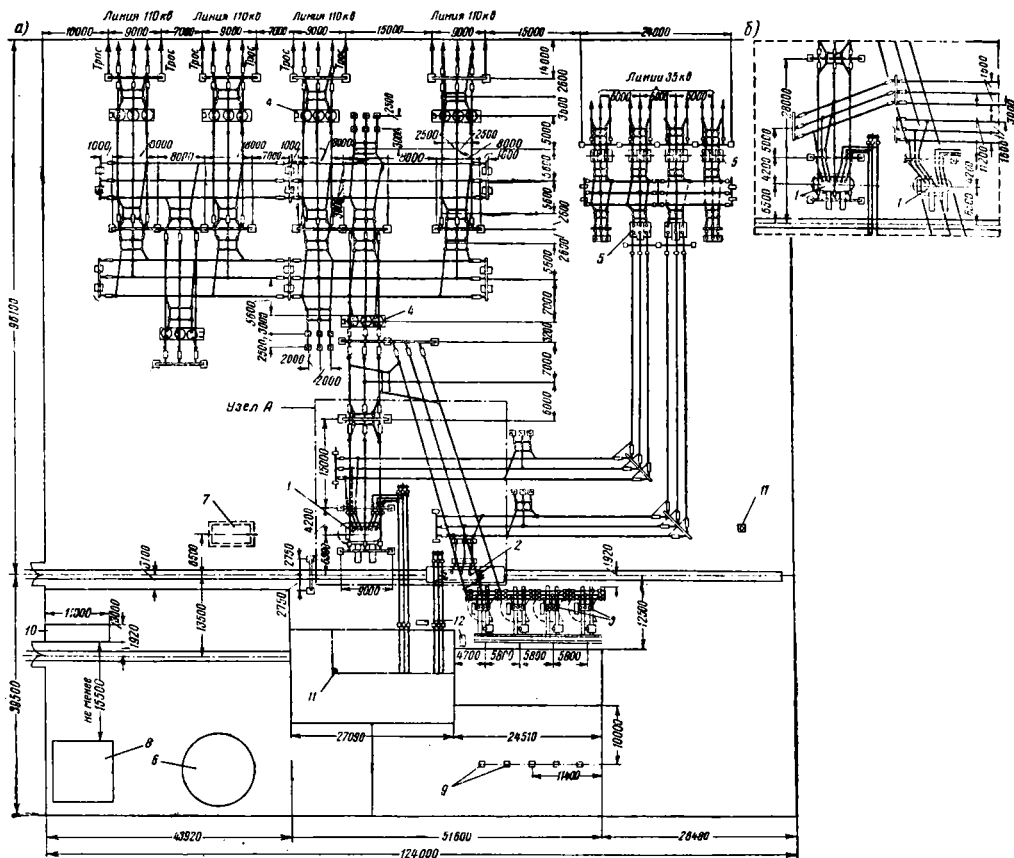
Отходящие линии 3,3 кВ защищаются автоматическими быстродействующими выключателями максимального тока и снабжаются разрядниками.

При замыканиях на землю на стороне постоянного тока 3,3 кВ подстанции действует земляная защита, отключающая все выпрямители и линейные быстродействующие выключатели, а также линейные разъединители кон-

сглаживающий реактор, четыре резонансных шунта, состоящих из ёмкостей и самондукций и один чисто ёмкостный шунт. Разряд конденсаторов при их осмотре осуществляется на специальное сопротивление.

Учёт активной и реактивной энергии осуществляется на вторичной стороне трансформаторов 110 кВ и на линиях 35 и 10 кВ; учёт активной энергии на преобразовательных агрегатах может осуществляться в одной фазе.

На тяговых подстанциях с первичным напряжением 35 и 6—10 кВ сборные шины обычно выполняются одиночными секционированными. До 1956 г. 35-кВ тяговые подстанции, как правило, выполнялись с двойной системой шин. Схема коммутации преобразовательных агрегатов, стороны выпрямленного тока и собственных нужд выполняется ана-



Фиг. 4. План открытой части 110 кВ тяговой подстанции:

а—с одним трансформатором 110 кВ; б—с двумя трансформаторами 110 кВ;
1—трансформатор 110 кВ; 2—передвижной трансформатор 110 кВ; 3—трансформатор ртутного выпрямителя; 4—высоковольтный выключатель 110 кВ; 5—высоковольтный выключатель 35 кВ; 6—бак для воды; 7—бак для слива трансформаторного масла; 8—склад горючего; 9—опоры линий 3,3 кВ; 10—разгрузочная платформа; 11—молниеотводы

тактной сети, снабжённые грузовыми приводами и расположенные вне здания подстанции. Одновременно срабатывает контактор, соединяющий защитное заземление непосредственно с обратной шиной.

Для сглаживания пульсаций выпрямленного тока на подстанции установлено сглаживающее устройство, в состав которого входят:

логично описанной выше схеме 110 кВ тяговой подстанции.

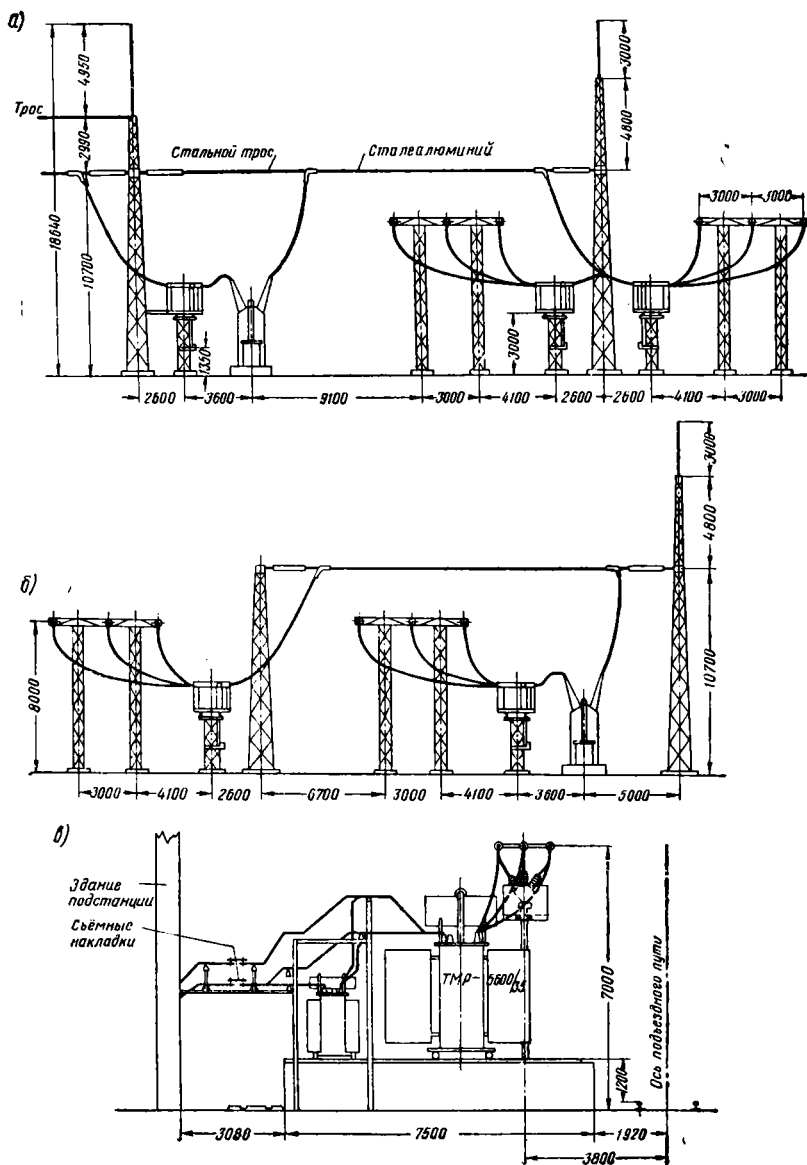
Конструктивное выполнение тяговых подстанций

На фиг. 4 и 5 приведены план и разрезы открытой части 110 кВ тяговой подстанции с двойной системой сборных шин.

Конструкции открытой части подстанции железобетонные или металлические. Часть опор использована как для подвески проводов, так и для установки молниеотводов, служащих для защиты открытой части от прямых ударов молнии; молниеотводы раз-

1200 мм от головки рельсов подъездного железнодорожного пути, соединяющего подстанцию с железнодорожной станцией.

На фиг. 4 показана установка стационарного 110 кВ понизительного трансформатора и резервного передвижного трансформатора.



Фиг. 5. Разрезы открытой части 110 кВ тяговой подстанции:

а — ввод; б — шиносоединительный выключатель; в — трансформатор ртутного выпрямителя

мещаются также на прожекторной опоре и на наиболее высокой части здания подстанции.

Разъединители размещены на ступях высотой 3 м, что обеспечивает возможность безопасного прохода персонала под шинами. Высоковольтные выключатели, трансформаторы напряжения и разрядники устанавливаются на фундаментах высотой 400 мм, а трансформаторы на фундаментах высотой

Соединения вторичных обмоток понизительного трансформатора с распределительным устройством 35 кВ, расположенным на открытой части подстанции, и распределительным устройством 6—10 кВ, размещённым в здании тяговой подстанции, выполнены голым проводом. Такое соединение повышает надёжность работы подстанции и позволяет уменьшить расход высоковольтного кабеля. Голым про-

водом выполняется также соединение трансформаторов собственных нужд с распределительным устройством 6—10 кВ; высоковольтный кабель применяется только для соединения трансформаторов ртутных выпрямителей, установленных на открытой части подстанции с распределительным устройством 10 кВ.

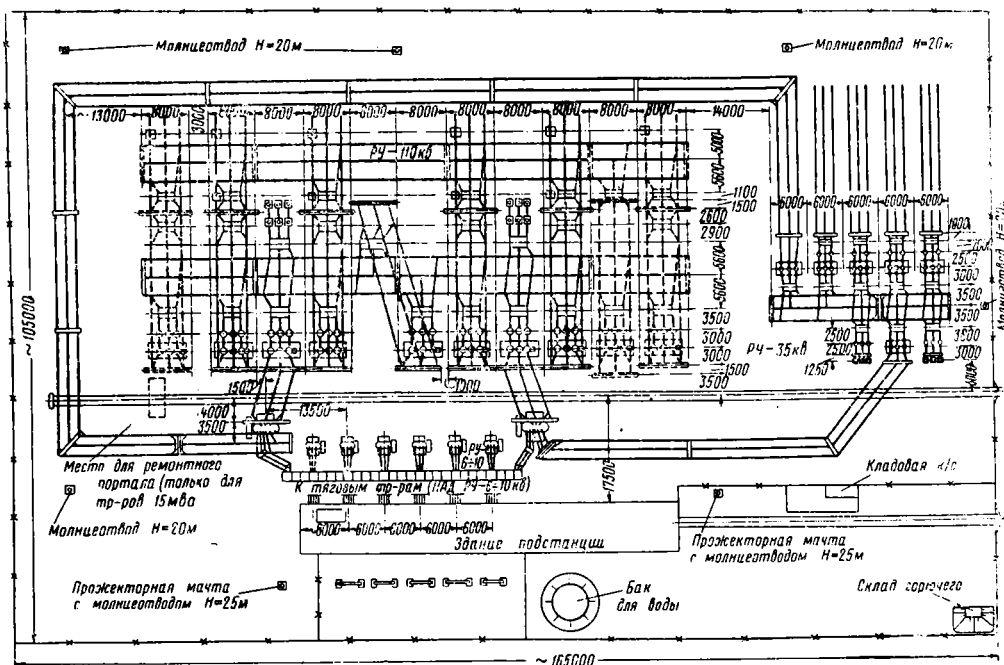
Территория подстанции ограждена забором; территория открытой части в свою очередь отгорожена от остальной части подстанции, на которой размещены высокая крытая платформа и полуподземное бензохранилище дежурного пункта контактной сети, здание которого совмещено со зданием тяговой подстанции.

На фиг. 6 приведён план открытого распределительного устройства 110 кВ с обходной системой шин; распределительное устрой-

На тяговых подстанциях с первичным напряжением 6—10 кВ на открытой части устанавливаются только трансформаторы ртутных выпрямителей и трансформаторы собственных нужд.

На фиг. 10 и 11 приведены планы и разрезы закрытой части тяговой подстанции, объединённой в одном здании с дежурным пунктом контактной сети.

В одноэтажном машинном зале, у стены, обращённой к открытой части подстанции, установлены ртутные выпрямители. Возле каждого из выпрямителей размещены шкаф со вспомогательной аппаратурой, быстродействующий выключатель обратного тока, водовоздушный теплообменник, а также панели управления и автоматики. Под ртутными выпрямителями размещён кабельный тоннель.



Фиг. 6. План открытой части 110 кВ типовой сборно-блочной тяговой подстанции

ство 6—10 кВ расположено вне здания подстанции на территории открытой части.

На фиг. 7 дан план открытой части 110 кВ тяговой подстанции, выполненной по схеме «мостика».

На фиг. 8 и 9 приведены планы и разрезы открытой части 35 кВ тяговой подстанции с двойной системой шин.

Для питания нетяговых потребителей на подстанции установлены два понизительных трансформатора 35/10 или 35/6 кВ; соединение вторичных обмоток этих трансформаторов с распределительным устройством 6 или 10 кВ, размещённым в здании подстанции, осуществляется голым проводом.

Разъединители, аппаратура и трансформаторы устанавливаются таким же образом, как на 110 кВ подстанциях.

Молниезащиты размещаются на специальных опорах, а также на проекторной опоре и на наиболее высокой части здания.

Распределительное устройство выпрямленного тока выполнено металлическим, комплектным, прислонного типа и расположено непосредственно у стены машинного зала, обращённой к линии железной дороги.

Соединение ртутных выпрямителей с распределительным устройством выпрямленного тока выполнено голыми шинами, проложенными вверху машинного зала. Выводы питающих и обратных линий выпрямленного тока выполнены голым проводом через проёмы в стене машинного зала.

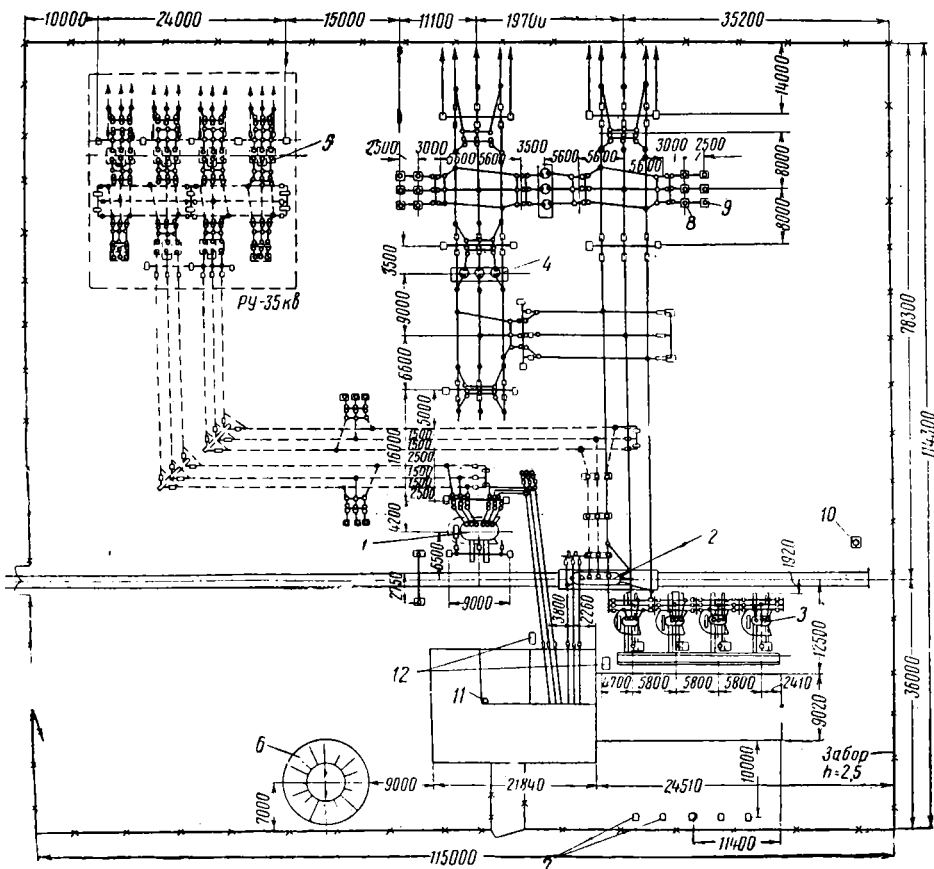
К машинному залу примыкает двухэтажная часть подстанции, в первом этаже которой расположены распределительное устройство 6—10 кВ, помещение щита управления, вспомогательные и служебно-бытовые помещения, гараж дежурного пункта контактной сети и котельная. Во втором этаже расположены аккумуляторная и служебные помещения. Часть помещения гаража выполнена повышен-

ной, что обеспечивает возможность выемки сердечника трансформатора при необходимости его осмотра или ремонта. Повышенная часть гаража использована также для установки бака с водой для охлаждения ртутных насосов выпрямителей.

Помещение распределительного устройства 6—10 кВ запроектировано на установку 18—20 ячеек сборного распределительного устройства с выключателями типа ВМГ-133.

аппаратуры управления, автоматики и защиты.

Принятая система распределения аппаратуры позволяет на одной панели щита управления разместить пять-семь цепей. Например, на панели № 4 размещены измерительные приборы, сигнализация и кнопки управления трёх ртутных выпрямителей и трёх линий 3,3 кВ.



Фиг. 7. План открытой части 110 кВ тяговой подстанции при схеме мостика: 1—трансформатор 110 кВ; 2—передвижной трансформатор 110 кВ; 3—трансформатор ртутного выпрямителя; 4—высоковольтный выключатель 110 кВ; 5—высоковольтный выключатель 35 кВ; 6—бак для воды; 7—опоры линий 3,3 кВ; 8—разрядники РВС-110; 9—трансформаторы напряжения; 10—прожекторная опора с молниеотводом; 11—молниеотвод; 12—трансформаторы собственных нужд

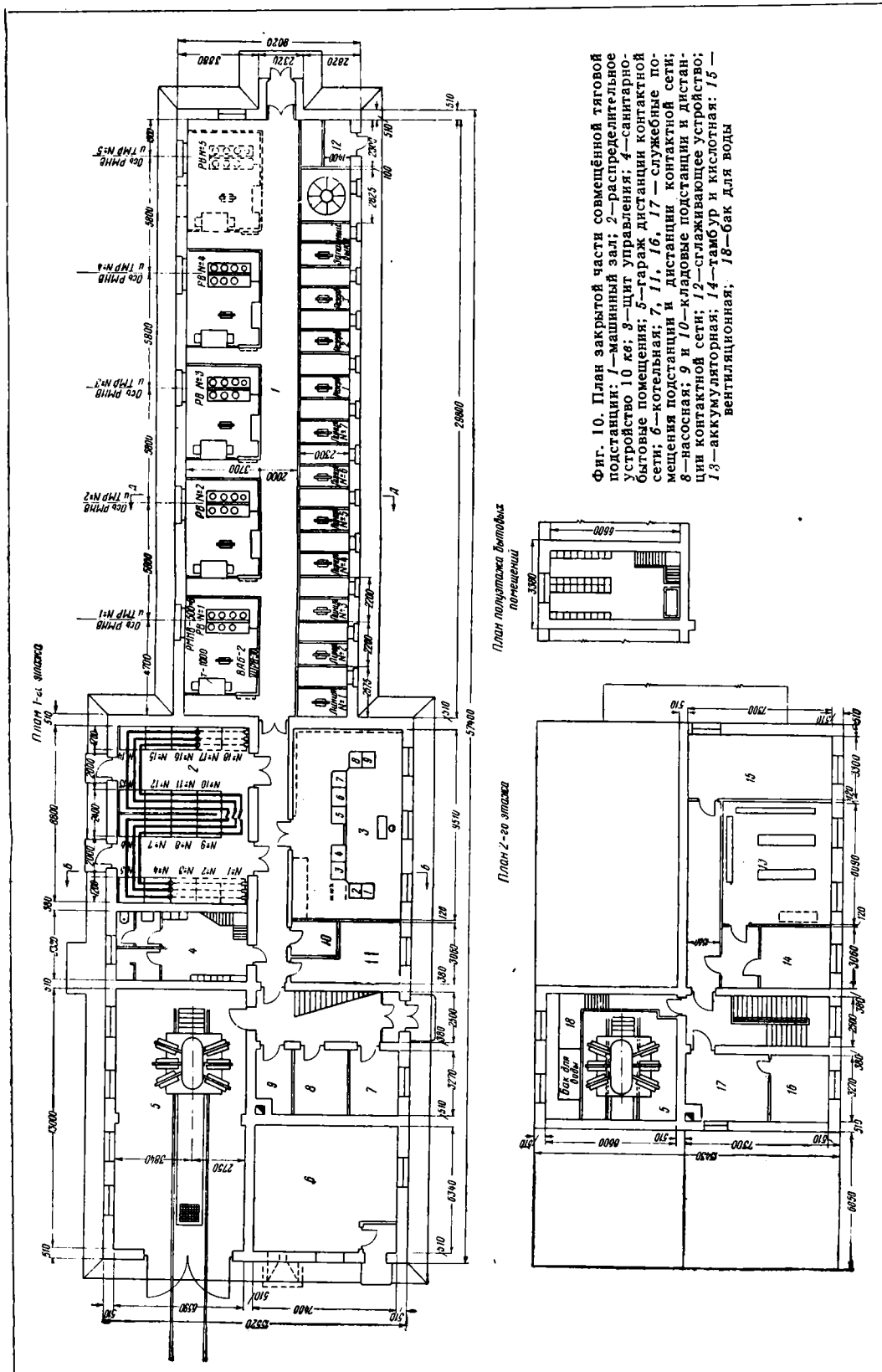
Помещение щита управления рассчитано на установку панелей управления, собственных нужд, защиты и телеуправления, щитка общеподстанционной сигнализации и стола для дежурного. Расположение аппаратуры управления, автоматики и релейной защиты непосредственно у выпрямителей и в распределительных устройствах 6—10 и 3,3 кВ позволяет, кроме экономии кабеля, сократить количество панелей щита управления.

На фиг. 12, 13, 14 и 15 представлены фасад панели, устанавливаемой у ртутного выпрямителя, фасады ячеек распределительных устройств 3,3 и 10 кВ и фасад щита управления, на которых видно расположение

Переборка ртутных выпрямителей выполняется в специально оборудованном помещении при участии энергоснабжения. Если переборка производится на подстанции, то она должна выполняться в отдельном помещении площадью около 40 м², оборудованном приточно-вытяжной вентиляцией.

Помещение переборки должно состоять из двух комнат: одной для переборки и другой для разборки и очистки вентиля и выполнения работ с ртутью.

Котельная используется как для нужд подстанции, так и для отопления жилых домов обслуживающего персонала в случае расположения их вблизи от подстанции.



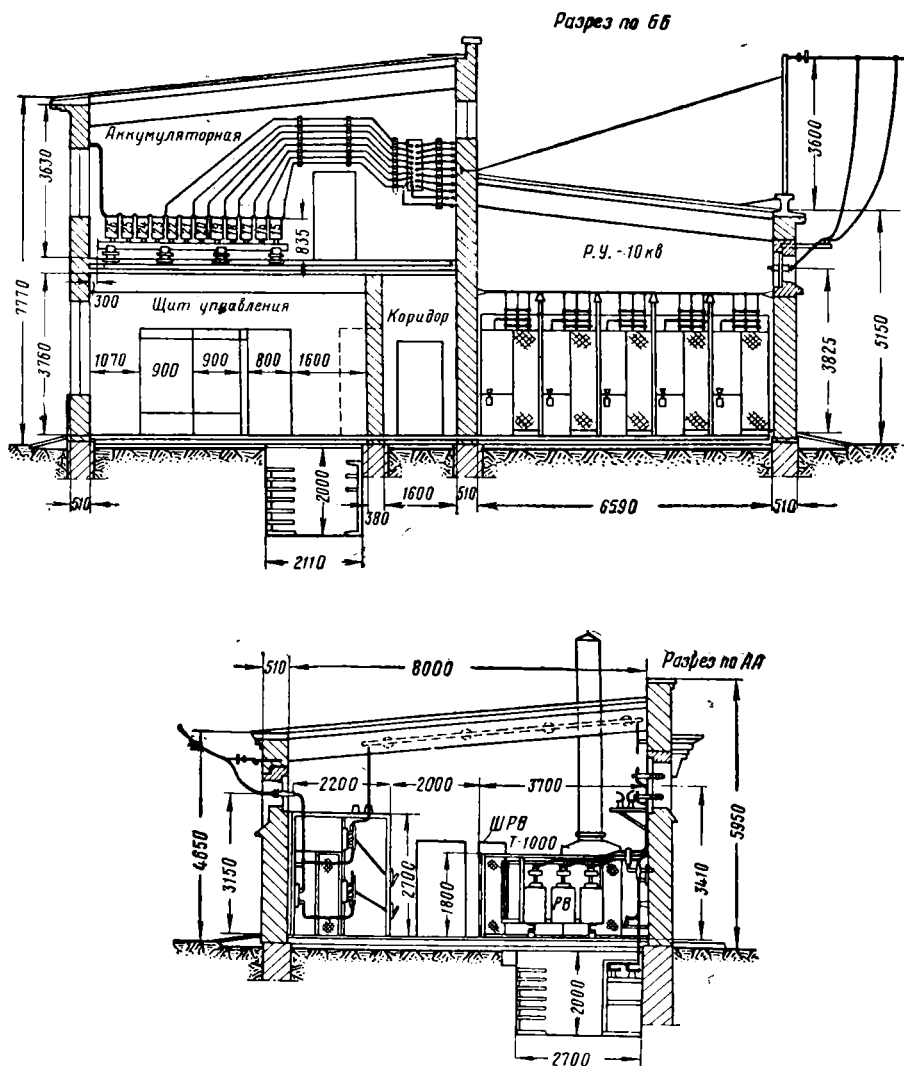
Фиг. 10. План закрытой части совмещённой тяговой подстанции: 1—машинный зал; 2—распределительное устройство 10 кВ; 3—щит управления; 4—санитарно-бытовые помещения; 5—гараж дистанции контактной сети; 6—котельная; 7, 11, 16, 17—служебные помещения подстанции и дистанции контактной сети; 8—насосная; 9 и 10—кладовые подстанции и дистанции контактной сети; 12—стлаживающее устройство; 13—аккумуляторная; 14—тамбур и кислотная; 15—вентиляционная; 18—бак для воды

План паротеплового котельного помещения

План 2-го этажа

Конструкция комплектного распределительного устройства 3,3 кВ приведена на фиг. 16. Распределительное устройство состоит из отдельных ячеек, образуемых металлическим каркасом; ячейки отделены друг от друга асбоцементными плитами.

счётчик числа автоматических отключений выключателя, счётчик числа срабатываний грузового привода линейного разъединителя, ключ переключения с ручного управления на автоматику и телеуправление и другая аппаратура.



Фиг. 11. Разрезы закрытой части тяговой подстанции (план см. фиг. 10)

Каждая ячейка состоит из трёх частей. В одной части размещается быстродействующий выключатель, во второй — разъединители и разрядники и в третьей — ошиновка, соединяющая разъединители с быстродействующим выключателем и линейным выводом, смонтированным в стене машинного зала.

На передней стенке каждой ячейки смонтированы реле, контакторы и кнопки управления, лампы сигнализации, шкаф автоматики,

Сборные шины смонтированы сверху передней части распределительного устройства.

Технические показатели тяговых подстанций приведены в табл. 1.

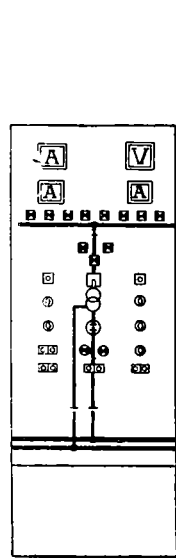
В 1956 г. утверждено проектное задание типовой сборно-блочной тяговой подстанции. Этим проектным заданием предусмотрено размещение оборудования тяговой подстанции в двухэтажном здании (фиг. 17). Фундаменты здания запроектированы сбор-

ными, стены также выполняются сборными из крупных блоков.

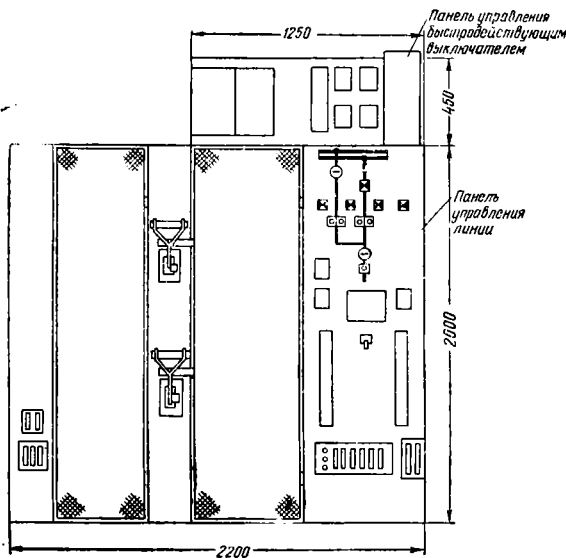
В первом этаже здания размещаются охлаждающие агрегаты ртутных выпрямителей,

мители, распределительное устройство 3,3 кВ и щит управления, размещенный в отдельном помещении.

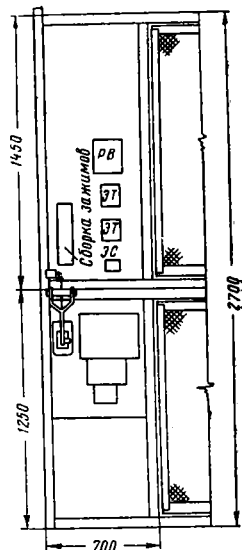
Распределительное устройство 6—10 кВ



Фиг. 12. Фасад панели управления ртутного выпрямителя



Фиг. 13. Фасад ячейки линии 3,3 кВ



Фиг. 14. Фасад ячейки трансформатора собственных нужд в ячейке РУ 10 кВ

сглаживающее устройство, аккумуляторная батарея, зарядные агрегаты, насосы системы охлаждения и вспомогательные помещения. Во втором этаже находятся ртутные выпря-

мители, распределительное устройство 3,3 кВ и щит управления, размещенный в отдельном помещении.

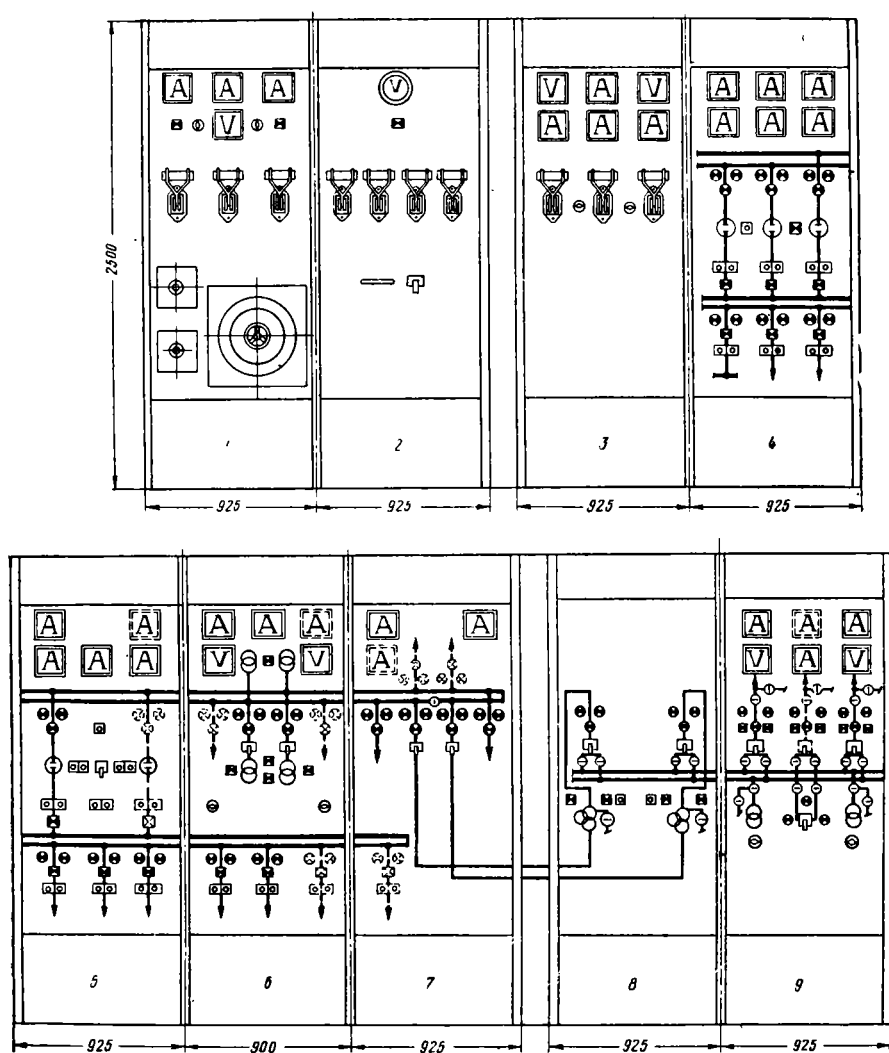
Здание подстанции может объединяться со зданием дежурного пункта контактной сети

Таблица 1

Основные технические показатели тяговых подстанций

Показатель	Измеритель	При напряжении первичной сети в кВ					
		110		35		6—10	
		подстанция, совмещенная с дежурным пунктом контактной сети	несовмещенная подстанция	подстанция, совмещенная с дежурным пунктом контактной сети	несовмещенная подстанция	подстанция, совмещенная с дежурным пунктом контактной сети	несовмещенная подстанция
Занимаемая территория . . .	га	1,69/1,35	1,64/1,32	1,10	1,06	0,475	0,455
Площадь застройки здания	м²	649	576	629	556	629	556
Кубатура здания	м³	4 282	3 642	4 136	3 441	4 136	3 441
Удельная кубатура на 1 кВт мощности постоянного тока	м³/кВт	0,432	0,368	0,384	0,348	0,384	0,348

Примечания. 1. В числителе приведены данные для опорных подстанций с двойной системой шин 110 кВ, в знаменателе — для промежуточных подстанций.
2. По подстанциям 35 кВ измерители даны для двойной системы шин 35 кВ и двух трансформаторов по 3 200 кВА.
3. Показатели выведены для подстанций на 4 выпрямителя типа РМНВ-500×6 и на 5 питающих линий постоянного тока.



Фиг. 15. Фасад щита управления

Таблица 2

Основные технические показатели здания типовой сборно-блочной тяговой подстанции на 4 ртутных выпрямителя

Показатели	Измеритель	При напряжении первичной сети 110 кв	
		подстанция, совмещённая с дежурным пунктом	несовмещённая подстанция
Площадь застройки здания (без РУ 6—10 кв)	м²	452	335
Кубатура здания (без РУ 6—10 кв)	м³	3 767	2 937
Удельная кубатура на 1 квт мощности постоянного тока	м³	0,38	0,294

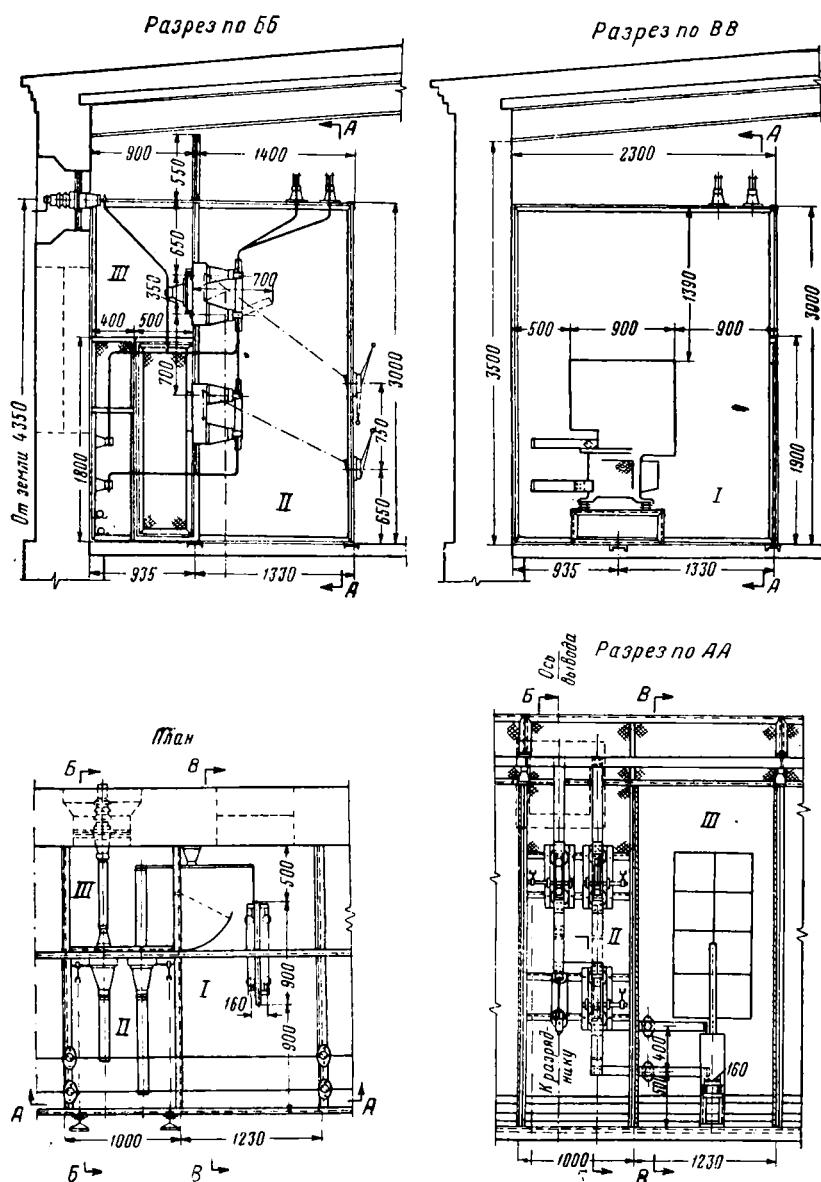
или сооружается обособленно от него. Помещение для выемки сердечника трансформатора не предусмотрено.

Отопление здания подстанции электрическое.

ТЯГОВЫЕ ПОДСТАНЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Тяговые подстанции электрических железных дорог переменного тока предназначены для трансформации напряжения трёхфазного тока и питания однофазных нагрузок электрической тяги.

Тяговые подстанции используются также для питания нетяговых железнодорожных, промышленных и сельскохозяйственных потребителей.



Фиг. 16. Конструкция ячейки распределительного устройства 3,3 кВ

Схемы тяговых подстанций

На тяговых подстанциях обычно устанавливаются трёхобмоточные понизительные трансформаторы 110/35/22 кВ или 110/22/10 кВ. Обмотки 35 или 10 кВ используются для питания нетяговых потребителей, а обмотка 22 кВ — для питания нагрузок электрической тяги.

При этом могут устанавливаться трёхфазные понизительные трансформаторы или группы из трёх однофазных трансформаторов. При отсутствии нетяговых нагрузок могут быть установлены группы из двух однофазных трансформаторов, соединённых в открытый треугольник.

На фиг. 18 приведена однолинейная схема коммутации тяговой подстанции с трёхобмоточными трёхфазными трансформаторами и

распределительным устройством с двойной системой сборных шин 110 кВ.

Так же как и для тяговых подстанций постоянного тока, в зависимости от схемы первичного энергоснабжения, количества отходящих линий и мощности трансформаторов применяются одинарные секционированные системы шин или упрощённые схемы распределительных устройств первичного напряжения, т. е. схемы «мостика» или отпайки (см. фиг. 3).

Система шин 22 кВ, как правило, выполняется одиночной, причём кроме трёх основных (фазных) шин, предусматривается четвёртая испытательная шина.

На шинах 110, 35 и 10 кВ устанавливается по два комплекта вилтовых разрядников и трансформаторов напряжения.

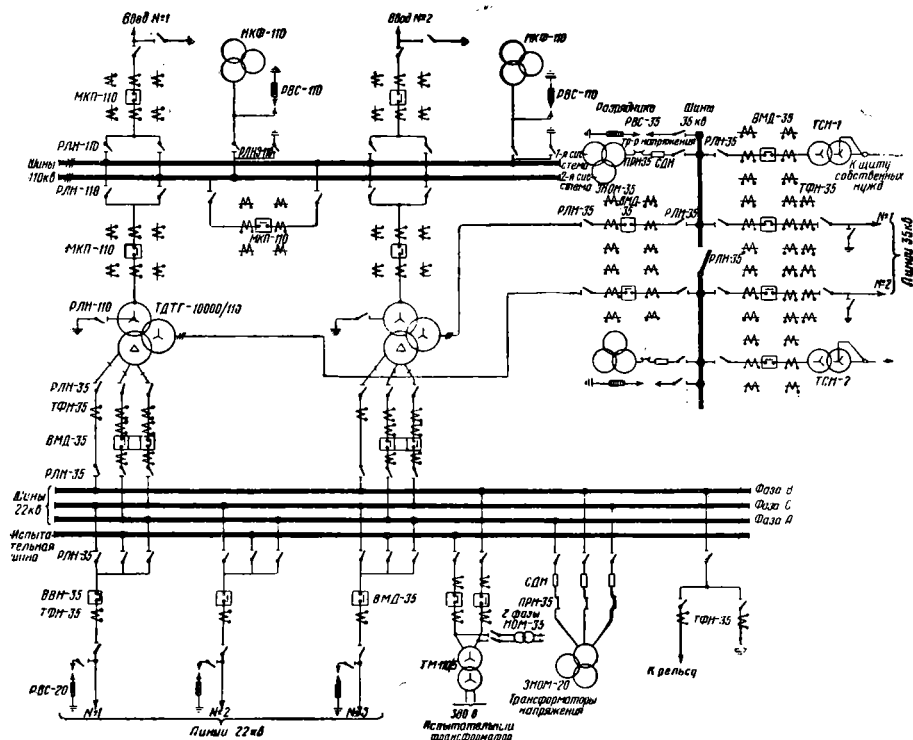
Питание собственных нужд осуществляется

так же, как на тяговых подстанциях постоянного тока.

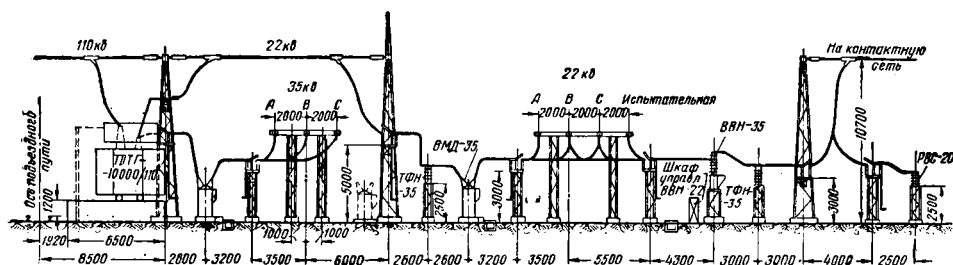
Релейная защита элементов тяговых подстанций осуществляется в соответствии с разделом «Релейная защита» ПУЭУ. Линии

смотрена компрессорная установка. К шинам 22 кв присоединены также трансформаторы обратного напряжения (на схеме фиг. 18 не показаны).

Учёт активной и реактивной энергии осу-



Фиг. 18. Схема коммутации тяговой подстанции однофазного тока с трёхфазными трёхобмоточными трансформаторами



Фиг. 19. Разрез по ячейке понизительного трансформатора и линии 22 кв

22 кв, питающие контактную сеть, снабжаются максимальной токовой защитой мгновенного действия; при малых значениях тока короткого замыкания и значительных тяговых нагрузках максимальная защита линий 22 кв дополняется дистанционной защитой, реагирующей на изменение коэффициента мощности при коротких замыканиях.

На отходящих линиях 22 кв, в связи с возможностью более частых отключений по сравнению с обычными линиями переменного тока, устанавливаются однофазные высоковольтные воздушные выключатели типа ВВН-22, в связи с чем на подстанции преду-

ществляется на вторичной стороне 110 кв
трансформаторов и на линиях 35 и 22 кв.

Конструктивное выполнение тяговых подстанций

Открытые распределительные устройства 110 и 35 кВ тяговых подстанций конструктивно выполняются так же, как и на обычных трансформаторных подстанциях. На фиг. 19 приведен разрез по понизительному трансформатору и линии 22 кВ. В закрытой части тяговой подстанции располагаются щит управления, аккумуляторная батарея, компрессоры и другие вспомогательные устройства.

ПЕРЕДВИЖНЫЕ ТЯГОВЫЕ ПОДСТАНЦИИ

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Передвижные тяговые подстанции предназначены для питания электрифицированных участков железных дорог при выходе из строя или остановке на капитальный ремонт агрегатов основных тяговых подстанций, а также при временном изменении графика движения как средства по увеличению мощности основной подстанции.

К передвижным тяговым подстанциям предъявляются следующие технические требования.

1. Возможность преобразования трёхфазного переменного тока напряжением $6 \div 35$ кВ и в отдельных случаях 110 кВ в выпрямленный ток напряжением 3,3 или 1,65 кВ.

2. Возможность присоединения контактной сети к положительной или отрицательной шине выпрямленного тока.

3. Подстанция при передвижении должна вписываться в габарит подвижного состава.

4. Конструктивное выполнение должно обеспечивать сохранность оборудования и монтажа при транспортировке и обеспечивать быстрый ввод подстанции в эксплуатацию по прибытии на новое место.

Серийные передвижные тяговые подстанции, выпущенные Перовским вагоноремонтным заводом им. Л. М. Кагановича, смонтированы на базе четырёхосного цельнометаллического вагона серии Эм и 50-т товарной платформы.

Основные технические данные одноагрегатной передвижной подстанции

Мощность подстанции	1 650 кВт
Напряжение первичной обмотки тягового трансформатора	6—35 кВ
Напряжение постоянного тока	3,3 »
Предельно допустимая мощность короткого замыкания на шинах питания	400 тыс. кВА
Предельно допускаемые значения токов короткого замыкания на стороне 6—35 кВ:	
а) установившегося тока	6,6 кА
б) ударного тока	16,8 »
Расчётные значения токов короткого замыкания на шинах собственных нужд при напряжении 230 В:	
а) установившегося тока	2,3 кА
б) ударного тока	5,85 »
Количество питающих линий постоянного тока (с воздушными выводами)	2
Общая площадь:	
а) открытой части подстанции	36,7 м ²
б) закрытой части подстанции	45,1 »
Кубатура закрытой части подстанции с утеплёнными надстройками на крыше вагона	155,0 м ³
Тара крытого вагона	25,0 т
Тара платформы	20,0 »
Стоимость передвижной тяговой подстанции (в ценах 1952 г.) 635,0 тыс. руб. (из них стоимость вагона и платформы 190,0 тыс. руб.)	

В настоящее время Трансэлектрпроект Министерства транспортного строительства разработан новый проект передвижной тяговой подстанции.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СХЕМА

Однолинейная схема передвижной тяговой подстанции приведена на фиг. 1.

Питание передвижной подстанции может осуществляться:

а) непосредственно от линии передачи 35 кВ через линейный разъединитель и масляный выключатель;

б) от 35 кВ шин распределительного устройства работающей стационарной подстанции. В этом случае используются специальные переключки, соединяющие высоковольтные распределительные устройства стационарной подстанции с вводами передвижной подстанции;

в) от источника напряжения 6 кВ через автотрансформатор АТМ-560/6. В этом случае выводы первичной обмотки тягового трансформатора присоединяются от тоководящих частей, и масляный выключатель соединяется с высоковольтными выводами автотрансформатора. Низковольтные выводы автотрансформатора присоединяются к выводам одной из вторичных звёзд тягового трансформатора и обеспечивают питание низковольтной обмотки силового трансформатора напряжением 5 250 В.

Соединение вторичных звёзд тягового трансформатора с анодами ртутного выпрямителя остаётся без изменения.

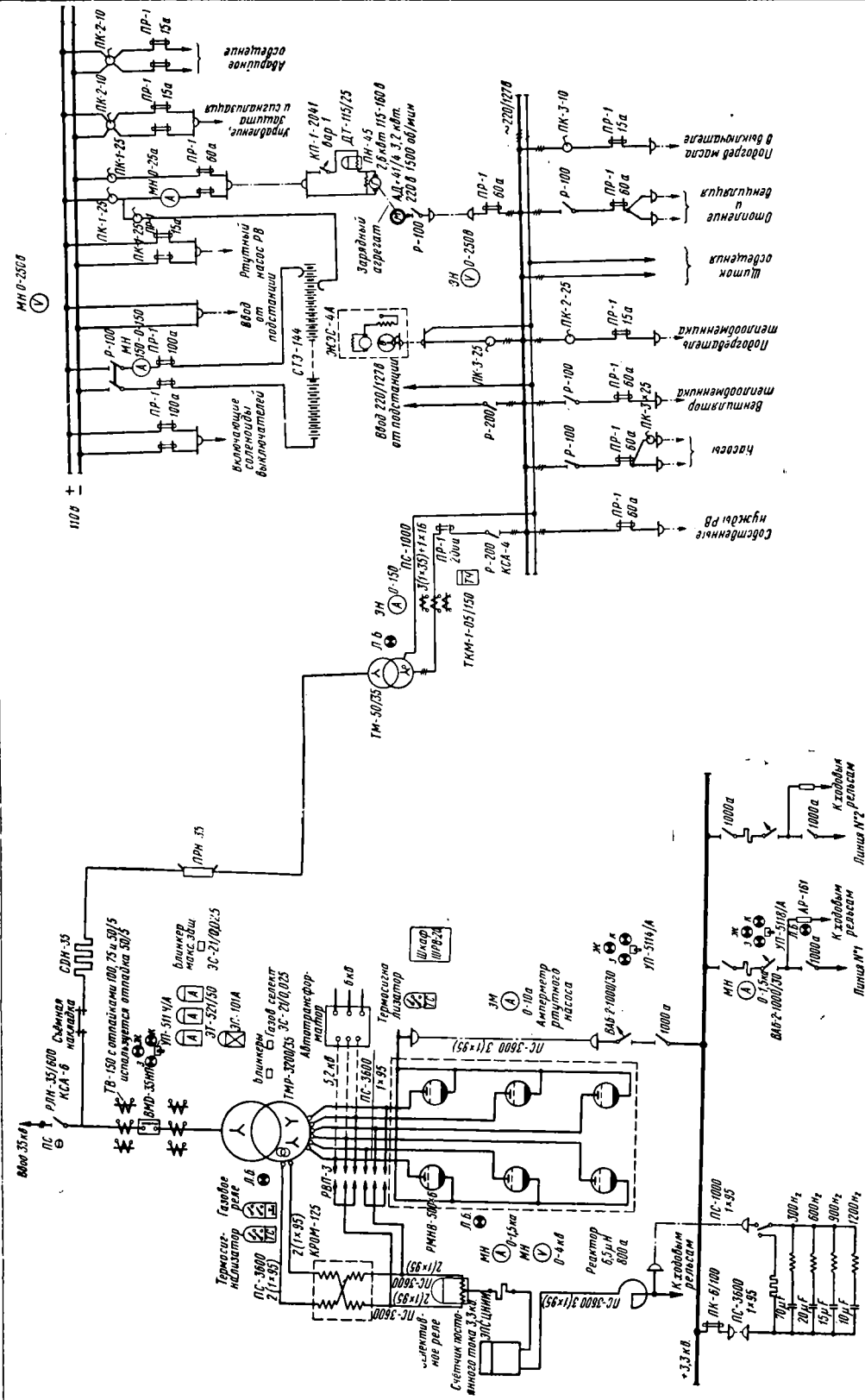
Трансформатор собственных нужд присоединяется через съёмные накладки к переключке между масляным выключателем и линейным разъединителем, что позволяет обеспечить питание цепей собственных нужд подстанции при отключённом положении тягового агрегата.

В случае питания выпрямительного агрегата подстанции через автотрансформатор трансформатор собственных нужд передвижной подстанции отключается от шин высокого и низкого напряжения и источником 220/127 В может быть только трансформатор собственных нужд стационарной подстанции.

Ввиду ограниченности габаритов вагона и наличия одного выпрямительного агрегата и двух питающих линий схема распределительного устройства постоянного тока значительно упрощена. Сборные шины выпрямленного тока отсутствуют. Соединения между разъединителями быстродействующего выключателя ртутно-выпрямительного агрегата и быстродействующих выключателей линий выполнены проводом марки ПС-3600. Шинами выполняются только соединения между разъединителями и быстродействующими выключателями.

Установка сглаживающего устройства обеспечивает возможность самостоятельной работы передвижной тяговой подстанции.

Аккумуляторная батарея работает в режиме постоянного подзаряда. Для осуществления периодического глубокого разряда батареи и последующего её заряда при постоянстве напряжения на разрядных шинах в схему введён двойной элементный коммутатор, имеющий шесть отводов.



Фиг. 1. Однолинейная схема передвижной тяговой подстанции: а — основные силовые цепи; б — цепи собственных нужд

Заряд и подзаряд батареи осуществляются двигатель-генератором.

От шин оперативного тока 110 в получают питание цепи защиты, управления, сигнализации и аварийного освещения.

Учёт электроэнергии, расходуемой на тягу поездов, осуществляется при помощи счётчика постоянного тока типа ЭПС-ЦНИИ.

Энергия, расходуемая на собственные нужды, учитывается счётчиком типа Т4 на стороне низкого напряжения.

ЗАЩИТНЫЕ УСТРОЙСТВА

Основные виды защитных устройств передвижной подстанции указаны в табл. 1

Цепи постоянного тока 110 в не имеют контроля изоляции ввиду их малой протяжённости.

Все части аппаратуры, нормально не находящиеся под напряжением, заземляются. Магистраль заземления аппаратуры и кабелей постоянного и переменного тока выполняются раздельно, стальными полосами сечением 40×4 мм.

Выводы внутри подстанционных заземляющих контуров имеют специальные наконечники, с помощью которых должно произво-

диться подсоединение заземляющих контуров передвижной подстанции к соответствующим наружным контурам заземления стационарной подстанции или к специально устанавливаемым заземлителям. При выполнении этого заземления необходимо проследить, чтобы магистраль заземления не оказалась соединённой через части вагона с железнодорожными рельсами, так как в этом случае реле защиты от заземлений окажется зашунтированным и не сработает при замыкании на землю на стороне выпрямленного тока.

ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

На передвижной подстанции предусмотрены следующие виды освещения.

1. Рабочее от шин переменного тока 220/127 в.

2. Аварийное от шин постоянного тока 110 в.

3. Ремонтное от сети рабочего освещения через переносные понизительные трансформаторы 220/12 в.

Подстанция отапливается электрическими печами типа ПЭТ общей мощностью 15 кВт, что даёт возможность поддерживать в поме-

Таблица 1

Виды защит, установленные на передвижной тяговой подстанции

№ по пор.	Наименование	Тип защиты и аппаратура	Примечание
1	Защита ртутно-выпрямительного агрегата: а) от перегрузки, от токов короткого замыкания на стороне 35 кВ, сквозных коротких замыканий и, как резервная, от обратных зажигания; б) от коммутационных перенапряжений, возникающих в тяговом трансформаторе при нестационарных режимах работы; в) от перегрева тягового трансформатора; г) от перегрева ртутного выпрямителя; д) от внутренних повреждений трансформатора; е) от внешних токов обратного зажигания; ж) от внутреннего тока обратного зажигания ртутного выпрямителя	Максимальная токовая защита мгновенного действия на реле ЭТ-521/50 (ток установки 14,5а) Разрядники вилитовые РВП-3 Тепловая, термосигнализатор типа ТС Тепловая, термосигнализатор типа ТС Газовая Быстродействующий выключатель типа ВАБ-2-1000/30 Селективное реле типа ВНИИЖТ	За расчётную мощность короткого замыкания принимается отключающая способность масляного выключателя ВМД-35НП, которая равна 400 тыс. кВА В случае питания от источника с напряжением 6 кВ расчётная мощность должна быть соответственно снижена, а ток установки реле изменён Действует на сигнал Действует на сигнал Действует сначала на сигнал, затем на отключение масляного выключателя Действует на отключение быстродействующего и масляного выключателей
2	Защита трансформатора собственных нужд	Плавкие предохранители типа ПРН-35 последовательно с дополнительным добавочным сопротивлением типа СДН-35 (396 Ом) на стороне 35 кВ и плавкие предохранители на стороне 0,23 кВ Реле типа ВНИИЖТ	
3	От замыканий на землю на стороне постоянного тока	Линейные быстродействующие выключатели ВАБ-2-1000/30	Действует на отключение линейных, агрегатного быстродействующего и масляного выключателей
4	От перегрузок и токов коротких замыканий на контактной сети	Алюминиевые разрядники АР-1Б, установленные на обеих линиях	
5	От перенапряжений в цепях постоянного тока 3,3 кВ	Силовые предохранители типа ПК-6/100 (с кварцевым наполнением)	
6	От коротких замыканий в кабелях и резонансных контурах сглаживающих устройств		

щении ртутно-выпрямительного агрегата температуру около $+18^{\circ}$ при внешней температуре -30° .

Помещение ртутно-выпрямительного агрегата, кубатура которого равна 72 м^3 , имеет вентиляцию с трёхкратным обменом воздуха.

Подогрев подаваемого воздуха производится в электровоздухоподогревателе, установленном вместе с вентилятором на крыше вагона в специальной утеплённой надстройке. Для притока и вытяжки установлены вентиляторы типа ЭВР № 3.

Система охлаждения ртутного выпрямителя принята циркуляционная с установкой водо-воздушного теплообменника.

Для создания постоянного давления в системе замкнутой циркуляции установлен расширительный бак ёмкостью $0,175 \text{ м}^3$.

Охлаждение ртутного насоса осуществляется водой, поступающей из напорного бака ёмкостью 1 м^3 , наполняемого периодически из водопровода. Оба бака установлены в утеплённой надстройке на крыше вагона на отметке $+2,85 \text{ м}$ от пола.

Для подачи требуемого количества воды на охлаждение ртутного насоса (2 л в минуту) и обеспечение расчётного напора $19,2 \text{ м}$ установлен центробежный насос производительностью $9 \text{ м}^3/\text{мин}$ с напором 21 м с мощностью мотора $1,6 \text{ квт}$. Поддержание вакуума в пути осуществляется работой ртутного насоса, который охлаждается от бака через насос по циркуляционной системе.

Конструктивное выполнение типовой передвижной тяговой подстанции и размещение оборудования

План и разрез передвижной тяговой подстанции приведён на фиг. 2.

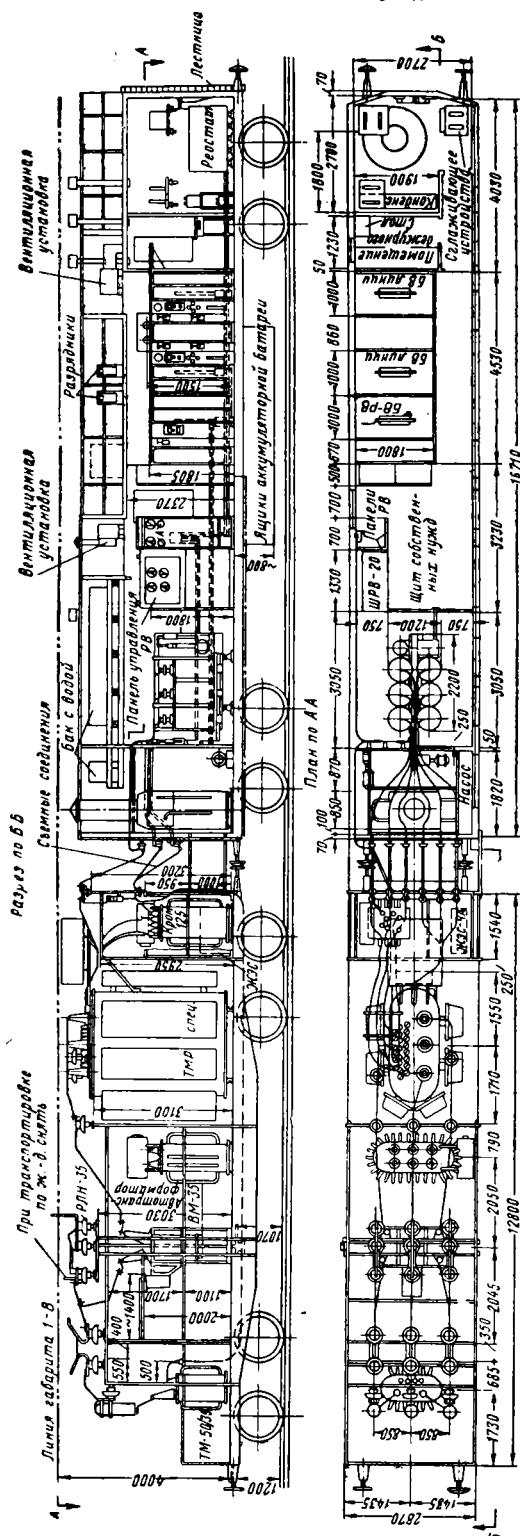
Всё высоковольтное оборудование переменного тока размещено на открытой части подстанции — на платформе.

На подстанции установлен модернизированный тяговый трансформатор типа ТМР-3200/35. Для снижения высоты трансформатор снят с катков, установлен на раме и прочно укреплен на платформе. Радиаторные трубы трансформатора закреплены в дополнительных металлических каркасах. Часть радиаторных труб демонтирована для обеспечения вписывания в габарит подвижного состава 1В. Этим снижена паспортная мощность трансформатора на $12-15\%$. Консерватор и выхлопная труба подвергнуты переделке для соблюдения габарита подвижного состава.

Керны трансформатора имеют дополнительное крепление дубовыми пропитанными распорками, предохраняющими его от колебаний при передвижении подстанции.

Крытый вагон имеет четыре помещения. Центральную часть вагона занимает помещение ртутно-выпрямительного агрегата, где, кроме ртутного выпрямителя, размещены шкаф управления, панель управления, распределительное устройство постоянного тока $3,3 \text{ кв}$, панели собственных нужд постоянного и переменного тока и место дежурного подстанции. Ртутный выпрямитель устанавливается на амортизаторах и ограждён от по-

Фиг. 2. План и разрез типовой передвижной тяговой подстанции



мещения дежурного сетчатым ограждением. В торце вагона расположено помещение сглаживающих устройств и купе для отдыха дежурного персонала. Эти помещения имеют отдельный вход, но соединены с центральной частью вагона проходом. В противоположном конце вагона расположено помещение теплообменника.

Межвагонные соединения цепей управления выполнены в виде штепсельных розеток, применяемых на электровагонах.

Между вагонами установлены съёмные шины для соединения оборудования, расположенного в вагоне и на платформе. Ошиновка открытой части подстанции произведена медными шинами 40×4 мм, которые по условиям нагрева допускают ток 600 а.

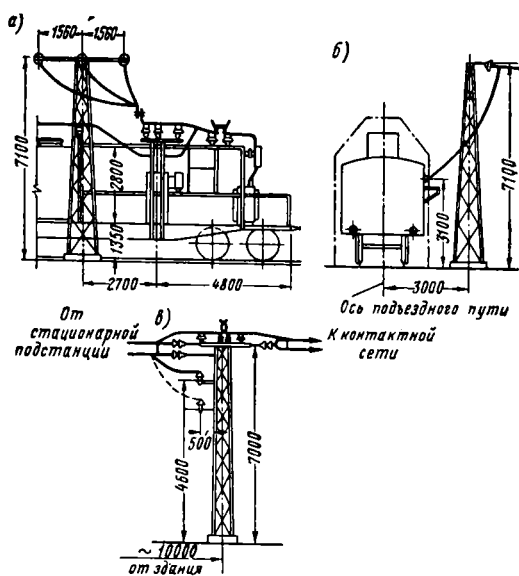
Ошиновка РУ-3,3 кВ выполнена алюминиевыми шинами сечением 60×8 мм, выбранным по номинальному току линейных автоматов 1 000 а.

Для обеспечения безопасности работ обслуживающего персонала площадка перед масляным выключателем отделена от трансформатора собственными нужд и автотрансформатора сетчатым съёмным ограждением. На высоте двух метров площадка закрыта сетчатым ограждением, предохраняющим дежурный персонал от приближения к шинам 35 кВ.

Для выемки оборудования на ремонт крытый вагон имеет два монтажных проёма: один в помещении ртутного выпрямителя, другой в помещении реактора сглаживающего устройства.

Утепление крытого вагона произведено шевелином в два слоя. Для пожарной безопасности помещение реактора, где смонтированы маслонаполненные конденсаторы, обито по всему периметру железом по асбесту. Место установки трёх быстродействующих выключателей утеплено техническим войлоком и обито железом по асбесту.

Для правильной развески вагонов, равномерной нагрузки осей и соблюдения высоты центров вагона при съёме оборудования



Фиг. 3. Присоединение передвижной подстанции: а — присоединение к шинам 35 кВ; б — присоединение к ответвлению питающей линии 3,3 кВ; в — присоединение ответвления питающей линии 3,3 кВ передвижной подстанции к ответвлению от стационарной подстанции

в ремонт или ревизию необходимо соблюдать его установку на существующие монтажные отверстия. На крытом четырёхосном вагоне тележка со стороны установки реактора сглаживающего устройства имеет усиленные на один лист надбуксовые рессоры.

Оба вагона имеют нормальную винтовую стяжку.

Вагоны подстанции могут следовать в составе со скоростью 75 км/час.

Присоединение передвижной подстанции к сборным шинам 35 кВ и линиям, питающим контактную сеть, показано на фиг. 3.

Перечень основного оборудования передвижной подстанции приводится в табл. 2 и 3.

Таблица 2

Основное высоковольтное оборудование переменного тока, установленное на открытой части подстанции — на платформе

№ по пор.	Наименование	Тип	Количество	Примечание
1	Линейный разъединитель трёхполюсный для наружной установки на 35 кВ, 600 а	РЛН-35/600	1	С ручным приводом
2	Масляный выключатель на 35 кВ, 600 а с отключающей способностью 400 тыс. кВА дистанционным приводом	ВМД-35НП	1	С подогревом масла, со встроенными трансформаторами тока
3	Тяговый трансформатор для наружной установки со схемой соединения обмоток звезда—две обратных звезды и встроенным устроителем частоты	ТМР-3200/35	1	С газовым реле типа ПГ-22 и термосигнализатором ТС
4	Однофазная разделяющая катушка (уравнительный реактор) для наружной установки	КРОМ-125	1	
5	Автотрансформатор для присоединения к первичному напряжению $6 \pm 5\%$ кВ и со вторичным напряжением 5,25 кВ	—	1	Может присоединяться к одной из вторичных звёзд тягового трансформатора
6	Трансформатор силовой трёхфазный для наружной установки мощностью 50 кВА с первичным напряжением $35 \pm 5\%$ кВ и вторичным напряжением 230/133 в	ТМ-50/35	1	Соединение обмоток звезда — звезда с выведенным нулём на вторичной стороне
7	Железнодорожная электростанция на 230/133 в переменного тока с двигателем Л-6 на 6 л. с.	ЖЭС-4А	1	

Таблица 3

Основное оборудование передвижной тяговой подстанции, установленное в закрытой части — внутри вагона

№ по пор.	Наименование	Тип	Количество	Примечание
1	Ртутный выпрямитель на 3,3 кв, 500 а	PMNB-500×6	1	С сеточным регулированием напряжения, с электрическим вакуумметром, с термосигнализатором ТС от 20 до 90°C
2	Шкаф управления ртутного выпрямителя	ШРВ-20 или ШРВ-32	1	
3	Панель управления ртутного выпрямителя	—	1	
4	Теплообменник с воздушным охлаждением на 1 000 а	T-1000	1	В комплекте с насосом
5	Выключатель быстродействующий на 3 000 а постоянного тока с регулировкой 800—2 000 а	ВАБ-2-1000/30	3	Два линейных и один агрегатный обратного тока
6	Реактор сглаживающего устройства на 800 а, 6,5 мкн.	Бетонный Перовского вагоноремонтного завода	3	—
7	Конденсаторы масляные для сглаживающего устройства по 5 мкф на 300 в	КПМ-4	23	—
8	Вариометры сглаживающего устройства		4	
9	Разрядники алюминиевые на 3 000 в постоянного тока	АР-16-1	2	—
10	Зарядный агрегат: а) генератор постоянного тока 115—160 в мощностью 2,6 квт с шунтовым реостатом б) асинхронный двигатель мощностью 3,2 квт, напряжением 220/127 в	ПН-45	1	—
11	Аккумуляторная батарея стартерного типа	АД41/4 6СТЭ-144	63 элемента в 13 ящиках	Расположена под вагоном

При передвижении подстанции должны быть соблюдены следующие требования.

1. Установлены дополнительные растяжки тягового трансформатора.

2. Закреплены дополнительными креплениями ртутный выпрямитель, шкаф ШРВ и реактор.

3. Демонтированы межвагонные силовые шинные соединения.

4. Демонтированы и уложены в специальные ящики сопротивления СДН-35 и шины линейного разъединителя 35 кв.

5. Заправлена и испытана электростанция ЖЭС-4.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Эксплуатация оборудования тяговых подстанций производится в соответствии с «Правилами содержания устройств тяговых подстанций электрифицированных железных дорог», «Правилами безопасности при эксплуатации тяговых подстанций электрифицированных железных дорог» и действующими должностными инструкциями для обслуживающего персонала.

Тяговые подстанции должны иметь следующую техническую документацию:

а) технический паспорт и паспортные карты на всё оборудование, устройства защиты, заземления, грозозащиты и измерительные приборы;

б) генеральный план площадки с нанесением всех сооружений и подземного хозяйства;

в) чертежи на основное оборудование и здание;

г) принципиальные и исполнительные схемы всех первичных и вторичных присоединений;

д) инструкции и техническую документацию по обслуживанию и ремонту оборудования и должностные инструкции.

Правилами содержания тяговых подстанций установлены следующие виды работ по содержанию и ремонту оборудования и устройств:

- ежедневный осмотр;
- периодический осмотр;
- текущий ремонт;
- капитальный ремонт.

Выполнение осмотров и ремонтов осуществляется как персоналом самой подстанции, так и персоналом специальных бригад ремонтно-ревизионного цеха участка энергоснабжения по годовым и месячным графикам работ, утверждаемым начальником энергоучастка.

Ежедневный осмотр заключается в наружном осмотре всего оборудования, аппаратуры и устройств подстанции дежурным электротехником при приёмке дежурства и не менее одного раза в смену, а также начальником или мастером подстанции один раз в сутки. На автоматических дальнеуправляемых подстанциях осмотр производится не реже одного раза в неделю специальной ревизионной бригадой. Содержание ежедневного осмотра подстанций представлено в табл. 1.

Периодические осмотры и текущий ремонт оборудования подстанций производятся, как правило, при снятом напряжении. Эти виды содержания оборудования заключаются в чистке приборов и аппаратов, детальном наружном и внутреннем их осмотре с зачисткой и проверкой контактов, регулировке подвижных частей, проверке изоляции, замене изношенных частей и устранении обнаруженных дефектов и неисправностей. Разборка оборудования при этом не производится.

Сроки проведения и содержание работ,

выполняемых при периодических осмотрах и текущих ремонтах оборудования и устройств тяговых подстанций, приведены в табл. 2.

При капитальном ремонте производится полная или частичная разборка оборудования с чисткой его, ремонтом или заменой изношенных частей, проверкой изоляции и производством испытаний.

Сроки проведения и краткая характеристика работ, выполняемых при капитальном ремонте оборудования и устройств тяговых подстанций, приведены в табл. 3.

Таблица 1

Содержание ежедневного осмотра тяговых подстанций

№ по пор.	Виды оборудования и устройств	Содержание работ	№ по пор.	Виды оборудования и устройств	Содержание работ
1	Распределительные устройства высокого напряжения	Осматриваются: все аппараты и приборы; клеммные ряды и контактные соединители; изоляторы; кабельные воронки; муфты; поддерживающие конструкции и заземления Проверяются: состояние цепей сигнализации, уровень и отсутствие течи масла в аппаратах; наличие и исправность средств техники безопасности; состояние помещений в части исправности дверей и окон; отсутствие течей; исправность отопления и вентиляции	4	Силовые трансформаторы	Проверяются: уровень масла в расширителях и вводах; состояние изоляторов; температура масла; характер гудения; состояние ошиновки и кабелей; работа охлаждающих устройств; состояние кожуха, фланцев и спускных кранов; исправность дверей трансформаторных помещений, окон, запоров; температура в камере
2	Устройства защиты от перенапряжений	Осматриваются регистраторы срабатывания (осмотр их производится также после каждой грозы, после обратных зажигания и после других тяжёлых режимов, вызвавших нарушение нормальной работы подстанции)	5	Реактор сглаживающего устройства	Проверяются: состояние изоляторов и витков реактора; отсутствие посторонних стальных предметов вблизи реактора
3	Преобразовательные агрегаты	Проверяются: вакуум и положение вакуумных кранов; температура корпуса; исправность системы охлаждения; температура воды, охлаждающей ртутные насосы; целостность смотровых стёкол насоса предварительного разряжения и отсутствие масла в них; уровень масла в насосе; отсутствие следов перекрытия изоляции; величина нагрузки выпрямителей	6	Аккумуляторная батарея	Проверяются: целостность сосудов и наличие под ними стёкол; уровень электролита в банках; надёжность впаек медных шин в свинцовые полосы и наличие на них вазелинового покрытия, состояние помещения (целостность стёкол в окнах, плотность закрывания дверей, состояние штукатурки стен и потолка, состояние пола под стеллажами)
			7	Щит управления	Проверяются: показания измерительных приборов; исправное состояние сигнальных цепей; положение разрядного и зарядного рычагов элементного коммутатора; исправность действия звуковых сигналов, нагрев и состояние поверхностей контактов

Таблица 2

Сроки проведения и содержание периодических осмотров и текущих ремонтов

№ по пор.	Виды оборудования и устройств	Сроки осмотров и ремонтов	Содержание работ
1	Распределительные устройства а) шины, силовые предохранители, разъединители: периодический осмотр	По местным условиям, но не реже чем 1 раз в 6 месяцев	Проверка креплений и подтяжка контактов ошиновки и сборных полос; смена повреждённых изоляторов; зачистка и шлифовка подгоревших мест контактов разъединителей, смазка контактов вазелином; опробование включения и отключения и проверка одновременности включения ножей трёхполюсных разъединителей; регулировка и смазка шарниров

Продолжение

№ по пор.	Виды оборудования и устройств	Сроки осмотров и ремонтов	Содержание работ
	текущий ремонт	1 раз в год	То же, что и при текущем осмотре, и дополнительно: проверка исправности пружинящих шайб, замков, контргайек; проверка состояния и восстановление термопленочных индикаторов
	б) масляные выключатели на напряжении 110 кВ	1 раз в 3 месяца	Проверяются: положение выключателя и привода; состояние контактных зажимов, выводов (изоляторов), тяг приводного механизма, целостность заземляющей проводки; уровень масла в баках и маслonaполненных изоляторах; исправность цепи отключающей катушки (по показанию сигнальной лампы).
	на напряжение 35 кВ и ниже	1 раз в 6 месяцев	Производится смена смазки привода
	в) приводы масляных выключателей:		
	закрытых подстанций	1 раз в 3 месяца и после 3 автоматических отключений	Производится (без полной разборки) проверка: пружин, болтов, гаек, шплинтов; состояния и действия приводного механизма.
	открытых подстанций	1 раз в месяц	Осенью производится подготовка приводов выключателей, установленных на открытом воздухе, к работе в зимних условиях
	г) быстродействующие выключатели:		
	периодический осмотр	1 раз в 10 дней или после 15 автоматических отключений для 3,3 кВ и 20 для 1,65 кВ	Осматриваются: контакты со снятием нагара; нижняя часть гасительной камеры (при необходимости зачищается); заземление конструкции и изоляторов; реле и вторичная коммутация. Протираются изоляторы и части выключателя. Проверяется крепление ошиновки выключателя
	текущий ремонт	1 раз в 3 месяца или после 100 автоматических отключений	Производится: зачистка и замер износов главных контактов; смазка трущихся частей; проверка включающего механизма; снятие отпечатков с главных контактов и магнитного сердечника; проверка натяжения главных отключающих пружин.
			Разборка и очистка дугогасительной камеры производится по мере необходимости, но не реже 1 раза в год
2	Устройства для защиты от перенапряжений	Не реже одного раза в месяц	Производится внешний осмотр без отключения напряжения
	а) вентильные разрядки переменного тока всех напряжений	Не реже 1 раза в 6 месяцев	То же с отключением от напряжения
	б) трубчатые разрядники на вводах	После каждой грозы, не позднее чем через день после окончания грозы; при осмотрах со всем остальным оборудованием	Производится внешний осмотр
3	Преобразовательные агрегаты		
	а) периодический осмотр	Не реже 1 раза в 5 дней	Очистка корпуса, изоляторов и аппаратуры шкафа управления от пыли.
			Проверяются: четкость работы возбуждения и целостность сеточных цепей; уровень масла в насосе предварительного разряжения и автоматическое действие крана; плавность хода рейки ртутного вакуумметра; плотность крепления всех кабелей, нагрев подшипников насосов и моторов.
			Осматриваются: внутреннее состояние выпрямителя при горячем возбуждении (у многоанодных выпрямителей); реле защиты, разрядники в анодных цепях. Пополняется дистиллированной водой циркуляционно-замкнутая система охлаждения
	б) расширенный периодический осмотр	1 раз в месяц	Дополнительно проверяются: контакты электрических соединений; термометры преобразователя; исправность цепи роговых разрядников
	в) текущий ремонт	По местным условиям, но не реже 1 раза в год	То же, что и при периодическом осмотре, и дополнительно: переборка ртутного насоса с очисткой ртути и проверкой времени начала работы ртутного насоса; чистка смотрового стекла насоса предварительного разряжения и проверка пределов его откачки; чистка патрубков и шлангов охлаждения корпусов преобразователя и ртутного насоса, а также внутритрубного пространства теплообменника.

Продолжение

№ по пор.	Виды оборудования и устройств	Сроки осмотров и ремонтов	Содержание работ
4	г) текущий ремонт предвакуумной системы	1 раз в 2 года и при текущем ремонте выпрямителя, если не обеспечивается откачка из корпуса до 40 мк за 30 мин.	Проверка предвакуумной системы с переборкой насоса предварительного разряжения (кроме вскрытия его корпуса) и сменой масла, а также проверкой предела откачки насоса и натекания; переборка ртутного компрессionного манометра с очисткой ртутн
	д) текущий ремонт охлаждающей системы	Не реже 1 раза в 2 года и по мере необходимости	Проверяются предвакуумная система с полной переборкой насоса предварительного разряжения, со сменой масла и с определением предела откачки насоса при холодном и горячем масле и натекания в предвакуумной системе. Производится ревизия электродвигателя насоса
	е) фазорегулятор	Не реже 1 раза в год	Очистка от накипи и грязи шлангов, патрубков днищ баков теплообменника, трубной решетки, циркуляционного насоса и донницы катода; разборка, очистка и смазка всех вентиля, окраска днища катода, днища теплообменника и трубной решетки; очистка от окислы спирали подогревателя и очистка химическим способом межтрубного пространства теплообменника и охлаждающей рубашки преобразователя
	Силовые трансформаторы а) периодический осмотр при мощности до 560 кВа	Не реже 1 раза в 3 месяца	Осматриваются: состояние рабочего и защитного заземления; состояние противопожарных устройств Проверяется: маслоуказательное стекло (с помощью контрольного крана); целостность мембраны выходной трубы Производится чистка поверхности кожуха трансформаторов и изоляторов, а также уборка помещения
5	при мощности свыше 560 кВа	Не реже 1 раза в месяц	Производится: наружный осмотр трансформатора и всей арматуры с устранением обнаруженных дефектов; спуск грязи из расширителя; доливка масла; осмотр и чистка охлаждающих устройств
	б) текущий ремонт при мощности до 1800 кВа включительно и напряжении до 10 кВ	Не реже 1 раза в год	Проверяются: маслоуказательные устройства; спускные краны и уплотнения; пробивные предохранители (у трансформаторов с заземленным нулем со стороны низшего напряжения); состояние рабочего и защитного заземления; сопротивление изоляции обмоток; исправность газовой защиты
6	все остальные трансформаторы	1 раз в 6 месяцев	Производится наружный осмотр и обтирка от пыли всех элементов устройства и ошиновки
	Сглаживающие устройства	1 раз в 3 месяца	Проверяются: плотность всех контактов; исправность цепи разрядного сопротивления и устройств сигнализации; целостность предохранителя; прочность крепления катушек самоиндукции; отсутствие касания между витками (для катушек из голого провода)
7	Щит управления	Не реже 1 раза в 15 дней	Очистка аппаратуры задних панелей от пыли
7	Собственные нужды переменного тока	1 раз в 3 месяца	Проверяются: провес проводов; расстояние между проводами и между проводами и землей; состояние наружной изоляции проводов, втулок, воронок, трубок в проходах через стены и перекрытия; состояние изоляторов, роликов, крепления проводов и шин; состояние надписей и предупреждающих плакатов; уставки автоматов; соответствие плавких вставок и предохранителей; наличие влаги, загрязненности оборудования, состояние окраски токоведущих частей; надежность заземляющих и зануляющих проводов; исправность защиты изолированных проводов от механических повреждений
	а) открытая прокладка изолированных проводов на роликах или изоляторах	1 раз в 6 месяцев (для помещений сырых, пожаро- и взрывоопасных сроки осмотров сокращаются в 2 раза)	Осмотр и ремонт неисправностей
7	б) открытая прокладка: голых проводов, шин, проводов в изоляционных трубках с металлической оболочкой, проводов марки ТПРФ и оцинкованных проводов	1 раз в 2 месяца	Очистка от пыли
	в) освещение пониженного напряжения, переносные трансформаторы, лампы и аккумуляторные батареи	1 раз в 2—6 месяцев в зависимости от содержания пыли в помещениях	Осмотр, очистка и продувка
7	г) осветительная арматура и лампы освещения	1 раз в год	
	д) электродвигатели		

Продолжение

№ по пор.	Виды оборудования и устройств	Сроки осмотров и ремонтов	Содержание работ
8	Собственные нужды постоянного тока а) аккумуляторные батареи	Не реже 1 раза в месяц	Проверяются: высота осадка (шлама); отсутствие коротких замыканий между пластинами, местных нагревов, сульфатации и коробления пластин; напряжение элемента и плотность электролита в каждой банке; записи в журнале аккумуляторной батареи. Осматриваются ошиновка и контакты и производится очистка окислившихся поверхностей и смазка их вазелином Чистка щёток с удалением угольной и металлической пыли
	б) зарядный двигатель-генератор	1 раз в 2 месяца	Осмотр и ремонт Чистка щёток с удалением угольной и металлической пыли
	в) подзарядный двигатель-генератор	1 раз в год 1 раз в 2 месяца 2 раза в год	Осмотр и ремонт
	г) стеклянные ртутные выпрямители	2 раза в год	Осмотр и чистка с необходимым ремонтом
9	Силовые кабельные линии		При осмотре кабелей и кабельных каналов проверяются состояние плиточных покрытий каналов и брони кабелей; внешнее состояние муфт; отсутствие натяжения кабелей или смещения их с конструкции; температура в каналах на поверхности кабелей в местах, где можно ожидать наибольшего нагрева; исправность маркировок; отсутствие в каналах воды и наносов (земли, ила); исправность освещения, вентиляции и состояние средств защиты кабелей и коррозии.
	а) кабели, проложенные в земле и тоннелях	Не реже 1 раза в месяц	В местах перехода кабелей в воздушную линию проверяются; защищённость кабелей от механических повреждений; состояние муфт и выводов из них.
	б) кабели, проложенные открыто в каналах	Не реже 2 раз в год	При осмотре открыто проложенных кабелей проверяются: наличие защитных покрытий в местах, где возможны механические повреждения кабелей; исправность брони и свинцовых оболочек; внешнее состояние муфт; отсутствие на кабелях или вблизи них грязи, пыли и посторонних предметов; отсутствие натяжения кабеля; наличие маркировки
	в) концевые муфты	1 раз в 3 месяца	Проверка межрельсовых соединений вблизи тяговых подстанций и состояние кабелей между сборными шинами и рельсами Проверка исправности мест присоединения отсасывающих линий к рельсам и отсутствие повышенного нагрева
10	Отсасывающие линии	Не реже 1 раза в день 1 раз в месяц	

Сроки проведения и характеристика капитальных ремонтов

Таблица 3

№ по пор.	Виды оборудования и устройств	Сроки ремонтов	Краткая характеристика ремонта
1	Распределительные устройства а) Контактные присоединения к аппаратам: открытых РУ закрытых РУ б) масляные выключатели	1 раз в 3 года в нормальных условиях 1 раз в 5 лет при медных шинах и 1 раз в 2 года при алюминиевых шинах Не реже 1 раза в 3 года или: 1) после отключения не более 4 коротких замыканий; 2) после отключения с выхлопом масла	Разборка, чистка и смазка Примечания. 1. При наличии паров, газов, частиц, разрушающе действующих на контакт, а также в соединениях медных шин с алюминиевыми сроки ремонта сокращаются до 1 года. 2. При обнаружении перегрева разборка и чистка контактов производится немедленно Проверка состояния: вводов; внутренней изоляции; подвижных и неподвижных контактов; сигнальных устройств; креплений камер и решёток Смена контактов и дугогасительных устройств в случае необходимости Проверка привода и регулировка натяжения пружин

Продолжение

№ по пор.	Виды оборудования и устройств	Сроки ремонтов	Краткая характеристика ремонта
2	в) быстродействующие выключатели	1 раз в 5 лет	Регулировка контактов выключателя на одновременность включения Осмотр: крышек, баков, подъемных устройств, выхлопных устройств и предохранительных клапанов Переборка и очистка масломерных устройств. Доливка, замена и очистка масла Примечание. Внутренние осмотры масляных выключателей, установленных в цепях тяговых трансформаторов, производятся, кроме того: для выключателей на напряжение 6 — 10 кВ после отключения 10 обратных зажиганий или 10 отключений от перегрузки; для выключателей на напряжение 35 и 110 кВ после отключения 5 обратных зажиганий или 150 операций под током или же отключения одного короткого замыкания и 75 операций под током Разборка выключателя с заменой изношенных частей, с переборкой магнитной системы, очисткой дугогасительной камеры и смазкой трущихся частей. Проверка изоляции и настройка на ток отключения
	Преобразовательные агрегаты (выпрямители)	1 раз в 5 лет	Для многоанодных выпрямителей: полная переборка, включая вскрытие охлаждающей рубашки, её очистку и окраску омываемых водой поверхностей. Для одноанодных выпрямителей: переборка всех вентилях и охлаждающей системы. Одновременно производится переборка и ремонт вакуумной системы, насоса предварительного разрежения, ртутного насоса, вакуумметра, теплообменника, а также электродвигателей и насосов циркуляционного охлаждения Примечание. Внутренний осмотр с переборкой производится также: а) после пяти непрерывно следующих друг за другом обратных зажиганий в момент включения или в течение суток при нагрузке, не превышающей номинальной; б) после 10 обратных зажиганий в течение 72 часов работы; в) в случае резкого понижения сопротивления изоляции по отношению к корпусу; г) при появлении «мокрой течи» в корпусе преобразователя; д) если число обратных зажиганий за последние 18 месяцев эксплуатации или с момента последней переборки достигло 36
	3 Силовые трансформаторы а) для трансформаторов преобразовательных агрегатов, выпущенных после 1935 г. б) то же, выпущенных до 1935 г. в) для остальных трансформаторов, работающих без перегрузки	Через год после начала эксплуатации и далее через каждые 5 лет при числе обратных зажиганий не более 25 1 раз в 3 года 1 раз в 10 лет	Вскрытие трансформатора, подъём и осмотр сердечника. Ремонт выемной части, крышки, расширителя, выхлопной трубы, радиаторов, кранов изоляторов охлаждающих и маслоочистительных устройств. Чистка и при необходимости окраска кожуха; очистка или замена масла; сушка изоляции (в случае необходимости) Проверка контрольно-измерительных приборов, сигнальных и защитных устройств. Ремонт и испытание оборудования первичной коммутации (кабелей, изоляторов выключателей и пр.) повышенным напряжением

Примечания. 1. Осмотры сердечников преобразовательных трансформаторов производятся: а) для трансформаторов выпуска до 1935 г. после 25 обратных зажиганий; б) для трансформаторов более позднего выпуска один раз в 3 года при числе обратных зажиганий от 25 до 50 и один раз в 2 года при числе обратных зажиганий от 50 до 70.
2. При наличии на преобразовательном агрегате сеточной защиты капитальный ремонт трансформатора разрешается производить при числе обратных зажиганий от 100 до 120.

ЛИТЕРАТУРА

1. Рышковский И. Я. Тяговые подстанции. 2. Рышковский И. Я., Кучма К. Г. Тяговые подстанции. Трансжелдориздат, 1949. Трансжелдориздат, 1953.

АВТОМАТИКА И ТЕЛЕМЕХАНИКА



АВТОМАТИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ТЯГОВЫМИ ПОДСТАНЦИЯМИ

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЪЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ

Автоматизация повышает надёжность работы тяговых подстанций электрических железных дорог, повышает производительность и улучшает условия труда персонала, а также позволяет снизить эксплуатационные расходы.

На тяговых подстанциях автоматизируются:

1) преобразовательные ртутнотыристорные агрегаты;







2) питающие линии постоянного тока высокого напряжения;

3) собственные нужды подстанции;














4) питающие линии переменного тока (схемы автоматического повторного включения питающих линий выбираются по согласованию с питающей энергосистемой).

Принятые в настоящем разделе условные обозначения аппаратуры в схемах автоматики и телемеханики приведены в табл. 1.

Таблица 1
Условные обозначения аппаратуры в схемах
автоматики и телемеханики

Название аппарата	Обозначение
Катушка реле мгновенного действия	
Катушка реле замедленного на отпадение (с гильзой)	
Катушка поляризованного реле	
Катушка реле с двумя обмотками	
Катушка контактора	
Электромагнит шагового искателя	
Сигнальная лампа	
Конденсатор	

Продолжение

Название аппарата	Обозначение
Активное сопротивление регулируемое	
Обмотка теплового реле	
Контакты термопереключателя	
Газоразрядная (неоновая) лампа	
Плавкий предохранитель	
Рубильник однополюсный	
Рубильник двухполюсный	
Пакетный переключатель	
Нормально открытые контакты реле мгновенного действия и блок-контакты силовых выключателей и разъединителей	
То же нормально закрытые контакты	
Нормально открытые контакты реле замедленного на отпускание	
Нормально закрытые контакты реле замедленного на отпускание	
Нормально открытые контакты реле замедленного на срабатывание	
Нормально закрытые контакты реле замедленного на срабатывание	
Контактное поле шагового искателя	
Нормально открытые контакты кнопок и ключей ручного управления с самовозвратом в исходное положение	

Продолжение

Название аппарата	Обозначение
Нормально закрытые контакты кнопок и ключей ручного управления с самовозвратом в исходное положение	
Нормально открытые контакты кнопок и ключей ручного управления без самовозврата	
Нормально закрытые контакты кнопок и ключей ручного управления без самовозврата	
Проскальзывающий блок-контакт	
Звуковой сигнальный прибор	
Вакуумный стабилизатор тока	
Вентиль полупроводниковый	
Электронная лампа двухэлектродная	

АВТОМАТИКА РТУТНОВЫПРЯМИТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ

Агрегаты оборудуются устройствами коммутационной автоматики и аппаратурой автоматизации вакуумной системы и системы охлаждения.

Устройства коммутационной автоматики ртутновыпрямительных агрегатов должны обеспечивать:

- 1) включение и отключение агрегата в заданной последовательности;
- 2) отключение агрегата с временной блокировкой:

а) при ухудшении вакуума в выпрямителе;

б) при повышении температуры преобразовательного трансформатора выше допустимой;

в) при чрезмерном повышении или понижении температуры выпрямителя;

г) при прекращении питания нагревательного элемента ртутного насоса переменным током (с последующим переключением питания на постоянный ток от аккумуляторной батареи);

д) при прекращении протекания воды, охлаждающей ртутный насос;

3) автоматическое включение агрегата по устранению причин, вызвавших временную блокировку;

4) отключение агрегата с постоянной блокировкой, не допускающей возможности включения агрегата средствами дистанционного

управления или телеуправления, при срабатывании:

а) газовой защиты преобразовательного трансформатора;

б) защиты от замыкания на землю в распределительном устройстве постоянного тока высокого напряжения;

в) токовой отсечки;

5) отключение агрегата от защиты при обратном зажигании выпрямителя с блокировкой, допускающей деблокировку средствами дистанционного управления или телеуправления;

6) двукратное повторное автоматическое включение агрегата с блокировкой при неудачных включениях и возможностью деблокировки средствами дистанционного и телеуправления;

а) при обрыве дуги возбуждения выпрямителя;

б) при неполном включении агрегата;

в) при отключении агрегата от перегрузки.

Схемы автоматики (фиг. 1 и 2) предусматривают возможность работы при ручном (дистанционном) управлении или телеуправлении.

Схема автоматики, приведённая на фиг. 1, предусматривает использование телефонных и кодовых реле; в качестве основного коммутирующего элемента применён шаговый искатель И, ведомый пульсарой 1ПП—2ПП, темп работы которой может регулироваться сопротивлением ЗС.

Искатель позволяет осуществить необходимые взаимосвязи между элементами схемы, а также между отдельными операциями в заданной последовательности с возможностью широкой регулировки времени между ними.

В схеме использован искатель типа ШИ-17; для этой цели могут быть применены и другие типы искателей прямого или обратного хода.

Схема, приведённая на фиг. 1, выполнена применительно к ртутному выпрямителю типа РВ-20 и предусматривает следующую последовательность включения агрегата: масляный выключатель — зажигание и возбуждение выпрямителя — байпасирующий выключатель обратного тока.

Назначение основной аппаратуры схемы фиг. 1 приведено в табл. 2.

Схема автоматики фиг. 2 предназначена для автоматизации одноанодных ртутных выпрямителей с применением релейно-механического переключателя конструкции ЦНИИ (фиг. 3). Переключатель представляет собой механизм, смонтированный на базе кодового реле с приводом, аналогичным приводу шагового искателя; на ось храпового колеса переключателя насажены диски из изолирующего материала, по которым скользят пружины контактных групп кодового реле. При повороте дисков контактные пружины попадают в вырезы, имеющиеся на поверхности дисков, и производят переключение контактов.

Движение привода переключателя осуществляется аналогично движению шагового искателя; роль якоря электромагнита последнего выполняет якорь кодового реле.

Т а б л и ц а 2

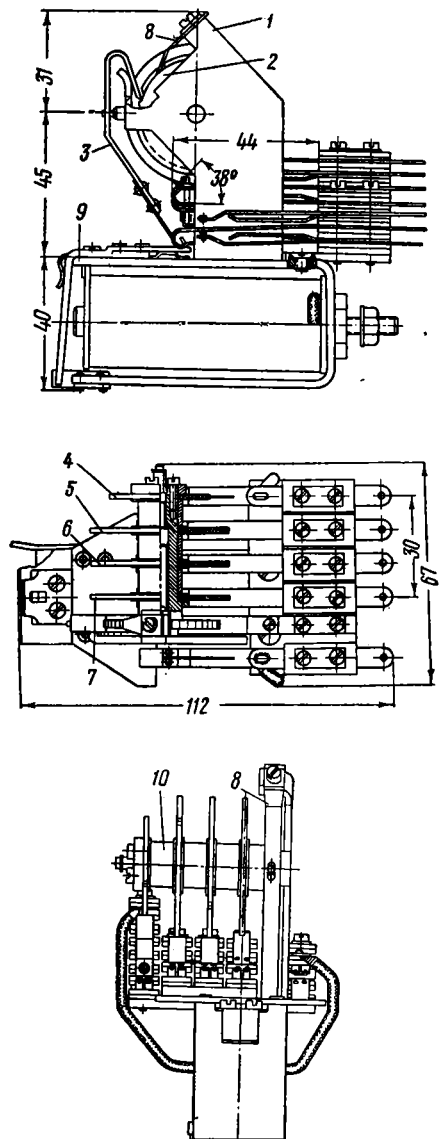
Назначение аппаратуры автоматики многократного ртутного выпрямителя

Обозначение	Наименование аппарата	Назначение в схеме	Примечание	Обозначение	Наименование аппарата	Назначение в схеме	Примечание
КУ	Реле управления	Включение и отключение элементов	Поставляется комплектно с МВ	ОА	Реле отключения БАОД	Отключение БАОД	Отключение и блокировка агрегата при срабатывании защиты не допускающей включения средств телеуправления и автоматического повторного включения АПВ агрегата, допускание АПВ по устранению режима, вызвавшего блокировку. Подача импульсов в электромагнит шагового искателя
ДУ	Шины дистанционного управления	Питание цепей дистанционного управления		РПБ	Реле постоянной блокировки	Реле постоянной блокировки	
АУ	Шины автоматического управления	Питание цепей автоматики		РВБ	Реле временной блокировки	Реле временной блокировки	
М	Блок-контакты масляного выключателя МВ	Коммутация блокировочных и сигнальных цепей		ИПП, 2ПП	Реле пульсары	Реле пульсары	
РПМ	Реле включения МВ	Замыкание цепи соленоида		И	Шаговый искатель	Шаговый искатель	
ОКМ	Отключающий соленоид МВ	Отключение МВ		ПВ	Реле повторных включений	Реле повторных включений	
КУМ	Ключ управления МВ	Дистанционное управление МВ		ВА	Реле включения БАОД	Реле включения БАОД	
РК	Реле контроля	Контроль целостности цепей управления МВ		БРН	Реле блокировки ртутного насоса	Реле блокировки ртутного насоса	
ПМ	Повторитель положения МВ	Коммутация цепей автоматики		ИРП, 2РП	Реле промежуточной блокировки	Реле промежуточной блокировки	
РУ	Контакты ручного управления	Коммутация цепей при ручном управлении		КВ	Реле контроля включения	Реле контроля включения	
РВЗ	Реле возбуждения и зажигания РВ	Замыкание цепи контактора зажигания	Поставляется комплектно с РВ	Б	Реле общей блокировки	Реле общей блокировки	Повторные включения МВ. Включение БАОД в процессе автоматического включения агрегата. Блокировка агрегата при нарушении рабочего режима ртутного насоса. Контроль кратности АПВ. Контроль включенного положения агрегата. Блокировка АПВ агрегата. Отключение агрегата при обратном зажигании. Включение агрегата при телеуправлении. Отключение агрегата при телеуправлении. Блокировка АПВ агрегата и включение реле БРН.
КВЗ	Контактор возбуждения и зажигания	Включение трансформатора зажигания и возбуждения РВ		РСЗ	Реле селективной защиты	Реле селективной защиты	
ТВЗ	Трансформатор возбуждения и зажигания	Питание цепей зажигания и возбуждения РВ		ТУВ	Контакты реле телеуправления	Контакты реле телеуправления	
РКВ	Реле контроля возбуждения	Контроль тока возбуждения ртутного выпрямителя		ТУО	То же	То же	
ПД	Повторитель реле РКВ	Коммутация цепей автоматического включения батареи возбуждающего выключателя и отключения МВ		КРН	Реле контроля питания нагревательного элемента ртутного насоса РН	Реле контроля питания нагревательного элемента ртутного насоса РН	
КВА	Контактор включения быстрого обратного тока БАОД	Включение МВ		ПРН	Реле переключения РН	Реле переключения РН	
БВА	Блок-контактор включения БАОД	То же		ОРН	Реле охлаждения РН	Реле охлаждения РН	
КУА	Ключ управления БАОД	Дистанционное управление БАОД		ТРН	Трансформатор РН	Трансформатор РН	
ДК	Держащая катушка БАОД	Удержание БАОД во включенном положении		АРН	Токовое реле ртутного насоса	Токовое реле ртутного насоса	
ПА	Повторитель положения БАОД	Коммутация цепей автоматики и отключения МВ		РМН	Реле минимального напряжения	Реле минимального напряжения	
ТВ	Тепловой элемент водорегулирующего вентиля	Открытие и закрытие воды, выпрямитель соответствующий при включенном и отключенном положении его	Поставляется комплектно с БАОД				С повышенной изоляцией. Ковшовое или струйное. Поставляется с РВ.

Продолжение					Обозначение	
Наименование аппарата	Назначение в схеме	Примечание	Обозначение	Наименование аппарата	Назначение в схеме	Примечание
Контакты выходного реле вакуумметра	Блокировка агрегата и включение насоса предвостережения		РТО	Реле токовой отсечки	Отключение агрегата при коротких замыканиях	
Двигатель НПР	Привод НПР		РЗЗ	Реле защиты при замыкании на землю	Отключение агрегата при замыканиях на землю в распределительном устройстве постоянного тока	
Тепловое реле	Защита двигателя НПР		РПГ	Реле газовой защиты	Отключение агрегата при повреждении преобразователяного трансформатора	
Магнитный пускатель двигателя НПР	Включение и отключение двигателя НПР	Встроены в магнитный пускатель	БТГ	Тепловое реле перегрева	Отключение агрегата при превышении допустимой температуры преобразователяного трансформатора	
Добавочное сопротивление	Ограничение величины тока в цепи РК		БТВ	Тепловое реле перегрева и переохлаждения РВ	Отключение агрегата при чрезмерном повышении и понижении температуры выпрямителя	
То же	Ограничение величины тока в искрогасительном контуре					
Регулировочное сопротивление	Регулирование темпа работы пульсары					

Один шаг переключателя соответствует повороту дисков его на 6°.

Периодическое замыкание и размыкание цепи обмотки кодового реле осуществляется при помощи дополнительного реле П/П (фиг. 2), которое вместе с реле П/П работает в режиме пульсары.



Фиг. 3. Релейно-механический переключатель ЦНИИ: 1—стойка; 2—храповое колесо; 3—переводной рычаг; 4—7—диски; 8—пружина стопорная; 9—кодовое реле переключения; 10—распорная втулка

Контактами релейно-механического переключателя осуществляются замыкания и размыкания цепей схемы, определяющие необходимую последовательность в операциях устройств автоматики.

В качестве промежуточных реле в схеме применены кодовые реле.

Схема автоматики выполнена для последовательности включения: зажигание и возбуждение — масляный выключатель — быстродействующий выключатель обратного тока.

Назначение основной аппаратуры схемы фиг. 2 приведено в табл. 3.

Автоматика ртутновыпрямительного агрегата с многоанодным выпрямителем отличается, в основном, схемой включения цепей возбуждения и зажигания *РВ*.

Автоматизация вакуумной системы ртутного выпрямителя

Устройства автоматики вакуумной системы откачиваемых ртутных выпрямителей осуществляют:

- 1) контроль величины давления в баке предварительного разрежения и вакуумном корпусе выпрямителя;
- 2) поддержание давления в баке предварительного разрежения в заданных пределах;
- 3) сигнализацию состояния вакуума в корпусе выпрямителя;
- 4) подключение агрегата при недопустимом ухудшении вакуума в корпусе выпрямителя.

Вакуумное реле имеет подогреваемую токком металлическую нить, помещённую в вакуум и связанную с контактным рычагом; изменение длины нити при изменении вакуума вызывает переключение контактов вакуумного реле, воздействующих на релейную схему шкафа. Предвакуумное реле отрегулировано на включение насоса предварительного разрежения при давлении в баке около 0,35 мм рт. ст. и отключения его при достижении вакуума в 0,08 мм рт. ст.

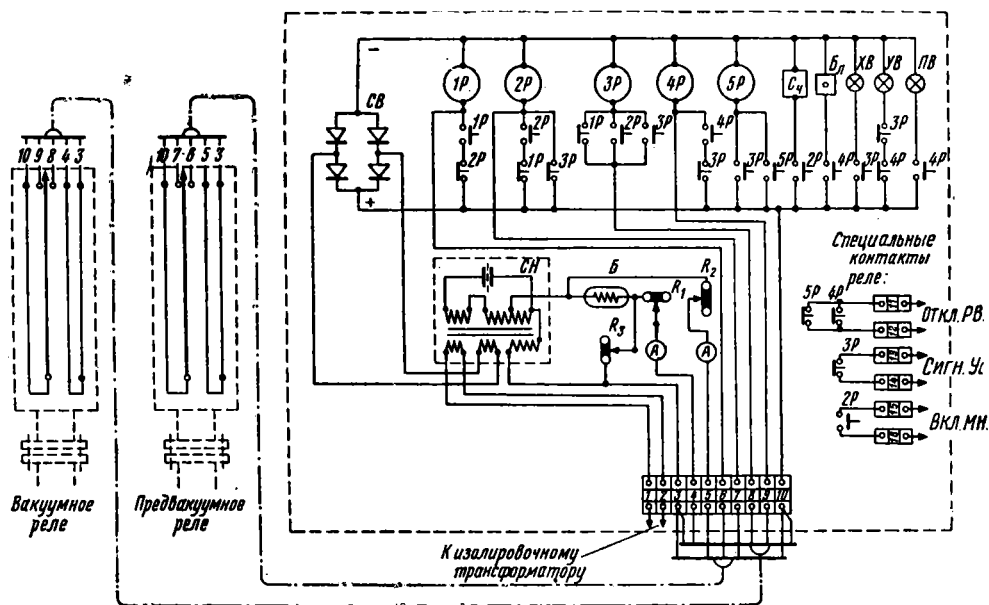
Вакуумное реле регистрирует: хороший вакуум (*ХВ*) — при давлении в корпусе выпрямителя от 0,001 мм рт. ст. и ниже;

ухудшенный вакуум (*УВ*) — при давлении в корпусе выпрямителя от 0,001 до 0,005 мм рт. ст.;

плохой вакуум (*ПВ*) — при давлении в корпусе выпрямителя от 0,005 мм рт. ст. и выше.

При плохом вакууме производится отключение агрегата.

Управление насосом предварительного разрежения, сигнализация *УВ* и отключение агрегата производятся с помощью реле, имеющего повышенную изоляцию относительно шкафа (не менее 15 кВ).



Фиг. 4. Схема вакуумной установки типа ЭВ-ЦНИИ

На фиг. 4 приведена схема вакуумной установки типа ЭВ-ЦНИИ. Установка включает два вакуумных реле-датчика и шкаф автоматики.

Одно из реле — предвакуумное — предназначается для контроля и поддержания вакуума в системе предварительного разрежения, а второе — вакуумное — для контроля вакуума в корпусе выпрямителя.

Сигнализация состояния вакуума осуществляется лампами и блинкером, установленными в шкафу вакуумной установки.

Питание вакуумной установки производится переменным током 110 или 220 в через стабилизатор напряжения.

Перечень и назначение основной аппаратуры шкафа вакуумной установки типа ЭВ-ЦНИИ приведены в табл. 4.

Таблица 3

Назначение аппаратуры автоматики однофазного ртутного выпрямителя

Обозначение	Наименование	Назначение	Примечание	Обозначение	Наименование	Назначение	Примечание
РВТ	Реле общей блокировки	Блокировка цепей включения и отключения агрегата	Поставляется с МВ	РРБ	Реле постоянной блокировки	Отключение агрегата при срабатывании защиты, не допускающей деблокировку диспетчером и АПВ на первичной стороне трансформатора ртутного насоса	Поставляется комплектно с МВ
РД	Реле дистанционного включения	Подготовка цепей дистанционного включения агрегата		РМН	Реле минимального напряжения	Контроль напряжения на первичной стороне трансформатора ртутного насоса	
ШТУ	Шины телеуправления	Питание цепей телеуправления	Поставляется с МВ	РМН1 РБ11	Повторитель реле РМН Реле блокировки	Замыкание цепи реле РРН	Поставляется комплектно с МВ
ША	Шины автоматики	Питание цепей автоматики		БПВ	Реле блокировки повторных включений	Блокировка агрегата при срабатывании реле РРБ	
ШРУ	Шины ручного управления	Питание цепей дистанционного управления и защиты	Поставляется с МВ	СОМ	Соленоид отключения МВ	Размыкание цепи реле подготовки повторных включений ППВ	Поставляется комплектно с МВ
КВЗ	Контактор возбуждения и зажигания выпрямителя	Включение трансформатора возбуждения и зажигания		РКМ	Реле контроля	Отключение МВ	
КВМ	Контактор включения МВ	Замыкание цепи соленоида включения МВ	Поставляется комплектно с БАОД	ПМВ	Повторитель положения МВ	Контроль цепи отключения МВ	Поставляется комплектно с МВ
КВА	Контактор включения БАОД	Включение БАОД		ОА	Реле отключения БАОД	Коммутация цепей включения и отключения агрегата	
БВА	Блок-контактор БАОД	Блокировка цепей при включении БАОД	Подача импульсов в обмотку переключателя П1	ДК	Держащая катушка БАОД	Отключение БАОД	Удержание БАОД во включённом положении
П1	Релейно-механический переключатель	Замыкание и размыкание блок-контактов БК1 ÷ БК1V		ПБА	Повторитель положения БАОД	Коммутация цепей возбуждения и зажигания и повторного включения агрегата	
П11	Реле пульсары	Подготовка цепей АПВ	Замыкание цепей повторного включения агрегата	С4	Импульсный счётчик	Счётчик включений агрегата	Открытие и закрытие струи воды соответственно при включении и отключении выпрямителя
ППВ	Реле подготовки повторных включений	Подготовка цепей АПВ		ВЗВ	Водозапорный вентиль	Открытие и закрытие струи воды соответственно при включении и отключении выпрямителя	
ПВ	Реле повторных включений	Замыкание цепей повторного включения агрегата	Отключение и временная блокировка агрегата, допускующая АПВ по устранении причин	КРН	Реле контроля ртутного насоса	Контроль цепи питания и охлаждения ртутного насоса	Контроль тока в цепи возбуждения выпрямителя
БК1- БК1V	Блок-контакты релейно-механического переключателя	Коммутация цепей при АПВ и блокировка агрегата		РЗА	Реле контроля возбуждения	Контроль тока в цепи возбуждения выпрямителя	
РБ1	Реле временной блокировки	Отключение агрегата при отключении МВ или БАОД	Перекл. элемент на аккумуляторную батарею	ТВЗ	Трансформатор возбуждения и зажигания	Питание цепей возбуждения и зажигания РВ	Вращение насоса ННР
РС	Реле сброса	Отключение агрегата при отключении МВ или БАОД		ММН	Двигатель ННР	Вращение насоса ННР	
ПРН	Реле перекл. элемента насоса	Перекл. элемент на аккумуляторную батарею		ПМН	Пускатель двигателя ННР	Включение и отключение двигателя ННР	

Т а б л и ц а 4
Основная аппаратура шкафа вакуумной установки
типа ЭВ-ЦНИИ

Обозначения в схеме	Наименование аппарата	Назначение
СН	Стабилизатор напряжения	Стабилизация напряжения, питающего нити реле-датчиков
Б	Барреттер	Стабилизация величины тока в цепи нити вакуумного реле
R ₁ , R ₂	Регулируемые сопротивления	Регулирование нагрева нитей вакуумного и предвакуумного реле
А	Миллиамперметры	Контроль тока в нитях вакуумного и предвакуумного реле
СВ	Селеновый выпрямитель	Питание цепей релейной схемы шкафа
1Р	Первое реле схемы автоматики	Включение двигателя масляного насоса предварительного разрежения
2Р	Второе реле схемы автоматики	Отключение двигателя масляного насоса
3Р	Третье реле схемы автоматики	Сигнализация хорошего вакуума (ХВ) и ухудшенного вакуума (УВ)
4Р	Четвёртое реле схемы автоматики	Отключение агрегата и подача сигнала плохого вакуума (ПВ)
5Р	Пятое реле схемы автоматики	Предотвращение отключения агрегата при снятиях напряжения с шин собственных нужд
Сч	Импульсный счётчик	Регистрация включений масляного насоса

Автоматизация системы охлаждения ртутного выпрямителя

Устройства автоматики системы водяного охлаждения ртутных выпрямителей осуществляют:

1) поддержание температуры выпрямителя в заданных пределах путём плавного регулирования потока охлаждающей воды при изменениях тяговой нагрузки;

2) непрерывный контроль: температуры выпрямителя, наличия струи охлаждающей воды и давления в охлаждающей системе (для замкнутого циркуляционного охлаждения), а также наличия струи воды, охлаждающей ртутный насос;

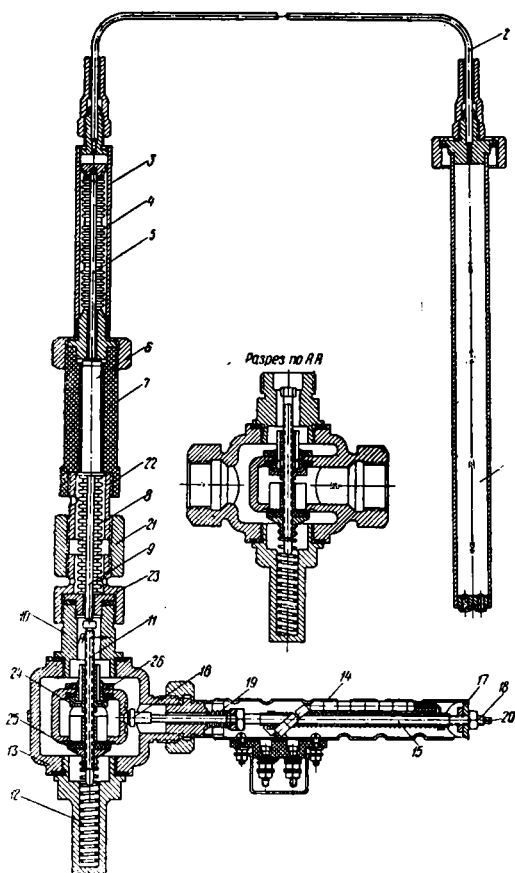
3) открытие протока охлаждающей воды при включении выпрямителя в работу и закрытие с необходимой выдержкой времени после отключения выпрямителя;

4) замыкание сигнальных контактов при достижении границ допустимого отклонения температуры РВ от нормальной и замыкание контактов цепи отключения агрегата при чрезмерном повышении или понижении температуры выпрямителя.

Аппаратура автоматики системы охлаждения выпрямителя приведена на фиг. 5—11.

Регулирование температуры выпрямителя осуществляется терморегуляторами непосредственного действия. Работа терморегуляторов РНД1-ЦНИИ (фиг. 5) и РНД-ЦНИИ (фиг. 6) основана на изменении давления в замкнутой жидкостной термометрической системе регулятора при изменении температуры воды, охлаждающей ртутный выпрямитель; изменение давления вызывает соответствующее перемещение клапана водорегулирующего

щего вентиля, устанавливаемого на входе охлаждающей воды. В качестве рабочей жидкости термометрической системы принят очищенный керосин.



Фиг. 5. Терморегулятор типа РНД1-ЦНИИ:

1—термопатрон; 2—соединительная трубка; 3—камера; 4—гофрированная трубка; 5—шток; 6—изолирующий стержень; 7—изолирующая втулка; 8—гофрированная трубка; 9—шток; 10—опорная гайка; 11—клапан; 12—пружина; 13—водорегулирующий вентиль; 14—стальная трубка; 15—нагреваемый металлический стержень теплового элемента; 16—резиновый наконечник; 17 и 18—регулирующие гайки; 19—гофрированная трубка; 20—квадратная заточка стержня; 21—гайка регулировочного устройства; 22—переходная втулка; 23—переходная гайка; 24—верхняя тарелка клапана; 25—нижняя тарелка клапана; 26—держатель верхнего седла клапана водорегулирующего вентиля

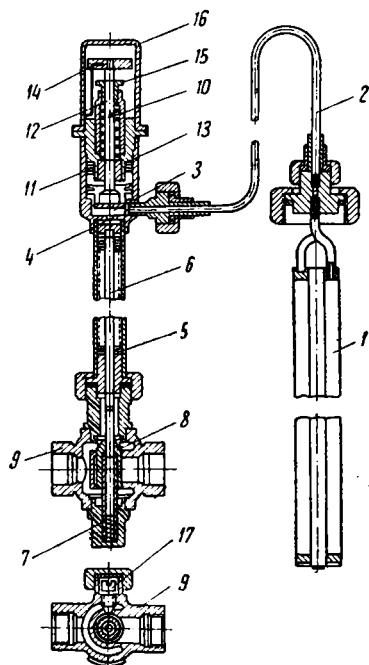
Термопатрон регулятора размещается у многоанодных выпрямителей — в охлаждающей рубашке корпуса выпрямителя, а у одноанодных выпрямителей — на трубопроводе циркуляционной замкнутой системы охлаждения, до насоса.

Терморегуляторы могут быть оснащены изолирующей вставкой из органического стекла, имеющей напряжение перекрытия около 70 кВ, электрически изолирующей термометрическую систему от водорегулирующего вентиля, а также тепловым элементом с замедлением, открывающим и закрывающим перепускной канал вентиля при соответственно включённом и отключённом по-

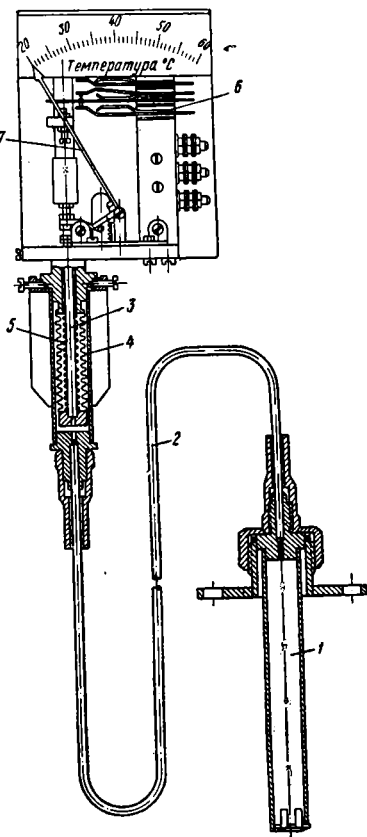
ложении агрегата. Вместо теплового элемента терморегулятор может быть снабжен специальным винтом для регулирования перепускного канала.

Терморегуляторы могут быть комплектованы с водорегулирующими вентилями, имеющими проходное сечение: 1, 1 $\frac{1}{2}$ или 2".

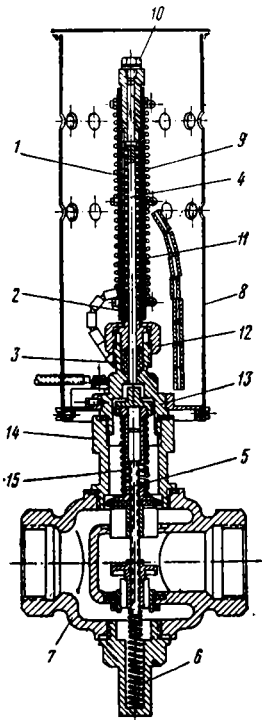
Терморегулятор типа РНД-ЦНИИ может быть настроен на регулирование температуры



Фиг. 6. Терморегулятор типа РНД-ЦНИИ: 1—термопатрон; 2—соединительная трубка; 3—камера; 4—поршень; 5—пружина; 6—шток; 7—пружина; 8—клапан; 9—водорегулирующий вентиль; 10—предохранительная пружина; 11—сильфон; 12—винт; 13—гайка; 14—стрелка; 15—регулирующая гайка; 16—колпачок; 17—винт



Фиг. 7. Термосигнализатор типа СТ-ЦНИИ: 1—термопатрон; 2—соединительная трубка; 3—шток; 4—гофрированная трубка; 5—пружина; 6—контактная группа; 7—указательная стрелка



Фиг. 8. Тепловой водозапорный вентиль типа ТВ-ЦНИИ с клапаном обратного действия: 1—медная трубка; 2—резиновое уплотнение; 3—асбестовая набивка; 4—шток; 5—клапан обратного действия; 6—возвратная пружина; 7—водозапорный вентиль; 8—кожух; 9—нагреватель; 10—заглушка; 11—пружина; 12—накидная гайка; 13—опорная втулка; 14—штуцер; 15—амортизационная пружина

в пределах от +10 до +60°C; терморегулятор типа РНД-ЦНИИ изготавливается на один из следующих диапазонов регулирования: 10—20, 20—30, 30—40, 40—50 и 50—60°C, что следует учитывать при заказе и установке.

Терморегулятор типа РНД-ЦНИИ с изолирующей вставкой и встроенным тепловым элементом приведен на фиг. 5, а терморегулятор типа РНД-ЦНИИ — на фиг. 6.

Контроль температуры выпрямителя, замыкание цепей сигнализации или цепи отключения агрегата при недопустимом отклонении температуры от нормальной осуществляются при помощи термосигнализатора.

На тяговых подстанциях применяются термосигнализаторы с использованием биметалла и с термометрической жидкостной системой, работающей на принципе измене-

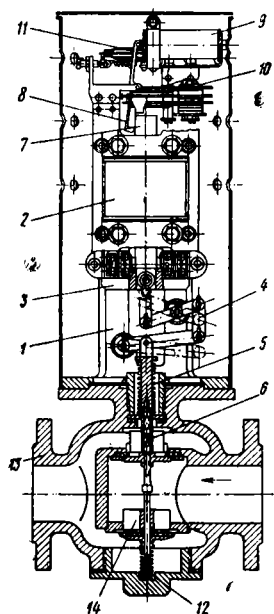
ния объема рабочей жидкости при изменении контролируемой температуры.

Термосигнализатор типа СТ-ЦНИИ (фиг. 7) в зависимости от места установки может быть изготовлен также без визуальной шкалы и дистанционной трубки. Рабочая жидкость

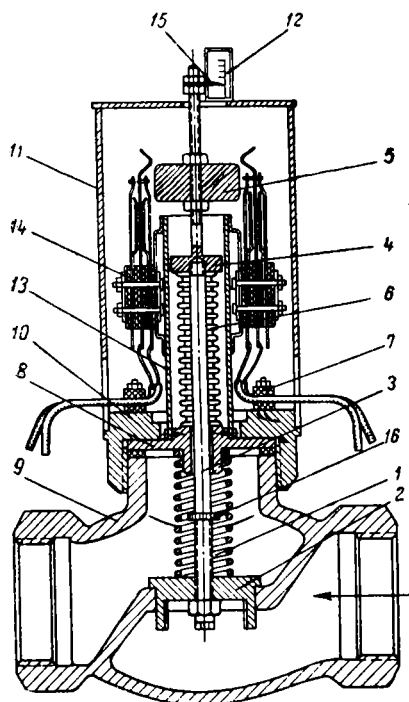
термометрической системы — очищенный керосин. Термосигнализатор может быть изготовлен для диапазонов регулирования: 0—40, 20—60 и 50—90°C.

Контактные группы имеют изоляцию от корпуса не менее 15 кВ.

Автоматическое открытие протока охлаждающей воды в выпрямитель при включении и прекращение подачи воды после отключения с установленной выдержкой времени выполняются тепловым водозапорным вентилем типа ТВ-ЦНИИ (фиг. 8), состоящим из двух узлов: теплового элемента и водозапорного вентиля. Для создания усилий, закрывающих водозапорный вентиль, используется расширение расплавленного парафина в замкнутом объеме при включении электрического нагревателя.



Фиг. 9. Электромагнитный водозапорный вентиль с защёлкой типа ЭМВ-ЦНИИ: 1—стойка; 2—включающая катушка; 3—якорь включающей катушки; 4—рычажная система; 5—гофрированная трубка; 6—шток клапана; 7—направляющая планка; 8—защёлка; 9—стелюющая катушка; 10—контактная группа; 11—термогуглы; 12—возвратная пружина; 13—водозапорный вентиль; 14—уравновешенный двухседельный клапан



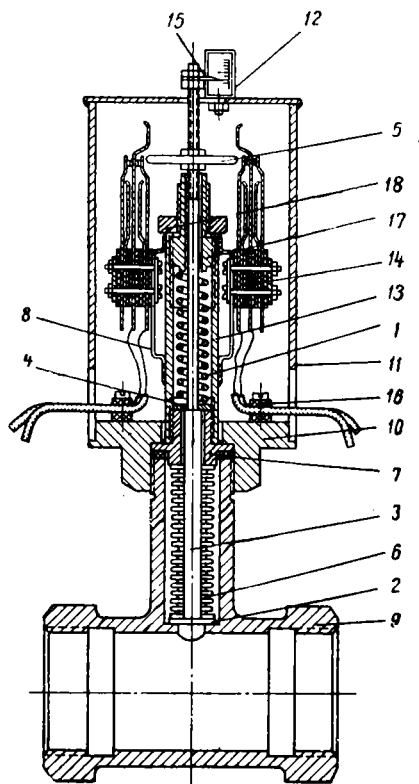
Фиг. 10. Струйное реле типа РС-ЦНИИ: 1—возвратная пружина; 2—клапан; 3—шток; 4—поршень; 5—замыкатель; 6—гофрированная трубка; 7—шток клапана; 8—направляющая планка; 9—корпус реле; 10—опорная гайка; 11—кожух; 12—шкала; 13—трубка; 14—контактные группы; 15—указательная стрелка; 16—ограничительная гайка

Тепловой водозапорный вентиль изготовляется в двух исполнениях: а) с клапаном обратного действия, для закрытия которого (т. е. прекращения подачи воды) необходимо подать напряжение на нагревательную спираль теплового элемента, и б) с клапаном прямого действия, закрытие которого происходит при снятии напряжения с нагревательного элемента.

Нагрев спирали теплового элемента осуществляется постоянным током при напряжении 110 в; потребляемая мощность составляет около 15 вт.

Электромагнитный водозапорный вентиль с защёлкой типа ЭМВ-ЦНИИ (фиг. 9) служит для открытия и закрытия протока охлаждающей воды без выдержки времени. После открытия клапан удерживается защёлкой; при подаче импульса тока на отключение освобождается защёлка и клапан закрывается возвратной пружиной.

Струйное реле типа РС-ЦНИИ (фиг. 10) применяется для контроля струи воды в замкнутой циркуляционной системе охлаждения выпрямителей и охлаждения ртутных насосов. Контроль давления в циркуляционной замкнутой системе охлаждения одноанодных выпрямителей осуществляется при помощи реле давления, например типа РД-ЦНИИ (фиг. 11).



Фиг. 11. Реле давления типа РД-ЦНИИ: 1—калиброванная пружина; 2—поршень; 3—шток; 4—шайба; 5—замыкатель; 6—гофрированная трубка; 7—штуцер; 8—скоба; 9—корпус реле; 10—опорная гайка; 11—кожух; 12—шкала; 13—трубка; 14—контактные группы; 15—указательная стрелка; 16—ограничительная гайка; 17—нажимной болт; 18—контрольная гайка

Реле давления устанавливается в напорном трубопроводе циркуляционной системы выпрямителя, где рабочее давление составляет 1,6 — 2,0 ат.

АВТОМАТИКА ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ ПОСТОЯННОГО ТОКА ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Автоматика линий постоянного тока должна обеспечивать:

1 — повторные включения (АПВ) быстродействующего выключателя линии с заданными интервалами времени после автоматического отключения (количество повторных включений принимается обычно равным $2 \div 3$);

2 — блокировку устройств АПВ после неудавшихся попыток повторных включений быстродействующего выключателя (БДВ) с возможностью деблокировки при включении БДВ средствами дистанционного или телеуправления;

3 — блокировку устройств АПВ, исключающую возможность деблокировки до устранения причины, при отключении БДВ линии от защиты (например защиты при замыкании на землю в распределительном устройстве выпрямленного тока).

Автоматика должна допускать изменение интервалов времени между АПВ в соответствии с местными условиями.

Схемы автоматизации линий выпрямленного тока, приведённые на фиг. 12 и 13, предусматривают возможность работы на ручном (дистанционном) или телеуправлении. Цепи местной сигнализации и телесигнализации не показаны.

Схема, приведённая на фиг. 12, включает аппаратуру автоматизации одной линии. Основным элементом автоматизации является релейно-механический переключатель (фиг. 3).

При автоматическом отключении БДВ линии контактами его повторителя замыкается цепь обмотки релейно-механического переключателя, чем обеспечивается запуск его в работу в режиме пульспары с вспомогательным реле ПП. При этом контактами релейно-механического переключателя производится трёхкратное замыкание включающей цепи БДВ и блокировка при неудавшихся попытках включения его.

В качестве вспомогательных реле в схеме фиг. 12 применяются кодовые реле.

Назначение основной аппаратуры схемы фиг. 12 приведено в табл. 5.

Схема автоматизации фиг. 13 (разработана МЭМИИТ) предусматривает возможность автоматизации всех линий тяговой подстанции и включает две части: а) общую часть для всех линий подстанции и б) индивидуальную часть автоматизации одной из линий (№ 1).

Основным элементом общей части автоматизации (фиг. 13, а) является шаговый искатель И, ведомый пульспарой 1ПП и 2ПП, получающей питание после автоматического отключения любого из линейных выключателей подстанции. В качестве реле общей части автоматизации применяются телефонные реле; в индивидуальной части автоматизации мо-

Таблица 5

Основная аппаратура схемы автоматизации линий постоянного тока с релейно-механическим переключателем ЦНИИ

Обозначение в схеме	Наименование аппарата	Назначение в схеме	Примечание	Обозначение в схеме	Наименование аппарата	Назначение в схеме	Примечание
РВТ	Реле общей блокировки	Питание и блокировка цепей автоматизации		ШРУ	Шины ручного управления	Питание цепей дистанционного управления	
ПБА	Повторитель БДВ	Коммутация цепей релейно-механического переключателя и реле подготовки повторных включений		ША	Шины автоматизации	Питание цепей автоматизации	
П1	Релейно-механический переключатель	Замыкание и размыкание блок-контактов		РТ	Рубильник телеуправления	Включение цепей телеуправления	
П2	Реле пульспары	Поддача импульсов в обмотку релейно-механического переключателя	БКИ + БКИВ	ТВ и ТО	Контакты реле телеуправления	Включение и отключение БДВ при телеуправлении	
ППВ	Реле подготовки повторных включений	Подготовка цепи повторного включения БДВ		ЗЗ	Контакты реле защиты	Отключение БДВ при срабатывании защиты	
КУАв	Контакты ключа ручного управления	Дистанционное включение БДВ		КВА	Блок-контакты БДВ	Включение БДВ линии	
КУАо	Контакты ключа ручного управления	Дистанционное отключение БДВ		БВА	Блок-контакт БДВ	Блокировка цепей при включении БДВ фидера	
				ДК	Держащая катушка БДВ	Удержание БДВ во включённом положении	
				С4	Импульсный счётчик	Учёт количества АПВ	Поставляется комплектно с БДВ

Основная аппаратура схемы автоматики линий постоянного тока с шаговым искателем

Обозначение в схеме	Наименование	Назначение аппарата в схеме	Примечание	Обозначение в схеме	Наименование	Назначение аппарата в схеме	Примечание
АУ	Шины автоматического управления	Питание цепей автоматики		ПА	Повторитель положения БДВ линии № 1	Запуск пульспары и коммутация цепей АПВ линии № 1	
ДУ	Шины дистанционного управления	Питание цепей дистанционного управления		2ПА ÷ 4ПА	Контакты повторителей положения БДВ линий № 2—4	Запуск пульспары	
ИП и 2ПП	Реле пульспары	Подача импульсов в обмотку электромагнита шагового искателя		ИПВ и 2ППВ	Реле подготовки повторных включений	Замыкание цепей промежуточных реле ИРП и ИРП1	
И	Электромагнит шагового искателя	Движение щётки искателя		ИПВ	Реле повторных включений БДВ линии № 1	Подача импульсов на включение БДВ линии № 1	
И1	Первый круг шагового искателя	Доводка щётки искателя до исходного положения		2ПВ ÷ 4ПВ	Реле повторных включений	Включение БДВ линий № 2—4	
И2	Второй круг искателя	Осуществление операций при АПВ		БРП	Реле промежуточной блокировки	Предотвращение блокировки реле ИРП	
И3	Третий круг искателя	Блокировка в схеме АПВ		ПВ	Реле блокировки АПВ	Ограничение количества АПВ	
1А	Блок-контакты БДВ линии № 1	Коммутация цепей АПВ, управления и сигнализации БДВ		РО	Реле отключения	Отключение БДВ линии № 1 при действии защиты	При действии защиты са-моблоки-руется
1Б	Реле общей блокировки	Общая блокировка схемы автоматики		ИК	Ключ перевода на автоматику	Включение и отключение реле общей блокировки линии № 1	Трёхпозиционный телефонный ключ
ИРП	Первое реле промежуточного схемы АПВ линии № 1	Подготовка цепи и регистрация первого АПВ линии № 1		КВА	Контактор включения БДВ	Включение БДВ линии № 1	Постав-ляется комплект-но с БДВ
ИРП1	Второе реле промежуточного схемы АПВ линии № 1	Регистрация второго АПВ БДВ линии № 1		БВА	Блок-контакт БДВ	Блокировка цепей при включении БДВ	
КУА _а	Контакты ключа ручного управления БДВ	Дистанционное включение БДВ		ДК	Держащая катушка БДВ	Удержание БДВ во включённом положении	
КУА _о	Контакты ключа ручного управления БДВ	Дистанционное отключение БДВ линии № 1					
ТУ _а и ТУ _о	Контакты реле телеуправления	Включение и отключение БДВ при телеуправлении					

Таблица 7

Основная аппаратура автоматики трансформаторов собственных нужд

Обозначение	Наименование	Назначение	Примечание	Обозначение	Наименование	Назначение	Примечание
1Т, 2Т	Трансформаторы собственных нужд	Питание собственных нужд		1КУМ	Ключ управления МВ	Дистанционное управление МВ трансформатора № 1	Поставляется комплектно с МВ
КУ	Реле управления	Включение и отключение устройств автоматики		1КУК	Ключ управления контактором	Дистанционное управление контактором трансформатора № 1	
ДУ	Шины дистанционного управления подстанций	Питание цепей дистанционного управления и защиты		1КА	Ключ перевода на автоматику	Замыкание цепи реле управления	Трёхпозиционный
АУ	Шины автоматического управления	Питание цепей автоматики		1РЗ	Выходное реле защиты	Отключение трансформатора № 1	
ТН	Шины трансформаторов на-пряжения	Питание реле контроля на-пряжения		1К1	Реле-повторитель положения контактора 1К	Коммутация цепи автоматического включения трансформатора № 2	С замедлением типа РЗ
1М, 2М	МВ трансформаторов собственных нужд	Включение и отключение трансформаторов собственных нужд № 1 и № 2 со стороны высокого напряжения		РВ	Реле времени	Замыкание цепи РВП с выдержкой времени	
1К, 2К	Контакты трансформаторов собственных нужд	Включение и отключение трансформаторов собственных нужд		РВП	Повторитель реле времени	Отключение работающего трансформатора при исчезновении напряжения	
1РПМ	Контактор включения МВ	Замыкание цепи соленоида включения МВ/Т трансформатора	Поставляется комплектно с МВ	1РН, 2РН	Реле контроля низкого напряжения	Контроль наличия напряжения на шинах собств. нужд	
1ОКМ	Отключающий соленоид МВ	Отключение МВ трансформатора собственных нужд № 1		РКН	Реле контроля высокого напряжения	Контроль наличия высокого напряжения на шинах подстанции	

Таблица 8

Основная аппаратура схемы водоснабжения системы охлаждения РВ

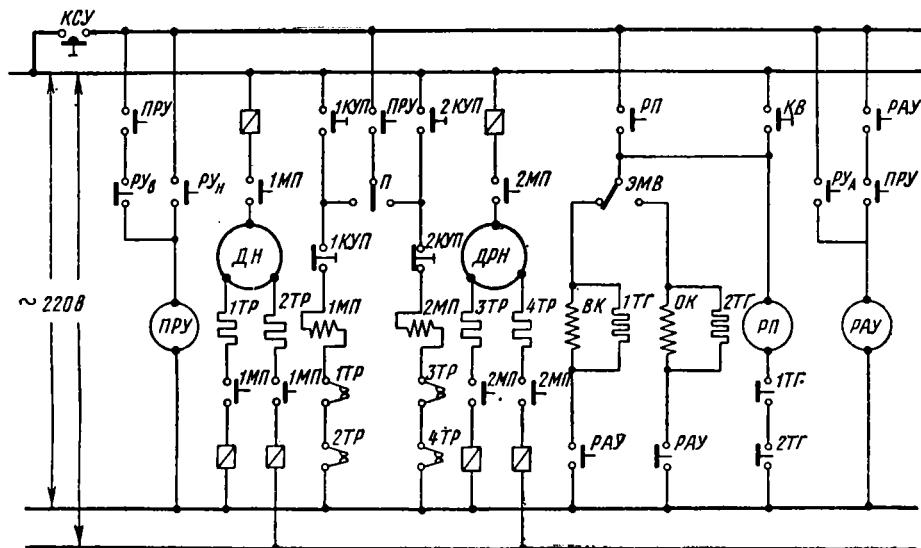
Обозначение	Наименование	Назначение	Обозначение	Наименование	Назначение
КСУ	Контакты ключа включения автоматики	Включение и отключение цепей автоматического управления	ДРН	Двигатель резервного насоса	Вращение резервного циркуляционного насоса
РУ ^в	Контакты реле уровня соответственно: верхнего, нижнего и аварийного	Коммутация цепей автоматики системы водоснабжения	2КУП	Контакты ключа ручного управления ДРН	Дистанционное управление двигателем резервного насоса
РУ ^а	Повторитель реле уровня	Включение и отключение цепей магнитных пускателей насосов	2МП	Магнитный пускатель ДРН	Замыкание цепи питания резервного насоса
ДН	Двигатель циркуляционного насоса (рабочего)	Вращение циркуляционного насоса, подающего воду в напорные баки	3ТР, 4ТР	Тепловое реле	Защита двигателя ДРН
1МП	Магнитный пускатель ДН	Замыкание цепи питания двигателя циркуляционного насоса	ВК	Электромагнитный водозапорный вентиль	Открытие и закрытие доступа воды на водопровода
1КУП	Контакты ключа ручного управления ДН	Дистанционное управление двигателем циркуляционного насоса	ВК ОК	Включающая катушка ЭМВ	Открытие водозапорного вентиля
1ТР, 2ТР	Тепловое реле	Защита двигателя ДН	1ТГ и 2ТГ	Тепловые реле	Защита катушек ЭМВ
П	Переключатель	Перевод автоматического управления насосами	РП	Промежуточное реле	Коммутация цепи ЭМВ
			РАУ	Реле аварийного уровня	Включение и отключение вентиля ЭМВ

АВТОМАТИКА ВОДОСНАБЖЕНИЯ СИСТЕМЫ ОХЛАЖДЕНИЯ РТУТНЫХ ВЫПРЯМИТЕЛЕЙ

Периодическое наполнение напорных баков системы охлаждения водой из сливного бака осуществляется насосами. Пуск и остановка этих насосов осуществляются автоматически в зависимости от уровня воды в напорных баках; при снижении уровня воды в баках до аварийного подача воды производится непосредственно из водопровода.

Вода из водопровода может поступать при открытии электромагнитного водозапорного вентиля типа ЭМВ-ЦНИИ, установленного на вводной трубе.

У напорных баков устанавливаются реле уровня воды (например типа поплавкового РМ-21). При заполненных баках разомкнуты контакты верхнего уровня ($РУ_в$); при снижении уровня до наименьшего допустимого замыкаются контакты нижнего уровня ($РУ_н$), чем вызывается запуск двигателя водяного насоса. В случае дальнейшего снижения уров-



Фиг. 16. Схема автоматизации водоснабжения системы охлаждения ртутных выпрямителей

На фиг. 16 приведён один из возможных вариантов схемы автоматизации водоснабжения системы охлаждения ртутных выпрямителей. Схемой предусматривается наличие напорных и сливного баков для охлаждающей воды и двух циркуляционных насосов: рабочего и резервного.

При снижении уровня воды в баках до аварийного замыкаются контакты $РУ_А$, открывающие электромагнитный запорный вентиль на вводе водопровода; одновременно подаётся сигнал об отказе в работе циркуляционного насоса.

Назначение основной аппаратуры схемы фиг. 16 приведено в табл. 8.

ТЕЛЕМЕХАНИЧЕСКИЕ УСТРОЙСТВА

ОБЩИЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ТЕРМИНОЛОГИЯ

Телемеханическим устройством называется комплекс аппаратов, обеспечивающих передачу на расстояние значительного числа известительных или управляющих сигналов по ограниченному числу проводных или иных каналов связи.

При помощи телемеханического устройства, в зависимости от его назначения, могут выполняться функции:

а) телекомандования — передачи на расстояние сигналов, имеющих значение оперативного распоряжения;

б) телеуправления — передачи на расстояние сигналов, которые превращаются в импульсы, воздействующие непосредственно на оперативные цепи управляемых объектов;

в) телесигнализации — передачи известительных сигналов о положении или режиме работы контролируемых объектов;

г) телеизмерения — передачи на расстояние показаний контрольно-измерительных приборов;

д) телерегулирования — автоматического регулирования режимов работы установок, разобщённых значительным расстоянием.

В установках централизованного контроля и управления системами энергоснабжения электрических железных дорог телемеханическими устройствами, как правило, должны осуществляться функции телеуправления и телесигнализации, а также телеизмерения.

Распорядительным пунктом называется пункт, с которого осуществляется управление удалёнными объектами и на который передаются известительные сигналы,

характеризующие положение и режим работы контролируемых аппаратов и агрегатов.

Исполнительным пунктом называется пункт, в котором сосредоточена определённая группа объектов контроля и управления.

Объектом называется аппарат или автоматизированный агрегат, оперативные и сигнальные цепи которого связаны с телемеханическим устройством исполнительного пункта.

Контрольным символом называется освещаемое сигнальными лампами условное изображение аппарата или агрегата на мнемонической схеме щита распорядительного пункта.

Квитированием сигнала называется действие персонала, сводящееся к установке ключа управления в позицию, соответствующую положению контролируемого объекта, чем обеспечивается переключение лампы контрольного символа на ровный свет.

Запросом называется телемеханическое воздействие на устройство исполнительного пункта, в результате которого производится передача на распорядительный пункт всех сигналов от контролируемых объектов.

Кодом называется ряд качественно различных импульсов, посылаемых в линию связи при передаче приказа или извещения.

Сигналом кода называется какая-либо одна из возможных комбинаций импульсов, соответствующая определённому приказу или извещению.

Шифратором называется схемный узел, подготовляющий передачу в линию связи определённых сигналов кода (комбинаций импульсов).

Дешифратором называется схемный узел, воспринимающий сигналы кода и подготовляющий цепи индивидуальных релейных элементов.

Пуско-запасными блоками называются схемные узлы, приводящие в действие устройство телесигнализации и обеспечивающие определённую последовательность передач извещений.

Ёмкостью телемеханической системы называется предельное число командных или известительных сигналов, которое может быть передано в одном направлении между распорядительным и исполнительным пунктами.

Радиальной линией связи называется линия, соединяющая телемеханическое устройство распорядительного пункта с устройством одного исполнительного пункта.

Шлейфовой линией связи называется линия, соединяющая телемеханическое устройство распорядительного пункта с несколькими исполнительными пунктами, причём линейные блоки всех пунктов включаются последовательно.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ УСТРОЙСТВАХ ТЕЛЕУПРАВЛЕНИЯ И ТЕЛЕСИГНАЛИЗАЦИИ

Классификация устройств

Устройства классифицируются по способу селекции и по характеру качеств тока, используемых для целей селекции.

По способу селекции устройства делятся на:

- | | |
|--|--------------------------|
| а) системы с простой качественной селекцией | } многоканальные системы |
| б) комбинационные системы | |
| в) распределительные системы | |
| г) кодовые системы | } малоканальные системы |
| д) системы со смешанными принципами селекции | |

Указанные телемеханические системы в свою очередь могут быть подразделены на системы с простой и с групповой или каскадной селекцией. По характеру качеств тока, используемых для целей селекции, устройства делятся на: а) амплитудные, б) полярные, в) временные, г) схемные.

Возможно также использование и других качеств тока, например, частотных или фазовых, но в устройствах рассматриваемого типа эти качества тока не нашли применения.

Характеристика способов селекции

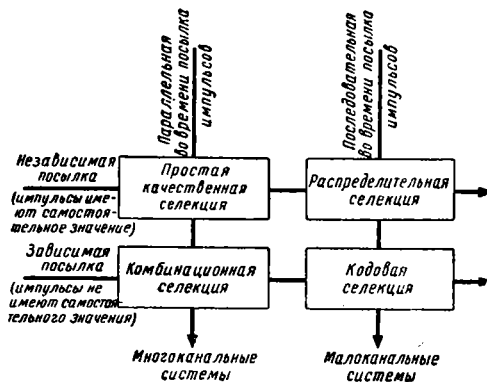
В телемеханическом устройстве выбор того или иного управляющего или сигнального элемента (реле) осуществляется путём посылки импульсов тока различного качества в линейные провода.

При уплотнённых линиях вместо проводных каналов аналогичным путём могут использоваться частотные каналы связи.

В многоканальных системах возможна параллельная во времени посылка импульсов, в малопроводных — лишь последовательная.

В обоих случаях посылка импульсов может быть либо **независимой**, либо **зависимой**.

При независимой посылке каждый импульс имеет самостоятельное значение, тогда как при зависимой посылке значение сигнала



Фиг. 1. Классификация принципов селекции (по Б. К. Щукину)

определяется сочетанием (комбинацией) нескольких импульсов.

В соответствии с классификацией телемеханических устройств, предложенной доц. Б. К. Щукиным, четыре основных способа селекции определяются сочетаниями указанных отличительных признаков (фиг. 1).

Системы с групповой распределительной селекцией занимают до некоторой степени

Т а б л и ц а 1

Сравнительная характеристика различных способов селекции

Селекция	Емкость системы	Число проводов (каналов) связи	Число счётных элементов или ламелей распределителя	Возможность одновременной передачи приказов или сигналов (циркулярность)	Время передачи единичного приказа или сигнала	Время передачи всех сигналов (по запросу)	Шифраторные и дешифраторные блоки релейно-контактной схемы устройства
Многоканальные системы							
Простая качественная	$N = n k$	$n_0 = \frac{N}{k} + 1$	Распределители отсутствуют	Имеется	$T_n = t_{cp}$	$T_{пз} = T_n$	Отсутствуют
Групповая качественная	$N = (n - p) p k^2$	$n_0 = \frac{N}{p k^2} + p + 1$		Ограничена пределами одной группы		Элементарно просты	
Комбинационная	а) $N = k^n$, если $m = n$; б) $N = C_n^m = \frac{n(n-1)(n-2)\dots(n-m+1)}{1 \cdot 2 \cdot 3 \dots m}$, если $m < n$	а) $n_0 = \frac{\log N}{\log k} + 1$; б) $n_0 = n + 1$		Отсутствует		Сложны	
Малоканальные системы							
Простая распределительная	$N = n k$	От числа объектов не зависит	$n_0 = \frac{N}{k} + 1$	Имеется	$T_n = \sum_{i=1}^{i=n_0} (t_{iu} + t_{in})$	$T_{пз} = T_n$	Отсутствуют
Групповая распределительная	$N = (n - p) p k^2$		$n_0 = \frac{N}{p k^2} + p + 1$	Ограничена пределами одной группы		Элементарно просты	
Кодовая	а) $N = k^n$, если $m = n$; б) $N = C_n^m = \frac{n(n-1)(n-2)\dots(n-m+1)}{1 \cdot 2 \cdot 3 \dots m}$, если $m < n$		а) $n_0 = \frac{\log N}{\log k} + 1$; б) $n_0 = n + 1$	Отсутствует		Сложны	

промежуточное положение между простыми распределительными и кодовыми системами в отношении присущих им характерных свойств.

Величина ёмкости системы зависит от принятого способа селекции, числа используемых качеств тока и числа импульсов, передаваемых параллельно или последовательно во времени.

В многоканальных системах число импульсов на единицу меньше числа физических каналов связи. В малоканальных системах, где общий канал связи поочередно переключается на одноимённые передающие и приёмные цепи, число импульсов определяется числом рабочих положений переключающих устройств, называемых распределителями.

В качестве распределителей в телемеханических системах чаще всего используются специальные релейно-счётные схемы или шаговые телефонные искатели.

В этом случае число импульсов равно или числу рабочих элементов релейно-счётной схемы или же числу рабочих ламелей контактного поля шагового искателя, которое на единицу меньше конструктивного числа ламелей в контактном поле.

В малоканальных системах время передачи одиночного приказа или сигнала зависит от числа и длительности импульсов, составляющих сигнал кода.

При одной и той же ёмкости устройства это время существенно зависит от способа селекции, определяющего число импульсов, входящих в сигнал кода.

В табл. 1 приведены основные данные, характеризующие телемеханические устройства при различных способах селекции.

В формулах приняты следующие буквенные обозначения:

N — ёмкость телемеханической системы;

n — число импульсов, посылаемых в линейные каналы связи;

n_0 — число проводов (каналов) связи или же число ламелей (счётных элементов) распределителей;

p — число проводов (или ламелей распределителя), занятых под групповые элементы;

m — число членов комбинаций импульсов (для случая, когда это число меньше общего числа импульсов — n);

k — число качеств тока, используемых при избиении;

T_n — время передачи единичного сигнала;

T_{ns} — время передачи всех известительных сигналов (по запросу);

t_{cp} — время срабатывания реле;

t_{iu} — продолжительность i -го импульса в сигнале кода;

t_{in} — продолжительность i -й паузы в сигнале кода;

t_{pi} — продолжительность разграничивающего интервала между двумя последовательными передачами.

На фиг. 2 и 3 представлены элементарные схемы, поясняющие принципы передачи командных сигналов при различных способах селекции.

Индивидуальная оперативная цепь объекта готовится:

а) при простой качественной селекции — контактом одного реле определённого номера, возбуждаемого импульсом соответствующего качества;

б) при групповой качественной селекции — контактами одного реле определённого номера в сочетании с контактами одного из групповых реле;

в) при комбинационной селекции — определённой комбинацией контактов реле всех номеров.

Способы подготовки цепей при простой распределительной, групповой распределительной и кодовой селекции аналогичны и различие заключается лишь в том, что выбор реле осуществляется не параллельно, а последовательно во времени, в процессе работы распределительных блоков устройства.

Применение многоканальных телемеханических систем оправдывается в экономическом отношении лишь при расстоянии между распорядительными и исполнительными пунктами не более 1,5—2 км и при условии, что число контролируемых объектов не превышает 15—20. В остальных случаях удешевление аппаратуры не компенсируется увеличением расходов на сооружение и эксплуатацию многоканальных линий связи и предпочтение отдаётся малоканальным системам.

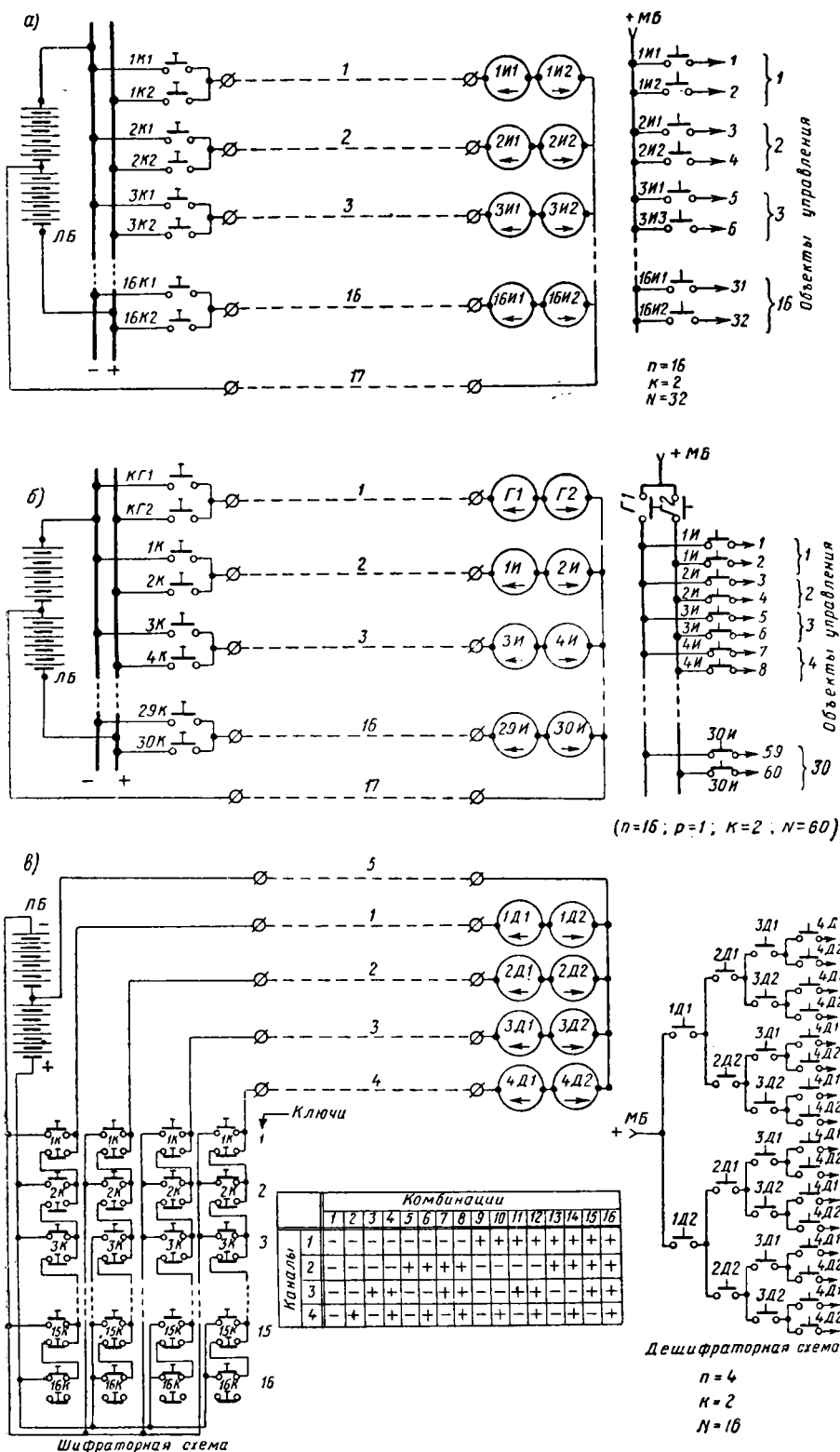
Многоканальные системы, как не нашедшие практического применения для управления устройствами электроснабжения электрических железных дорог, в дальнейшем не рассматриваются.

Сравнительные оценки качеств малоканальных телемеханических систем (обладающих равными ёмкостями) приведены в табл. 2.

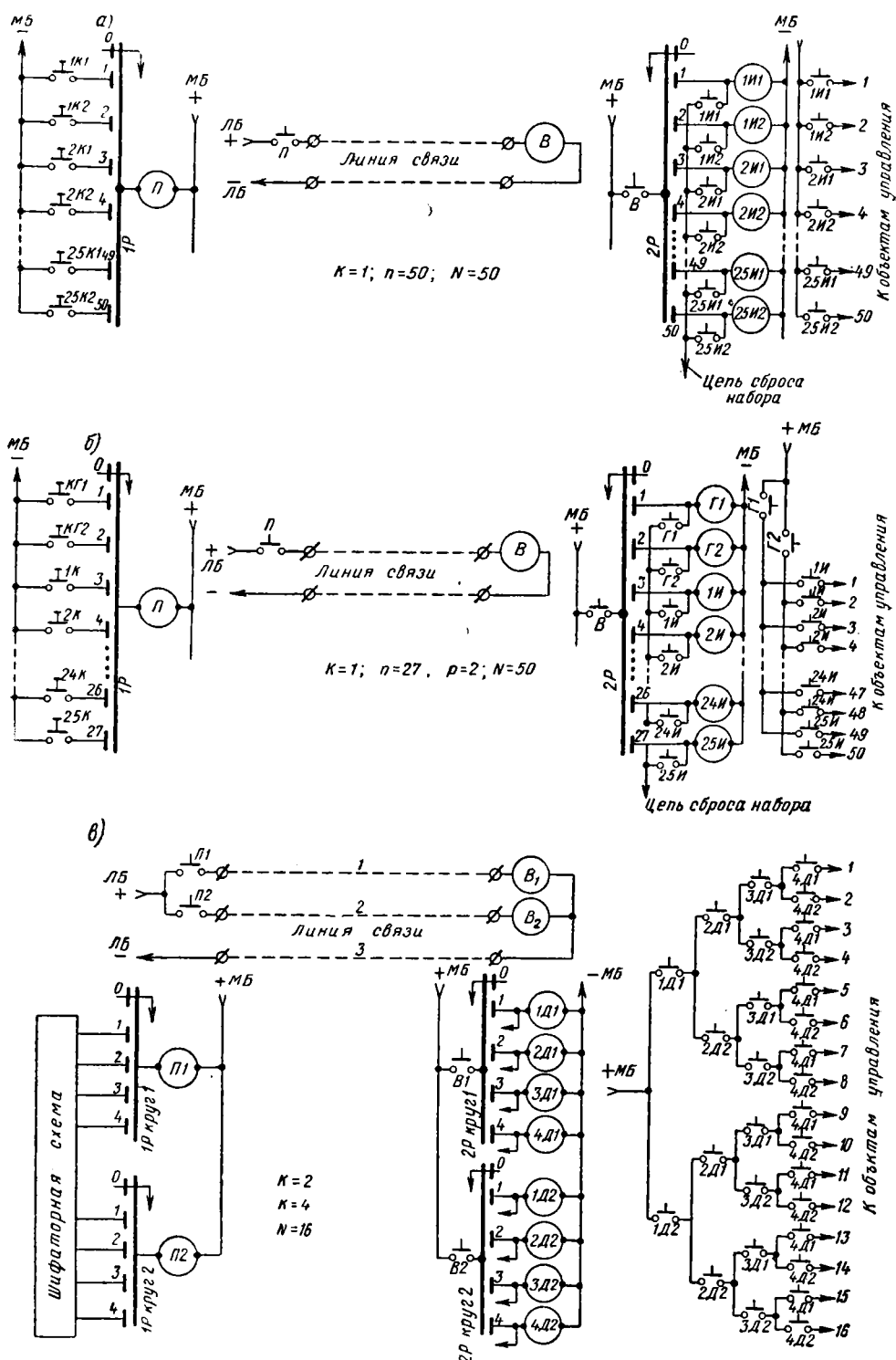
Таблица 2

Оценка качеств малоканальных телемеханических систем

Селекция	Основные достоинства	Основные недостатки
Простая распределительная	1. Наименьшая сложность релейно-контактной схемы устройства	1. Большое число импульсов в сигнале кода; большое число переключающих контактов в распределительном блоке
Кодовая	2. Абсолютная циркулярность передач (возможность одновременной передачи любой комбинации различных приказов или сигналов)	2. Наибольшее время передачи единичного приказа или известительного сигнала
	1. Малое число импульсов в сигнале кода, малое число переключающих контактов в распределительном блоке	1. Наибольшая сложность релейно-контактной схемы устройства (за счёт шифраторов, дешифраторов и большого числа пуско-запасяющих блоков, связанных сложными зависимостями)
	2. Наименьшее время передачи единичного приказа и сигнала	2. Полное отсутствие циркулярности



Фиг. 2. Селекторные узлы многоканальных систем телеуправления (качества тока — полярные): а — простая качественная селекция; б — групповая качественная селекция; в — комбинационная селекция 1К, 2К, 3К... — индивидуальные ключи управления; КГ1, КГ2 — групповые ключи; 1И, 2И, 3И... — индивидуальные реле; Г1, Г2 — групповые реле; 1Д, 2Д, 3Д — реле дешифратора; ЛБ — линейная батарея; МБ — местная батарея



Фиг. 3. Селекторные узлы малоканальных систем телеуправления (качества тока — схемные): а — распределительная селекция; б — групповая распределительная селекция; в — кодовая селекция; 1Р, 2Р — распределители; 1К, 2К, 3К — индивидуальные ключи; КГ1, КГ2 — групповые ключи; 1И, 2И, 3И — индивидуальные реле; Г1, Г2 — групповые реле; 1Д, 2Д, 3Д — реле дешифратора; П, П1, П2 — реле-передатчик; В, В1, В2 — реле выбора; ЛБ — линейная батарея; МБ — местная батарея

В отношении надёжности распределительные и кодовые системы можно считать более или менее равноценными.

На практике наиболее широко применяется распределительный групповой принцип селекции, так как он:

- а) по сравнению с простым распределительным даёт возможность существенно сократить число импульсов и время передачи для сигналов, входящих в одну группу, за счёт незначительного усложнения схемных решений;
- б) по сравнению с кодовым даёт возможность сохранить циркулярность передач сигналов, входящих в одну группу (что важно для устройств телесигнализации), при значительном упрощении схемных решений за счёт некоторого увеличения числа импульсов.

Характеристика качеств тока

Основные сведения о применяемых качествах тока и их сравнительная оценка приведены в табл. 3.

Требования к устройствам телеуправления и телесигнализации

Общие требования, предъявляемые к устройствам телеуправления и телесигнализации, заключаются в следующем.

1. Абсолютная невозможность исполнения ложного (искажённого) приказа при относительной допустимости защитных отказов.
2. Контрольные символы сигнального щита не должны освещаться при искажении известительной передачи. Восстановление сигнализации должно происходить путём автоматического повторения передачи или путём вызова сигналов по запросу.
3. Непрерывный контроль исправного состояния линии связи.
4. Автоматический возврат в исходное положение распределителей в случае их рассинхронизации (сбоя передачи).

5. Возможность проверки подготовленной операции по контрольным символам щита перед подачей команды, т. е. перед запуском устройства.

6. Возможность отмены приказа в течение времени его передачи.

7. Автоматический запуск устройства телесигнализации при изменении положения или режима работы контролируемого объекта.

8. Запасание контрольных серий при запусках устройства телесигнализации в периоды занятости линии связи с последующей передачей сигналов в порядке установленной очередности.

9. Автоматическое освещение контрольных символов щита после окончания правильно принятой известительной передачи.

10. При изменении положения контролируемого объекта соответствующий ему контрольный символ должен освещаться мигающим светом и требовать квитирования.

11. Всякое повреждение телемеханического устройства должно быть отмечено соответствующим сигналом.

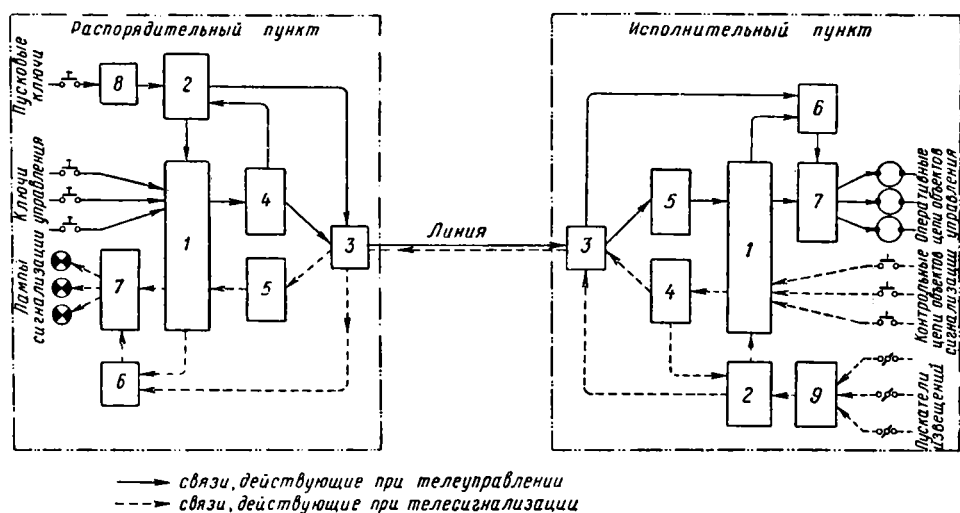
12. Для возможности производства наладочных и иных работ должна быть предусмотрена возможность отсоединения телемеханического устройства от оперативных цепей объектов управления.

Примечание. Требования 2, 9 и 10 даны применительно к наиболее распространённым в рассматриваемой области способам освещения контрольных символов; требование 6 в некоторых случаях может не соблюдаться.

Элементы схем устройств телеуправления и телесигнализации

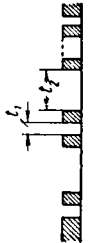
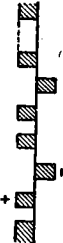
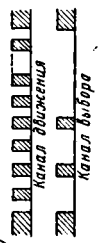
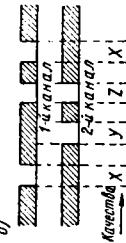
Релейно-контактную схему устройства можно разбить на несколько блоков, выполняющих определённые функции и связанных друг с другом определёнными зависимостями.

Примерная блок-схема устройства изображена на фиг. 4.



Фиг. 4. Блок-схема устройства телеуправления и телесигнализации для распределительной системы: 1 — распределительные блоки; 2 — генераторы импульсов; 3 — линейные блоки; 4 — элементы, задающие качественные признаки импульсам; 5 — элементы, фиксирующие качественные признаки импульсов; 6 — блоки контроля правильности приёма импульсов; 7 — исполнительные блоки управления и сигнализации; 8 — пусковой блок схемы телеуправления; 9 — пускозапасывающий блок схемы телесигнализации

Т а б л и ц а 3

Число линейных каналов				Основные особенности		Применены в телемеханических устройствах			
Вид качеств		Характер кода							
Амплитудные		I. Качества		Достоинства: независимость избирающего качества от режима работы генератора движущих импульсов. Относительная непродолжительность импульсов и, как следствие, быстротечность системы. Недостатки: невозможность сопротивления его обмотки сопротивлению линейного реле, требующее равенства сопротивления его обмотки сопротивлению остального участка линейной цепи. Зависимость качества от режима работы линейной цепи; возможность колебаний температуры и в особенности токов параметров линии вследствие колебаний температуры и амплитудами излучающего и движущего импульсов осуществимо, по условиям чувствительности линейных реле, лишь при относительно малом сопротивлении проводов линии				Контроля и управления тяговыми подстанциями метрополитена	
Временные				Достоинства: независимость избирающего качества от режима работы линейной цепи. Наибольшая простота линейной цепи. Возможность работы по любым каналам связи, не исключая частотных. Недостатки: зависимость качества от режима работы генератора импульсов и возможность качественных искажений при разрегулировке пульта. Увеличение времени действия системы, особенно для известительных передач при распределительном принципе селекции				а) Контроля и управления элементами энергетических систем (устройства типов БР1-53, КРВ и др.); б) контроля и управления системами энергоснабжения электрических железных дорог (разработка Всесоюзного научно-исследовательского института железнодорожного транспорта); в) диспетчерской централизации; г) контроля и управления насосными станциями водных систем и т. п.	
Полярные				II. Качества Достоинства: независимость избирающего качества от режима работы генератора импульсов и параметров линии при условии предотвращения колебательных процессов в линейной цепи. Недостатки: возможность работы только по проводным каналам связи. Относительная сложность линейных цепей в связи с наличием двух линейных батарей				Контроля и управления элементами энергетических систем (устройства типов РТУ-8, КРП и др.)	
Схемные:				Достоинства: независимость избирающего качества от режима работы генератора движущих импульсов. Относительно малая продолжительность импульсов. Простота подбора и регулировки линейных реле. Возможность работы по любым каналам связи, не исключая частотных. Недостатки: потребность в дополнительном линейном канале.				Контроля и управления системами энергоснабжения электрических железных дорог (разработка бывшего Московского электромеханического института инженеров транспорта).	
Два канала следования (трехпроводные системы)				Достоинства: — те же и, кроме того, исключительное быстротечные системы при кодовой селекции за счёт весьма малого числа импульсов в сигнале кода. Недостатки: тот же и, кроме того, зависимость избирающих качеств от работы генератора импульсов, в связи с чем требуется схемный контроль качеств передаваемых импульсов				Диспетчерской централизации.	
Импульсы									

При шлейфовых линиях связи блок-схема устройства дополняется блоками выбора номера исполнительного пункта при управлении и номера панели сигнального щита при сигнализации. Кроме того, в схему может быть введен дополнительный распределительный блок для схемы предисказания.

**УСТРОЙСТВА ТЕЛЕУПРАВЛЕНИЯ
СИСТЕМОЙ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ**

Устройство телеуправления тяговыми подстанциями метрополитена

Назначение: контроль работы и телеуправление автоматизированными тяговыми подстанциями и вызов телеизмерений.

Основные характеристики

Линии связи — радиальные, двухпроводные (для телеизмерений необходимы отдельные линии).

Принцип селекции — распределительный при групповом избирании.

Качества тока — амплитудные; число избирающих качеств — одно.

Распределители — шаговые телефонные искатели типа ШИ-50.

Распределительные блоки устройств телеуправления и телесигнализации — общие.

Число групп избирания:

а) в распорядительной части — 3 (две группы управления и одна для вызова телеизмерений);

б) в известительной части — 3.

Общее число импульсов в сигнале кода 52.
Число полезных импульсов в сигнале кода 50.

Ёмкость устройства

а) в распорядительной части — 94 приказа (47 объектов управления);

б) в известительной части — $3 \times 47 = 141$ сигнал.

Линейная цепь

а) сопротивление линейных проводов от 40 до 130 ом;

б) добавочное сопротивление в линейной цепи 1 800—2 000 ом;

в) сопротивление одного комплекта линейных реле около 350 ом;

г) напряжение линейной батареи 48 в
(для некоторых установок — 72 в);

д) амплитуда движущего импульса в среднем порядка 25 *ма*;

е) амплитуда избирающего импульса в среднем порядка 100—120 *ма*.

Напряжение местных цепей 48 в.
Время передачи приказа или сигналов

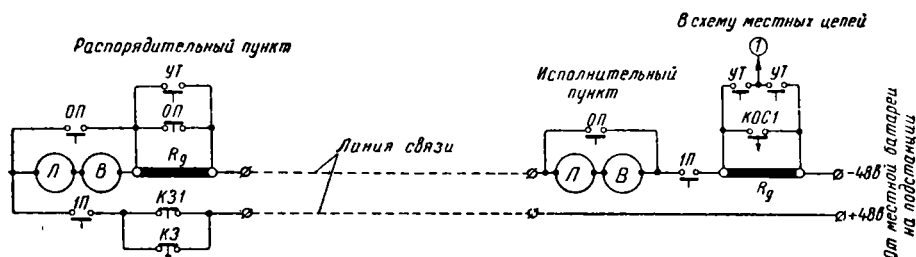
одной группы около 5 сек.

Время передачи всех известительных сигналов 15—16 сек.

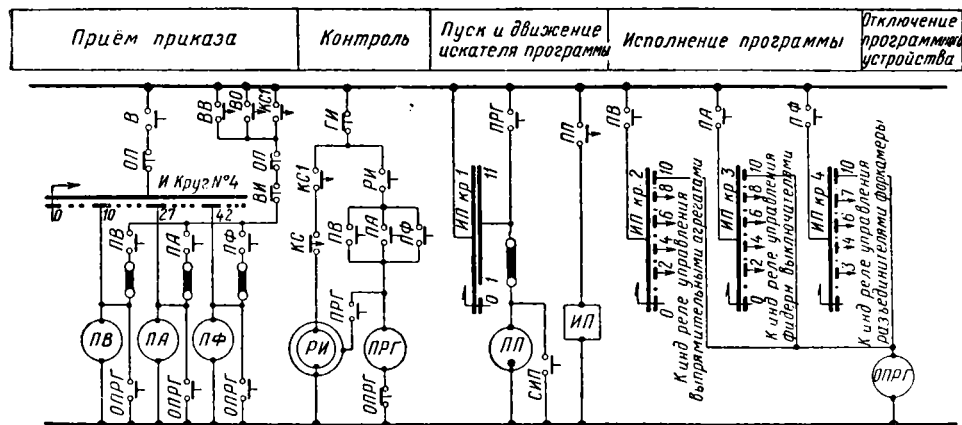
Устройство состоит из двух полукомплектов, диспетчерского и подстанционного, свя-

занных двухпроводной линией. К одной линии может быть подключена только одна пара полуккомплектов.

Принципиальные схемы устройства представлены на фиг. 5, 6, 7 и 8 с некоторыми упрощениями (не изображены: контактные поля № 2 и 3 шаговых распределителей,



Фиг. 5. Линейная цепь телемеханического устройства метрополитена



Фиг. 6. Программные узлы подстанционного полукомплекта телемеханического устройства метрополитена

Таблица 4

Элементы релейной схемы и их назначения (к фиг. 5—8)

Обозначение в схеме	Наименование	Назначение	Примечания
<i>Л</i>	Линейное реле	Связь между распределительными блоками диспетчерского и подстанционного полукомплектов	Имеется только в схеме диспетчерского полукомплекта
<i>В</i>	Реле выбора	Фиксация избирающего качества импульсов при приеме; возбуждение соответствующих групповых и индивидуальных реле управления или сигнализации	
<i>Л1</i>	Повторитель линейного реле (обратный)	Воздействие на цепи движения и контроля работы распределителя при приеме	
<i>ОП</i>	Реле отключения приема	Перевод схемных узлов в положение, соответствующее режиму передачи сигналов, и отключение приемных цепей при получении пускового импульса	
<i>ПВЗ</i>	Реле предотвращения вторичного запуска	Предотвращение повторной работы распределительного блока при длительном нажатии запускающего ключа	
<i>1П, 2П</i>	Реле пульс-схемы	Генерация импульсов тока, движущих распределительные блоки	Общие для всех диспетчерских полукомплектов
<i>УТ</i>	Реле усиления тока	Изменение амплитудного качества импульсов тока в линейной цепи	
<i>И</i>	Шаговый распределитель (искатель)	Последовательное переключение групповых и индивидуальных цепей во время передачи и приема сигналов	
<i>ГИ</i>	Контакты головной группы искателя	Автоматическая остановка пульс-схемы в момент возврата щеток искателя в нулевое положение. Замыкание цепей исполнения	
<i>СИ</i>	Контакты самопрерывателя искателя	Возврат щеток искателя в нулевое положение при рассинхронизации распределительных блоков. В схеме диспетчерского комплекта служит, кроме того, прерывателем тока в цепи реле <i>УТ</i>	
<i>КМ</i> <i>КВ</i> <i>КО</i>	Общие ключи: Вызова телеизмерений Включения Отключения	1. Определение характера предстоящей операции (назначение группы управления) при передаче приказа. 2. Запуск устройства телеуправления	Имеются только в схеме диспетчерского полукомплекта
<i>КВ1 и КО1</i>	Реле-повторители общих ключей	Увеличение числа контактных элементов в соответствии с числом диспетчерских полукомплектов	
<i>1КУ÷47КУ</i>	Объектные (индивидуальные) и программные ключи управления	1. Определение объекта управления при передаче приказа. 2. Квитирование сигналов об изменении положения контролируемых объектов	
<i>КУ1</i>	Общий повторитель индивидуальных ключей комплекта управления	1. Подготовка пусковых цепей. 2. Включение освещения контрольных символов щита при подготовке операции управления	
<i>КЗ, КЗ1</i>	Кнопка запроса и её реле-повторитель	Вызов известительных передач по всем группам телесигнализации	
<i>КОУ</i>	Ключ отключения управления	Отсоединение управляющих цепей от распределительного блока в периоды снятия напряжения с контактной сети и в иных случаях, когда это желательно	Имеются только в схеме диспетчерского полукомплекта
<i>ВИ</i>	Реле возврата искателя	1. Фиксация факта рассинхронизации распределителей и защита от количественных искажений 2. Замыкание цепи автоматического возврата щеток искателя в исходное положение 3. Вызов известительных сигналов по запросу (в подстанционном полукомплекте)	
<i>КОС, КОС1</i>	Реле контроля окончания серии и его повторитель	Перевод схемных узлов в положение, соответствующее режиму приема сигналов, начиная с момента образования в линейной цепи первой паузы (не вызванной работой местного пульсатора) до момента прекращения пульсаций	
<i>РО, РО1</i>	Реле освещения панели сигнального щита и его повторитель	Включение и отключение цепей питания ламп, освещающих контрольные символы сигнального щита (повторитель с высокоточными контактами)	
<i>НГ</i>	Реле «неисправности групп» телесигнализации	Блокировка цепи реле освещения щита при рассинхронизации распределителей и при отпадании якоря группового реле во время приема сигналов	
<i>ГС, ГГС</i>	Реле «группового сброса»	1. Поддача питания на шлейф самозакрепления индивидуальных реле телесигнализации после сброса набора группы перед началом приема извещений 2. Автоматическое включение освещения контрольных символов щита по окончании приема извещений	

Продолжение

Обозначение в схеме	Наименование	Назначение	Примечание
<i>МС1, МС2</i>	Реле пульс-схемы мигающего света	Образование прерывистого напряжения на шлейфах ключей квитирования световых сигналов	Имеются только в схеме диспетчерского полукompлекта
<i>101—147</i>	Индивидуальные реле телесигнализации первой группы	Воспроизведение световых сигналов на панели диспетчерского щита	На схеме фиг. 7 изображены лишь первое и последнее реле группы
<i>201—247</i>	То же второй группы		На схеме фиг. 7 отсутствуют
<i>301—347</i>	То же третьей группы		
<i>Г1, Г2, Г3</i>	Групповые реле	Подготовка цепей передачи и приёма известительных сигналов по соответствующим группам в порядке принятой очередности	
<i>ОМ</i>	Общие (групповые) реле: Вызова измерений	Фиксация характера предстоящей операции (выбор группы управления) и подготовка цепей выходных реле	
<i>ОВ</i>	Включения		
<i>ОО</i>	Отключения		
<i>1—47</i>	Индивидуальные реле управления (в том числе реле управления по программе)	Фиксация объекта управления и подготовка узлов связи с его оперативными цепями	
<i>КС, КС1</i>	Реле контроля суммы импульсов	1. Подготовка и замыкание цепи реле исполнения приказов после остановки щётки искателя в нулевом положении 2. Подача питания на шлейф самозакрепления общих и индивидуальных реле управления в период приёма управляющих сигналов	
<i>РИ</i>	Реле исполнения	Поддача импульсов в цепь одного из выходных реле при отсутствии сбоя	
<i>ВМ</i>	Выходные реле: Вызова измерений	Поддача импульсов в схему вызова телеизмерений	
<i>ВВ</i>	Включения объектов	Поддача управляющих импульсов в оперативные цепи объектов	
<i>ВО</i>	Отключения объектов		
<i>Д1, Д2, Д3</i>	Начинающие реле групповых пуско-запасующих блоков (реле «действия»)	Воздействие на групповые и пусковые элементы устройства телесигнализации и запасание известительных передач	
<i>НП, НП1</i>	Реле нулевого положения щётки искателя и его повторитель	1. Блокировка пусковых цепей до момента окончания предшествующего цикла передачи или приёма сигналов 2. Восстановление начинающих реле пуско-запасующих блоков после начала передачи извещений по соответствующей группе телесигналов	Имеются только в схеме подстанционного полукompлекта
<i>НЗ1, НЗ2, НЗ3</i>	Реле неисправности шлейфов запуска	1. Предотвращение безостановочных запусков устройства телесигнализации при обрыве шлейфа какого-либо из начинающих реле 2. Подача на диспетчерский пункт сигнала о неисправности	
<i>ВЗ1, ВЗ2, ВЗ3</i>	Реле вызова телесигналов по запросу	Получение известительных сигналов путём запроса при повреждении шлейфов начинающих реле	
<i>ПВ</i>	Выпрямительными агрегатами	Управление всеми агрегатами, линейными выключателями или разъединителями путём одного приказа	
<i>ПА</i>	Линейными выключателями		
<i>ПФ</i>	Продольными разъединителями форкамеры		
<i>ПРГ</i>	Реле включения программного устройства	1. Пуск искателя программы 2. Фиксация реле исполнения (<i>РИ</i>) и выходного реле (<i>ВВ</i> или <i>ВО</i>) в возбуждённом положении до момента окончания работы программного устройства	
<i>ОПРГ</i>	Реле отключения программного устройства	Возврат приёмных узлов в исходное положение	
<i>ИП</i>	Шаговый искатель программы	Поочерёдное возбуждение индивидуальных реле управления, входящих в программу	
<i>СИП</i>	Самопрерыватель искателя программы		
<i>ПП</i>	Реле-пульсатор программного устройства	Генерация импульсов движущих искатель программы и создание выдержек времени между последовательными операциями	

используемые для известительной сигнализации 2 и 3 групп, программные ключи и их повторители, искрогасительные контуры, регулировочные сопротивления и другие элементы вспомогательного назначения). Элементы релейной схемы и их назначение приведены в табл. 4.

Основные условия действия

1. Первый шаг ведущего искателя сопровождается лишь подготовкой движущей цепи ведомого. Последующее перемещение щёток происходит синхронно, но со смещением на один шаг. Поэтому вторая ламель на стороне передачи соответствует первой на стороне приёма и т. д. Последний шаг ведомого искателя совершается после прекращения пульсации линейного реле.

2. Передача управляющих сигналов с диспетчерского пункта производится путём последовательного нажатия двух ключей: объектового (подготовительная операция) и пускового, которым одновременно задаётся характер операции: «включить» или «отключить». Возможность одновременной передачи двух и более приказов, имеющих один и тот же характер, не исключается, но обычно не используется.

3. Передача сигналов вызова телеизмерений осуществляется путём установки в требуемое положение специального переключателя (на схемах не показан) и последующего нажатия пускового ключа вызова измерений.

Возможность одновременного присоединения двух и более датчиков к одной линии телеизмерения исключается конструкцией переключателя, изменение положения которого сопровождается посылкой в линию телеизмерения импульса отмены предыдущего вызова.

4. Передача известительных сигналов с подстанции осуществляется автоматически при любом изменении положения контролируемых цепей.

Все сигналы, входящие в одну группу, передаются в течение одного оборота щёток искателей.

Запуск устройства телесигнализации производится путём кратковременного обрыва шлейфа начинающего реле контактами одного из пускателей извещений соответствующей группы.

5. При одновременном запуске из разных групп передачи следуют в очерёдности, соответствующей нумерации групповых реле.

При запуске, возникшем после начала работы распределительного блока, новая передача начинается лишь по окончании предыдущей, независимо от номера группы.

6. Схема даёт возможность вызова контрольных сигналов «по запросу»:

а) для получения сигнализации при включении устройства в работу (после ремонтно-ревизионных работ и т. п.);

б) в случаях сбоя контрольной передачи;

в) для периодического контроля при повреждении шлейфов автоматического запуска на подстанции.

Запрос осуществляется путём однократного обрыва линейной цепи, воспринимаемого исполнительным пунктом, как факт рассинхро-

низации искателей, следствием чего является возбуждение реле возврата искателя, контакты которого введены в цепи начинающих реле.

7. Схемой обеспечивается возможность программного управления выпрямительными агрегатами, линейными быстродействующими выключателями и продольными секционными разъединителями форкамеры.

Под программным управлением здесь подразумевается возможность переключения нескольких одноимённых объектов посылкой одного приказа.

При программном управлении ответная известительная передача возникает по окончании всех переключений, предусмотренных «программой».

8. Защита от количественных искажений приказов или извещений осуществляется на стороне приёма. Принцип контроля состоит в фиксации положения щёток искателя в момент времени, последующий за прекращением пульсаций линейного реле и отпаданием якоря реле контроля окончания серии КОС1, когда щётки искателя делают последний шаг.

Если щётки оказываются не на нулевых ламелях, то срабатывает реле возврата щёток (ВИ), которое:

а) в подстанционном комплекте снимает питание со шлейфа самозакрепления общих и индивидуальных реле, аннулируя набор;

б) в диспетчерском комплекте разрывает цепь самозакрепления реле неисправности групп (НГ), которое блокирует цепь реле освещения сигнальных символов.

9. При ошибочно посланной команде имеется возможность в течение времени передачи отменить приказ, для чего достаточно нажать ключ вызова сигналов по запросу. Обрыв линии во время передачи приведёт к рассинхронизации искателей и сработать ванию защитных узлов.

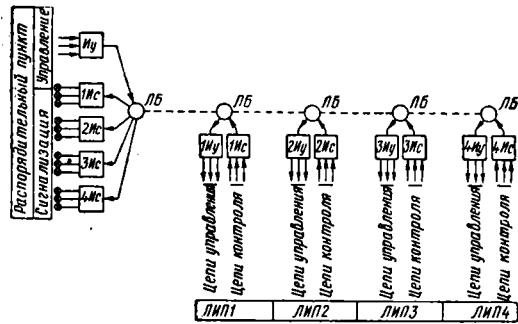
Устройства телеуправления элементами системы энергоснабжения пригородных и магистральных железных дорог

Н а з н а ч е н и е: контроль и управление с центрального диспетчерского пункта автоматизированными тяговыми подстанциями, постами секционирования и обособленными группами секционных разъединителей контактной сети.

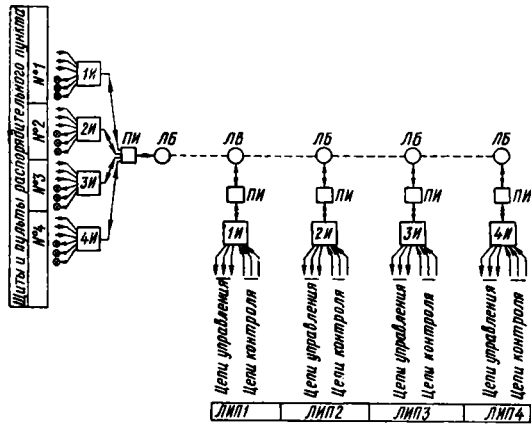
Пункты, на которые заводятся непосредственно оперативные и контрольные цепи управляемых объектов, называемые в дальнейшем линейными исполнительными пунктами, как правило, связываются с диспетчерским (распорядительным) пунктом шлейфовой линией связи.

Устройства, которые дают возможность по общей линии связи контролировать работу элементов систем энергоснабжения в нескольких линейных пунктах, были разработаны Всесоюзным научно-исследовательским институтом железнодорожного транспорта (ЦНИИ) и 6. Московским электромеханическим институтом инженеров железнодорожного транспорта (МЭМИИТ).

Упрощённые блок-схемы этих устройств изображены на фиг. 9 и 10.



Фиг. 9. Упрощённая блок-схема телемеханического устройства ЦНИИ:
ЛБ — линейные блоки; ЛИП — линейные исполнительные пункты; И_у — распределительные блоки (искатели) управления; И_с — распределительные блоки (искатели) сигнализации

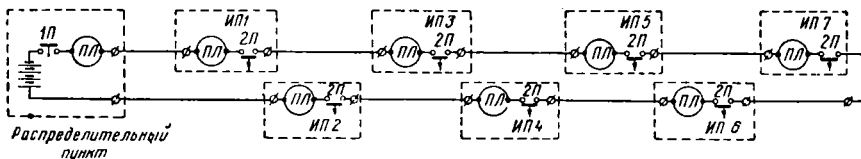


Фиг. 10. Упрощённая блок-схема телемеханического устройства б. МЭМИИТ:
ЛБ — линейные блоки; ЛИП — линейные исполнительные пункты; ПИ — блок предикания; И — главные распределительные блоки (искатели)

Устройство, разработанное ЦНИИ

Основные характеристики

Линии связи — шлейфовые, двухпроводные.



Фиг. 12. Принципиальная схема линейной цепи телемеханического устройства ЦНИИ

Принцип селекции — кодовый в части выбора исполнительных пунктов и распределительный при групповом избирании в части выбора объектов в пределах одного пункта.

Выбор исполнительного пункта осуществляется комбинацией двух избирающих им-

пульсов из числа пяти, передаваемых вслед за первым импульсом кода, определяющим характер передачи.

Качества тока — временные; число избирающих качеств — одно.

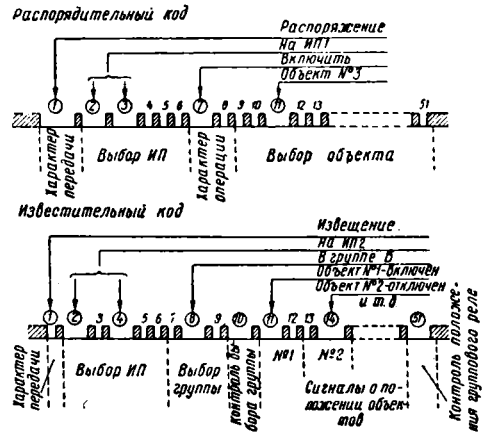
Распределительные блоки устройств телеуправления и телесигнализации отдельные, т. е. используются для односторонних передач. Распределители — шаговые телефонные искатели типа ШИ-50 или ШИ-25.

Ёмкость устройства

а) в отношении возможного числа линейных исполнительных пунктов — 10;

б) в индивидуальной части, при искателях типа ШИ-50: двухпозиционных объектов управления (при двух группах) — 42; известительных сигналов (при трёх группах) — 120.

Напряжение местных цепей — 60 в; напряжение линейных цепей — 110 в.



Фиг. 11. Использование импульсов кода в телемеханическом устройстве ЦНИИ

Принципиальные схемы устройства представлены на фиг. 11 — 16 с некоторыми упрощениями в отношении однотипных узлов, а также элементов вспомогательного назначения (не изображены искрогасительные контуры, регулировочные сопротивления, счётчики числа передач и т. п.).

Элементы релейной схемы и их назначение приведены в табл. 5.

Основные условия действия

1. В комплекте каждого ИП (исполнительного пункта) имеется два шаговых искателя, из которых один (И1Ш) работает только при приёме приказов, а второй (И2Ш) — при передаче извещений.

Т а б л и ц а 5

Элементы релейной схемы и их назначения (к фиг. 12—15)

Обозначение в схеме	Наименование	Назначение	Примечание
Распорядительный пункт (фиг. 13 и 14)			
ДШ	Шаговый искатель распоря- дительных передач	Последовательное переключение групповых и индивидуальных цепей шифраторной схемы во время цикла передачи приказов	Общий для всех ИП (исполнительных пунктов) Отдельные для каждого ИП
IVШ	Шаговый искатель приёма извещений	Последовательное переключение групповых и индивидуальных цепей дешифраторной схемы во время цикла приёма извещений	
ПЛ	Линейное реле	Связь между распределительными блоками распорядительного и линейных исполнительных пунктов	
IV	Реле образования удлинённых пауз	Образование избирающего качества тока (удлинённых пауз) при передаче распоряжений путём изменения режима работы пульсатора	
IVI	Реле образования первой длинной паузы	Образование длинной паузы, являющейся отличительным признаком распорядительной передачи	
4В	Реле выбора	Фиксация избирающего качества тока (удлинённых пауз) при приёме извещений	
1Л	Повторитель линейного реле	Воздействие на цепи движения искателей и цепи выбора при приёме извещений	
1П, 2П, 1П1	Реле пульс-схемы	Генерация импульсов, движущих распределительные блоки при передаче распоряжений	
КП1	Общее реле запуска установки	Замыкание запускающей цепи при передаче распоряжений	
1РП—1РП7	Реле подключения шифраторных цепей первого ИП	Подготовка шифраторных цепей для выбора номера ИП. Соединение ключей управления соответствующей панели с контактным полем искателя распорядительных передач	
ДП	Реле подключения генератора импульсов	Подача питания на пульс-схему при получении запускающего импульса	
ОП	Реле прекращения действия генератора импульсов	Предотвращение вторичного запуска распределительного блока при длительном нажатии пускового ключа	
ТГ1ки и ТГ2ки	Термогруппы контроля цепи катушки искателя распорядительных передач	Защита катушек искателей от длительного замыкания цепи	
2ТГки 1КИ	То же приёмного искателя Реле блокировки искателя распорядительных передач		
2КИ 1ЛКИ, 2ЛКИ	То же приёмного искателя Лампа контроля блокировки искателей	Сигнализация о срабатывании защиты искателей	
1КП	Кнопка пуска (для первого ИП)	Приведение в действие устройства телеуправления при передаче приказа и при вызове извещений	
1КЗ	Кнопка запроса (для первого ИП)		
1РЗ	Реле запроса (для первого ИП)	Подготовка шифраторных цепей для вызова извещений с первого ИП. Деблокировка реле фиксации сбоя РФ	
1КУ, 2КУ и т. д.	Индивидуальные ключи управления (для первого ИП)	Определение объекта управления и характера операции при передаче приказа и квитирование световых сигналов	
КА1	Кнопка аварийного отключения (для первого ИП)	Подготовка шифраторных цепей и запуск устройства телеуправления при передаче общего приказа	
А	Реле аварийного отключения (для первого ИП)	Отключение агрегатов и питающих линий подстанции	
КМО	Кнопка отмены телеизмерения	Запуск искателя распределительных передач (при отключённых шифраторных цепях)	
4Ш1	Реле контроля нулевого положения искателя приёма извещений	Блокировка цепи запуска устройства телеуправления на время приёма извещений	
4Ш2	Реле начала приёма извещений	Подготовка дешифраторных цепей при получении импульса от первой ламелы контактного поля искателя приёма извещений. Сброс групповых реле по окончании приёма	
1Г—5Г	Релс выбора исполнительных пунктов	Фиксация комбинации избирающих импульсов, определяющей номер ИП, с которого передаётся извещение, и подготовка цепи групповых реле приёма извещений	
1ГА, 1ГБ, 1ГВ	Реле групп приёма извещений (для первого ИП)	Подготовка цепи выбора индивидуальных реле телесигнализации соответствующей группы	

Продолжение

Обозначение в схеме	Наименование	Назначение	Примечание
<i>1ГА1, 1ГБ1, 1ГВ1</i>	Вторичные групповые реле	Сброс индивидуальных реле телесигнализации перед началом приёма извещений и последующее замыкание цепи самозакрепления индивидуальных реле соответствующей группы	
<i>4Ш3</i>	Реле контроля выбора групп	Фиксация возбуждённого состояния одного из трёх групповых реле и воздействие на вторичные групповые реле в период приёма извещений	
<i>4Ш4</i>	Реле вторичного контроля выбора групп	Сброс групповых реле путём разрыва цепи реле приёма извещений (<i>4Ш2</i>) и подготовка цепей управления освещением контрольных символов щита	
<i>4ШП</i>	Реле разрешения включения контрольных ламп щита	Воздействие на реле включения освещения контрольных символов щита	
<i>ВЩ, ВЩ1</i>	Реле включения освещения символов щита и его повторитель	Управление освещением контрольных символов щита	
<i>КФ</i>	Реле фиксации доводки искателя	Фиксация факта расхождения распределителей, замыкание цепи автоматической доводки искателя приёма; сброс реле фиксации сбоя (<i>РФ</i>) и реле <i>4Ш2</i> , контролирующего приём	
<i>4ШФ</i>	Реле прекращения доводки искателя	Воздействие на реле фиксации доводки (<i>КФ</i>) в момент прохода щётками последней 51-й ламели контактного поля и прекращения действия узла автоматической доводки	
<i>РФ</i>	Реле фиксации сбоя (расхождения распределителей)	Блокировка освещения контрольных символов щита при сбое (с деблокировкой при вызове сигналов по запросу)	
<i>1Ф</i>	Реле доводки искателя	Возврат щёток искателя приёма в нулевое положение после сбоя	
<i>Щ1, Щ2</i>	Реле пульс-пары мигающего света	Образование прерывистого напряжения на шлейфах ламповых цепей	
<i>1ПС-40ПС</i>	Индивидуальные реле телесигнализации	Управление сигнальными лампами щита	
<i>Исполнительный пункт (фиг. 15 и 16)</i>			
<i>11Ш</i>	Искатель приёма приказов	Последовательное переключение групповых и индивидуальных цепей дешифраторной схемы в течение цикла приёма приказов	
<i>111Ш</i>	Искатель передачи извещений	Последовательное переключение групповых и индивидуальных цепей шифраторной схемы в течение цикла передачи извещений	
<i>ПЛ1, ПЛ2, Л1, Л2, ОЛ</i>	Линейные реле Прямые и обратный повторители положения линейных реле	Связь с распорядительным пунктом Воздействие на цепи движения искателя приёма и контрольные узлы	
<i>2В</i>	Реле выбора	Фиксация избирающего качества тока (удлиненных пауз) при приёме приказов	
<i>3В</i>	Реле образования удлиненных пауз	Образование избирающего качества тока при передаче извещений	
<i>РПП</i>	Реле переключения схемы на приём	Фиксация первой длинной паузы, являющейся отличительным признаком распорядительной передачи, и подключение обратного повторителя линейных реле. Подключение шлейфа реле выбора исполнительных пунктов и блокировка запускающей цепи устройства телесигнализации	
<i>1Г-5Г</i>	Реле выбора исполнительных пунктов	Фиксация комбинации избирающих импульсов, отвечающей настройке дешифратора, и подключение шлейфа групповых и индивидуальных реле управления объектами	
<i>ОВ, ОР</i>	Реле выбора характера операции (групповые реле управления)	Подготовка цепей исполнительных реле включения или отключения объектов или же реле группы объектов телеизмерения	
<i>9ИР-45ИР</i>	Индивидуальные реле выбора объектов управления	Подготовка оперативных цепей объектов управления к исполнению предстоящей операции	
<i>РИ</i>	Реле исполнения операции	Замыкание цепи исполнительного реле (при отсутствии сбоя). Восстановление цепи реле переключения схемы на приём (<i>РПП</i>)	
<i>1РИ, 2РИ</i>	Исполнительные реле включения и отключения объектов	Замыкание оперативной цепи управляемого объекта после контроля правильности принятого приказа	
<i>2Ф</i>	Реле контроля занятости линии связи	Блокировка запускающей цепи устройства телесигнализации на период занятости линии связи. Блокировка цепи реле доводки искателя до момента окончания приёма кода. Восстановление реле переключения схемы на приём	

Продолжение

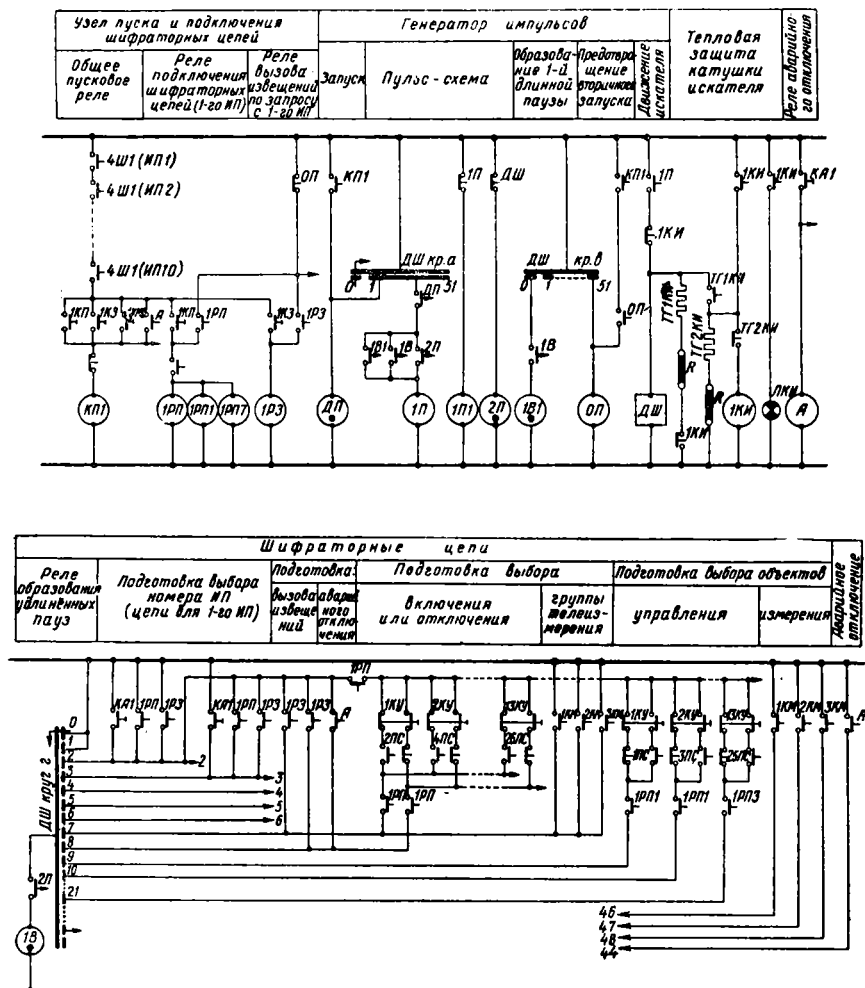
Обозначение в схеме	Наименование	Назначение	Примечание
<i>ПФ</i>	Реле доводки искателя	Возврат щёток искателя приёма в нулевое положение после сбоя с одновременным сбросом набора (аннулированием приказа)	
<i>КС, КС1</i>	Реле контроля синхронности хода искателей	Подготовка и замыкание цепи реле исполнения после остановки щёток искателя приёма в нулевом положении. Подключение шлейфа самозакрепления индивидуальных реле выбора объектов телеизмерения	
<i>ОС</i>	Реле общего сброса набора	Размыкание шлейфа групповых и индивидуальных реле перед началом приёма приказов и в случае изменения положения объектов в период приёма приказов. Сброс реле выбора групп телеизмерения	
<i>1ТГ ки</i>	Термогруппа контроля цепи катушки искателя приёма приказов	Защита катушки искателя от длительного замыкания цепи	
<i>1КИ</i>	Реле блокировки искателя приёма приказов		
<i>1ЛКИ</i>	Лампа контроля блокировки искателя приёма	Сигнализация о срабатывании защиты искателя	
<i>1И, 1И1, 2И</i>	Реле контроля числа удлинённых пауз в индивидуальной части сигнала кода	Защита от ложного выбора индивидуальных реле управления. Размыкание шлейфа групповых и индивидуальных реле в случае образования второй удлинённой паузы в составе индивидуальной части сигнала кода при управлении	
<i>1ИМ—5ИМ</i>	Индивидуальные реле выбора объектов телеизмерения	Подготовка цепей промежуточных линейных реле телеизмерения	
<i>1ТМ, 2ТМ</i>	Реле выбора групп телеизмерения	Замыкание цепи промежуточного линейного реле телеизмерения	
<i>1ЛТ, 3ЛТ</i>	Промежуточные линейные реле телеизмерения	Восприятие импульсов тока от датчика телеизмерительной системы и воздействие на общее реле передачи импульсов телеизмерения	
<i>ПМ</i>	Общее реле передачи импульсов телеизмерения	Передача импульсов телеизмерения в линию связи	
<i>АВО1, АВО2</i>	Реле аварийного отключения	Отключение всех агрегатов и линий контактной сети	
<i>1П, 2П, 2П1</i>	Реле пульс-схемы	Генерация импульсов, движущих распределительные блоки при передаче извещений	
<i>ОП</i>	Общее реле пуска устройства телесигнализации	Запуск генератора импульсов при передаче извещений с исполнительного пункта	
<i>2ГА, 2ГБ, 2ГВ</i>	Групповые реле телесигнализации	Подготовка цепей передачи телесигнала по соответствующим группам в порядке установленной очередности	
<i>1Д, 2Д, 3Д</i>	Реле запасаания извещений	Воздействие на групповые и пусковые элементы устройства и запасаание извещительных передач	
<i>1ПИГ, 4ПИГ</i>	Начинающие поляризованные реле (для первой группы телесигнализации)	Фиксация изменения положения объектов телесигнализации и приведение в действие запускающих узлов	
<i>1У, 2У, 3У</i>	Восстанавливающие реле	Возврат в исходное положение элементов пуско-запасающего блока после начала передачи извещений по соответствующей группе	
<i>3ШО</i>	Реле контроля нулевого положения искателя ПШ	Фиксация нахождения щётки искателя на нулевой ламели контактного поля	
<i>2Тки—4Тки</i>	Термогруппы ограничения количества запусков	Тепловая защита катушки искателя и защита установки от непрерывного запуска при неисправностях пуско-запасающих блоков	
<i>2КИ</i>	Реле блокировки искателя		
<i>Н</i>	Реле автоматического снятия напряжения	Снятие напряжения с местных цепей реле-линейного комплекта в случае повреждения линий связи	
<i>1С—40С, 1R—40R</i>	Конденсаторы и сопротивление индивидуальных пускателей извещений	Фиксация изменения положения контролируемого объекта и запуск устройства телесигнализации путём импульсного воздействия на поляризованные начинающие реле	
<i>1ИС—40ИС</i>	Сигнальные контакты контролируемых объектов		

В комплекте РП (распорядительного пункта) имеется один общий искатель передачи приказов (ДШ) и несколько искателей приёма извещений (IVШ), число которых соответствует числу контролируемых пунктов.

2. При передаче приказа приводятся в синхронное вращение шётки искателя ДШ на РП и искателей IVШ на всех без исключения ИП.

рядительном коде и короткой — в известительном. Номер ИП, к которому относится передача, определяется комбинацией двух удлинённых пауз из числа пяти последующих.

На седьмом и восьмом шагах искателей при распорядительной передаче происходит выбор характера операции, а на последующих — выбор индивидуального реле. При известительных передачах ламели № 7, 8 и 9



Фиг. 13. Узлы передачи приказов на распорядительном пункте телемеханического устройства ЦНИИ

При передаче извещений приводятся в синхронное вращение шётки искателя передачи извещений (IVШ) данного ИП и всех искателей приёма извещений (IVШ) на РП.

3. Воздействие на ведущие цепи искателей осуществляется:

- а) на стороне передачи — контактами одного из реле пульс-схемы;
- б) на стороне приёма — контактами обратного повторителя линейного реле.

4. Использование импульсов сигнала кода поясняется фиг. 11.

Характер передачи определяется первой паузой, которая является длинной в распо-

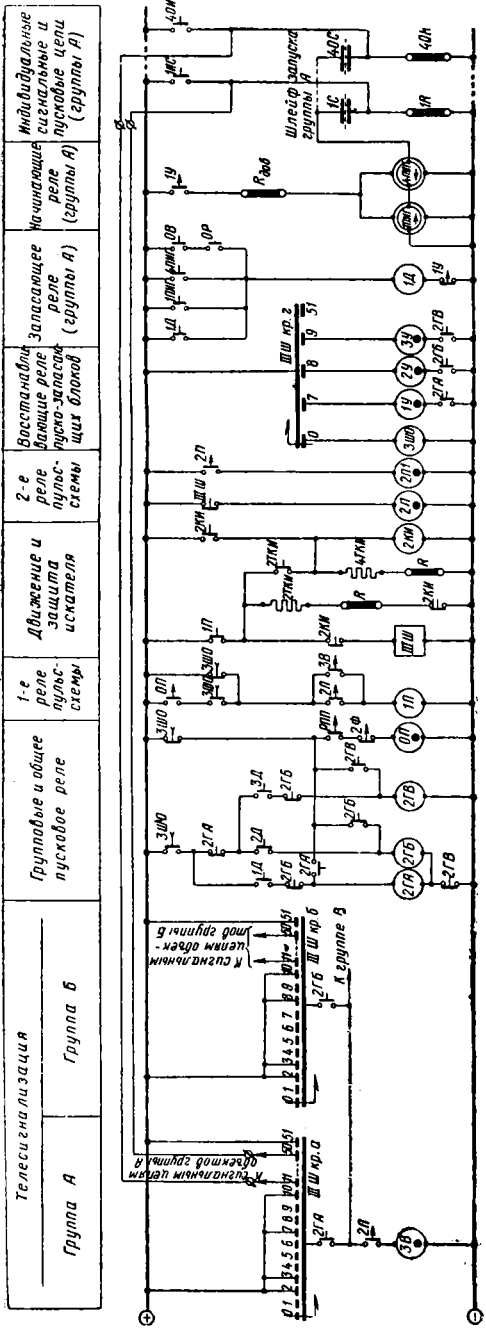
используются для выбора групп, ламели № 11—50 — для выбора индивидуальных реле и ламели № 10 и 51 — для контроля.

5. Передача приказа осуществляется поворотом в требуемое положение головки светящегося ключа и последующим нажатием пусковой кнопки. При этом имеет место соединение контактного поля искателя распорядительных передач с соответствующими шифраторными узлами и запуск генератора импульсов.

6. Подключение узлов приёма приказов происходит одновременно на всех исполнительных пунктах в течение первой удлинённой паузы распорядительного кода.

б) в индивидуальной части:

При числе групп:	При шаговых искателях типа			
	ШИ-11	ШИ-17	ШИ-25	ШИ-50
1	11	17	25	51
2	18	30	46	98
3	24	42	66	144
4	—	—	84	—

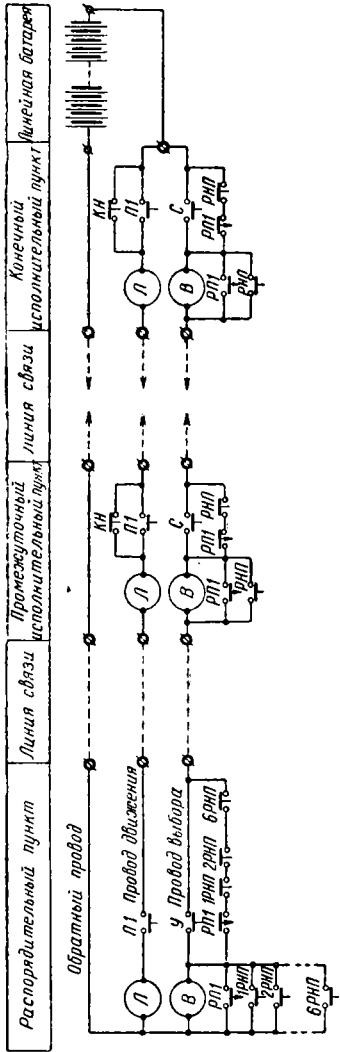


Фиг. 16. Узлы передачи на исполнительном пункте телемеханического устройства ЦНИИ

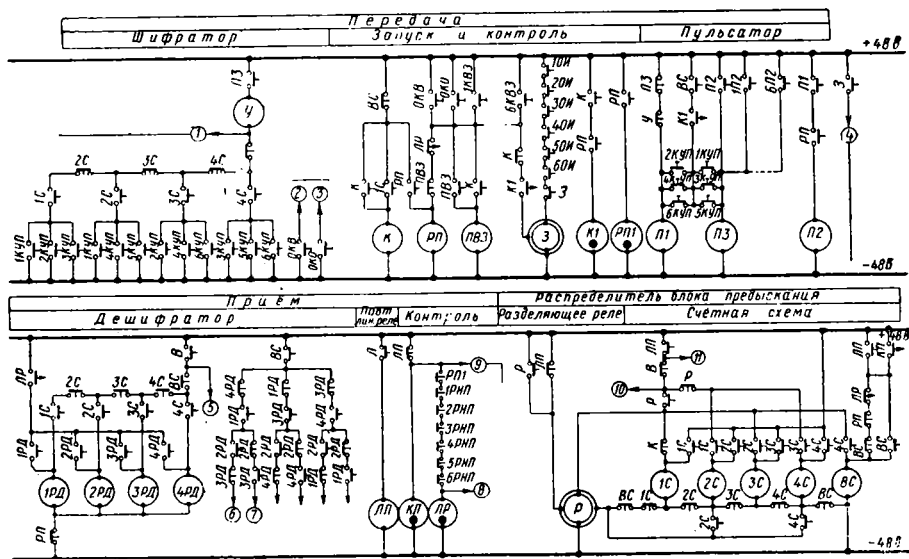
Напряжение местных цепей — 24 или 48 в.
Напряжение линейной цепи — 110 в.
Принципиальные схемы устройства приведены на фиг. 17—22.

Схема линейной цепи изображена на фиг. 17. Устройство распорядительного пункта состоит из общего узла и нескольких связанных с ним диспетчерских комплектов в соответствии с числом линейных исполнительных пунктов.

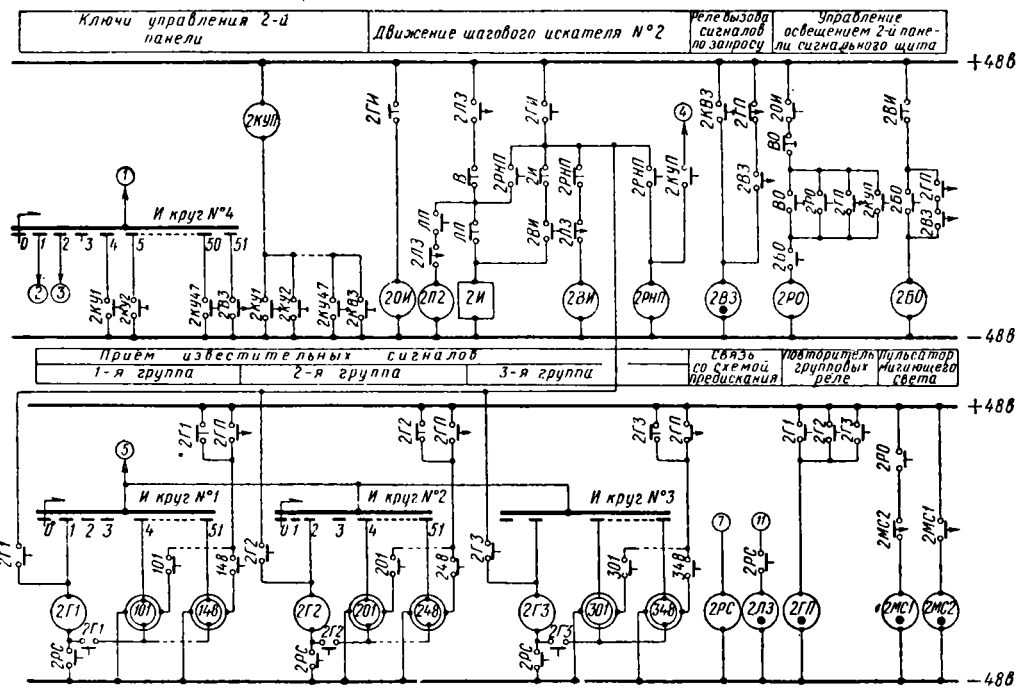
На фиг. 18 изображена схема общего релейного узла, на фиг. 19 — релейные узлы одного диспетчерского комплекта для варианта с шаговым искателем обратного хода (ШИ-25 или ШИ-50); на фиг. 21 — элементы релейных узлов диспетчерского комплекта, изменяемые по сравнению со схемой, изображенной на фиг. 19, если применен искатель с приводом прямого хода (ШИ-11 или ШИ-17); цепи, не зависящие от типа искателя, на фиг. 21 не повторяются.



Фиг. 17. Линейная цепь телемеханического устройства МЭМИТ



Фиг. 18. Общие узлы распорядительного пункта телемеханического устройства МЭМИИТ



Фиг. 19. Комплект с искателем обратного хода на распорядительном пункте телемеханического устройства МЭМИИТ

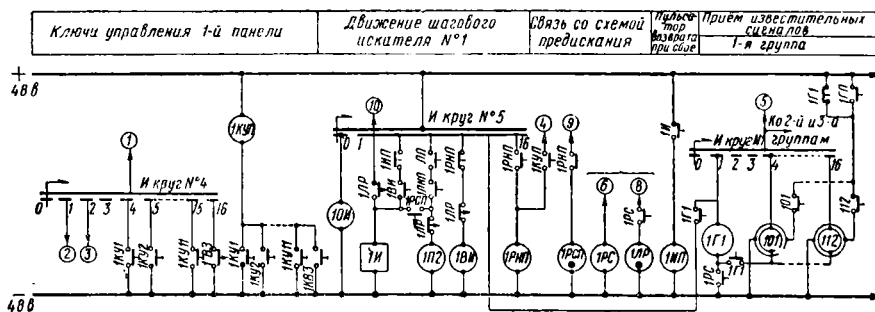
Взаимные электрические связи релейных узлов, изображённых на фиг. 18, 19, 21, отмечены цифрами, проставленными в кружках.

На фиг. 20 изображена схема релейного комплекта линейного исполнительного пункта для варианта с шаговым искателем обратного хода и на фиг. 22 — узлы аналогичной схемы, изменяемые при искателях прямого хода.

Элементы релейной схемы и их назначения приведены в табл. 6.

Основные условия действия

1. При нормальном положении схемных узлов линейная цепь постоянно обтекается током, чем обеспечивается непрерывный контроль её исправности.



Фиг. 21. Элементы комплекта с искателем прямого хода на распорядительном пункте телемеханического устройства МЭМИИТ (групповые и индивидуальные реле 2-й и 3-й группы и реле 1ГП, 1РО, 1БО, 1ВЗ, 1МС1, 1МС2 включаются аналогично одноимённым элементам схемы 1-й группы)

На фиг. 18 и 20, а показаны релейные распределители, состоящие из четырёх счётных элементов (не считая выключающего), что соответствует ёмкости системы предисказания — до шести линейных пунктов.

При составлении чертежей условно предполагалось, что схемы чётных линейных пунктов построены на искателях обратного хода, а нечётных — на искателях прямого хода. Это отразилось на нумерации одноимённых элементов на фиг. 19 и 21, а также на схеме пульсатора, изображённого на фиг. 18, где

2. При запуске устройства с распорядительного или одного из линейных исполнительных пунктов приводятся в синхронное движение релейные распределители блоков предисказания всех установок, связанных общей линией. По окончании операции предисказания, которая занимает время порядка 0,5—0,7 сек., приводятся в синхронное вращение щётки одной пары шаговых искателей соответствующих номеров.

Все прочие пары искателей в работе не участвуют и их щётки остаются неподвижными (что и позволяет объединять в общем комплексе установки с разнотипными шаговыми искателями).

3. Воздействие на ведущие цепи релейных и шаговых распределителей осуществляется контактами повторителей линейных реле как на стороне приёма, так и на стороне передачи.

4. Ведущие цепи шаговых искателей на стороне приёма готовятся при условии срабатывания соответствующих элементов дешифраторной схемы блока предисказания.

Подготовка ведущей цепи осуществляется:

а) для искателей обратного хода — на последнем импульсе серии предисказания;

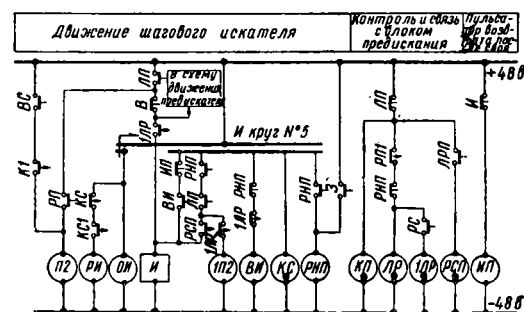
б) для искателей прямого хода — в течение паузы, отделяющей серию предисказания от последующей части сигнала кода.

Для надёжной работы релейных узлов этот импульс или пауза удлиняются путём однократного воздействия на один из релейных элементов генератора импульсов по окончании процесса предисказания.

5. Передача управляющих сигналов с распорядительного пункта производится путём последовательного нажатия двух ключей: объектового и пускового.

Нажатием объектового ключа:

а) осуществляется замыкание индивидуальной цепи, определяющей при работе рас-



Фиг. 22. Элемент комплекта с искателем прямого хода на исполнительном пункте телемеханического устройства МЭМИИТ

контакты чётных и нечётных повторителей ключей управления показаны в соответствии с указанным условным предположением (при однотипных, по характеру движущего привода, искателях эти контакты могут быть вообще изъяты из схемы).

Схемы даны с некоторыми упрощениями в отношении элементов, имеющих вспомогательное значение.

Таблица 6.

Элементы релейных схем и их назначения (фиг. 17—22)

Обозначение	Наименование	Назначение	Примечание
<i>Л</i>	Линейное реле	Связь между распределительными блоками распорядительного и линейных исполнительных пунктов	В схемах линейных пунктов реле <i>ПЗ</i> отсутствует
<i>ЛП</i>	Повторитель линейного реле	Воздействие на цепи движения и контроля работы релейных и шаговых распределителей при передаче и приёме сигналов	
<i>В</i>	Реле выбора	Фиксация избирающих импульсов при приёме; возбуждение дешифраторных, групповых и индивидуальных реле на стороне приёма	
<i>У</i>	Реле управления	Изменение схемного качества тока (замыкание провода «выбора») при телеуправлении	
<i>С</i> <i>П1, П2, П3</i>	Реле сигнализации Реле пульс-схемы	То же, при телесигнализации Генерация импульсов, движущих распределительные блоки	
<i>1С, 2С, 3С, 4С</i>	Счётные элементы схемы релейного распределителя блока предисказания	Последовательное переключение цепей во время цикла предисказания	В схемах линейных пунктов реле <i>4РД</i> отсутствует
<i>ВС</i>	Выключающий элемент релейно-счётной схемы	Отключение рабочих цепей релейного распределителя по окончании цикла предисказания	
<i>Р</i>	Разделяющее реле счётной схемы	Обеспечение последовательности срабатывания чётных и нечётных элементов релейного распределителя на импульсах	
<i>К, К1</i>	Реле контроля работы релейного распределителя и его повторитель	1. Фиксация начала и окончания периода предисказания. Изменение режима работы генератора импульсов на период подготовки движущей цепи шагового искателя на стороне приёма. 2. Подготовка и замыкание движущей цепи шагового искателя на стороне передачи	
<i>И</i>	Шаговые искатели	Переключение групповых и индивидуальных цепей во время цикла передачи или приёма	
<i>ГИ</i>	Контакты головной группы шаговых искателей	1. Автоматическая остановка генератора импульсов в момент возврата щёток на нулевые ламели. 2. Замыкание цепей исполнения (головные группы имеются только у искателей типа ШИ-50, а у прочих типов для тех же целей используются закороченные контактные поля с выделенными нулевыми ламелями)	
<i>СИ</i>	Контакты самопрерывателей искателей	Автоматический возврат щёток искателей в исходное положение при рассинхронизации распределительных блоков во время работы (сброс)	
<i>РП, РП1</i>	Реле пуска передающих узлов	Перевод схемы в положение, соответствующее режиму передачи сигналов, отключение цепей приёма; питание цепей генератора импульсов в период предисказания	
<i>РНП</i>	Реле начала передачи	То же, но в период работы шагового искателя при передаче	
<i>З</i>	Реле запуска главного искателя	Замыкание запускающей цепи главного искателя при передаче	
<i>1РД, 2РД, 3РД, 4РД</i>	Реле дешифраторной схемы	Фиксация комбинации избирающих импульсов, определяющей номер исполнительного пункта или номер панели сигнального щита в период предисказания	
<i>КП</i>	Реле контроля пульсаций в линейной цепи	1. Блокировка релейно-счётной схемы блока предисказания на период работы главных распределителей. 2. Блокировка узлов автоматического запуска устройств телесигнализации (в схемах исполнительных пунктов) на период занятости линии связи	
<i>ЛР</i>	Реле контроля пауз в линейной цепи	Перевод схемных узлов в положение, соответствующее режиму приёма сигналов; подготовка цепи движения главного искателя (для шаговых искателей с приводами прямого хода)	
<i>ЛЗ</i>	Реле контроля импульсов в линейной цепи	Подготовка цепи движения главного искателя при приёме (для шаговых искателей с приводами обратного хода)	
<i>РС</i>	Реле связи предискателя с главным искателем при приёме	Подготовка цепи возбуждения соответствующего по номеру реле <i>ЛР</i> (или <i>ЛЗ</i>)	
<i>ВИ</i>	Реле возврата щёток искателя	1. Замыкание цепи автоматического возврата щёток шагового искателя в нулевое положение после сбоя. 2. Осуществление защиты от количественных искажений сигнала кода	

Продолжение

Обозначение	Наименование	Назначение	Примечание
<i>ИП</i>	Пульсатор возврата щёток искателя	Генерация движущих импульсов при автоматическом возврате щёток искателя после сбоя (только для искателей с приводами прямого хода)	Имеются только в схеме распорядительного пункта
<i>Г1, Г2, Г3</i>	Групповые реле узлов передачи и приёма известительных сигналов	Подготовка цепей передачи и приёма теле-сигналов в соответствии с принципом распределительной селекции при групповом избирании	
<i>ГП</i>	Повторитель групповых реле	Обеспечение цепи самозакрепления индивидуальных реле телесигнализации при приёме известительной передачи (после сброса прежнего набора контактами группового реле)	
<i>РО</i>	Реле освещения	Управление освещением контрольных символов панели диспетчерского сигнального щита	
<i>БО</i>	Реле блокировки освещения	Предотвращение освещения контрольных символов панели при неправильной телесигнализации	
<i>КУ</i>	Индивидуальные ключи управления	1. Определение объекта управления при передаче приказа. 2. Квитирование сигналов об изменении положения контролируемых объектов	
<i>КВ, КО</i>	Групповые ключи включения объектов управления	1. Определение характера предстоящей операции. 2. Запуск устройства телеуправления	
<i>ПВЗ</i>	Реле предотвращения вторичного запуска	Предотвращение повторной работы распределительных блоков при длительном нажатии пускового ключа	
<i>РСП</i>	Реле связи электромагнита искателя с пульс-схемой	Подключение ведущей цепи к электромагниту шагового искателя при передаче (только для комплектов с искателями прямого хода)	
<i>КУП</i>	Повторитель всех ключей управления одной панели пульта	1. Подготовка шифраторных цепей, определяющих выбор номера исполнительного пункта. 2. Подготовка цепи запуска соответствующего по номеру главного искателя	
<i>КВЗ, ВЗ</i>	Ключи и реле вызова сигналов по запросу	Подготовка выбора реле запроса соответствующего исполнительного пункта	
<i>МС1, МС2</i>	Реле пульс-схемы мигающего света	Образование прерывистого напряжения на шлейфах ключей квитирования световых сигналов	
<i>РВ, РО</i>	Групповые реле включения и отключения объектов управления	Подготовка цепей соответствующих выходных реле устройства телеуправления	Имеются только в схемах исполнительных пунктов
<i>РИ</i>	Реле исполнения	Замыкание цепи выходного реле (при отсутствии сбоя)	
<i>КС, КС1</i>	Реле контроля суммы принятых импульсов	1. Подготовка цепи реле исполнения и замыкание её после остановки щёток искателя в нулевом положении. 2. Подача питания на шлейф самозакрепления групповых и индивидуальных реле управления в период осуществления набора	
<i>РВЗ</i>	Реле времени запуска	Обеспечение выдержки времени перед передачей запасённых известительных сигналов, необходимой для подготовки блока предисказания на распорядительном пункте	
<i>НР</i>	Начинающие реле	Запуск устройства телесигнализации и запасаение сигнальных передач	
<i>КР</i>	Термогруппы контроля шлейфов запуска	1. Предотвращение безостановочных запусков устройства телесигнализации в случае длительного замыкания полюса местной батареи на шлейф запуска. 2. Подача на распорядительный пункт сигнала о неисправности шлейфа	
<i>ОИ, ОИ1</i>	Реле нулевого положения щёток искателей	Контроль нахождения щёток искателя на нулевых ламелях и фиксации момента схода щёток с исходной позиции	
<i>РСБ</i>	Реле сброса	Возвращение начинающих реле в исходное положение после начала передачи известий по соответствующей группе	
<i>РЗ, ВРВ, ВРО</i>	Реле запроса Выходные реле включения и отключения	Возбуждение начинающих реле всех групп Подача управляющих импульсов в оперативные цепи управляемых объектов	
<i>КН</i>	Реле контроля напряжения в местных цепях исполнительных пунктов	Предотвращение выхода из строя всей линейной цепи в случае исчезновения напряжения в местных цепях одного исполнительного пункта	

Примечания. 1. Одноимённые элементы различных диспетчерских комплектов обозначаются одинаковыми буквенными символами с добавлением вначале порядкового номера комплекта.

2. Индивидуальные реле управления обозначаются порядковыми номерами.

3. Индивидуальные реле сигнализации обозначаются трёхзначными числами, причём первая цифра соответствует номеру группы, а последующие — порядковому номеру реле в группе.

предельных блоков номер управляемого объекта;

б) с помощью общего повторителя всех ключей одной панели осуществляется замыкание шифраторных цепей блока предисказания, определяющих номер линейного исполнительного пункта, на который передаётся приказ;

в) контактами повторителя подготавливается цепь запуска шагового искателя соответствующего диспетчерского комплекта.

Нажатием пускового ключа:

а) осуществляются замыкание групповой цепи, определяющей характер предстоящей операции («включить» или «отключить»);

б) подаётся импульс на реле пуска передающих узлов.

Возможность одновременной передачи приказов на разные линейные пункты исключается, так как при наличии трёх избирающих импульсов в серии предискателя узлы приёма на всех линейных пунктах блокируются. По этой причине шифраторные цепи распорядительного пункта составлены по упрощённой (не взаимоисключающей) схеме.

6. Запуск устройства для передачи извещений с линейных пунктов осуществляется автоматически, при изменении положения контролируемых цепей, путём подачи на шлейф начинающего реле кратковременного импульса от одного из пускателей извещений соответствующей группы.

При одновременном запуске из нескольких групп передачи следуют в порядке очередности, начиная с группы меньшего номера. Операция предисказания повторяется перед каждой новой передачей. Передачи разграничиваются длинными импульсами, во время которых блок предисказания на распорядительном пункте приходит в состояние готовности к приёму.

При срабатывании пускателя извещения в периоды, когда линейная цепь занята распорядительной или же известительной передачей, идущей с какого-либо из линейных пунктов, новая известительная передача начинается после освобождения линии и окончания длинного разграничивающего импульса.

Продолжительность этого импульса складывается из времён отпадания замедленного реле контроля пульсаций в линейной цепи (КП) и реле времени запуска (РВЗ).

Так как блок предисказания на распорядительном пункте приходит в состояние готовности в момент отпадания реле контроля пульсаций, а момент окончания пульсаций фиксируется на всех пунктах одновременно, то возможность разрегулировки временных зависимостей практически отсутствует.

7. Известительные передачи, идущие с какого-либо из линейных пунктов, другими линейными пунктами не воспринимаются, так как в период предисказания в линейные цепи посылаётся точно такая же комбинация

избирающих импульсов, на какую настроены приёмные дешифраторные цепи данного пункта.

8. При исчезновении напряжения в линейной цепи (или при её обрыве) известительные передачи, имевшие место за период отсутствия напряжения, запасаются и передаются по восстановлении питания.

Если обрыв возник во время известительной передачи, то она оканчивается после восстановления линейной цепи, и правильность сигнализации не нарушается.

9. При исчезновении напряжения в местных цепях какого-либо из линейных пунктов линейный провод «движения» замыкается контактами реле контроля напряжения, чем обеспечивается возможность контроля и управления для остальных линейных пунктов.

10. Вызов известительных сигналов по запросу с какого-либо из линейных пунктов осуществляется посылкой приказа, аналогичного управляющему, путём нажатия ключа запроса на соответствующей панели пульта управления.

11. Узлы защиты от количественных искажений, а также групповые и индивидуальные цепи устройства построены на принципах, являющихся более или менее общими для всех телемеханических систем с распределительной селекцией, и в этой части сходны с соответствующими узлами устройства контроля и управления подстанциями метрополитена, схемы которого приводились выше.

КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ УСТРОЙСТВАХ ТЕЛЕУПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ

Устройства, работающие по радиальным линиям связи

Устройство типа ВРТ-53 (ЦНИЭЛ МЭС)

Назначение — контроль и управление станцией или подстанцией энергетической системы.

Основные характеристики

Линии связи — двухпроводные.

Принцип селекции — распределительный при групповом избирании.

Избирающее качество — временное (удлиненная пауза).

Число групп: а) в распорядительной части — 2 (группа «включений» и группа «отключений»); б) в известительной части — 1. Распределители — шаговые типов ШИ-25 или ШИ-50.

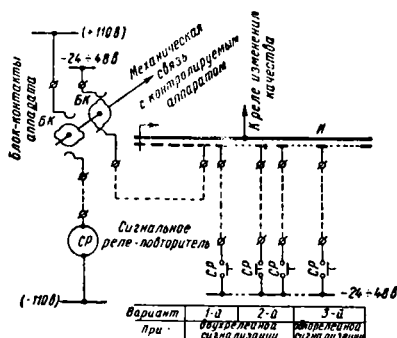
Характеристики устройств, выпускаемых заводом «Электропульт», приведены в табл. 7.

Таблица 7

Характеристики устройств, выпускаемых заводом «Электропульт»

Модель	Тип шагового искателя	Ёмкость (количество объектов)		
		телеуправления	телесигнализации	вызова телеизмерений
Б	ШИ-25 . . .	15	22	7
В	ШИ-50 . . .	39	48	11

как даёт возможность выделить цепи каждого объекта на отдельные предохранители и предупредить возможность образования ложных цепей.



Фиг. 24. Узлы связи устройства телесигнализации с контрольными цепями объектов

Узлы связи с контрольными цепями на исполнительном пункте изображены на фиг. 24 в трёх условно совмещённых вариантах.

Первый и второй варианты соответствуют случаю, когда сигнализация положения объекта осуществляется на пункте контроля

который механически связан с контролируемым аппаратом (вариант 1).

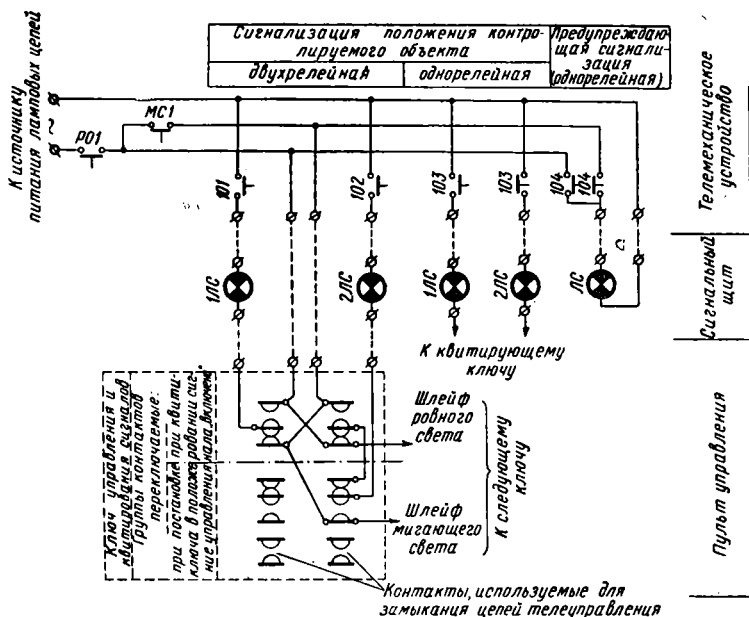
В данном случае повреждение цепей телесигнализации в любом звене может сопровождаться погасанием сигнальной лампы, но не сменой сигналов.

Использование контактов реле-повторителя положения объекта для коммутирования обеих контрольных цепей (вариант 2) допустимо при отсутствии свободных блок-контактов у аппарата, но не рекомендуется, поскольку обрыв цепи реле-повторителя может привести к ложной сигнализации.

При однорелейной сигнализации двум позициям объекта отвечают возбуждённое и обесточенное состояния одного и того же индивидуального реле в пункте контроля. Соответственно этому на исполнительном пункте присоединение контрольной цепи к распределителю осуществляется по третьему варианту (см. фиг. 24).

Применение однорелейной сигнализации позволяет существенно уменьшить число индивидуальных реле, число отводов от распределительных блоков и за счёт сокращения числа групп упростить общие узлы телемеханического устройства.

Однако при однорелейных схемах вполне достоверным может считаться сигнал лишь



Фиг. 25. Способы включения сигнальных ламп

двумя индивидуальными реле, которые подключаются к двум разным ламелям распределителя.

Двухрелейная телесигнализация применяется в ответственных установках, где возникновение ложных сигналов может явиться причиной серьёзной аварии или представлять опасность для персонала. Абсолютная достоверность сигналов обеспечивается, если одна из двух контрольных цепей объекта присоединена непосредственно к блок-контакту,

для той позиции объекта, которой соответствует возбуждённое состояние индивидуального реле. Обесточенное состояние реле в этом случае должно отвечать наиболее «опасной» позиции объекта исходя из условий его эксплуатации или по соображениям техники безопасности.

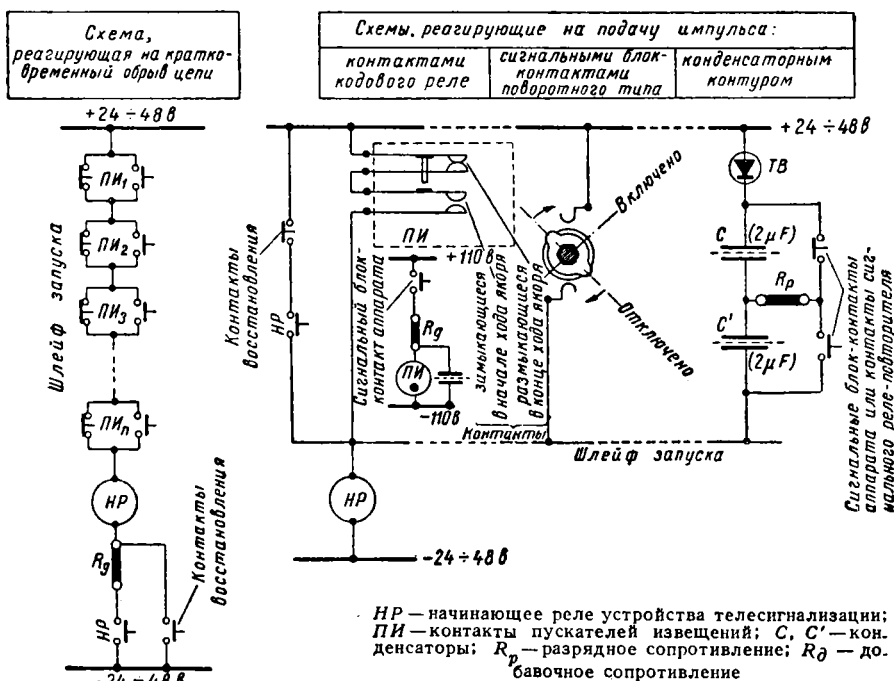
Способы включения сигнальных ламп на пункте контроля применительно к случаям однорелейной и двухрелейной сигнализации изображены на фиг. 25.

На фиг. 26 показаны различные способы воздействия на начинающие реле устройства телесигнализации.

Пускатели извещений, контакты которых показаны на чертеже, являются повторителями положений контролируемых объектов.

ЛИНИИ СВЯЗИ ТЕЛЕМЕХАНИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ

Существующие устройства телемеханического контроля и управления системами энергоснабжения электрических железных до-



Фиг. 26. Схемы автоматического пуска устройств телесигнализации

Начинающие реле, как это видно из схем, могут реагировать или на кратковременный разрыв шлейфа при переходе какого-либо из объектов в новую позицию или на импульс тока, подаваемый на шлейф при аналогичных обстоятельствах. Второй способ предпочтительнее, так как повреждение катушки начинающего реле в этом случае не связано с опасностью безостановочного запуска схемы телесигнализации. Исправность шлейфов в обоих случаях контролируется дополнительно (см. фиг. 8 и 20).

рог предназначены для работы по проводным неуплотненным каналам связи — кабельным или воздушным.

Вопросы уплотнения линий связи при разработке и практическом внедрении этих устройств не решались. С принципиальной стороны эти вопросы решаются методами, наиболее полно разработанными в технике устройств связи (см. 8-й том ТСЖ).

Кабельные линии являются наиболее надежными каналами связи, так как они в не-

Электрические данные линий связи

Таблица 8

Тип линии связи	Размеры токоведущей части		Активное сопротивление в ом/км	Индуктивность в мГн/км	Рабочая ёмкость в мкФ/км	Сопротивление изоляции в мгом.км	
	диаметр в мм	сечение в мм ²				нормальное	минимальное
Воздушная с медными проводами	4	—	2,94	1,94	0,0063	25	2
Воздушная со стальными проводами	4	—	22	13,8	0,0063	26	2
Кабель дальней связи (ТЗБ и ТЗГ)	0,9 1,2	—	56 31,5	0,7 0,8	0,0335 0,0345	5 000	1 000
Кабель контрольный (КСБ)	— — —	1,5 2,5 4,0	12,3 7,4 4,6	—	—		

сравненно меньшей степени подвержены внешним влияниям, чем линии воздушной прокладки. Однако по экономическим соображениям сооружение специальных кабельных линий для устройств, работающих в условиях пригородных и магистральных железных дорог, до настоящего времени широко не практиковалось.

При работе по воздушным линиям приходится считаться с существенными влияниями проходящих вблизи линий сильного тока и атмосферного электричества. Ухудшение состояния изоляции воздушных линий и соответствующее возрастание токов утечки при неблагоприятных атмосферных условиях, как показывает опыт, может нарушить работу линейных блоков телемеханических устройств.

Электрические данные линий связи приведены в табл. 8.

ОРИЕНТИРОВОЧНЫЙ РАСЧЁТ ЛИНЕЙНОЙ ЦЕПИ

а) В общем случае выбор линейных реле производится исходя из условий наиболее выгоднейшей работы.

1. Сопротивление линейного реле

$$R_{\text{лр}} = \frac{R_{\text{л}}}{n},$$

где $R_{\text{л}}$ — сопротивление линейных проводов;
 n — общее число реле, включённых последовательно в линейный шлейф.

2. Напряжение линейной батареи

$$U_{\text{л}} = i_{\text{л}}(R_{\text{л}} + \Sigma R_{\text{лр}}) \approx 2 i_{\text{л}} R_{\text{л}},$$

где $i_{\text{л}}$ — линейный ток, определяемый чувствительностью линейного реле, обладающего сопротивлением $R_{\text{лр}}$ (величина $i_{\text{л}}$ берётся на 40—60% более тока срабатывания реле).

б) В случае использования амплитудного избирающего качества, т. е. при невозможности соблюдения условий наиболее выгоднейшей работы реле, при расчётах исходят из величины амплитуды движущего импульса $i_{\text{д}}$, которой задаются, ориентируясь на чувствительность предполагаемого линейного реле, обладающего известным сопротивлением $R_{\text{лд}}$.

1. Амплитуда избирающего импульса

$$i_{\text{д}} = k i_{\text{д}},$$

где k — отношение амплитуд избирающего и движущего импульсов (равное $4 \div 5$); по величине амплитуды избирающего импульса выбирается линейное реле выбора с сопротивлением $R_{\text{лд}}$.

2. Напряжение линейной батареи

$$U_{\text{л}} = i_{\text{д}}(R_{\text{л}} + R_{\text{лд}} + R_{\text{лр}}),$$

где $R_{\text{л}}$ — известное сопротивление линейных проводов.

Величина добавочного сопротивления, вводимого в линейную цепь для ограничения амплитуды движущих импульсов,

$$R_{\text{доб}} = \frac{U_{\text{л}}}{i_{\text{д}}} - (R_{\text{л}} + R_{\text{лд}} + R_{\text{лр}}).$$

ПИТАНИЕ УСТРОЙСТВ ТЕЛЕУПРАВЛЕНИЯ И ТЕЛЕСИГНАЛИЗАЦИИ

Основным типом источников питания являются аккумуляторные батареи, работающие в режимах периодического заряда и разряда или же постоянного подзаряда.

Нагрузки линейных батарей являются длительными, но по величине обычно не превышают 20—30 ма.

Нагрузки местных батарей слагаются из тока покоя установки и токов, потребляемых в периоды передачи или приёма сигналов.

Ток покоя, потребляемый релейными комплектами распорядительных пунктов, определяется главным образом числом индивидуальных реле телесигнализации, одновременно находящихся в возбуждённом состоянии, и параметрами их удерживающих катушек.

Ток покоя для релейных комплектов линейных исполнительных пунктов, как правило, весьма мал и исчисляется несколькими десятками миллиампер.

Поэтому на линейных исполнительных пунктах допускается питание цепей телемеханических устройств путём отпаек от основных аккумуляторных батарей, предназначенных для питания оперативных цепей (при соблюдении мер, предотвращающих образование ложных цепей).

При расчётах ёмкости батарей распорядительных пунктов, если батареи работают по режиму «заряд-разряд», можно пренебрегать кратковременными нагрузками и определять ёмкость из условий разряда током покоя в течение 7—8 суток.

Для батарей, работающих в режиме постоянного подзаряда, ёмкость определяется исходя из времени разряда перекрывающего с некоторым запасом, возможные перерывы в работе подзарядных устройств.

В качестве подзарядных и зарядных устройств обычно применимы полупроводниковые выпрямители с селеновыми дисками.

Подзарядные селеновые выпрямители должны иметь сглаживающие фильтры во избежание вибраций якоре реле и отклонений временных характеристик реле от нормальных.

УСТРОЙСТВА ТЕЛЕИЗМЕРЕНИЯ

Общие положения и классификация

Устройство телеизмерения состоит из совокупности приборов и канала связи, при помощи которых значения измеряемых величин передаются на расстояние, причём измеряемая величина преобразуется в другую, более удобную для осуществления процесса передачи.

Классификация основных телеизмерительных систем приведена в табл. 9.

Системы интенсивности могут работать только по физическим цепям проводных каналов связи, сравнительно небольшой протяжённости (практически до 15—20 км) так как при более длинных линиях связи возможные колебания проводимости линейных проводов и сопротивления изоляции вызывают недопустимые погрешности.

Таблица 9

Классификация основных телеизмерительных систем

Телеизмерительные системы									
Ближнего действия					Дальнего действия				
Системы интенсивности					Импульсные системы				
Небалансные системы			Балансные системы			число-импульсные	время-импульсные	кодо-импульсные	частотно-импульсные
выпрямительные	с реостатными датчиками	с индукционными преобразователями	с реостатными регуляторами	с регулируемым током	потенциметрические				
				с фотоэлементными регуляторами	с электронными регуляторами				частотные системы переменного тока

В импульсных и частотных системах качественные характеристики импульсов, воздействующих на приёмные устройства, не зависят от параметров линий связи и поэтому необходимая точность передачи может быть достигнута при расстояниях до сотен километров, причём возможно использование уплотнённых каналов связи.

Телеизмерения в системах энергоснабжения электрических железных дорог.

На тяговых подстанциях электрических железных дорог, оборудуемых телеизмерением, обычно предусматривается измерение следующих величин, характеризующих работу подстанции:

- 1) напряжения переменного тока питающей системы;
- 2) суммарной нагрузки на стороне постоянного тока.

Для практического решения указанных задач можно рекомендовать:

- а) в условиях городских электрических железных дорог: выпрямительные и индукционно-выпрямительные небалансные системы интенсивности;
- б) в условиях магистральных и пригородных железных дорог — частотно-импульсные системы.

Системы интенсивности. Передача значений величин напряжения и нагрузки на стороне переменного тока при небольшой протяжённости и стабильных параметрах линий связи может осуществляться переменным током.

Датчиками телеизмерительной системы в

данном случае являются обыкновенные трансформаторы напряжения или тока, рассчитанные на весьма малые вторичные нагрузки (порядка нескольких миллиампер).

Предпочтительнее, однако, пользоваться для передачи постоянным током, так как это даёт возможность:

а) применять более чувствительные измерительные приборы магнитоэлектрического типа с равномерной шкалой;

б) устранить влияние ёмкостной проводимости линии и индуктивного сопротивления её проводов.

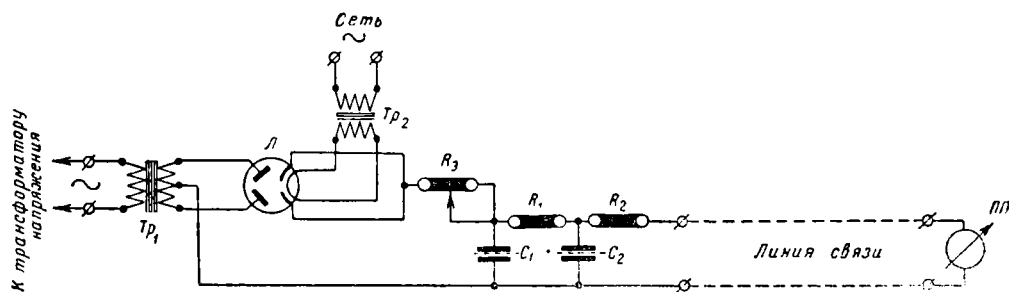
Для ограничения погрешности от изменения сопротивления линейных проводов и уменьшения потерь энергии в них линии балластируются большими сопротивлениями, которые изготавливаются из материала с весьма малым температурным коэффициентом (манганина).

Телеизмерение напряжения переменного тока наиболее просто осуществляется путём его трансформации и последующего выпрямления.

Схема устройства выпрямительной системы изображена на фиг. 27 (разработана отраслевой лабораторией измерений завода «Электроприбор» и усовершенствована на Ленинградском опытном заводе автоматики и телемеханики ЛОЗТА).

Параметры схемы: электронная лампа — двойной дисд 6Х6 с номинальным напряжением накала 6,3 в.

Вторичное напряжение трансформатора цепи накала 5,6 ÷ 5,9 в (пониженное напряжение накала применяется для увеличения срока службы лампы).



Фиг. 27. Устройство выпрямительного типа для телеизмерения напряжения переменного тока: Tp_1 — выходной трансформатор; Tp_2 — трансформатор накала; Л — электронная лампа; R_1 , R_2 , R_3 — балластные сопротивления; C_1 , C_2 — конденсаторы сглаживающего контура; ПП — приёмный прибор

Суммарная величина балластного сопротивления ($R_1 + R_2 + R_3$) около 50 000 ом.

Ток в линии связи при номинальном значении измеряемого напряжения от 0,5 до 1,5 ма в зависимости от исполнения схемы.

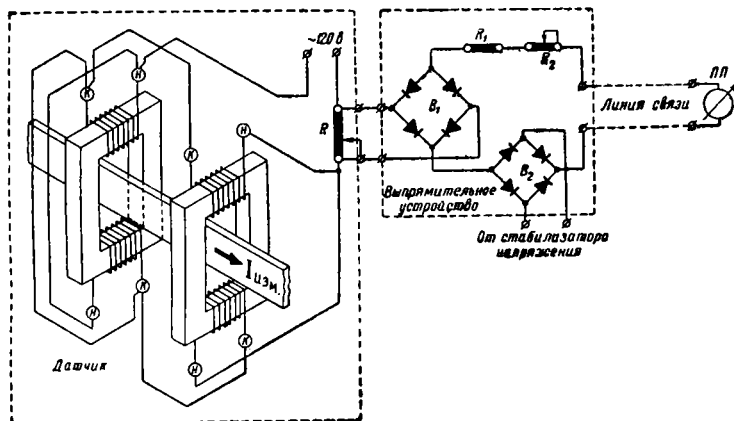
Приёмный прибор (ПП) — магнитоэлектрический гальванометр нормальной конструкции.

Погрешности телеизмерения не более $\pm 2\%$.

Увеличение суммарной погрешности может быть лишь следствием неудовлетворительного состояния изоляции линии, так как дополнительные погрешности, связанные с изменением в возможных пределах сопротивления проводов и характеристик ламп, сводятся к минимуму большой величиной балластных сопротивлений.

Магнитопроводы дросселей изготавливаются из специальной стали (сплав «Гипрем»), характеристики которой обеспечивают соблюдение пропорциональности между измеряемым током и намагничивающим переменным. Коэффициент пропорциональности, как и в обычном трансформаторе тока, зависит от соотношения витков.

Напряжение, выделяемое на сопротивлении R вторичной цепи, пропорциональное величине переменного тока, подводится к выпрямительной схеме, выполненной на полупроводниковых меднозакисных вентилях. При отсутствии напряжения на выходных клеммах датчика в линейной цепи протекает небольшой (около 5—7% от номинального) начальный ток, которому соответствует поло-



Фиг. 28. Устройство телеизмерения постоянного тока: V_1 — главный выпрямительный мост; V_2 — дополнительный выпрямительный мост; R_1, R_2, R_3 — балластные сопротивления; ПП — приёмный прибор

Переменное сопротивление R_3 служит для регулировки системы при различных линиях связи.

Телеизмерение нагрузки на стороне постоянного тока сопряжено с несколько большими трудностями, поскольку осложняется задача электрического разделения силовых и измерительных цепей.

Одно из возможных решений сводится к использованию принципа магнитного усилителя, действие которого основано на нелинейности характеристик катушек со сталью.

Принципиальная схема устройства для телеизмерения нагрузки на стороне постоянного тока изображена на фиг. 28 (устройство разработано ЦНИЛЭПС). Датчик устройства состоит из двух дросселей, магнитопроводы которых охватывают шину, по которой проходит измеряемый постоянный ток. Каждый дроссель имеет обмотку, состоящую из двух катушек, соединённых параллельно, а обмотки обоих дросселей включаются встречно и к их общей цепи подводится переменное синусоидальное напряжение 120 в.

Амплитуда несинусоидального переменного тока, возникающего в цепи обмоток, будет тем значительнее, чем выше значение измеряемого (подмагничивающего) тока.

Изменение стрелки приёмного прибора на нулевой отметке шкалы. Постоянная слагающая линейного тока создаётся дополнительным источником э. д. с., включаемым последовательно с основным. Это необходимо для того, чтобы случаи обрыва линии или неподключения датчика к линии при телеизмерении по вызову не могли быть восприняты как равенство нулю измеряемой величины.

Универсальной системой телеизмерения в смысле возможности передачи значений любых величин, измеряемых первичными приборами с угловым перемещением подвижных частей, может в известной степени считаться индукционно-выпрямительная система. Принцип действия устройства состоит в том, что угол поворота системы первичного прибора преобразуется в эквивалентное значение переменного напряжения, которое выпрямляется и подаётся в линию связи.

На фиг. 29 изображена принципиальная схема индукционно-выпрямительного устройства ЦНИЭЛ МЭС, принятого к серийному выпуску на заводе «Электропульс».

Основным элементом устройства является индукционный преобразователь, который представляет собой трансформатор с переменной взаимоиндуктивной связью между обмотками. Вторичная обмотка выполнена в виде лёгкой

бескаркасной рамки, которая поворачивается в стабильном радиальном магнитном поле.

При условии постоянства напряжения, подводимого к первичной обмотке, вторичная э. д. с. пропорциональна углу поворота рамки (в пределах угла поворота $80-85^\circ$ от горизонтального положения). Последовательно с поворотной рамкой включаются витки второй, неподвижной обмотки (W_0) для создания начального контрольного тока в линии.

Максимальная величина напряжения на выводах рамки $15-17$ в.

$$E_2 I_2 \sin(E_2 \wedge I_2),$$

где E_2 — э. д. с., индуцируемая в витках W_2 рамки;

I_2 — ток в цепи рамки.

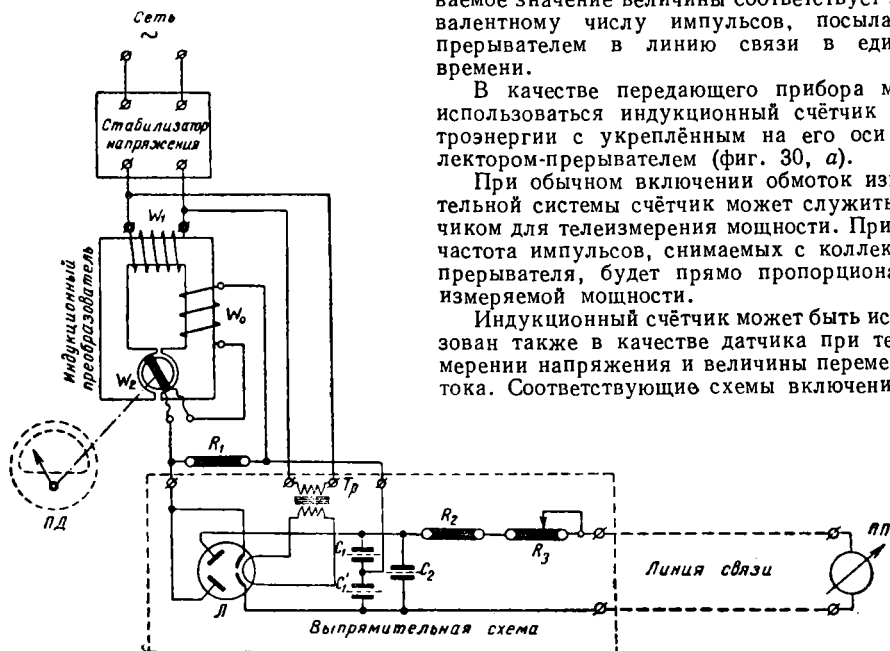
Учитывая трудность абсолютной компенсации реактивного тока при всех режимах работы датчика, передача, как правило, осуществляется малыми токами ($0,1-0,5$ ма).

Частотно-импульсные системы. В частотно-импульсных системах передаваемое значение величины соответствует эквивалентному числу импульсов, посылаемых прерывателем в линию связи в единицу времени.

В качестве передающего прибора может использоваться индукционный счётчик электроэнергии с укрепленным на его оси коллектором-прерывателем (фиг. 30, а).

При обычном включении обмоток измерительной системы счётчик может служить датчиком для телеизмерения мощности. При этом частота импульсов, снимаемых с коллектора-прерывателя, будет прямо пропорциональна измеряемой мощности.

Индукционный счётчик может быть использован также в качестве датчика при телеизмерении напряжения и величины переменного тока. Соответствующие схемы включения об-



Фиг. 29. Индукционно-выпрямительное устройство телеизмерения (завод «Электропульт»): ПД — прибор датчика; W_1 — первичная обмотка преобразователя; W_2 — поворотная рамка преобразователя; W_0 — дополнительная обмотка «искусственного нуля»; R_1, R_2 — балластные сопротивления; L — двойной диод 6Х6; C_1, C'_1 — конденсаторы схемы удвоения напряжения; C_2 — сглаживающий конденсатор; Tr — трансформатор накала; ПП — приёмный прибор (магнитоэлектрический)

В выпрямительной схеме устройства, выпускаемого заводом «Электропульт», применён двойной диод типа 6Х6; схема работает в режиме двухполупериодного выпрямления с удвоением напряжения, что достигается с помощью конденсаторов C_1 и C'_1 , которые заряжаясь в одну половину периода, разряжаются в последующую.

Величина тока в линии при максимальном напряжении на выводах рамки около 0,5 или 1 ма.

Существуют также другие модификации индукционно-выпрямительных систем, в которых применены входные трансформаторы для выпрямительных схем.

В этих случаях принимаются специальные меры для компенсации реактивной составляющей тока в цепи рамки индукционного преобразователя во избежание существенных погрешностей от вращающего момента, развиваемого рамкой, величина которого пропорциональна произведению

моток изображены на фиг. 30, б и 30, в. Сдвиг фаз между магнитными потоками в магнитопроводах движущей системы будет близок к 90° , а оба потока — пропорциональными измеряемой величине. Частота импульсов, снимаемых с коллектора-прерывателя, будет пропорциональна квадрату измеряемой величины тока или напряжения (при постоянстве частоты в сети).

Начальная частота импульсов при равенстве нулю измеряемой величины в датчиках подобного рода может быть получена путём вращения синхронным двигателем щёток коллектора-прерывателя в направлении, противоположном вращению диска.

В исполненных конструкциях датчиков частота образуемых импульсов, отвечающая номинальным значениям измеряемых величин, составляет около 10—14 импульсов в секунду при скорости вращения диска около 1 об/сек; начальная частота 10—20% от номинальной.

Существуют специальные индукционные датчики с узким диапазоном измерения, обеспечивающие изменение частоты импульсов от нуля до максимума при изменении напряжения в пределах 85—110% от номинального (разработка ЦЛЭМ).

Универсальный датчик частотно-импульсной системы телеизмерения, пригодный, в частности, для передачи значений нагрузки на

ной цепи второй измерительной системы, причём магнитный шунт магнитопровода спиливается;

3) не имеет тормозящего постоянного магнита и магнитопровода с катушкой последовательной цепи второй системы;

4) имеет коллектор-прерыватель на оси диска.

При неизменной частоте сети и постоянстве сдвига фаз между напряжением сети U_1 и напряжением, подводимым от рамки индукционного преобразователя U_2 , установившаяся скорость вращения диска n и частота импульсов, снимаемых с прерывателя f , линейно зависят от угла поворота рамки α

$$f = mn = k_1 \frac{U_2}{U_1} = k_2 \alpha,$$

где m — число активных элементов прерывателя (обычно не более 8—12); k_1, k_2 — коэффициенты пропорциональности.

Сопротивления R_1 и ёмкость C_1 в цепи рамки служат для компенсации реактивной составляющей тока и сведения к минимуму вращающего момента, развиваемого рамкой; ёмкость C_2 — для ограничения влияния изменений частоты сети на величину тормозного момента.

Приёмные устройства частотно-импульсных систем решают задачу фиксации частоты воспринимаемых импульсов и воспроизведения результатов путём отклонения стрелки соответствующего измерительного прибора.

Наибольшее распространение имеют конденсаторные приёмники в комплексе с приборами магнитоэлектрического типа, подобные изображённым в двух вариантах на фиг. 31.

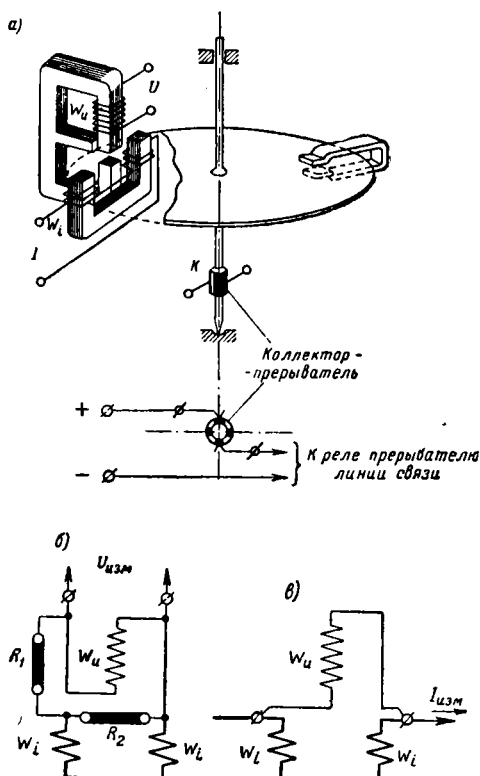
Принцип действия приёмного устройства состоит в том, что при каждом переключении контактов пульсирующего линейного реле связи РС через цепь прибора проходит вполне определённое количество электричества, определяемое ёмкостью заряжающегося конденсатора C .

Второй конденсатор приёмника в этот момент разряжается на сопротивление R_p . Частота импульсов зарядного тока равна удвоенной частоте линейных импульсов f , а среднее значение тока в цепи прибора $i_{cp} = 2CUf$, где U — напряжение источника, питающего приёмную схему.

При использовании в качестве приёмного прибора магнитоэлектрического миллиамперметра нормальной конструкции напряжение источника питания должно быть совершенно стабильным во избежание недопустимых погрешностей телеизмерения.

При использовании приборов логометрического типа можно устранить влияние колебаний напряжения в пределах до $\pm 15\%$ (соответствующий вариант изображён на фиг. 31).

Начальный зарядный ток конденсаторов $I_{з\max}$ во много раз больше среднего тока в цепи прибора i_{cp} . В исполненных устройствах отношение $\frac{I_{з\max}}{i_{cp}}$ колеблется в пределах:



Фиг. 30. Индукционный датчик частотно-импульсной системы телеизмерения: а — конструкция датчика мощности; б — включение обмоток для телеизмерения напряжения; в — включение обмоток для телеизмерения тока

стороне постоянного тока, может быть получен путём сочетания индукционного преобразователя и индукционного счётчика стабильной скорости.

Датчик подобного рода, разработанный в ОЛИЗ завода «Электроприбор», изображён в составе принципиальной схемы частотно-импульсной системы на фиг. 31.

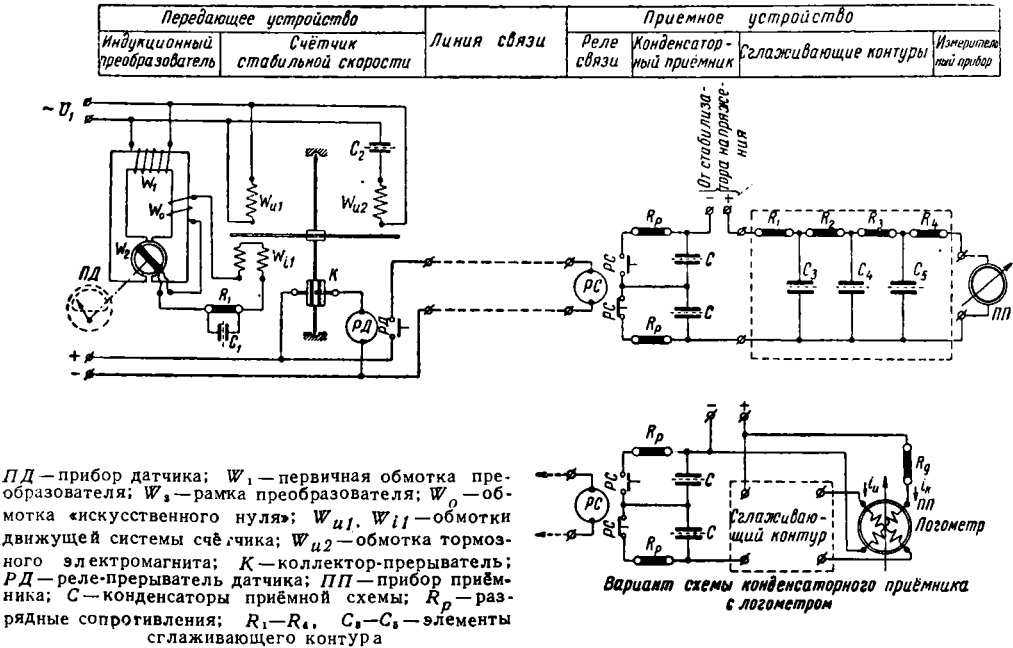
Счётчик стабильной скорости представляет собой видоизменённый трёхфазный индукционный счётчик активной энергии и в отличие от него:

1) имеет только одну движущую систему, причём обмотка последовательной цепи (соединяемая с рамкой индукционного преобразователя) обладает увеличенным числом витков из провода уменьшенного сечения;

2) имеет тормозящий электромагнит переменного тока, в качестве которого используется катушка магнитопровода параллель-

а) от 10 до 20 при частоте импульсов, соответствующей номинальному значению измеряемой величины f_n ;

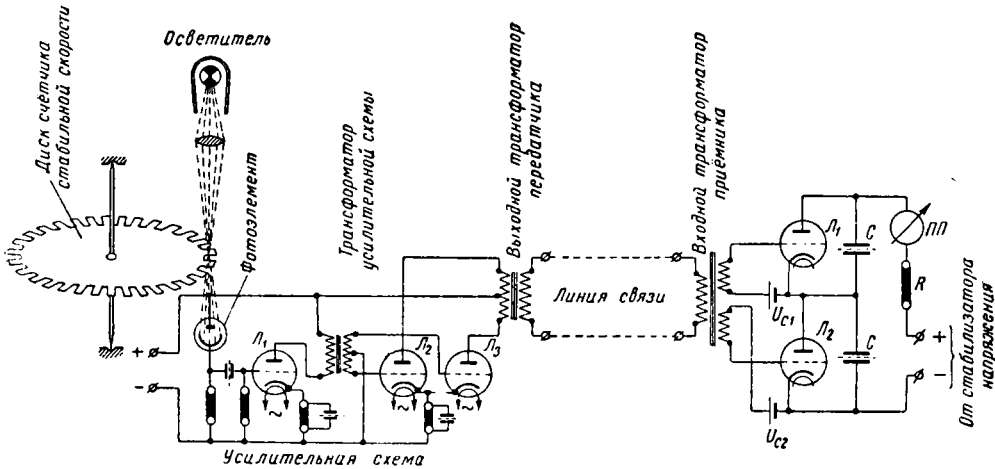
устраняет недопустимые колебания стрелки приёмного прибора, но удлиняет время установки показаний (до 4—10 сек.).



Фиг. 31. Частотно-импульсная система телеизмерения с применением индукционного преобразователя, счётчика стабильной скорости и конденсаторного приёмника

б) от 50 до 100 — при частоте, соответствующей положению стрелки прибора на нулевой отметке шкалы (т. е. при $f_0 \approx 0,2 f_n$). Поэтому в схемах приёмных устройств

Другой недостаток сглаживающих контуров связан с увеличением постоянной времени зарядного контура, что способствует нарушению пропорциональности между сред-



Фиг. 32. Фотоимпульсная система телеизмерения (ОЛИЗ)

применяются сглаживающие контуры, подобные изображённому на схеме фиг. 31, уменьшающие указанные отношения более чем в 10 раз. Применение сглаживающих контуров

ним током в приборе и частотой воспринимаемых импульсов по мере её увеличения (при отсутствии суммирования показаний на приёмной стороне это вызывает лишь некоторую неравномерность шкалы прибора).

Причины, способствующие увеличению погрешностей телеизмерения:

1) изменение по сравнению с градуировочными моментами сил трения в подвижных частях индукционного преобразователя и счётчика стабильной скорости, в частности трения щёток о коллектор-прерыватель;

2) неполная компенсация реактивного тока в цепи рамки индукционного преобразователя;

3) не вполне совершенная стабилизация напряжения источника питания приёмных цепей;

4) изменение параметров конденсаторов приёмной схемы.

При надлежащем состоянии элементов устройства погрешности телеизмерения не превышают $\pm 2\%$.

В фотимпульсной системе (разработка ОЛИЗ) устраняется механический прерыватель и повышается частота передаваемых импульсов (в исполненной конструкции —

40 гц при номинальном значении измеряемой величины), что благоприятно сказывается на работе приёмных узлов. Принцип построения схемных узлов системы поясняется фиг. 32.

При работе устройства в линии наводятся несинусоидальный переменный ток, частота которого пропорциональна значению измеряемой величины.

Действие электронных частотомеров, изображённых на фиг. 32, основано на том же принципе, что и действие конденсаторных приёмников, управляемых контактами электронного реле.

Однако проводимость лампы электронного частотомера меняется в зависимости от амплитуды напряжения, приложенного к сетке, поэтому в данном случае результат измерения не независим от параметров линии связи.

Этот недостаток принципиально устраним при известном усложнении узлов приёмных устройств.

ЛИТЕРАТУРА

1. Б. С. Сотсков. Элементы автоматической и телемеханической аппаратуры. ГЭИ, 1950.
2. А. Ф. Пронтарский. Элементы автоматизации тяговых подстанций. Труды ЦНИИ, вып. 68, ТЖИ, 1952.
3. И. И. Соловьёв. Автоматика энергетических систем. ГЭИ, 1950.
4. С. Н. Засорин и Б. В. Кузьмин. Автоматика фидеров постоянного тока на шаговых искателях. Труды МЭМИИТ, вып. 63, ТЖИ, 1953.
5. А. В. Иванов. Автоматика ЦНИИ для фидеров постоянного тока и ртутновыпрямительных агрегатов. Информ. письмо № 213 ЦНИИ, 1951.
6. С. Г. Блантер. Автоматические тяговые подстанции. МКХ РСФСР, 1952.
7. Информ. материалы по трёхфазному АПВ линий с двусторонним питанием. Техн. отд. МЭС ГЭИ, 1950.
8. М. М. Богиня, И. И. Соловьёв, М. И. Царёв. Устройства трёхфазного автоматического повторного включения линий передачи. «Электр. станции» № 5, 1951.
9. М. Г. Шалимов, В. М. Новицкий. Автоматика и телемеханика тяговых подстанций железных дорог. ТЖИ, 1955.
10. Б. К. Шукин. Основы техники телеуправления. ГЭИ, 1945.
11. М. А. Гаврилов. Телемеханизация диспетчерского управления энергетическими системами. ГЭИ, 1945.
12. В. С. Малов. Телемеханика в энергетических системах. ГЭИ, 1955.
13. Б. И. Доманский. Введение в автоматизацию и телемеханику. ГЭИ, 1950.
14. Г. М. Жданов. Телеизмерение. ГЭИ, 1952.
15. Е. А. Каминский. Выбор системы телемеханики для метрополитена, «Электричество» 1947 № 12.
16. О. А. Горяинов и Р. Л. Райнфелс. Телеуправление. ГЭИ, 1954.
17. Информационное письмо № 302 Всесоюзного научно-исследовательского института железнодорожного транспорта, 1954.

ТЕПЛОСИЛОВЫЕ УСТАНОВКИ



ТОПОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА

КЛАССИФИКАЦИЯ, ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ВЫБОР ТОПОЧНЫХ УСТРОЙСТВ

По способу сжигания твёрдых топлив топочные устройства подразделяются на слоевые, вихревые и факельные. В котельных малой и средней мощности в настоящее время наибольшее распространение получили слоевые топки.

Выбор топочного устройства в зависимости от вида сжигаемого топлива и единичной мощности котельного агрегата производится в соответствии с табл. 1.

Тепловая нагрузка топочного устройства оценивается величиной видимого теплового напряжения:

зеркала горения

$$\left(\frac{Q}{R}\right)_a = \frac{BQ_n^p}{R_a} \text{ тыс. ккал/м}^2 \text{ час,} \quad (1)$$

топочной камеры

$$\left(\frac{Q}{V}\right)_a = \frac{BQ_n^p}{V_m} \text{ тыс. ккал/м}^3 \text{ час,} \quad (2)$$

где B — расход топлива в t , час;

Q_n^p — теплотворность топлива в ккал/кг ;

R_a — активная площадь колосниковой решётки в м^2 ;

V_m — объём топочной камеры в м^3 .

Потеря тепла от механического недожога подсчитывается по формуле

$$q_4 = \left(a_{шл} \frac{\varepsilon_{шл}}{100 - \varepsilon_{шл}} + a_{ун} \frac{\varepsilon_{ун}}{100 - \varepsilon_{ун}} + a_{нр} \frac{\varepsilon_{нр}}{100 - \varepsilon_{нр}} \right) \frac{78AP}{Q_n^p} \%, \quad (3)$$

где a — доля золы топлива соответственно в шлаке, уносе или провале (по зольному балансу) в %;

ε — содержание горючих в этих же очаговых остатках в %.

Нормативные значения расчётных характеристик для соответствующих топочных устройств приведены далее в табл. 9, 13, 16, 20 и 25.

ТОПЛИВО И ПРОДУКТЫ СГОРАНИЯ¹⁾

Характеристика топлив

Тепловой расчёт топочных устройств производится на основе характеристик рабочей массы сжигаемого топлива (см. табл. 2).

Если теплотворность и элементарный состав топлива не выбираются из таблицы, а принимаются по данным анализа отобранной пробы, необходимо сверять полученную теплотворность с элементарным составом по формуле Менделеева (для твёрдых и жидких топлив):

$$Q_a^e = 81 C^e + 300 H^e - 26(O^e - S^e) \text{ ккал/кг.} \quad (4)$$

Расхождения между величинами высшей теплотворности на горючую массу Q_a^e , определёнными по калориметрической бомбе и по формуле (4), не должны превышать 150 ккал/кг для топлива с зольностью на сухую массу $A^e < 25\%$ и 200 ккал/кг для топлив с $A^e > 25\%$.

Формулы для пересчёта элементарного состава топлива на горючую, сухую и рабочую массы приведены в табл. 3.

Пересчёт Q_a^e на рабочую (расчётную) массу сжигаемого топлива производится по формуле

$$Q_n^p = (Q_a^e - 54 H^e) \frac{100 - (A^p + W^p)}{100} - 6 W^p \text{ ккал/кг.} \quad (5)$$

Расчёт продуктов сгорания

Все расчёты продуктов сгорания ведутся на 1 кг рабочего топлива. Объёмы воздуха и газов выражаются в нормальных кубических метрах (нм^3), т. е. отнесены к 0°C и 760 мм рт. ст.

Состав твёрдого и жидкого топлива выражается в процентах по весу.

¹⁾ Характеристики топлив СССР приняты по данным проекта единых норм теплового расчёта котельного агрегата, разработанных ВТИ и ЦКТИ, 1954. Расчёты продуктов сгорания приняты по данным действующих норм теплового расчёта котельного агрегата ЦКТИ, 1945.

Т а б л и ц а 1

Выбор топочного устройства

Виды топлив	Тип топочного устройства	Единичная паропроизводительность котлоагрегатов т/час								
		2(25)	4	6,5	10	12	20	35	50	75
Торф кусковой в чистом виде или с добавкой фрезерного торфа	Шахтные топки с наклонным зеркалом горения									
	Шахтно-цепные топки									
	Цепные топки с пневмозабросом									
Фрезерный торф в чистом виде	Пневматические топки типа ЦКТИ сист. Шершнева									
	Циклонные топки типа Прохоровых-Кнорре									
	Топки с мелющим вентилятором типа ВТИ-Мосэнерго									
	Шахтно-мельничные топки									
Бурые угли	Топки с ручным забросом на качающиеся колосники									
	Топки с забрасывателями на качающиеся колосники									
	Топки с шурящей плиткой									
	Топки с наклонно-переталкивающими решетками									
	Топки цепные обычного типа									
	Цепные топки с пневмозабросом									
	Шахтно-мельничные топки									
Каменные угли с $V^2 > 15\%$	Топки с ручным забросом на опрокидные либо качающиеся колосники									
	Топки с забрасывателями на опрокидные либо качающиеся колосники									
	Топки с шурящей плиткой									
	Топки цепные обычного типа									
	Цепные топки с пневмозабросом									
	Шахтно-мельничные топки для углей с $V^2 > 30\%$									
Тяжелые угли	Пылеугольные топки									
	Топки с ручным забросом на опрокидные колосники (в смеси $\geq 20\%$ спекающихся углей)									
	Топки с забрасывателями на опрокидные колосники (в смеси $\geq 20\%$ спекающихся углей)									
	Топки цепные обычного типа (в смеси $\geq 20\%$ спекающихся углей)									
	Пылеугольные топки									
Антрацит АШ	Топки с ручным забросом на опрокидные колосники (в смеси $\geq 20\%$ спекающихся углей)									
	Пылеугольные топки									
	Топки с ручным забросом на опрокидные колосники									
Антрацит АСШ и АРШ	Топки с забрасывателями на опрокидные колосники (в смеси $\geq 20\%$ спекающихся углей)									
	Топки цепные обычного типа (в смеси $\geq 20\%$ спекающихся углей)									
	Пылеугольные топки									
	Топки с ручным забросом на опрокидные колосники									
Антрацит АС	Топки с забрасывателями на опрокидные колосники									
	Топки цепные обычного типа									
	Топки с ручным забросом на опрокидные колосники									
Антрацит АМ	Топки цепные обычного типа									
	Топки с ручным забросом на опрокидные колосники									
Антрацит АД и АК	Топки с ручным забросом на опрокидные колосники									

Условные обозначения:

 рекомендуется
  рекомендуется, но требуется
  допускается в отдельных случаях

Теоретическое количество воздуха, необходимое для полного сгорания топлива, определяется по формуле

$$V_0 = 0,0889 C^p + 0,266 \left(H^p - \frac{O^p}{8} \right) + 0,033 S_{ор+к}^p \quad (\text{нм}^3/\text{кг}). \quad (6)$$

Действительное количество воздуха для сгорания топлива равно

$$V = V_0 a_m \frac{100 - q_4}{100} \quad (\text{нм}^3/\text{кг}), \quad (7)$$

где a_m — коэффициент избытка воздуха, выходя из топки (т. е. при входе в конвективную часть котла). Значение a_m принимается для соответственных типов топок и видов сжигаемого топлива из табл. 9, 13, 16, 20 и 25. Табличное значение a_m включает присос холодного воздуха в топку, равный 0,1;

q_4 — потеря от механической неполноты сгорания («механический недожог») в % по формуле (3).

Расчётные характеристики твёр

Район месторождения	Наименование месторождения	Марка и сорт топлива	Рабочая масса топлива										Макси- мальная	
													влаж- ность	золь- ность
			W ^P	A ^P	S ^P _K	S ^P _{OP}	C ^P	H ^P	N ^P	O ^P	Q ^P _H	W ^P _{макс}		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Ископаемые угли Донецкий бассейн . . .	—	Д	13,0	19,6	2,4	1,6	50,6	3,7	1,1	8,0	4 840	20,0	30,0	
То же	—	Г	7,0	15,8	1,9	1,4	62,1	4,2	1,2	6,4	5 900	12,0	25,0	
»	—	ПЖ	6,0	18,8	3,6	62,4	3,8	1,1	4,3	5 980	10,0	30,0		
»	—	Т	5,0	15,2	1,8	0,9	70,6	3,4	1,2	1,9	6 550	9,0	27,0	
»	—	ПА	5,5	15,1	1,3	0,7	72,3	2,8	1,0	1,3	6 470	10,0	27,0	
»	—	АМ и АС	5,0	13,3	1,0	0,7	76,4	1,5	0,8	1,3	6 500	8,0	25,0	
»	—	АРШ	6,0	16,9	1,2	0,6	71,7	1,4	0,8	1,4	6 100	10,0	27,0	
»	—	АШ	7,0	16,7	1,1	0,6	70,5	1,4	0,8	1,9	6 010	10,0	30,0	
»	—	ППМ	6,0	42,3	3,5	0,5	40,8	2,7	0,8	3,4	3 890	8,0	50,0*	
»	—	Шлам	11,0	40,1	3,3	0,5	38,6	2,6	0,8	3,1	3 650	15,0	50,0	
»	—		20,0	16,0	1,6	0,7	54,4	3,2	1,0	3,1	5 070	30,0	30,0	
Кузнецкий бассейн .	Анжеро-Судженское	ПС	6,5	12,2	0,6	74,0	3,5	1,5	1,7	6 740	10,0	18,0		
То же	Кемеровское	К-ПС-СС	9,0	15,5	0,5	64,9	3,8	1,5	4,8	5 990	13,0	22,0		
»	»	ПС-Т	8,0	14,7	0,5	70,0	3,3	1,5	2,0	6 360	11,0	26,0		
»	Ленинское	Д	10,0	5,0	0,4	67,2	4,7	2,0	10,7	6 300	—	—		
»	»	Г	9,0	10,9	0,6	66,1	4,6	2,2	6,6	6 240	12,0	15,0		
»	Прокопьевско-Кисе- лёвское (Сталин- уголь, Прокопье- вскуголь, Кагано- вичуголь)	СС26—35	7,0	7,4	0,4	71,0	4,5	2,0	7,7	6 640	10,0	12,0		
»	То же	СС18—25	6,0	10,3	0,4	73,2	3,9	1,8	4,4	6 770	9,0	21,0		
»	»	СС11—17	5,0	11,4	0,4	74,2	3,6	1,8	3,0	6 830	8,0	16,0		
»	Аралычевское	Т	7,0	16,7	0,6	68,3	3,1	1,5	2,8	6 130	9,0	22,0		
»	—	ППС	4,0	25,0	0,5	60,4	3,6	1,8	4,7	5 660	7,0	35,0		
Карагандинский бас- сейн	—	ПЖ-ПС	7,5	25,0	0,8	57,0	3,4	0,9	5,4	5 320	12,0	32,0		
То же	—	Б	26,0	17,0	0,6	41,9	2,7	0,5	11,3	3 620	32,0	30,0		
Подмосковный бас- сейн	—	Б	33,0	23,5	1,7	1,2	29,1	2,2	0,6	8,7	2 510	37,0	45,0	
Печорский бассейн .	—	ПЖ	7,0	18,6	0,4	0,5	62,5	3,9	1,7	5,4	5 930	12,0	33,0	
То же	—	Д	11,0	24,9	1,9	0,6	47,4	3,2	1,3	9,7	4 340	15,0	35,0	
УССР Правобережье	Александрйское, Звенигородское, Ко- ростышевское и др.	Б	53,0	14,1	0,7	1,9	21,1	1,9	0,2	7,1	1 650	60,0	40,0	
Западная Украина .	Золочевское (Тростя- нецкое)	Б	37,0	18,9	1,2	2,4	28,2	2,3	0,4	9,6	2 420	45,0	40,0	
То же	Коломыйское	Б	20,0	24,0	2,4	1,2	37,8	3,1	0,6	10,9	3 410	—	—	
Закарпатская Укра- ина	Мукачевское (Иль- ницкое)	Б	45,0	24,8	0,4	19,6	1,8	0,3	8,1	1 500	—	—		
Башкирская АССР .	Бабаевское (Ермола- евский разрез)	Б	46,0	10,8	0,3	0,4	30,2	2,8	0,2	9,5	2 600	48,0	30,0	
Урал	Кизеловское	Г	52,0	9,6	0,3	0,4	26,7	2,5	0,2	8,3	2 240	60,0	30,0	
»	»	Г	5,5	29,3	3,2	1,9	50,9	3,7	0,8	4,7	4 970	10,0	40,0	
»	»	Д	5,5	26,5	4,6	51,7	3,8	0,9	7,0	5 000	1,0	37,0		

* Верхний ряд — расчётные характеристики; нижний ряд — среднее фактическое качество топлива в на

Таблица 2

дых и жидких топлив СССР

Горючая масса	Характеристика кокса	Плавкость золы			Коэффициент размо- лоспо- собности лабо- раторный		Удельный вес в т/м³	
		t ₁ в °С	t ₂ в °С	t ₃ в °С	K _{лаб}		кажущийся	насыщенный
					ВТИ	ЦКТИ		
15	16	17	18	19	20	21	22	23
летучие								
V ² в %								
43,0	Порошкообразный или спёкшийся	1050	1150	1200	1,13	1,53	1,32	0,83
39,0	Спёкшийся, сплав- ный	950—1260	105—1400	1080—>1400	1,05	1,30	1,39	0,88
32,0	То же	110	1120	1200	1,46	—	1,45	0,91
13,0	Порошкообразный или слабоспёкшийся	1000—>1400	1050—>1400	1150—>1400	1,80	3,2	1,37	0,86
8,0	Порошкообразный	1060	1230	1290	1,3	—	—	—
4,0	То же	970—1120	1070—>1050	110—>1500	0,85	0,71	1,57	0,99
4,0	»	1060	1170	1200	—	0,70	1,57	0,99
4,0	»	970—1200	1030—1400	1050—1430	0,95	1,0	1,60	1,01
30,0	Спёкшийся	1070	1200	1250	1,50	—	1,71	1,08
10,0	То же	98—1260	1000—1450	1040—1500	—	—	—	—
15,0	»	100—1200	1080—1420	1140—1450	1,60	2,9	1,41	0,89
29,0	»	1000—1150	110—1350	1150—1400	1,39	2,3	1,41	0,89
23—31	»	1150	1340	1440	—	2,3	1,36	0,86
16,0	Спёкшийся или по- рошкообразный	1050—1200	120—1500	1250—>1500	—	—	1,30	0,82
11—18	То же	1090	1200	1240	1,23	1,83	1,39	0,88
40,0	Спёкшийся	1030—1150	1120—1300	1160—1350	1,99	4,1	1,38	0,87
39,0	То же	1100	1240	1300	—	—	—	—
30,0	»	1030—1140	1120—1490	1160—>1500	1,70	—	1,41	0,89
26—35	»	1130	1200	1260	—	—	1,42	0,90
22,0	Порошкообразный	1030—1260	1050—1300	1100—1400	1,50	2,62	1,41	0,89
18—25	Спёкшийся	1100	1200	1250	1,22	—	1,54	0,97
14,0	То же	1090	1130	1180	1,40	2,32	1,47	0,93
11—17	Порошкообразный	1000—1190	1130—1500	1180—>1500	1,26	1,9	1,25	0,79
11,0	Спёкшийся	1150—>1500	1400—>1500	1450—>1500	1,75	3,4	1,29	0,81
28,0	То же	1000—>1500	1050—>1500	1100—>1500	1,40	2,32	1,41	0,89
21—35	Спёкшийся	1090	130	1350	1,15	1,6	1,46	0,92
2,0	Порошкообразный	1000—1120	1160—1240	1170—1270	—	3,5	1,02	0,64
40,0	То же	1350	1500	>1500	1,45	2,5	1,13	0,71
45,0	Спёкшийся	1000—1100	1060—1180	1090—1210	—	—	1,38	0,87
31,0	Порошкообразный	1030	1050	1070	0,85	—	1,19	0,75
39,0	То же	1120	1280	1310	1,8	—	1,10	0,69
60,0	Спёкшийся	1000—1150	1100—1300	1150—1400	1,0	1,15	1,52	0,96
63,0	То же	1050	1130	1150	—	—	1,50	0,95
44,0	Порошкообразный	1000—1125	1080—1200	1125—1240	—	—	—	—
45,0	То же	1050—1480	1100—>1500	1130—>1500	—	—	—	—
57,0	»	1050	1120	1150	—	—	—	—
53,0	»	1000—1100	1060—1180	1090—1210	—	—	—	—
60,0	»	1030	1050	1070	—	—	—	—
60,0	»	1120	1280	1310	—	—	—	—
63,0	»	1030—1210	1200—1390	1230—1410	—	—	—	—
44,0	Спёкшийся	1120	1200	1220	—	—	—	—
45,0	Порошкообразный или слабоспёкшийся	1000—1200	1100—1250	1170—1260	—	—	—	—
		1150	1410	1450	—	—	—	—
		960—1470	1150—>1500	1200—>150	—	—	—	—
		1130	1410	1440	—	—	—	—
		990—1220	1300—>15000	1350—>1500	—	—	—	—

стоящее время (ввиду ненадежности сушилок у поставщика).

Район месторождения	Наименование месторождения	Марка и сорт топлива	Рабочая масса топлива										Макси- мальная	
													влаж- ность	золь- ность
			W^P	A^P	S^K	S^{OP}	C^P	H^P	N^P	O^P	Q_H^P	$W^P_{макс}$	$A^P_{макс}$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Урал	Кизеловское	ППМ	11,0	35,6	8,0	1,5	37,9	2,9	0,9	2,2	3 860	15,0	45,0	
»	Богословское	Б	28,0	21,6	0,3		34,3	2,4	0,6	12,8	2 840	33,0	35,0	
»	Челябинское	Б	17,0	24,9	0,7	0,5	41,8	3,0	1,0	11,1	3 770	24,0	40,0	
»	Буланашское	Г	10,0	18,0	0,5	0,6	58,0	4,0	1,1	7,8	5 460	15,0	—	
»	Егоршинское	А	5,0	20,9	0,4		66,7	2,7	1,0	3,3	5 880	9,0	30,0	
Грузинская ССР . .	Ткварчельское	ПЖ	10,0	34,2	1,3	0,5	44,1	3,3	0,9	5,7	4 180	14,0	45,0	
То же	Тквибульское	Г	11,0	26,7	0,7	0,7	48,0	3,6	0,9	8,4	4 470	15,0	40,0	
»	Гелати	Б	11,0	40,1	1,5	0,5	34,2	2,5	0,7	9,5	3 070	—	—	
»	Ахалцхское	Б	20,0	38,4	0,6	0,5	28,1	2,4	0,5	9,5	2 470	—	—	
Казахская ССР . . .	Иртышское (Экиба- стуз)	СС	7,0	37,2	0,7		45,2	2,9	0,8	6,2	4 190	—	—	
То же	Ленгеровское	Б	27,0	14,6	1,3	0,8	44,4	2,6	0,4	8,9	3 850	33,0	27,0	
Узбекская ССР . . .	Ангрен	Б	35,0	11,0	0,7	0,7	41,9	2,0	0,4	8,3	3 450	40,0	25,0	
Киргизская ССР . .	Кизыл-Кия	Б	27,0	11,7	1,4	0,4	46,0	2,6	0,6	10,3	4 000	32,0	21,0	
То же	Сулюкта	Б	21,0	11,9	0,5	0,1	51,7	2,7	0,5	11,6	4 400	25,0	20,0	
»	Кок-Янган	Д	15,0	17,0	1,2	0,4	52,7	3,5	0,7	9,5	4 850	18,0	25,0	
»	Ташкумыр	Д	13,0	11,3	0,8		59,4	3,8	0,9	10,8	5 450	18,0	20,0	
Таджикская ССР . .	Шураб	Б	26,0	12,6	0,7		46,7	2,5	0,5	11,0	3 950	32,0	25,0	
Красноярский край .	Канское	Б	32,0	10,2	0,3	0,2	41,6	2,9	0,8	12,0	3 570	37,0	25,0	
Хакасская АО	Минусинское	Д	13,0	10,4	0,2	0,4	67,9	4,8	1,9	1,4	6 340	20,0	20,0	
Иркутская область .	Черемховское	Д	14,0	21,5	0,5	0,5	50,0	3,7	1,0	8,8	4 660	18,0	30,0	
Бурят-Монгольская АССР	Гусино-Озерское	Б	21,0	15,8	0,6		47,4	3,2	0,6	11,4	4 240	25,0	30,0	
Читинская область .	Тарбагатайское	Б	25,0	13,5	3,1	0,6	45,5	3,1	0,8	8,4	4 050	30,0	25,0	
То же	Черновское	Б	33,0	7,4	0,5		44,7	3,0	0,8	10,6	3 910	40,0	18,0	
»	Арабагарское	Б	25,0	15,0	0,2	0,5	42,6	2,9	0,8	13,0	3 720	30,0	30,0	
»	Букачачинское	Г	8,0	12,0	0,6		65,6	4,4	0,9	8,5	6 140	12,0	20,0	
»	»	Д	12,0	10,0	0,5		60,8	4,3	0,9	11,5	5 610	17,0	15,0	
Хабаровский край . .	Райчихинское	Б	37,0	9,5	0,2		37,8	2,3	0,5	12,7	3 070	45,0	21,0	
То же	Кивдинское	Б	37,0	13,2	0,2		38,8	2,1	0,6	8,1	2 840	42,0	30,0	
»	Ургальское (Бурея)	Г	5,0	31,4	0,3		50,9	3,8	0,8	7,8	4 860	8,0	40,0	
Приморский край . .	Сучанское	Г	7,0	27,9	0,5		54,7	3,4	0,9	5,6	5 030	—	—	
То же	»	ПЖ	6,0	21,6	0,4		61,9	3,6	1,0	5,5	5 720	10,0	30,0	
»	»	Т	6,0	23,5	0,4		63,5	2,8	0,7	3,1	5 720	10,0	30,0	
»	Артёмовское	Б	28,0	21,6	0,3		35,5	2,9	0,8	10,9	3 120	32,0	35,0	
»	Тавричанское	Б	14,0	21,5	0,5		47,7	3,5	1,0	11,8	4 350	17,0	30,0	
»	Подгородненское	Т	5,0	38,0	0,3		49,9	2,6	0,6	3,6	4 520	—	—	
»	Ворошиловское	СС	5,0	39,9	0,2		46,3	3,0	0,6	5,0	4 310	—	—	
»	Липовецкое	Д	8,5	27,5	0,3		48,6	3,8	0,6	10,7	4 530	—	—	
Торф	Кусковой	—	40,0	6,6	0,2		30,9	3,2	1,3	17,8	2 560	53,0	—	
»	Фрезерный	—	50,0	5,5	0,1		25,7	2,7	1,1	14,9	2 030	55,0	—	
Дрова	—	—	40,0	0,6	—		30,3	3,6	0,4	25,1	2 440	45,0	—	
Коксовая мелочь . .	—	—	20,0	12,0	1,1		62,6	1,4	1,0	1,9	5 220	30,0	—	
Мазут	Малосернистый	—	3,0	0,3	0,5		85,3	10,2	0,7	—	9 310	—	—	
»	Высокосернистый	—	3,0	0,3	2,9		83,4	10,0	0,4	—	9 170	—	—	

Продолжение

Горячая масса	Характеристика кокса	Плавкость золы			Коэффициент размолоспо- собиности лабо- раторный		Удельный вес в т/м³	
летучие		t ₁ в °C	t ₂ в °C	t ₃ в °C	K _{лаб}		кажу- щийся	насыпной
					ВТИ	ЦКТИ		
V ^г %								
15	16	17	18	19	20	21	22	23
44,0	Спёкшийся	1000	1140	1170	—	—	1,53	0,97
48,0	Порошкообразный	1150 1050>1500	1350 1100—>1500	1400 1130—>1500	1,10	1,45	1,29	0,81
43,0	То же	1050 1000—1150	1150 1100—1350	1225 1150—1400	1,15	1,6	1,33	0,84
40,0	Слабоспёкшийся	1200	1275	1300	1,33	—	1,39	0,88
9,0	Порошкообразный	>1500 1350—>1500	>1500	>1500	1,45	2,45	1,47	0,93
40,0	Слабоспёкшийся	1450 1400—>1500	>1500	>1500	1,41	2,35	1,53	0,97
43,0	Спёкшийся	1450 1300—>1500	<1500 1370—>1500	>1500 1370—>1500	1,37	2,25	1,47	0,93
43,0	Порошкообразный	>1500	—	—	—	—	1,54	0,97
49,0	То же	1290	1380	1400	0,98	—	1,42	0,90
28,0	Порошкообразный	1060—>1500	1300—>1500	1350—>1500	1,30	2,05	1,53	0,96
40,0	Порошкообразный	1020	1100	1150	1,43	2,40	1,23	0,78
34,0	То же	100—1050 1120	1050—1200 1210	1050—1270 1240	1,90	3,8	1,18	0,74
38,0	»	1040—1240 1050	1100—1360 1100	113—1375 1150	1,46	2,5	1,24	0,78
36,0	»	1000—1250 1130	1030—1300 1250	1050—1350 1280	1,30	2,0	1,30	0,82
37,0	Порошкообразный	1030—1300 1100	1120—1360 1250	1180—1380 1350	1,08	—	1,40	0,88
37,0	или слабоспёкшийся	1000—>1500	1080—>1500	1100—>1500	1,28	—	1,32	0,83
35,0	Порошкообразный	1200 1050—1500	1300 1150—>1500	1350 1170—>1500	1,35	—	—	—
49,0	То же	1120 1050—1350	1200 1100—1400	1230 1130—1420	1,24	1,8	1,20	0,76
42,0	Спёкшийся	1150 1000—1300	1250 1100—1375	1270 1130—1400	1,24	1,8	1,20	0,76
42,0	Спёкшийся	1150 1100—1200	1300 1200—1350	1350 1280—1380	0,88	1,6	1,27	0,80
45,0	То же	1130 1000—<1500	1240 1100—>1500	1275 1120—>1500	1,30	2,0	1,41	0,89
43,0	Порошкообразный	1050 1000—1160	1160 1050—1350	1220 1070—1380	1,29	—	1,32	0,83
43,0	То же	1050 1000—1120	1200 1040—1330	1240 1050—1450	1,02	1,2	1,26	0,79
42,0	»	1050 1030—1080	1150 1100—1200	1200 1130—1280	1,20	1,74	1,13	0,71
45,0	»	1070 1000—1130	1160 1150—1175	1210 1160—1260	0,97	1,06	1,27	0,80
33,0	Спёкшийся	1200 1050—1400	1300 1150—1500	1350 1170—>1500	1,35	2,2	1,39	0,88
42,0	Порошкообразный	1050 1000—110	1150 1100—1250	1170 1120—1270	—	—	1,32	0,83
43,0	или слабоспёкшийся	1090 1000—1180	1240 1130—1300	1275 1200—1310	1,37	2,25	1,09	0,69
41,0	Порошкообразный	1050 1040—1060	1200 1100—1.50	1250 1200—1300	1,26	1,9	1,18	0,74
42,0	Спёкшийся	1370 1100—>1500	>1500 1400—>1500	>1500 1450—>1500	0,80	—	1,58	1,00
35,0	То же	1130	1300	1350	—	—	1,48	0,93
29,0	Спёкшийся сплавле- ный	1050—1220	1150—1500	1200—>1500	—	—	1,47	0,93
11,0	Порошкообразный	1100	1250	1280	1,31	2,06	1,44	0,91
49,0	То же	1125	1240	1280	0,92	0,9	1,31	0,83
45,0	»	1030—1350 1175	1110—1450 1350	1125—1475 1400	0,92	0,9	1,43	0,90
17,0	Слипшийся	1050—1400 1260	1100—>1500 1400	1200—>1500 1430	1,06	—	1,58	1,00
25,0	Спёкшийся	1050—1420 1450	1230—>1500 >1500	1270—>1500 >1500	1,35	2,2	1,58	1,00
50,0	Слабоспёкшийся	1300—1500	—	—	—	—	1,44	0,91
70,0	Порошкообразный	800—1400	1000—1500	1010—>1500	—	—	—	—
70,0	То же	То же	То же	То же	—	—	1,06	0,67
85,0	Слипшийся рыхлый	—	—	—	—	—	—	—
6,0	Порошкообразный	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 3

Переводные множители для пересчёта
состава топлива

Заданная масса топлива	Искомая масса топлива		
	горючая	сухая	рабочая
Горючая	1	$\frac{100-A^c}{100}$	$\frac{100-(AP+WP)}{100}$
Сухая	$\frac{100}{100-A^c}$	1	$\frac{100-WP}{100}$
Рабочая	$\frac{100}{100-(AP+WP)}$	$\frac{100}{100-WP}$	1

Составляющие продуктов сгорания без учёта механического недожога определяются по следующим формулам:

объём сухих трёхатомных газов (углекислота CO_2 + сернистый ангидрид SO_2)

$$V'_{\text{RO}_2} = 0,0185 (C^p + 0,37 S_{\text{ор+к}}^p) \text{ (нм}^3/\text{кг)}; \quad (8)$$

объём водяных паров H_2O

$$V'_{\text{H}_2\text{O}} = 0,0124 (9HP + WP + W_d) \text{ (нм}^3/\text{кг)}, \quad (9)$$

где W_d — влага, вносимая в топку с воздухом и с паровым дутьём, в кг на 1 кг топлива;

$$W_d = 0,1aV_0 d_{\text{вз}} + 100 W_{\phi} \text{ (%).} \quad (10)$$

Влажность воздуха $d_{\text{вз}}$ принимается равной 8 г/нм³.

Влага парового дутья W_{ϕ} выражается в кг на 1 кг сгоревшего топлива.

Объём двухатомных газов (азот N_2 + кислород O_2) при $\alpha = 1,0$ равен

$$V'_{\text{R}_2} = 0,79 V_0 + 0,008 NP \text{ (нм}^3/\text{кг)}. \quad (11)$$

Теоретический суммарный объём продуктов сгорания (т. е. при $\alpha = 1,0$)

$$\sum V'_0 = V'_{\text{RO}_2} + V'_{\text{H}_2\text{O}} + V'_{\text{R}_2} \text{ (нм}^3/\text{кг)}. \quad (12)$$

Объём двухатомных газов при $\alpha > 1,0$

$$V'_{\text{R}_2} = V'_{\text{R}_2} + (\alpha - 1) V_0 \text{ (нм}^3/\text{кг)}. \quad (13)$$

Суммарный объём продуктов сгорания при $\alpha > 1,0$

$$\sum V' = \sum V'_0 + (\alpha - 1) V_0 \text{ (нм}^3/\text{кг)}. \quad (14)$$

Теоретическое количество сухих продуктов сгорания

$$V'_{\text{сг}} = V'_{\text{RO}_2} + V'_{\text{R}_2} = 0,0887 (C^p + 0,37 S_{\text{ор+к}}^p) + 0,209 \left(HP - \frac{OP}{8} \right) + 0,008 NP \text{ (нм}^3/\text{кг)}, \quad (15)$$

и при $\alpha > 1,0$

$$V'_{\text{сг}} = V'_{\text{сг}} + (\alpha - 1) V_0 \text{ (нм}^3/\text{кг)}, \quad (16)$$

Наличие в топочных газах продуктов химически неполного сгорания влияет на суммарный объём газов и их теплоёмкость незначительно. Поэтому расчёт производится

без учёта химического недожога. Механический недожог учитывается введением во все результаты подсчёта по формулам (5) — (16) поправочного множителя $\frac{100 - q_4}{100}$ [по образцу формулы (7)].

Суммарное теплосодержание¹ продуктов сгорания 1 кг топлива рассчитывается по количеству, составу и температуре продуктов сгорания при данном избытке воздуха

$$\sum V_{ct} = V_{\text{RO}_2} (ct)_{\text{RO}_2} + V_{\text{R}_2} (ct)_{\text{R}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} (ct)_{\text{H}_2\text{O}} \text{ ккал/кг}, \quad (17)$$

где V_{RO_2} , V_{R_2} и $V_{\text{H}_2\text{O}}$ определяются из формул (8), (9) и (13) умножением на поправочный множитель $\frac{100 - q_4}{100}$, а значения $(ct)_{\text{RO}_2}$, $(ct)_{\text{R}_2}$ и $(ct)_{\text{H}_2\text{O}}$ — теплосодержания составляющих газов в ккал/нм³ при соответственной температуре принимаются по табл. 4.

Таблица 4

Теплосодержание газов в ккал/нм³ и золы в ккал/кг от 0°

°C	O ₂ CO	CO ₂	H ₂ O	Воздух	Зола
100	31	41	36	31	18
200	62,5	86	72,5	62,5	38
300	94	135	110	94,5	59
400	126,5	185,5	149	127	83
500	159,5	239	189	160,5	107
600	193	295	230	195	133
700	223	352	273	230	61
800	263	411	317	265	190
900	28	471	362	30	220
1 000	334	532	409	337	250
1 100	371	593	457	374	281
1 200	408	656	506	411	312
1 300	445	719	556	449	343
1 400	483	783	607	487	374
1 500	50	847	660	525	405
1 600	558	911	711	563	437
1 700	597	976	764	601	468
1 800	635	1 041	819	640	499
1 900	674	1 107	873	679	530
2 000	712	1 173	928	718	560

При камерном сжигании зольных топлив, для которых $AP > \frac{Q_p}{100}$, к суммарному теплосодержанию продуктов горения по формуле (17) прибавляется теплосодержание золы $(mct)_A = 0,009 AP (ct)_A \text{ ккал/кг}$, (18) где $(ct)_A$ — из табл. 4

Парциальные давления сухих трёхатомных газов и водяных паров определяются

$$p_{\text{RO}_2} = \frac{V'_{\text{RO}_2}}{\sum V'} \text{ ага}; \quad (19)$$

$$p_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{V'_{\text{H}_2\text{O}}}{\sum V'} \text{ ага}. \quad (20)$$

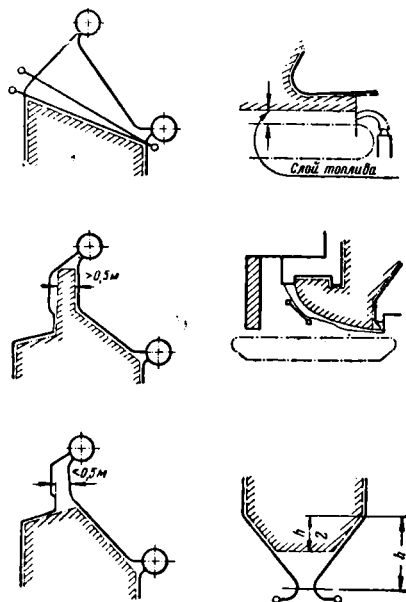
¹ В дальнейшем в справочнике из двух терминов энтальпия и теплосодержание применяется только второй, так как первый в прикладной технической литературе по промышленной энергетике почти не употребляется.

РАСЧЁТ РАЗМЕРОВ ТОПКИ И ТЕПЛОПЕРЕДАЧИ В ТОПОЧНОЙ КАМЕРЕ¹

Определение размеров топочной камеры и зеркала горения

Основными размерами топочного устройства, которые проверяются или выбираются расчётом, являются объём топочной камеры в m^3 и для слоевых топок — площадь зеркала горения в m^2 .

Активный объём топочной камеры V_m ограничивается боковыми, фронтальной и задней стенками топки, первым рядом труб котла или фестона, трубами гранулятора или поверхностью слоя топлива на решётке (фиг. 1).



Фиг. 1. Схемы активного объёма топки

При измерении расстояния между незаэкранированными стенками топки следует брать размеры в свету, т. е. расстояния между обращёнными внутрь камеры поверхностями кладки. При наличии экранов горизонтальные размеры топки принимаются равными расстояниям между осевыми плоскостями экранных труб, а при экранах, закрытых зажигательными поясами, — между обращёнными внутрь камеры поверхностями поясов.

Высота топки измеряется по расстоянию между осевыми плоскостями котельных и грануляторных труб, ограничивающих топку, а в случае холодных воронок в объём топки включается лишь верхняя половина холодной воронки. При двухрядных грануляторах объём топки считается ограниченным плоскостью верхнего ряда труб гранулятора. Для слоевых топок из топочного объёма, ограниченного снизу плоскостью колосникового полотна,

исключается объём топливного слоя, средняя толщина которого принимается равной: для каменных углей 150—200 мм, для бурых углей 300 мм, для торфа и древесной щепы 500 мм.

Из активного объёма следует исключать части топки, расположенные между трубным пучком и стеной, если расстояние от труб до стены меньше 0,5 м, а также объёмы над шлаковыми бункерами слоевых топок (за линией концов шлакоснимателей или за линией колосников, как это показано на фиг. 1).

При подсчёте площади зеркала горения R_a длина его принимается равной расстоянию от нижней кромки регулятора толщины топливного слоя или от отсекающей слой балки до шлакового подпора, концов шлакоснимателя или до конца шлаковых колосников, а при цепных решётках со свободным сходом шлака до оси заднего вала. Ширина зеркала горения равна расстоянию между боковыми панелями или боковыми стенками топки.

Для цепных решёток длина зеркала горения измеряется по прямой линии, располагаемой в угольных топках горизонтально, а в торфяных и дровяных — наклонно в соответствии со свободной поверхностью слоя. Для наклонно переталкивающих решёток длина зеркала горения измеряется на основном участке по линии, параллельной колосниковому полотну, а на шлаковых колосниках — по горизонтали. В топках специальных типов подсчёт величины зеркала горения производится по намечаемой свободной поверхности топливного слоя.

Величина топочного пространства выбирается по допустимым тепловым напряжениям камеры, основанным на практических данных, при которых достигается надёжная и экономичная работа топочного устройства. Рекомендуемые значения теплового напряжения топочного пространства для различных типов топочных устройств и видов сжигаемого топлива приведены в табл. 9, 13, 16, 20 и 25.

Расчётная величина допустимого теплового напряжения топочного пространства должна быть дополнительно проверена по основным конструктивным размерам топки: а) глубине и высоте топки, связанным с длиной пути факела от устья горелок (слоя на решётке забрасывателя) до противоположной стенки и конвективной поверхности котла; б) ширине топки, связанной с шириной котла, компоновкой горелок, колосниковых решёток и пр.

В слоевых топках для обеспечения расчётной паропроизводительности котлоагрегата и достижения нормативных значений топочных потерь следует, помимо этого, выбрать величину зеркала горения решётки. Площадь зеркала горения определяется по значению допустимого теплового напряжения по данным табл. 9, 13, 16 и 20. Рекомендуемые теплонпряжения основаны на практических данных для соответствующих типов решёток и видов топлива.

Расчёт теплопередачи в топочной камере

Целью расчёта теплопередачи в топочной камере является определение степени охлаждения продуктов сгорания в пределах топки за счёт прямой отдачи тепла от пламени и

¹ Излагается по Нормам теплового расчёта котельного агрегата. ЦКТИ, 1945.

горящего слоя к расположенным в топке поверхностям нагрева. В результате расчёта должна быть определена площадь экранов, величина которой обеспечила бы снижение температуры газов на выходе из топки (т. е. перед входом в конвективную часть котла) до уровня, устраняющего шлакование трубных поверхностей. Для этого температура газов на выходе из топки при расчётной нагрузке котла должна быть ниже температуры начала размягчения золы сжигаемого топлива ($t_2^{\circ}\text{C}$ по табл. 2). Разницу в этих температурах следует принимать равной 50°C , если температура начала размягчения $t_2^{\circ}\text{C}$ мало отличается от температуры начала деформации золы $t_1^{\circ}\text{C}$.

Если же t_1 много меньше t_2 , желательно, чтобы расчётная температура газов на выходе из топки была на $80-100^{\circ}\text{C}$ ниже t_2 .

Расчёт теплопередачи в топочной камере производится по методике А. М. Гурвича. Для определения температуры газов на выходе из топки используется связь между основными критериями подобия теплообмена в топочной камере

$$\Theta_0 = \frac{Bo_m^{0,6}}{Bo_m^{0,6} + 1}, \quad (21)$$

где Θ_0 — безразмерная температура на выходе из топки, равная отношению абсолютной температуры газов, покидающих топку T_0 , в $^{\circ}\text{K}$ к теоретической абсолютной температуре сгорания топлива

$$\Theta_0 = \frac{T_0}{T_m}. \quad (22)$$

Теоретическая температура сгорания топлива t_m определяется по полезному тепловыделению Q_m ккал/кг, отнесённому на 1 кг топлива для избытка воздуха в выходном сечении топки. При этом $T_m = t_m + 273^{\circ}\text{K}$. При подсчёте полезного тепловыделения учитывается тепло, развивающееся при сгорании топлива (за вычетом потерь топки в окружающую среду, от механического и химического недожога) и физическое тепло, вносимое в процесс с воздухом, топливом и инертными газами, возвращаемыми в топку. Последнее вносится в расчёт, если газы отбираются не из топочной камеры

$$Q_m = Q_n^p \frac{100 - q_3 - q_4 - q_5^m}{100} + Q_{вз} + Q_{фм} + Q_{реж} \text{ ккал/кг.} \quad (23)$$

Величины $Q_{вз}$, $Q_{фм}$, $Q_{реж}$ и q_4 рассчитываются, значение q_3 принимается из таблиц расчётных тепловых характеристик для соответственных топок и топлива, а величина q_5 принимается по графику.

$Bo_m^{0,6}$ — критерий Больцмана для топки, рассчитывается по формуле

$$Bo_m = \frac{B \Sigma V \bar{c}}{4,96 \cdot 10^{-8} \varepsilon H_p T_m^3 (1 - \xi)}, \quad (24)$$

где B — часовой расход топлива в кг/час;

$\Sigma V \bar{c}$ — средняя суммарная теплоёмкость продуктов сгорания 1 кг топлива в ккал/кг·град, определяемая соотношением

$$\Sigma V \bar{c} = \frac{Q_m - (\Sigma V ct)_0}{T_m - T_0} \text{ ккал/кг·град,} \quad (25)$$

в котором

$(\Sigma V ct)_0$ — теплосодержание в ккал/кг продуктов сгорания 1 кг топлива при температуре газов в выходном сечении топки и избытке воздуха в том же сечении;

H_p — эффективная радиационная поверхность нагрева в м^2 , размещённая в топке, способ подсчёта которой рассматривается ниже;

ξ — коэффициент, учитывающий обратную теплоотдачу радиационной поверхности и равный отношению собственного излучения этой поверхности к количеству тепла, падающему на экран; $4,96 \cdot 10^{-8}$ — коэффициент излучения абсолютно чёрного тела в ккал/м² ч. град⁴;

ε — степень черноты топки, также рассматриваемая ниже.

В некоторых случаях вместо равенства (24) применяется выражение

$$Bo_m = \frac{B Q_m}{H_p} \frac{1}{4,96 \cdot 10^{-8} \varepsilon T_m^4 (1 - \xi)} \times \frac{\mu}{(1 - \Theta_0)}, \quad (26)$$

в котором μ обозначает долю тепла, переданного радиационным поверхностям, размещённым в топке

$$\mu = 1 - \frac{(\Sigma V ct)_0}{Q_m}. \quad (27)$$

Эффективная радиационная поверхность H_p в м^2 определяется как величина непрерывной плоскости, имеющей температуру и коэффициент поглощения, равные температуре и коэффициенту поглощения экранных труб, и по тепловосприятию эквивалентной действительной экранной поверхности. Эффективная поверхность может быть выражена в виде доли от площади стен топки, покрытых экранами

$$H_p = \Sigma x F_{на} \text{ м}^2. \quad (28)$$

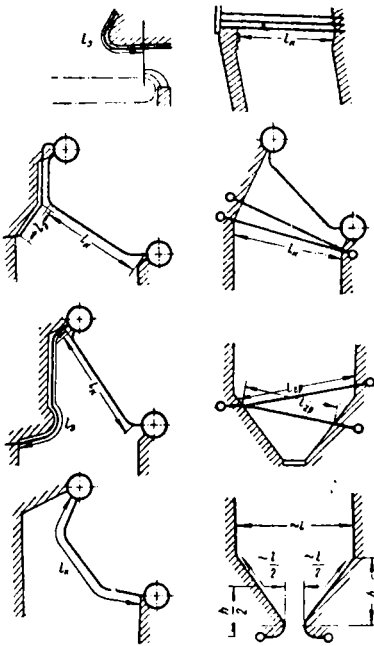
Площадь экранированной стены $F_{на}$ подсчитывается как произведение расстояния между внешними образующими крайних труб данного экрана b на соответствующую освещённую длину экранных труб l

$$F_{на} = b l \text{ м}^2. \quad (29)$$

При этом освещённая длина экранных труб измеряется по периметру сечения топки, очерчивающему часть топочного объёма, учитываемую при подсчёте полезного объёма топочной камеры согласно указаниям, сделанным ранее. В соответствии с этими указаниями длины экранных труб измеряются так, как это показано на фиг. 2.

Коэффициент x , называемый фактором формы экрана, учитывает соотношение между

количеством тепла, воспринимаемым трубами экрана, и количеством тепла, которое восприняла бы экранированная стена в случае, если бы она представляла собой непрерывную



Фиг. 2. Схемы эффективной лучево-принимающей поверхности

металлическую плоскость, имеющую температуру, равную температуре наружной поверхности экрана.

Для гладкотрубных экранов коэффициент x зависит от отношения шага между осями труб s к наружному диаметру труб d и от отношения расстояния между осями труб и кладкой стен топki e к диаметру труб d . Значение x находят из графика фиг. 3.

Для котельных пучков, экранов с приварными плавниками, экранов с накладными чугунными плитками и для шиповых экранов коэффициент x принимается равным единице.

При наличии перед первым рядом труб котла, далеко вынесенного в топку фестоны (расстояние между фестонами и трубами котла больше 1,0 м), следует вводить поправку на частичное поглощение излучения из топki газовым слоем, расположенным между фестонами и котлом. В этом случае эффективная радиационная поверхность, расположенная в выходном сечении топki, подсчитывается по выражению

$$H_p = [x + (1 - x)(1 - a_u)] b l \text{ м}^2, \quad (30)$$

где b и l — ширина и длина выходного сечения топki;

x — выбирается по фиг. 5 для случая прямого излучения пламени на трубы фестона;

a_u — степень черноты (поглощательная способность) газового слоя, расположенного между фестонами и котлом, равная

$$a_u = \frac{(\alpha_{\text{CO}_2} + \alpha_{\text{H}_2\text{O}})(t_{\text{ном}} - t_{\text{см}})}{4,96 \cdot 10^{-8} T_{\text{ном}}^4}. \quad (31)$$

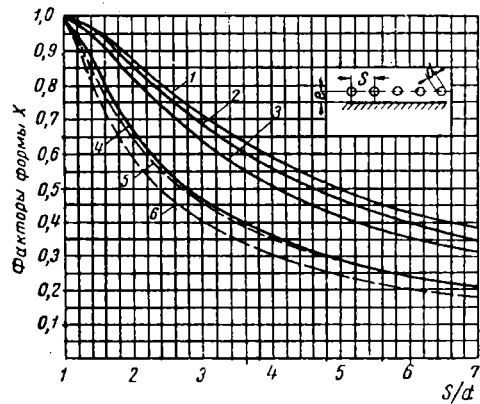
Коэффициенты теплоотдачи α_{CO_2} и $\alpha_{\text{H}_2\text{O}}$ определяются в зависимости от толщины газового слоя и парциальных давлений углекислоты и водяных паров по номограмме фиг. 4 и 5. $T_{\text{ном}}$ представляет собой среднюю абсолютную температуру газового слоя между фестонами и первым рядом труб котла в °К.

В результате подобного расчёта будет получена температура газов перед фестонами.

При далеко вынесенном в топку сильно разреженном фестоне (расстояние между фестонами и трубами котла больше 1,0 м и отношение шага между трубами s к их диаметру d больше 4,0) объём топki можно считать ограниченным первым рядом труб котла.

В этом случае поверхность фестона определяется как поверхность экрана двустороннего освещения, т. е. в расчёт принимается удвоенная величина коэффициента x , соответствующего случаю прямого излучения пламени, а радиационная поверхность котельного пучка подсчитывается обычным способом.

В результате расчёта получается температура газов перед первым рядом котельного пучка труб.



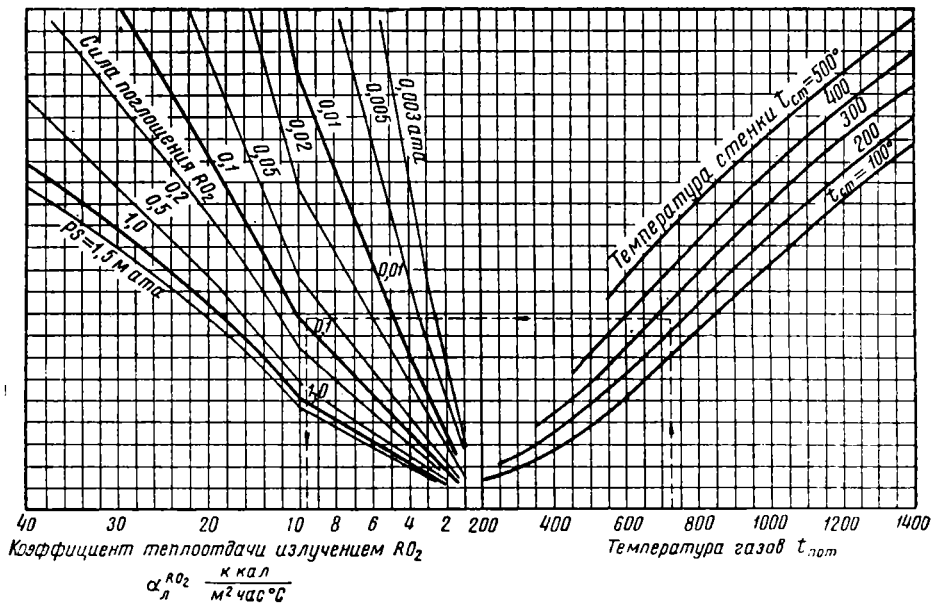
Фиг. 3. Фактор формы однорядного гладкотрубного экрана: 1 — общее излучение при $e > 1,4d$; 2 — общее излучение при $e = 0,8d$; 3 — общее излучение при $e = 0,5d$; 4 — общее излучение при $e = 0$; 5 — излучение пламени при $e > 0,5d$; 6 — излучение пламени при $e = 0$

Коэффициент ξ , входящий в формулы (24) и (26), учитывает обратную теплоотдачу экранной поверхности и равен отношению собственного излучения этой поверхности Q_s к количеству тепла, падающему на экран

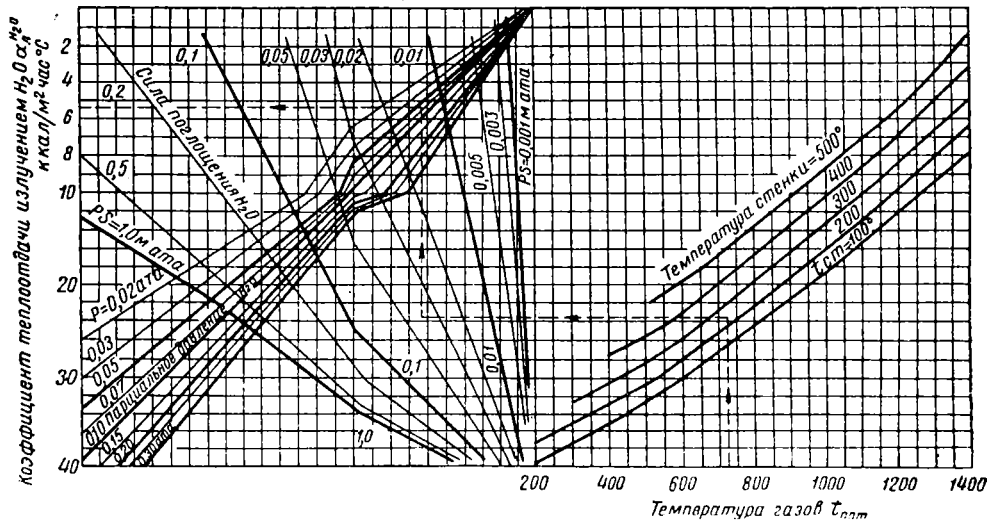
$$\xi = \frac{Q_s H_p}{\mu B Q_m + Q_s H_p}, \quad (32)$$

причём собственное излучение экранной поверхности вычисляется по формуле

$$Q_s = a_s T_{\text{см}}^4 \text{ ккал/м}^2 \cdot \text{час}, \quad (33)$$



Фиг. 4. Номограмма для расчёта коэффициента теплоотдачи излучением углекислоты α_{RO_2} по температуре газов t_{nom} , температуре стенки t_{cm} и силе поглощения газового слоя ps



Фиг. 5. Номограмма для расчёта коэффициента теплоотдачи излучением водяного пара α_{H_2O} по температуре газов t_{nom} , температуре стенки t_{cm} , силе поглощения газового слоя ps и парциальному давлению водяных паров p_{H_2O}

где T_{cm} — абсолютная температура экранной стенки в °К, которая для гладкотрубных экранов и котельных труб принимается равной температуре кипения воды в котле, для экранов с накладными плитками рассчитывается по величине теплового потока, проходящего через плиты, и теплопроводности плит, а для жидких экранов (при жидком шлакоудалении) принимается равной температуре плавления золы топлива;

ϵ_Σ — коэффициент излучения экранной поверхности, принимаемый равным $4,0 \cdot 10^{-8}$ ккал/м² · град⁴;
 a — степень черноты пламени.

При высоких тепловосприимчивостях экранных поверхностей (выше 100 000 ккал/м² час) и относительно низких температурах этих поверхностей (ниже 300°) величина ξ обычно принимается равной нулю.

Степень черноты топki ϵ рассчитывается по формуле

$$\epsilon = \frac{0,2\chi}{1 + \frac{1-a}{a}\psi\chi}, \quad (34)$$

где a — степень черноты пламени для топок больших размеров при длине ребра эквивалентного куба $l = \sqrt[3]{V_m} \geq 3,5$ м, $a = a_0$ и выбирается из табл. 5. Здесь V_m — расчётный объём топki в м³.

Для топок малых размеров степень черноты пламени зависит от толщины слоя пламени s в м и абсолютного давления в топке p_m ата, причём для расчёта служит выражение

$$a = a_0 (1 - e^{-\kappa p_m s}), \quad (35)$$

где a_0 — принимается по табл. 5, κ — коэффициент ослабления лучей. Толщина пламени s для цилиндрических топок принимается равной диаметру топki D_m , а для призматических топок подсчитывается приближённо

из выражения $\frac{2}{3} \sqrt[3]{V_m}$.

ψ — степень экранирования, определяемая как отношение эффективной абсолютной холодной радиационной поверхности к суммарной поверхности стен топочной камеры

$$\psi = \frac{H_p (1 - \xi)}{F_{cm}}. \quad (36)$$

С достаточной для практики точностью поверхность стен топок стационарных паровых котлов с настенными экранами можно определять по приближённому равенству

$$F_{cm} = 6 \sqrt[3]{V_m^2} \text{ м}^2 \quad (37)$$

и при наличии экранов двустороннего освещения

$$F_{cm} = 6 \sqrt[3]{V_{cm}^2} + H_p^\delta \text{ м}^2. \quad (38)$$

Таблица 5

Степень черноты пламени

Род пламени	Степень черноты пламени a_p
Светящееся пламя мазута	0,75
Светящееся пламя каменных углей, богатых летучими, бурых углей, торфа и т. п., сжигаемых в слое или в виде пыли	0,55
Светящееся пламя пыли тощих углей	0,45
Светящееся пламя антрацитовых углей	0,40
Несветящееся газовое пламя и пламя антрацита при слоевом сжигании . .	0,37

В формуле (38):

H_p^δ — эффективная радиационная поверхность экрана двойного освещения. Для топок сложной конфигурации или для топок, по форме сильно отличающихся от кубических (жаровые трубы, топki оборотных котлов и т. п.), величину F_{cm} следует подсчитывать по фактическим размерам топочной камеры;

χ — коэффициент загрязнения, зависящий от рода топлива и способа его сжигания, выбираемый по табл. 6.

Таблица 6

Коэффициент загрязнения топочных поверхностей нагрева

Вид топлива и способ сжигания	Коэффициент загрязнения
Газообразное топливо	1,0
Твёрдое топливо в слое	0,95
Каменные угли и антрациты в виде пыли, фрезерный торф, мазут	0,9
Многозоленные бурые угли и горючие сланцы в виде пыли	0,85

Основная расчётная формула (21), представляющая собой эмпирическое выражение решения системы уравнений, получена после ряда упрощающих предположений. Эти предположения ограничивают область возможного применения формулы (21) случаями высоких температур во всех точках топочной камеры, отсутствия в пламени крупных твёрдых частиц и незначительных потерь тепла от недожога.

Расчёт по заданной температуре газов, покидающих топку, t_0 обычно проводится при проектировании новых конструкций.

К расчёту размеров топki приступают после того, как подсчитаны состав и тепло-содержание продуктов горения, установлено количество тепла, вносимое в топку с воздухом и инертными газами, и потери в топке. Эти данные позволяют воспользоваться формулой (23) или (24) и определить температуру сгорания топлива t_m , а также по заданной температуре t_0 вычислить по формуле (22) значение θ_0 и по формуле (27) — долю тепла, переданного в топку μ .

Далее, ориентировочно приняв степень экранирования топki ψ , следует вычислить по формуле (34) степень черноты ϵ и подсчи-

тать эффективную абсолютно холодную поверхность H'_p . Для этой цели наиболее удобна формула

$$H'_p = H_p (1 - \xi) = \frac{\mu B Q_m}{4,96 \cdot 10^{-8} \epsilon T_m^3 T_0} \sqrt{\left(\frac{T_m}{T_0} - 1\right)^2} \text{ м}^2. \quad (39)$$

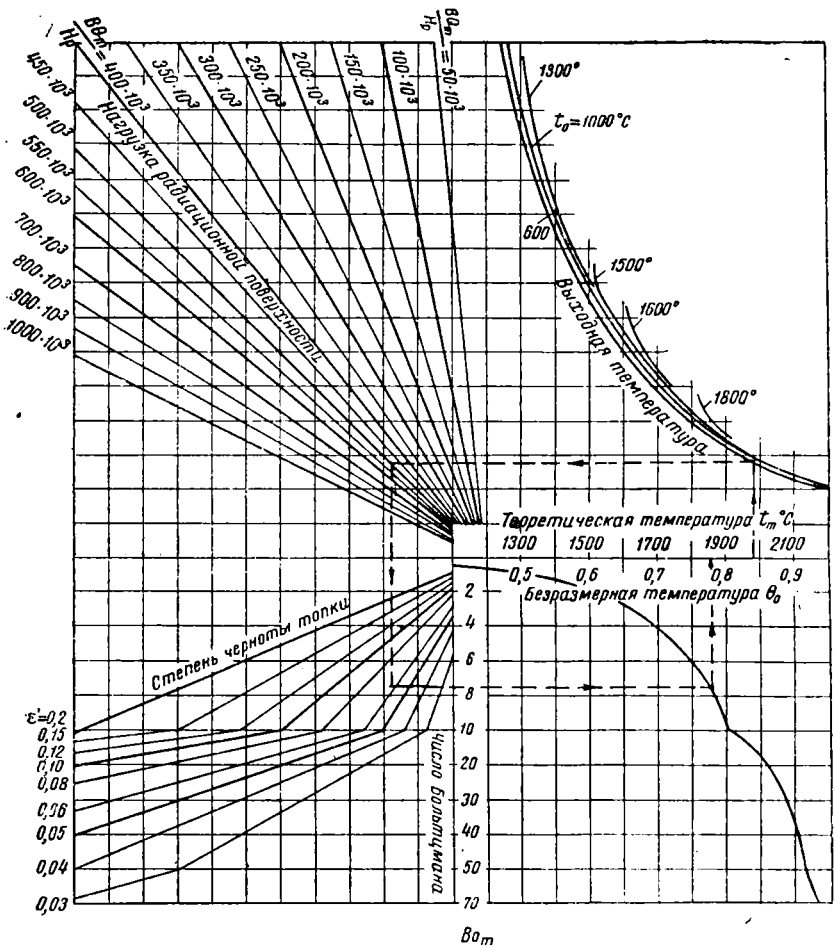
Номограмма фиг. 6 позволяет по значениям t_m и t_0 и ориентировочно заданной величине ψ найти необходимую нагрузку радиа-

и далее площадь заэкранированных стен топки

$$F_{на} = \frac{H_p - H_p^{\kappa}}{x} \text{ м}^2, \quad (40)$$

где H_p^{κ} — эффективная радиационная поверхность нагрева котельного пучка труб.

По окончании расчёта топки необходимо проверить соответствие между ориентировочно принятой и полученной в результате рас-



Фиг. 6. Номограмма для расчёта температуры газов, покидающих топку

ционной поверхности $\frac{B Q_m}{H_p}$, а следовательно, и величину H_p .

Для перехода к действительным размерам экранной поверхности необходимо задать конструкцию экрана и, найдя по фиг. 3 и по формуле (32) значения коэффициентов x и ξ , вычислить эффективную радиационную поверхность

$$H_p = \frac{H'_p}{1 - \xi} \text{ м}^2 \quad (39a)$$

счёта степенью экранирования топki, причём допустимы расхождения в величинах ψ , не превышающие $\pm 5\%$ от величины ψ .

Расчёт по заданной величине радиационных поверхностей нагрева H_p производится при проверке условий работы запроектированных или находящихся в эксплуатации топок.

Наличие подробных данных о размерах экранированных стен топki $F_{на}$, о конструкции экранов и величине топочного объёма даёт возможность подсчитать степень экранирования топki ψ , а следовательно, по

формуле (34) и степень черноты топки. При проведении этих расчётов приходится ориентировочно задавать значение коэффициента ξ . Зная из предыдущих расчётов теплосодержание продуктов горения и расчётный часовой расход топлива, предварительно задавшись температурой на выходе из топки t_0 , следует найти по формуле (25) среднюю теплоёмкость продуктов горения $\sum V_c$ и далее проверить температуру газов t_0 .

Последняя определяется равенством

$$T_0 = \frac{T_m}{\left[\frac{4,96 \cdot 10^{-8} H_p (1 - \xi) T_m^3}{B \sum V_c} \right]^{0,6} + 1} \text{ } ^\circ\text{K. (41)}$$

В случае расхождения между температурами, полученной расчётом по формуле и предварительно принятой, превышающего 100°C , подсчёт производится вторично.

Расчёт по формуле (41) может быть заменён расчётом по номограмме фиг. 6, позволяющей по заданным величинам t_m , ψ и $\frac{BQ_m}{H_p}$

определить температуру газов на выходе из топки t_0 , не прибегая к предварительной ориентировочной оценке её величины.

После вычисления t_0 определяется тепло, переданное в топке Q_p .

$$Q_p = \mu Q_m = Q_m - (\sum V c t)_0 \text{ ккал/кг (42)}$$

и проверяется по формуле (32) принятое при расчёте по формуле (41) значение ξ . При этом допустима разница в значениях ξ , лежащая в пределах $\pm 2\%$.

ТОПКИ С РУЧНЫМ ОБСЛУЖИВАНИЕМ И НЕПОДВИЖНОЙ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ РЕШЁТКОЙ (РТ)

Размер решётки

Допустимая норма ручной загрузки топлива одним кочегаром составляет 750 кг/час . Из условий обслуживания длина неподвижной колосниковой решётки может приниматься при сжигании бурых и неспекающихся каменных углей, дающих рыхлый шлак, не более 2700 мм , и при сжигании спекающихся каменных углей и антрацитов — не более 2200 мм . Допустимая ширина секции решётки, приходящаяся на одну фронтową топочную дверцу, как правило, не должна превышать 1100 мм или в крайнем случае 1300 мм .

Область возможного применения РТ ограничена котельными установками с единичной паропроизводительностью не свыше $7-8 \text{ т/час}$ при сжигании высококалорийных топлив и до $5-6 \text{ т/час}$ при сжигании низкосортных топлив, в обоих случаях при обслуживании котла двумя кочегарами.

Типы стандартных решёток. РТ состоит из колосниковой решётки, фронтальной плиты с дверками, бункера с подводами воздуха и топочной камеры. Конструкции решётки и фронта стандартизованы (ГОСТ 3493—46). ГОСТ предусматривает три типа решёток:

тип I — решётки для сжигания антрацитов и каменных углей, без поворотных

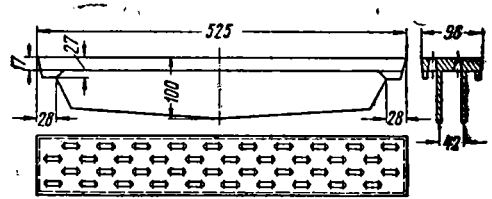
колосников, соответственно с двумя, тремя или четырьмя рядами колосников;

тип II — решётки для сжигания антрацитов и каменных углей, с поворотными колосниками, соответственно с тремя и четырьмя рядами колосников;

тип III — решётки для сжигания бурых углей, с поворотными колосниками, соответственно с тремя, четырьмя и пятью рядами колосников.

В обозначение решётки входят: тип, число рядов колосников и ширина решётки; например, решётка типа I с четырьмя рядами колосников и шириной 2000 мм обозначается: Т I/4 — 2000.

Основным элементом решётки является плитчатый и неподвижный колосник размером $525 \times 96 \text{ мм}$ (с учётом зазоров между колосниками $534 \times 100 \text{ мм}$), в котором предусмотрены щелевидные отверстия для прохода воздуха (фиг. 7). Живое сечение плитчатых колосников равно примерно 12% , живое



Фиг. 7. Плитчатый стандартный колосник ручной топки

сечение колосникового полотна с учётом зазоров между колосниками — около 18% . Колосники устанавливаются на чугунных подколосниковых балках.

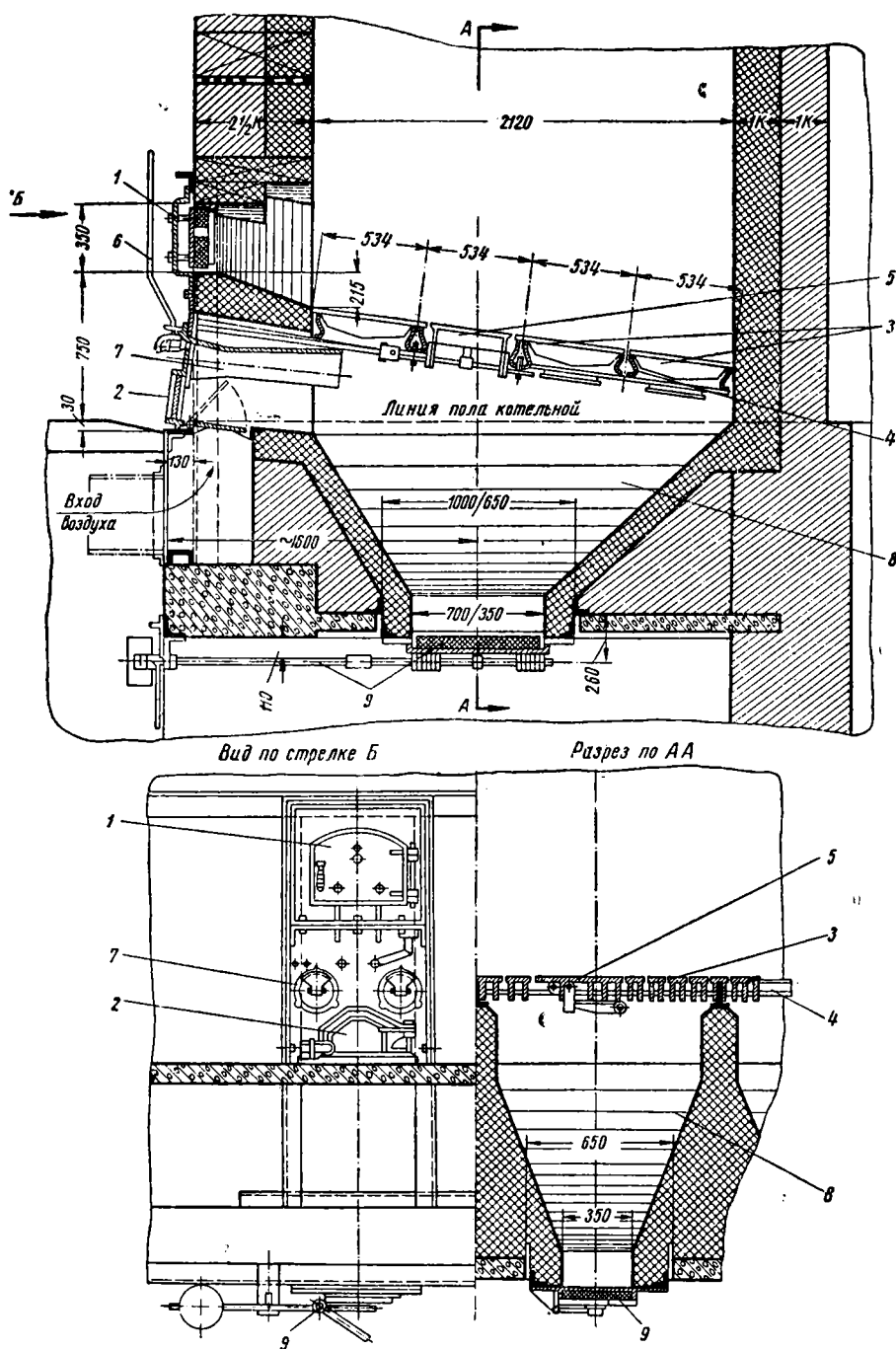
Решётки всех типоразмеров выполняются из стандартных деталей. ГОСТ 3493—46 не распространяется на решётки для котлов специальных конструкций и решётки для внутренних топков жаротрубных котлов. В отдельных случаях допускается применение решёток с размерами, не предусмотренными стандартом, если их можно выполнить из стандартных деталей.

Решётки типа I нормально устанавливают с уклоном к горизонтали $0-6,5^\circ$; решётки типа II — с уклоном $3-6,5^\circ$; решётки типа III — горизонтально.

В зависимости от ширины решётки топка снабжается одной или несколькими загрузочными дверками. По числу дверок пространство под решёткой делится продольными кирпичными перегородками, что позволяет производить подачу дутья и чистку от шлака каждой секции решётки отдельно.

Удаление шлака

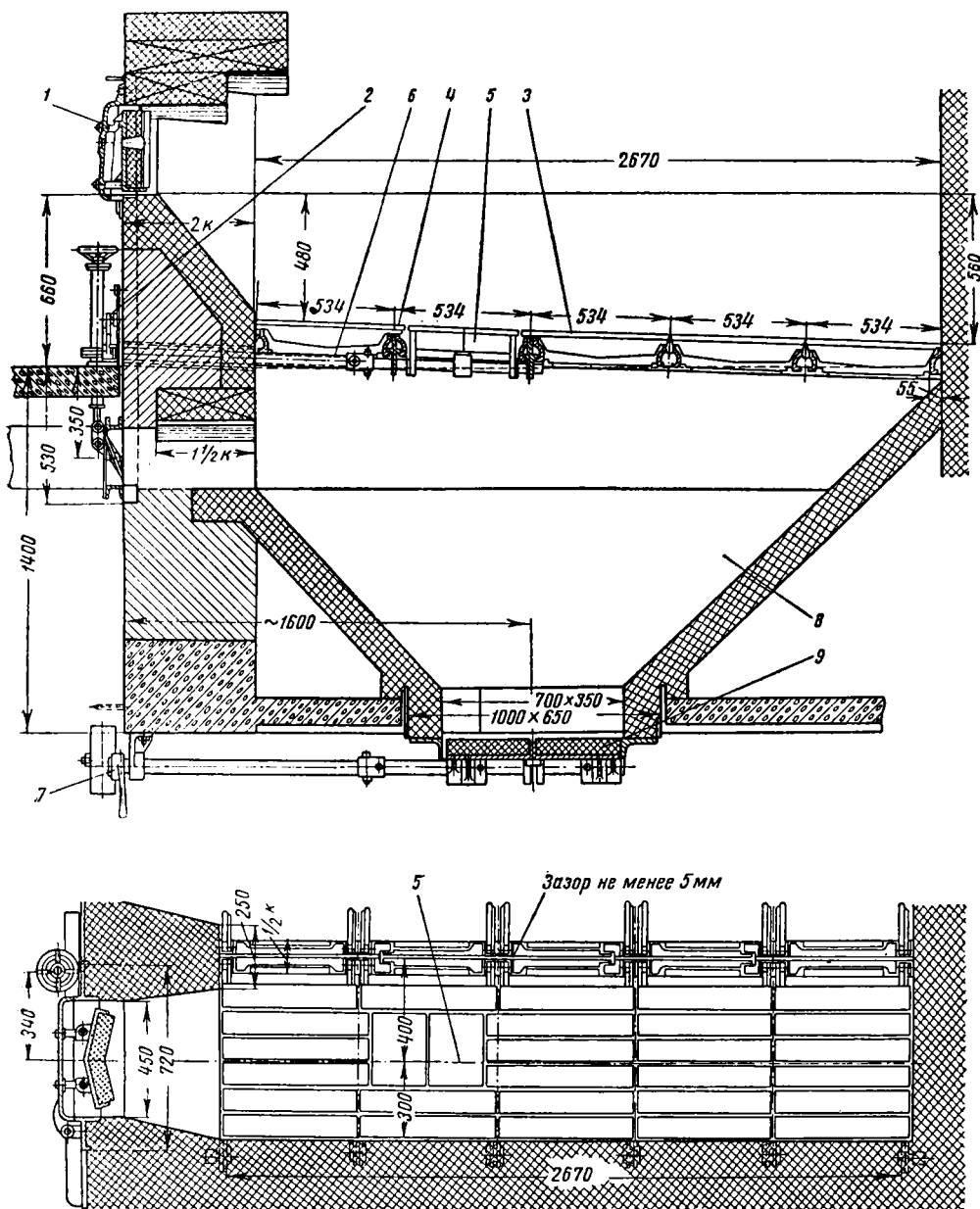
РТ с решётками типа I, с которых выгреб шлака производится на фронт котла, являются наиболее несовершенными. Такие топки в настоящее время применяться не должны вследствие особо тяжёлых и антисанитарных условий их обслуживания (загазованность помещения и опасность ожогов при выгребе шлака).



Фиг. 8. Ручная топка водотрубного котла для сжигания антрацитов и каменных углей с удалением шлака в бункер через поворотный колосник: 1—фронт топки с шуровочной дверкой; 2—золовая дверка; 3—решётка из плитчатых колосников; 4—подколосниковые балки; 5—поворотный колосник; 6—рычаг привода поворотного колосника; 7—диффузоры парового дутья; 8—шлаковый бункер; 9—шлаковый затвор с управлением

Применяются РТ, снабжённые решётками типов II и III с поворотными колосниками (фиг. 8 и 9); под решёткой обязательно предусматриваются бункеры для приёма и удаления шлака. Поворотным колосником

каменных и сухих бурых (типа челябинских) углей и выносные топки при сжигании влажных бурых углей и заштыбленных антрацитов. Полувыносные топки занимают меньше места и сохраняют в значительной мере прямую



Фиг. 9. Ручная топка водотрубного котла для сжигания бурых углей с удалением шлака в бункер через поворотный колосник. Обозначения — см. фиг. 8

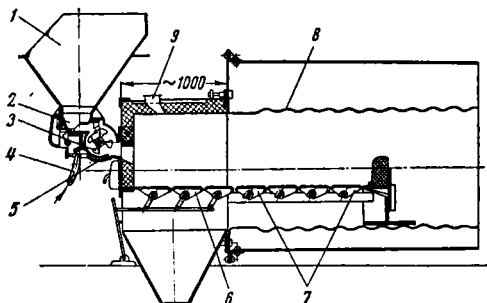
оборудуется каждая секция решётки, привод колосника выводится на фронт. Для жаротрубных котлов с внутренними РТ устранить выгреб шлака на фронт пока не удалось. Поэтому взамен внутренних топок применяются: полувыносные топки (фиг. 10) при сжигании сортированного антрацита,

лучистую отдачу тепла от горящего слоя к поверхности жаровой трубы, что предотвращает шлакование.

Выносная часть решётки выполняется из опрокидных колосников (см. ниже), что значительно облегчает работу кочегаров при очистке решётки от шлака.

Расположение решётки

Высота нижней кромки топочных дверок над уровнем пола обслуживания должна быть 700—750 мм. Углубление решётки по отношению к дверкам принимается примерно равным наибольшей толщине слоя перед чистой и составляет: при сжигании каменных углей и антрацитов 200—250 мм; при сжигании зольных бурых углей 450—500 мм. В отдельных случаях, при вынужденном сжигании на горизонтальной решётке дров или кускового торфа, представляется необходи-



Фиг. 10. Полувыносная топка конструкции ЦНИИ МПС с механическим забрасывателем и опрокидными колосниками для локомотивного котла: 1 — углеприёмная воронка; 2 — плунжерный питатель; 3 — ротор метателя с нижней выдачей; 4 — подвод развешивающего воздуха; 5 — выходная щель развешивающего воздуха; 6 — фронтальная секция опрокидных колосников; 7 — задняя секция неподвижных колосников; 8 — жаровая труба; 9 — подвод вторичного воздуха

мым увеличить толщину слоя. С этой целью устанавливают дополнительные топочные дверки на высоте 1000—1100 мм над решёткой и соответственно поднимают уровень обслуживания за счёт устройства помоста.

Воздушное дутьё, подпаривание и заливка шлака

РТ должны работать на вентиляторном воздушном дутье. При сжигании антрацитов для снижения нагрева колосников и образования пористой шлаковой подушки, после чистки решётки, применяется подпаривание дутья. Для этого могут быть использованы диффузоры, установленные по бокам зольной дверки (см. фиг. 8) или трубка со сверлениями. Шлак в бункерах под решёткой следует заливать, для чего в шлаковых бункерах устанавливают трубки со сверлениями для мелкого разбрызгивания воды, а стенки бункеров «железнят» огнеупорным бетоном.

Топочная камера

Топочная камера РТ водотрубных котлов нормально выполняется в виде прямоугольной шахты высотой от 2,5 до 3,5 м. При сжигании высоковолажных топлив топочная камера снабжается передним сводом, устанавливаемым на высоте 1500—1700 мм над решёткой и перекрывающим 30—50% длины решётки, а также небольшим наклонным задним сводом (высота установки 2500 мм, перекрытие 20—25%). Назначение сводов — «утепление» нижней части топки для уси-

ния верхней лучистой подготовки слоя и улучшения перемешивания газов для снижения химического недожога. При сжигании антрацита и высокосортных каменных углей своды не применяются: стены топочной камеры высотой более 4 м во избежание ускоренного разрушения из-за перегрева должны экранироваться.

Расчётные характеристики

Основные конструктивные характеристики РТ приведены в табл. 7 и 8, расчётные тепловые характеристики — в табл. 9.

Тепловое напряжение объёма внутренних топок жаротрубных котлов при расчётах можно не определять, значения потерь от механического недожога следует подсчитывать по формуле (3). Потеря с провалом для РТ, как правило, учитывается совместно со шлаком.

РЕШЁТКИ С БЕСПРОВАЛЬНЫМИ, ОПРОКИДНЫМИ И КАЧАЮЩИМИСЯ КОЛОСНИКАМИ

Неподвижные беспровальные колосники

В котельных установках с РТ практически полное устранение провала достигается применением решёток, составленных из беспровальных колосников (фиг. 11). Последние выполняются по длине такими же, как стандартные плитчатые колосники (см. фиг. 7), и могут устанавливаться без переделки рамы решётки. Беспровальные колосники отличаются взаимным перекрытием выступающих боковых полок. В образованные между ними зазоры засыпаются кусочки хорошо выжженного шлака размером примерно 2—4 мм. Помимо устранения ручного труда по удалению провала, применение беспровальных колосников устраняет также тепловую потерю от механического недожога с провалом.

Опрокидные и качающиеся колосники

Для механизации удаления шлака с неподвижных решёток применяются опрокидные и качающиеся колосники.

Опрокидные колосники поворачиваются только в одну сторону — к фронту на угол около 60°. При одновременном опрокидывании нескольких смежных колосниковых рядов, объединённых общей приводной тягой, происходит отрыв от их рабочей поверхности и взламывание пласта шлака, в том числе сплавленного. При этом шлак проваливается в бункер. Для свободного прохода крупных кусков шлака расстояние между соседними опрокинутыми колосниками должно быть достаточно большим. С этой целью опрокидные колосники выполняются с рабочей плоскостью шириной 310—430 мм.

Опрокидные колосники механизуют и облегчают трудоёмкие операции чистки неподвижной решётки, особенно при сплавленном шлаке. Однако они не устраняют периодичности в работе топki из-за чисток решётки. На опрокидных колосниках можно сжигать как антрациты, так каменные и бурые угли. Областью их наиболее рационального приме-

Таблица 7

Конструктивные характеристики стандартных ручных топок с поворотными колосниками для сжигания антрацитов и каменных углей

Обозначение решётки	Т II/3-700	Т II/3-900	Т II/3-1100	Т II/3-1300	Т II/3-1600	Т II/3-1800	Т II/3-2000	Т II/3-2500	Т II/4-700	Т II/4-900	Т II/4-1100	Т II/4-1300	Т II/4-1600	Т II/4-1800	Т II/4-2000	Т II/4-2500	Т II/4-3000	Т II/4-3500
Характеристики																		
Число рядов колосников . .	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Длина решётки в мм	1 602	1 602	1 602	1 602	1 602	1 602	1 602	1 602	2 136	2 136	2 136	2 136	2 136	2 136	2 136	2 136	2 136	2 136
Ширина решётки в мм	700	900	1 100	1 300	1 600	1 800	2 000	2 500	710	900	1 100	1 300	1 600	1 800	2 000	2 500	3 000	3 500
Площадь решётки в м²	1,12	1,44	1,76	2,03	2,56	2,88	3,20	4,00	1,50	1,92	2,35	2,78	3,42	3,84	4,27	5,34	6,40	7,48
Фронт топки, компл.	1	1	1	1	2	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3
Рядовых колосников в шт. . .	12	18	24	30	30	36	42	57	19	27	35	43	46	54	62	82	93	113
Поворотных колосников с приспособлением для поворота в компл.	1	1	1	1	2	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3

Таблица 8

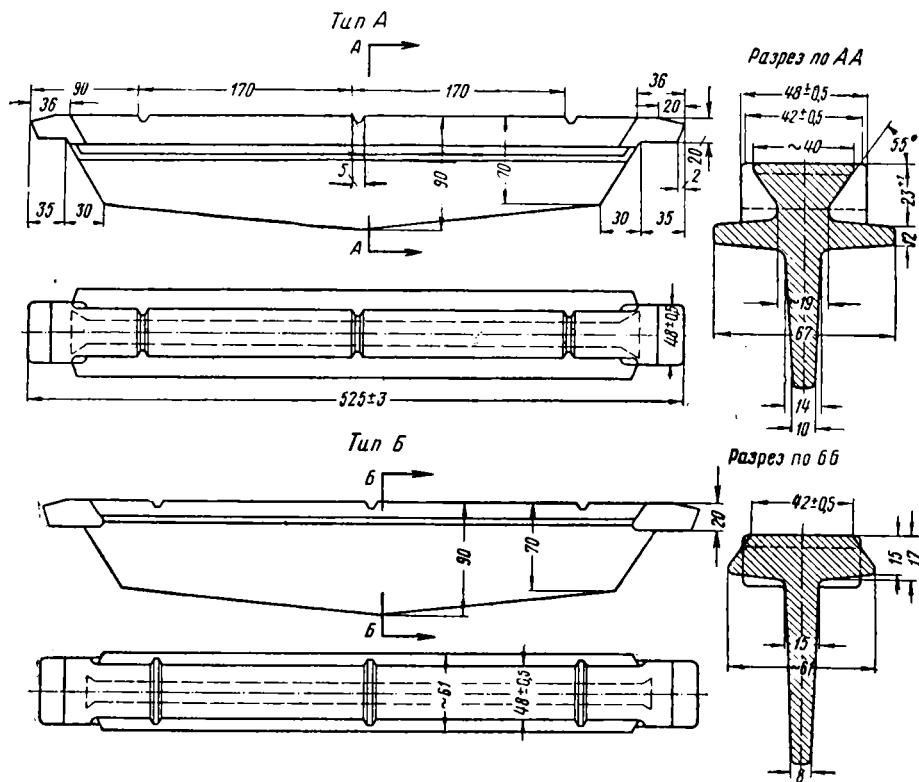
Конструктивные характеристики стандартных ручных топок с поворотными колосниками для сжигания бурых углей

Обозначение решётки	Т III/4-700	Т III/4-900	Т III/4-1100	Т III/4-1300	Т III/4-1600	Т III/4-1800	Т III/4-2000	Т III/4-2500	Т III/4-3000	Т III/4-3500	Т III/5-700	Т III/5-900	Т III/5-1100	Т III/5-1300	Т III/5-1600	Т III/5-1800	Т III/5-2000	Т III/5-2500	Т III/5-3000	Т III/5-3500
Характеристики																				
Число рядов колосников . .	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Длина решётки в мм	2 136	2 136	2 136	2 136	2 136	2 136	2 136	2 136	2 136	2 136	2 670	2 670	2 670	2 670	2 670	2 670	2 670	2 670	2 670	2 670
Ширина решётки в мм	700	900	1 100	1 300	1 600	1 800	2 000	2 500	3 000	3 500	700	900	1 100	1 300	1 600	1 800	2 000	2 500	3 000	3 500
Площадь решётки в м²	1,50	1,92	2,35	2,78	3,42	3,84	4,27	5,34	6,40	7,48	1,87	2,40	2,74	3,47	4,23	4,80	5,34	6,08	8,00	9,35
Фронт топки в компл.	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	1	1	1	2	2	2	2	2	3	3
Рядовых колосников в шт. . .	19	27	35	34	46	54	62	73	93	104	26	36	46	47	62	72	82	98	123	139
Поворотных колосников с приспособлением для поворота в компл.	1	1	1	2	2	2	2	2	3	3	1	1	1	2	2	2	2	2	3	3

нения являются установки, сжигающие антрациты и качественные каменные угли.

Опрокидные колосники плитчатого типа размером рабочей поверхности (т. е. обращённой к слою) 428×200 мм в нижней части снабжаются ребрами, свободно насаживаются на прямоугольные опорные брусья и держатся на них за счёт собственного веса (см. фиг. 15). Брусья по торцам покоятся в подшипниках и могут поворачиваться вокруг своей оси под действием группового привода, связывающего рычаги соседних брусьев.

ходу, устраняя тем самым периодичность в работе топки из-за чистки. Прокачивание решётки производится по мере накопления шлакового слоя толщиной примерно 400—450 мм и прекращается после сработки слоя до 200—250 мм. Дальнейшее утонение слоя нецелесообразно, так как приводит к сбросу в бункер частиц недогоревшего топлива. Периодически производится полный сброс с качающихся колосников всего шлака для удаления с решётки посторонних предметов, попавших в топку с топливом.



Фиг. 11. Беспровальные неподвижные колосники системы Васильева и Бражника

Опрокидные решётки выполняются также из беспровальных колосников (фиг. 12). Способ посадки колосников сохраняется при этом таким же, как описано выше.

В отличие от опрокидных, качающиеся колосники выполняются с рабочей плоскостью шириной примерно 200 мм и могут отклоняться от среднего положения в обе стороны: максимально на $\pm 30^\circ$ и при среднэксплуатационных качаниях примерно $\pm 15-20^\circ$ на сторону.

Более простыми в изготовлении и менее подверженными заклиниванию при случайном попадании кусков металла или сплавленного шлака являются качающиеся колосники прямоугольной формы с прямыми гранями. Качающиеся колосники применяются при сжигании бурых и зольных каменных углей, шлак которых обладает необходимой сыпучестью. Решётки из качающихся колосников позволяют производить чистку решётки на

Решётка с качающимися колосниками конструкции завода Комета показана на фиг. 14. Она состоит из свободно посаженных на брусья плитчатых колосников размером 214×335 мм. Поскольку решётки с качающимися колосниками работают с толстым слоем шлака и горящее топливо при нормальном режиме с поверхностью колосников не соприкасается, выполнять колосники беспровальными нецелесообразно.

Привод колосников

Оси опрокидных и качающихся колосников располагаются обычно параллельно фронту топки; групповые приводы передней и задней частей решётки выводятся на фронт топки. Колосниковые ряды даже крупных секций решётки достаточно делить по длине только на две группы с отдельными приводами.

Таблица 9

Расчётные тепловые характеристики ручных топков

Виды и марки топлива	Тепловое напряжение		Дутьё под решётку		Разрежение на выходе из топки, мм вод. ст.	Коэффициент избытка воздуха в топке, α _т —	Химический недостаток q _* %	Зольной баланс		Содержание горючих **	
	решётки $\frac{Q}{R}$ тыс. ккал. / м ² час	объёма $\frac{Q}{V}$ тыс. ккал. / м ³ час	Напор s _d мм вод. ст.	Температура t _d °C				Шлак и провал а _{шл+пр} %	Унос а _{ун} %	в шлаке e _{шл} %	в уносе e _{ун} %
	Топки водотрубных котлов и выносные топки жаротрубных котлов										
Сортированные антрациты марок АО, АМ, и АС	900*	От 200 до 300	100	30	2	$\frac{1,35*}{1,40}$	2,0	85	15	25	65
	850	—	—	—	—	1,40	—	—	—	—	—
Несортированные антрациты марок АРШ и АСП	700	От 200 до 250	100	30	2	$\frac{1,60}{1,70}$	0,5—1,0	70	30	25	65
	650	—	—	—	—	1,70	—	—	—	—	—
Несортированные антрациты в смеси с каменными углями (70—85%) АРШ или АСП+(30—15%) ПЖ, Г или ПС	750	От 200 до 300	100	30	2	1,50	1,0—1,5	75	25	20	60
	700	—	—	—	—	1,60	—	—	—	—	—
Слабоспекающиеся каменные угли марок Д и Г	1000	От 200 до 300	80	30	3—5	$\frac{1,35}{1,40}$	3,0	80	20	12	35
	950	—	—	—	—	1,40	—	—	—	—	—
Спекающиеся каменные угли марок ПЖ и ПС	850	От 200 до 300	80	30	3—5	$\frac{1,35}{1,40}$	3,0	80	20	12	40
	800	—	—	—	—	1,40	—	—	—	—	—
Бурые сортированные угли марки БР с Q _R < 3 000 ккал/кг	800	От 200 до 300	80	От 30 до 250	2	1,35	2,0	80	20	12	25
	$\frac{700}{900}$	От 200 до 300	80	От 30 до 250	2	$\frac{1,40}{1,35}$	2,0	80	20	12	25
Бурые несортированные угли марки БР с Q _R < 3 000 ккал/кг	700	От 200 до 300	100	От 30 до 250	2	1,40	2,0	75	25	12	25
	$\frac{600}{700}$	От 200 до 300	100	От 30 до 250	2	$\frac{1,50}{1,40}$	2,0	75	25	12	25
Внутренние и полувыносные топки жаротрубных котлов											
Сортированные антрациты марок АО, АМ и АС	850	—**	80	30	2	1,40	2,5	80	20	25	65
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Несортированные антрациты марок АРШ и АСП	650	—	80	30	2	1,70	1,0	65	35	25	65
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Несортированные антрациты в смеси с каменными углями (70—85%) АРШ или АСП+(30—15%) ПЖ, Г или ПС	700	—	60	30	2	1,60	1,5	70	30	20	60
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Слабоспекающиеся каменные угли марок Д и Г	900	—	60	30	3—5	1,40	4,0	75	25	12	30
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Спекающиеся каменные угли марок ПЖ и ПС	800	—	60	30	3—5	1,40	4,0	75	25	12	35
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

* Цифры верхнего ряда относятся к топкам со шлаковыми бункерами, оборудованными стандартными решётками с поворотным колосником, решётками с качающимися и полностью опрокидываемыми колосниками; цифры нижнего ряда — к топкам с выгребом шлака на фронт.

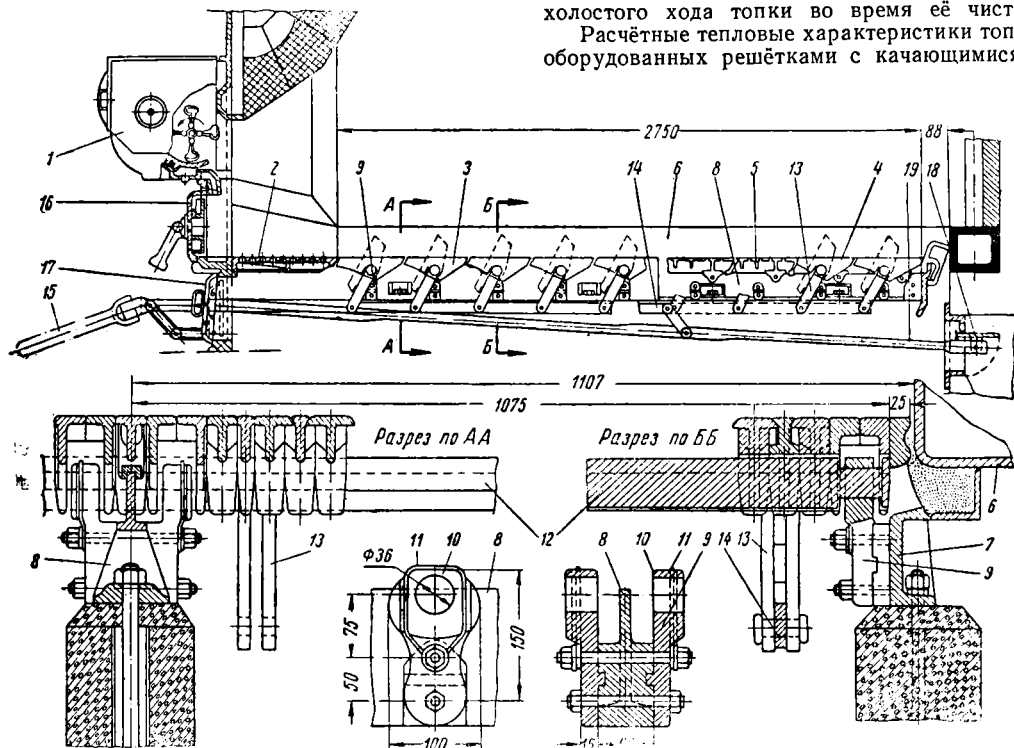
** Тепловое напряжение топочного пространства для внутренних и полувыносных топков жаротрубных котлов не определяется.

*** Величина потери от механического недожога подсчитывается по формуле (2).

Более рациональным является применение гидравлического или парового привода. Ручное прокачивание колосников допустимо лишь для небольших котлов мощностью менее 5—6 т/час.

Решётки паровозного типа

При наличии оборудования или при освоенном производстве решёток паровозного типа (см. фиг. 16) последние могут быть также использованы в стационарных установках.



Фиг. 12. Механизированная неподвижная решётка из опрокидных бесповальных колосников: 1—забрасыватель; 2—плоская плита; 3—передняя секция опрокидных колосников; 4—задняя секция опрокидных колосников; 5—средний разделительный колосник; 6—панельные коллекторы; 7—опорная балка крайняя; 8—опорная балка средняя; 9—подшипник; 10—крышка подшипника; 11—кольцо-замок; 12—поворотные опорные балки; 13—рычаг; 14—яга; 15—рукоятка привода; 16—топочная дверка; 17—зольовая дверка; 18—воздушная заслонка; 19—тяга

Решётки, представленные на фиг. 12, 14 и 15, изготавливаются в нескольких типоразмерах применительно к топкам с забрасывателями (см. табл. 11 и 12). Размеры решёток паровозного типа приведены в табл. 10.

Таблица 10

Размеры колосниковых решёток паровозного типа

Серия паровоза	Ширина в мм	Длина в мм	Площадь в м ²
ОВ	1 824	1 022	1,85
СУ	3 040	1 558	4,73
Щ	2 744	1 016	2,80
Э	2 748	1 627	4,46
СО	3 050	1 960	6,00
ФД, ИС	3 200	2 200	7,04

При установке решёток с опрокидными и качающимися колосниками и сохранении ручного заброса топлива должны соблюдаться требования, изложенные выше для РТ.

При механизированном забросе топлива длину решёток из опрокидных или качающихся колосников можно увеличивать для всех топлив до 3 м, а углубление решётки по отношению к кромке дверки можно ограничивать величиной около 200 мм.

Среднесменная выработка пара котлом с механизированными решётками возрастёт на 10—15% за счёт соответственного сокращения холостого хода топки во время её чистки.

Расчётные тепловые характеристики топков, оборудованных решётками с качающимися и

опрокидными колосниками, следует принимать по табл. 9 для РТ со шлаковыми бункерами и поворотным колосником.

ТОПКИ С ЗАБРАСЫВАТЕЛЯМИ ТОПЛИВА НА РЕШЁТКИ

Назначение забрасывателей

Подача топлива на решётки механизировается применением забрасывателей. Как правило, топки с забрасывателями оборудуются решётками с опрокидными или качающимися колосниками, что позволяет механизировать и удаление шлака.

Топки с забрасывателями на неподвижные решётки могут устанавливаться под котлами паропроизводительностью от 2 до 10 т/час.

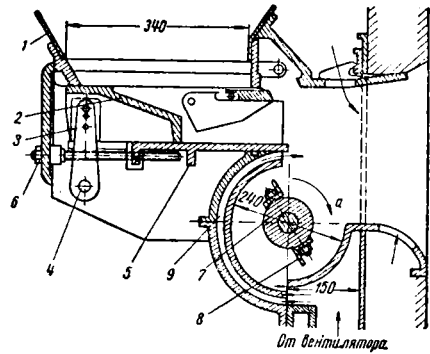
Таблица 11

Конструктивные характеристики топок с пневмомеханическими забрасывателями и решёткой с опрокидными колосниками конструкции ЦКТИ (ПМЗ)

Обозначение типоразмера	ПМЗ-2-200/1 525	ПМЗ-2-200/2 135	ПМЗ-2-2200/3 050	ПМЗ-3-2600/3 050	ПМЗ-3-2600/3 660	ПМЗ-4-3 500/2440
Характеристики						
Ширина решётки в мм	1 100	2 800	2 200	2 600	2 600	3 500
Число секций	1	2	2	3	3	4
Длина решётки в мм	1 525	2 135	3 000	3 050	3 660	2 440
Число рядов колосников	5	7	10	10	12	8
Площадь решётки в м ²	2,35	3,85	6,72	7,94	9,52	8,51

Примечания. 1. Для всех предусмотренных секций решёток применяется одинаковая секция забрасывателя.
2. Оборудование изготавливается заводами Главкотлотурбопрома.

забросе мелкие фракции (преимущественно менее 0,5—1 мм) и выделенные из топлива горючие газы; в слое горит кусковое топливо.



Фиг. 13. Механический забрасыватель конструкции ЦКТИ с двухлопастным вращающимся ротором, воздушным развеванием мелочи и плунжерным питателем: 1—углеприёмная воронка; 2—плунжерный питатель; 3—кулиса; 4—приводной вал; 5—регулирующая плита; 6—гайка для перемещения плиты; 7—ротор метателя; 8—ударные лопасти; 9—воздушная щель; а—направление вращения ротора

Таблица 12

Конструктивные характеристики топок с пневмомеханическими забрасывателями конструкции завода Комага. Решётки с качающимися и опрокидными колосниками (ПМР^в)

Обозначение типоразмера	1×1 100× ×2 200	1×1 100× ×3 000	2×1 100× ×2 200	2×1 100× ×3 000	3×1 100× ×2 200	3×1 100× ×3 000
Характеристики						
Количество секций	1	1	2	2	3	3
Ширина секции в мм	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
Длина решётки в мм	2 200	3 000	2 200	3 000	2 200	3 000
Площадь решётки в м ²	2,42	3,30	4,84	6,60	7,26	9,90
Ширина топки в свету в мм	1 140	1 140	2 330	2 330	3 485	3 485
Мощность электродвигателя в кв	1,0	1,7	1,0	1,7	1,0	1,7
Число оборотов электродвигателя в об/мин	960	1 430	960	1 430	960	1 430

Примечание. С 1956 г. топка не производится

Такие топки предназначены для сжигания несортированных дроблёных углей и вынужденно применяются для антрацитов. Размер куска должен быть не более 30—35 мм. Оптимальным с точки зрения равномерности распределения по решётке является следующий зерновой состав топлива:

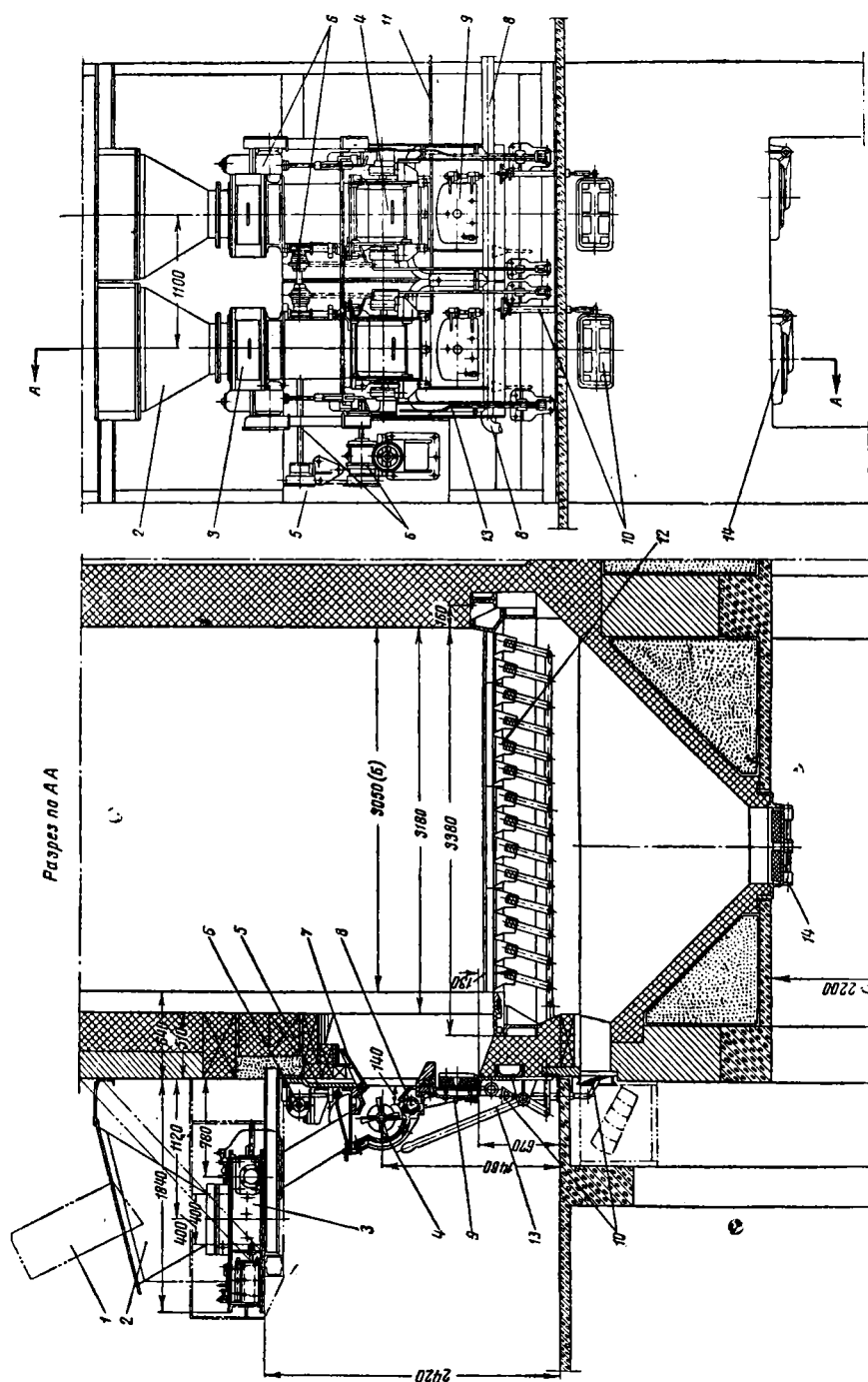
Размеры частиц в мм	Содержание в %
0—1	5
1—3	15
3—6	20
6—13	30
13—25	25
Больше 25	5

Процесс горения топлива при забросе

Тепловая работа топок с забрасывателями характеризуется факельно-слоевым сжиганием: в факеле сгорают отвейные при

Непрерывное механизированное питание топки топливом устраняет существенные РТ тепловую неравномерность и значительные присосы воздуха через открытые дверки.

Топка работает с нижним неограниченным воспламенением, что обеспечивает надёжную подготовку и устойчивое горение влажных низкосортных и трудновоспламеняемых топлив. Кроме того, все частицы при их забросе на решётку интенсивно обогреваются непосредственно топочными газами. В совокупности это позволяет сжигать влажные угли даже в сильно экранированных топках и без установки «зажигательных» сводов. Пролетая через топочную камеру, частицы спекающихся углей частично обгорают с поверхности и, падая после этого на горящий слой, теряют способность к слипанию со смежными частицами. Благодаря этому при сжигании спекающихся углей слой свободно продувается воздухом, отпадает необходимость в его прорезке,

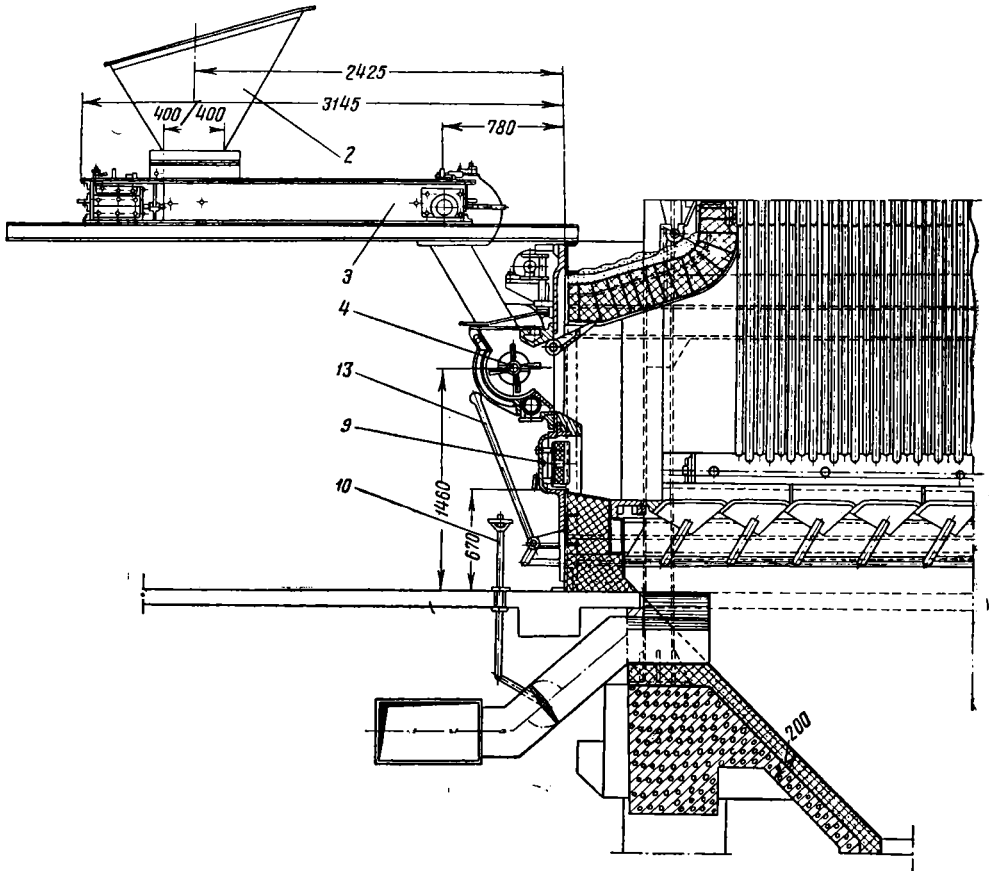


Фиг. 14. Толка с двухсекционным механическим забрасывателем конструкции завода Комета и решёткой из качающихся колосников: 1 — толка; 2 — углеродистый воронка; 3 — скреповый питатель; 4 — четырёхлопастный ротор металла; 5 — фронтальная плита; 6 — привод питателя с распределительным валом и вариаторами; 7 — поворотный отбойный щиток; 8 — подвод к металлу воздуха для разведения металла; 9 — топочные дверки; 10 — шибер зонного дутья с управлением; 11 — подвод воды для охлаждения корпусов металлов; 12 — решётки из качающихся колосников; 13 — ручной привод колосников; 14 — шлаковые затворы

шлак получается рыхлым и мелкозернистым. При нормальном режиме заброса и горения топка работает с тонким активным (т. е. горящим) слоем топлива примерно 30 мм. Толщина шлакового пласта доводится при сжигании антрацита до 150 мм и бурых углей — до 300 мм.

Любой забрасыватель снабжается приводными устройствами, углеприёмной воронкой, кожухом и опорными конструкциями.

По принципу действия метательных устройств забрасыватели топлива подразделяются на механические, пневматические и паровые. В механических за-



Фиг. 15. Топка с механическим забрасывателем завода Комега, удлиненным скребковым питателем и решёткой из опрокидных колосников. Обозначения см. фиг. 14

Основные элементы топки

Топки с забрасывателями обычно разделяются по ширине фронта на две-три самостоятельные секции, что обеспечивает чистку решётки при минимальном снижении нагрузки котла. Каждая секция состоит из: забрасывателя с отвечающей ему фронтальной дверкой решётки с дутьевой зоной и шлаковым бункером. Применение более трёх секций не рекомендуется вследствие трудностей, возникающих при обслуживании средних секций.

Каждый забрасыватель топлива состоит из двух основных частей: питателя-порциона, предназначенного для дозирования подачи топлива в топку в соответствии с нагрузкой котла и режимом горения, и метателя, т. е. собственно забрасывающего устройства. Назначение последнего состоит в равномерном распределении топлива по колосниковой решётке.

В забрасывателях частицы топлива приобретают необходимую для заброса на решётку скорость полёта за счёт удара лопастью метателя.

В пневматических (воздушных) и паровых забрасывателях на частицы топлива воздействуют струи соответственно воздуха или пара, вытекающие с большой скоростью из специального соплового аппарата.

Питатели топлива выполняются следующих типов: скребковые, плунжерные (или поршневые), барабанные и шнековые.

Различные конструкции забрасывателей могут в принципе сочетать любой метатель с любым типом питателей. Эксплуатационная надёжность и показатели работы забрасывателя зависят от типа и конструктивного совершенства каждой из этих двух основных его частей (см. ниже).

Общая схема работы всех забрасывателей остаётся одинаковой: первым по ходу топлива

устанавливается всегда питатель; он подает к метателю порции топлива, распределяя их по ширине метателя. Метатель, установленный непосредственно под столбом топлива, т. е. без предвключенного питателя, работать не может.

Распределение топлива на решётке

Каждому способу заброса отвечает характер распределения частиц топлива по их размеру. При механическом забросе ближе к фронту на решётку выпадают преимущественно мелкие частицы и дальше, в конце решётки, забрасываются более крупные кусочки.

При воздушном и паровом забросе дальше забрасываются мелкие частицы, ближе — крупные. Такая неравномерность в распределении различных фракций топлива по длине неподвижной колосниковой решётки является недостатком, вызывающим неравномерное горение слоя. Поэтому конструкция забрасывателей для неподвижных решёток выполняется так, чтобы обеспечить высокую степень равномерности как весового, так и фракционного распределения топлива по площади решётки.

Механические забрасыватели

Механические забрасыватели снабжаются метателями вращающегося и лопатного типов. Забрасыватели с метательными лопатами воспроизводят периодический кучный ручной заброс.

В союзной практике они нашли ограниченное применение.

Механические забрасыватели с вращающимися роторами проще, надёжнее и обеспечивают лучшее, чем метательная лопата, распределение топлива по решётке.

Вращающиеся метатели выполняются с верхней и нижней выдачей топлива. Метатели с верхней выдачей (фиг. 13) имеют двухлопастный ротор с жёстким креплением лопастей к валу, вращающийся по направлению часовой стрелки. Лопастей ударяют по частицам топлива сразу же после их падения с регулировочной плиты, т. е. в верхнем положении по отношению к оси ротора. Дальность заброса возрастает при увеличении числа оборотов ротора и при сдвиге влево регулировочной плиты. Уменьшение числа оборотов ротора и сдвиг плиты вправо снижают дальность заброса. Этим производится регулировка распределения топлива по решётке в зависимости от её длины и качественных характеристик топлива.

Ротор с нижней выдачей (см. фиг. 14 и 15) вращается против часовой стрелки и снабжается тремя или четырьмя рядами ударных лопастей. После последовательных ударов лопасти о частицы и части о плиту кусочки топлива забрасываются на решётку. Во избежание заклинивания ротора при попадании в зазор между плитой и лопастями металлических предметов лопасти должны крепиться к валу при помощи шарниров. Регулировка дальности заброса и распределения топлива по решётке производится в большинстве конструкций изменением числа оборотов ротора

и поворотом плиты. В забрасывателях конструкции завода Комага регулирование распределения топлива по решётке достигается поворотом отбойного щитка, расположенного в амбразуре забрасывателя выше ротора.

В этих забрасывателях при диаметре ротора 340 мм приняты постоянные скорости вращения роторов: для решёток длиной 2 200 мм — 380 об/мин.; для решёток длиной 3 000 мм — 570 об/мин.

Привод забрасывателей выполняется общим для всех секций от электродвигателя 1—2 квт.

Недостатком регулировки заброса отбойным щитком является его коробление и обгорание при сжигании антрацитов и высококачественных каменных углей. Более надёжными показали себя сварные водоохлаждаемые щитки.

В забрасывателях с регулируемым числом оборотов ротора (типа ЦНИИ МПС в изготовлении Московского энергомашиностроительного завода МПС — см. фиг. 10, ЦКТИ — см. фиг. 13) скорость вращения изменяется клиноремённым вариатором с раздвижной биконической муфтой, закреплённой на валу электродвигателя.

Вариатор позволяет изменять число оборотов ротора в 2,5 раза. Рабочие значения чисел оборотов ротора с лопастями диаметром 250 мм составляют около 500 об/мин при длине решётки 3 м и 800 об/мин — при длине решётки 4 м.

Механический заброс на длину более 4 м становится малоорганизованным. Вследствие неудобств в обслуживании длинных неподвижных решёток дальность заброса более 3—3,5 м в практике не используется.

Пневмомеханические забрасыватели

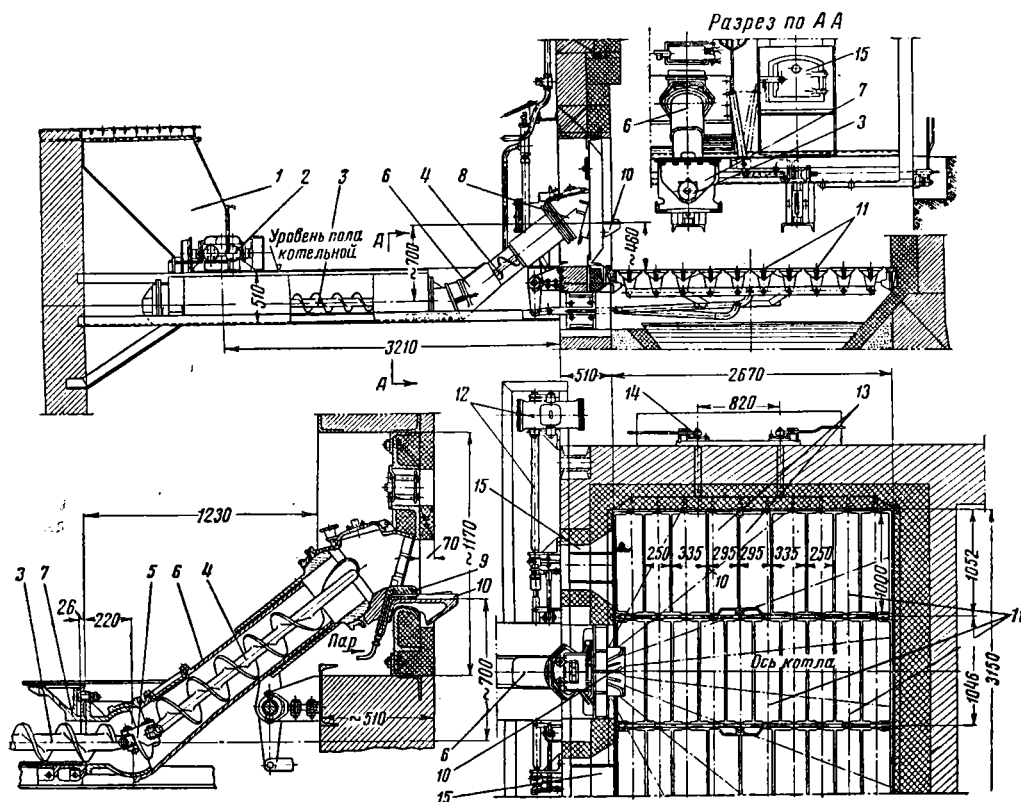
По равномерности заброса вращающиеся метатели описанных выше типов примерно равноценны и хорошо работают при подаче топлив с содержанием мелочи размером 0—3 мм не более 25—30% (или фракции 0—6 мм до 45—50%). При большем содержании в топливе мелочи на головной части решётки образуются её навалы, что нарушает равномерное горение и требует ручного разравнивания навалов по решётке. Для устранения этого недостатка чисто механического заброса вращающиеся метатели дополняются подводом воздуха для развевания мелочи по площади всей решётки. Механические забрасыватели с воздушным развеванием иногда не вполне точно называют пневмомеханическими. Воздушным развеванием оборудованы все механические забрасыватели вращающегося типа, выпускаемые отечественными заводами. При роторе с верхней выдачей (см. фиг. 13) развевующий воздух выходит через щель, расположенную под регулировочной плитой, и через боковые сопла. При роторах с нижней выдачей воздух для развевания подводится через щель в колосничках, установленных под амбразурой ротора. Расход развевующего воздуха составляет нормально около 10% общего расхода воздуха на топку; напор равен 30—50 мм вод. ст. Подача развевующего воздуха способствует охлаждению конструкций ротора и позволяет

несколько улучшить заброс топлива, содержащего примерно до 40% мелочи 0—3 мм (или около 60% мелочи 0—6 мм).

Пневматические и паровые забрасыватели

Воздушные (пневматические) и паровые забрасыватели представляют собой устройство, состоящее из соплового аппарата и направляющего стола. Вдоль поверхности стола организуется совместное движение частиц топлива и забрасывающих

типа выполняются по образцу головки стокера паровозного типа (фиг. 16). Они отличаются малым диаметром сопел (примерно 4 мм) и небольшой шириной стола по отношению к решётке, которую они обслуживают. Такие забрасыватели, как правило, не секционируются и устанавливаются по одному на топку. Это вынуждает на время чистки секций решётки переходить на ручной заброс и снижать нагрузку. Серьёзными недостатками высоконапорных забрасывателей являются при воздушном забросе — необходимость в установке воздушных компрессоров, что свя-



Фиг. 16. Паровой забрасыватель со шнековым питателем (стокер) и его установка под стационарным котлом с решёткой паровозного типа: 1 — угольный бункер; 2 — паровая машина привода питателя; 3 — топливоподающий горизонтальный винт (шнек); 4 — топливоподающий наклонный винт; 5 — шарнир Гукса; 6 — корпус питателя; 7 — плита крошителя; 8 — головка стокера; 9 — паровые сопла; 10 — распределительная плита; 11 — качающиеся колосники; 12 — паровой цилиндр и рычаги привода качающихся колосников; 13 — опрокидные колосники; 14 — рычаги ручного привода опрокидных колосников; 15 — топочные дверки

струй, что является обязательным условием для разгона частиц и придания им необходимой для полёта скорости. При отсутствии стола или при отрыве струи от его поверхности кинетическая энергия струй не может быть эффективно использована для разгона частиц. В указанных случаях наблюдается лишь развевание мелочи топлива по площади решётки.

Струйные забрасыватели выполняются трёх типов: высоконапорные, среднего и низкого напора. Высоконапорные забрасыватели используют в качестве рабочего агента воздух давлением до 2—4 атм или пар давлением до 3 атм. Конструктивно забрасыватели этого

типа выполняются по образцу головки стокера паровозного типа (фиг. 16). Они отличаются малым диаметром сопел (примерно 4 мм) и небольшой шириной стола по отношению к решётке, которую они обслуживают. Такие забрасыватели, как правило, не секционируются и устанавливаются по одному на топку. Это вынуждает на время чистки секций решётки переходить на ручной заброс и снижать нагрузку. Серьёзными недостатками высоконапорных забрасывателей являются при воздушном забросе — необходимость в установке воздушных компрессоров, что свя-

зано с повышенными расходами электроэнергии; при паровом забросе — расходование на заброс топлива до 4—6% от всего выработанного котлом пара, что неэкономично. В связи с изложенным применение паровых и высоконапорных пневматических забрасывателей в стационарных установках не рекомендуется.

Пневматические забрасыватели среднего и низкого напора рассчитаны для работы на вентиляторном дутье; первые с напором воздуха перед соплами примерно 400 мм вод. ст., вторые — с напором примерно 250 мм вод. ст. (для решёток длиной около 3 м), забрасыватели этих типов выполняются с соплами, диаметр

выходного сечения которых близок к размеру забрасываемых частиц. Это обеспечивает лучшее использование кинетической энергии струи, чем при мелких соплах высоконапорных забрасывателей. Ширина полки забрасывателей принимается равной 0,5—0,65 от ширины соответствующей колосниковой решётки. Для топок с неподвижными решётками применяются забрасыватели соплового типа,

служат «очагами» завала топливом самого стола.

Распределение топлива по длине решётки регулируется изменением напора забрасывающего воздуха. Помимо этого, для установочной регулировки заброса полезно предусматривать изменение угла наклона направляющего стола в пределах от 0 до 8—10° вниз от горизонтали.

Низконапорные пневмозабрасыватели отличаются от забрасывателей среднего напора, показанных на фиг. 17, наличием наклонных разгонных плит, установленных между питателем и направляющим столом. Свободно скатываясь по плитам, частицы топлива приобретают начальную скорость ещё до начала воздействия на них воздушных струй. Благодаря этому сокращается необходимая для разгона частиц энергия струи. Опытные образцы таких забрасывателей изготовлены заводом Комега (фиг. 18) и Московским энергوماшиностроительным заводом МПС (по проекту ЦНИИ).

Угол наклона разгонных плит принимается в пределах 45—50°, рабочая поверхность разгонных плит и направляющего стола должна быть гладкой.

Расход воздуха на заброс составляет около 10% общей подачи воздуха в топку. Расчётные значения выходных скоростей забрасывающих струй (при $t_{вз} = 30^\circ\text{C}$) принимаются для топок с решётками длиной 3 000 мм:

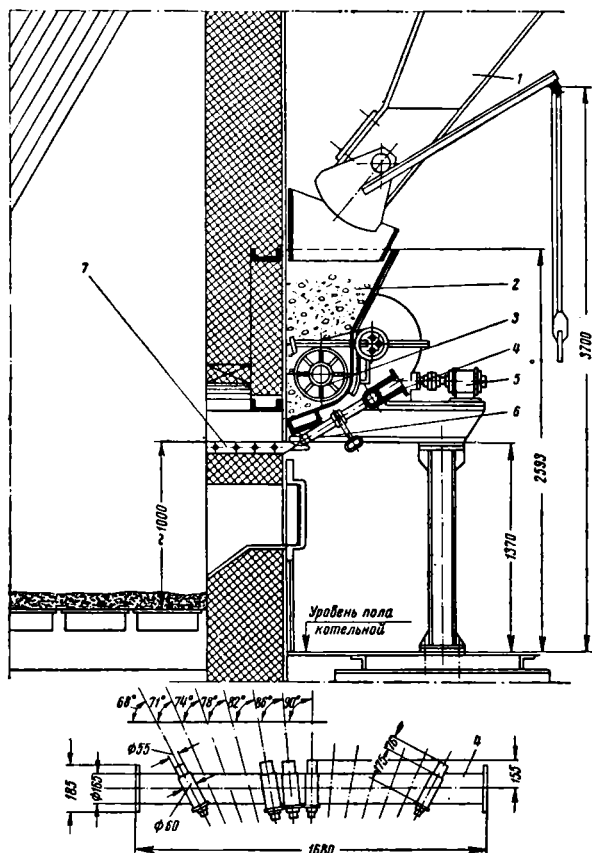
Диаметр выходного сечения сопел в мм	Выходная скорость для пневмозабрасывателя в м/сек	
	среднего напора	низкого напора
20	85	60
25	75	55

Пневматические забрасыватели соплового типа обеспечивают столь же удовлетворительное весовое и фракционное распределение топлива по неподвижной решётке, что и механические забрасыватели с воздушным развеванием мелочи.

Наряду с этим пневматические забрасыватели проще в изготовлении и надёжнее в эксплуатации, что связано с отсутствием в них движущихся частей, расположенных в области обогрева пламенем.

Питатели топлива

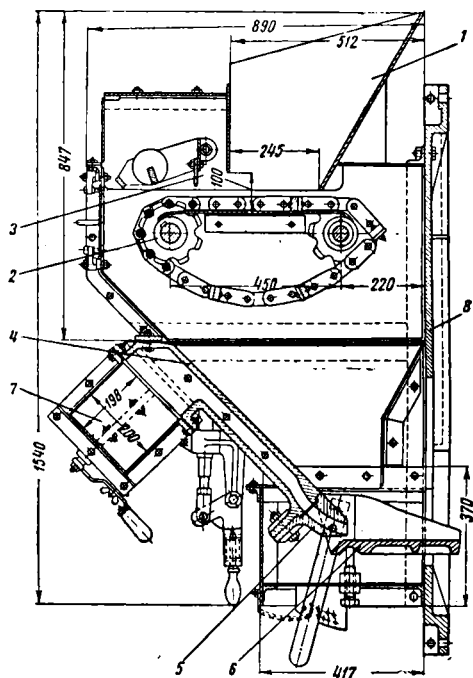
Барабанные ячеиные (см. фиг. 17) и шиповые питатели являются конструктивно наиболее простыми. Для предотвращения заклинивания при попадании в них крупных кусков или металлических предметов барабанные питатели снабжаются отжимными или самоподъёмными предохранителями. Регулирование подачи топлива нормально произво-



Фиг. 17. Пневматический забрасыватель системы ВНИИТ (среднего напора): 1 — угольный бункер; 2 — углеприёмная воронка; 3 — барабанный ячеиный питатель; 4 — воздушный коллектор; 5 — привод питателя; 6 — сопла; 7 — направляющий стол с водяным охлаждением

создающие на направляющем столе неравномерное скоростное поле с пиками скорости по осям сопел. Это обеспечивает достаточно равномерное распределение фракций по решётке. Шаг сопел должен быть 2,5—3 диаметра выходного сечения сопла. Последние устанавливаются «веером» с углами между осями соседних сопел 4—5°. Направляющий стол забрасывателя по ширине отвечает сопловому аппарату с учётом раскрытия крайних струй «веера». Длина стола принимается 10 диаметров сопел. Стол должен устанавливаться горизонтально или с наклоном до 5—8° вниз. Высота стола над решёткой должна быть порядка 1,0—1,1 м. Наклон стола вверх нежелателен, так как приводит к отложению вблизи сопел отдельных крупных кусков и металлических предметов, последние

дится изменением числа оборотов барабана. Барабанные питатели обеспечивают хорошую дозировку и надлежащее распределение топлива по ширине метателя лишь при подаче поверхностно сухого угля. Поступление в барабанные питатели топлив, увлажнённых с поверхности, приводит к замазыванию барабана и прекращению подачи им топлива. Вследствие этого забрасыватели, снабжённые барабанными питателями, являются недостаточно надёжными.



Фиг. 18. Низконапорный пневмозабрасыватель завода Комага (опытный образец): 1 — углеприёмная воронка; 2 — скребковый питатель; 3 — клавишный регулятор слоя с самоподъёмными предохранителями; 4 — разгонные плиты; 5 — сопловые наконечники; 6 — поворотный направляющий стол; 7 — воздушный короб с регулировочным шибером; 8 — фронтальная плита

Плунжерные (поршневые) питатели (см. фиг. 13) осуществляют мелкопрерывистую подачу топлива. При подаче поверхностно влажных топлив питатели работают с перебоями. Регулирование подачи топлива осуществляется изменением величины хода плунжера.

Шнековый питатель стокера для стационарных установок, разработанный проектным бюро ЦУМЗ МПС, показан на фиг. 16. Шаг и диаметр шнека приняты примерно 200 мм, производительность до 6 т/час, привод шнека выполнен от горизонтальной реверсивной двухцилиндровой паровой машины мощностью 12 л.с. при 300 об/мин и давлении пара 6 ат. Регулирование подачи топлива производится изменением числа оборотов шнека, для чего предусмотрены пределы регулирования оборотов паровой машины от 100 до 550 в минуту. Шнековые питатели обладают рядом компоновочных преимуществ и позволяют совмещать подачу топлива с его

дроблением. Для этого над шнеком устанавливается зубчатая плита — крошитель. Шнековые питатели стокерного типа не получили распространения в стационарных установках вследствие: замазывания при поверхностно влажном топливе; переизмельчения подаваемого топлива шарнирами Гука, ускоренного износа шнеков при их непрерывной работе (наварка шнека производится через 2—3 месяца), а также значительного расхода пара на заброс (см. выше).

Скребокковые питатели являются наиболее надёжными и приспособленными для бесперебойной подачи как сухих, так и высоковлажных топлив. Они выполняются с верхней и нижней рабочей (т. е. топливopодpающей) ветвью. Первые используются в коротких питателях, под которыми имеются откосы для скатывания в топку кусочков топлива (см. фиг. 18). При отсутствии откосов эти кусочки топлива скапливаются под питателем и запрессовывают его. Длинные скребковые питатели с плоским подом имеют нижнюю рабочую ветвь, что исключает запрессовку.

Удлиненные скребковые питатели (см. фиг. 15) позволяют относить от фронта котла углеприёмную воронку топки. Это снижает необходимую отметку бункеров, облегчает и удешевляет механизацию топливосжигания в действующих котельных.

Регулирование подачи топлива скребковыми питателями производится изменением числа оборотов. Ведущим является передний вал для питателей с верхней рабочей ветвью и задний — для питателей с нижней рабочей ветвью. Вследствие этого рабочая ветвь находится всегда в состоянии натяжения.

При прочих равных условиях забрасыватели со скребковыми питателями эксплуатационно являются наиболее надёжными и универсальными.

Питатель любого типа должен быть разгружен от давления столба топлива в бункере и течках. Непосредственно над ходовой частью питателя целесообразно располагать расширяющуюся углеприёмную воронку с тем, чтобы топливо свободно сыпалось в неё из течки. В конце течки следует предусматривать отсекающий затвор, желательно секторного типа.

Топочная камера

Топочная камера топок с забрасывателями выполняется в виде прямой шахты без сводов. Высота камеры принимается 4 м и более. При меньшей высоте топки возрастёт потеря с уносом. Экранируется в первую очередь задняя, затем боковые и в последнюю очередь — фронтальная стена. Нижние коллекторы экранов следует использовать в качестве охлаждающих панелей. Выход газов из топки предпочтительно производить равномерно по всей её ширине из верхней части камеры.

Расчётные характеристики

Топки с забрасывателями обеспечивают широкие пределы регулирования. Расчётные характеристики топок с забрасывателями указаны в табл. 13. Экономичность сжигания антрацитов получается неудовлетворительной.

главным образом вследствие повышенного уноса. Учитывая, однако, что иных типов механизированных топок для сжигания антрацитов под небольшими котлами в настоящее время не имеется, применение для этой цели забрасывателей оправдано облегчением труда кочегаров и повышением производительности котла.

Для сокращения потерь с уносом при сжигании антрацита рекомендуется возвращать в топку для дожигания весь осевший и уловленный унос.

ТОПКИ С ШУРУЮЩЕЙ ПЛАНКОЙ (ТШП)

Устройство и принцип действия. ТШП механизированы: подачу топлива в топку и его продвижение вдоль решётки; сброс выгоревшего шлака с решётки в бункер и шуровку слоя. Все перечисленные операции выполняются одним рабочим органом — шурующей планкой, совершающей возвратно-поступательные ходы вдоль неподвижной колосниковой решётки. ТШП предназначены для сжигания бурых и каменных углей (кроме тощих), в том числе несортированных, под котлами с единичной паропроизводительностью от 2 до 12 т/час (см. табл. 1).

ТШП состоят из: неподвижной колосниковой решётки с зонным воздухораспределением по её длине, углеприёмной воронки, собственно шурующей планки с приводным устройством и соответственно оформленной топочной камеры. Шурующая планка выполняется в виде трёхгранной балки, расположенной параллельно фронту и перемещающейся вдоль решётки. Передняя грань планки тупая и образует с горизонтом угол порядка 60°. Задняя грань планки установлена полого с наклоном всего 15—20°. Планка движется периодически. Время её включения составляет около 15%. Остальное время планка стоит под слоем свежего топлива в углеприёмной воронке, где охлаждается после нагрева горящим слоем в период рабочего хода.

Движение планки организуется так, чтобы она совершала двойной ход: вперёд — в сторону зоны горения и шлакового бункера и назад — в углеприёмную воронку. Скорости прямого и возвратного движения планки одинаковы. При ходе вперёд планка продвигает своей тупой гранью топливо и шлак, осуществляя этим подачу в топку свежего топлива, перемещение горящего топлива вдоль решётки и сброс с неё выгоревшего шлака в бункер. При возвратном ходе планка шурует слой, почти не сдвигая его назад.

Схема зажигания слоя топлива

Первые образцы топок с шурующей планкой выполнялись без специальных зажигательных устройств с плоской по всей её длине колосниковой решёткой. Подготовка и воспламенение топлива обуславливались за счёт нагрева поверхности слоя излучением пламени и раскалённых сводов. Этот способ зажигания, называемый верхним (или ограниченным) воспламенением, является достаточным для устойчивого зажигания каменных и мало-

влажных бурых углей (типа челябинских). При зажигании влажных бурых углей в ТШП с верхним воспламенением применяют подогрев дутьевого воздуха до 180—250°C и устанавливают сильно развитые своды. Советскими теплотехниками были разработаны более совершенные ТШП с нижним зажиганием. Для этого на головной части решётки предусматривается заглубление в виде небольшой шахты по схеме ВТИ или отдельных канавок по схеме ЦКТИ. В них задерживается и горит часть топлива, продукты горения которого пронизывают слой снизу вверх, обеспечивая надёжную подготовку влажных углей даже при отсутствии подогрева воздуха.

При сжигании каменных углей зажигательные очаги не используются.

Особенности режима горения

Тепловая работа ТШП характеризуется цикличностью, связанной с периодическими пусками планки, прерывистой подачей в топку очередных порций свежего топлива, толчкообразным продвижением слоя и сбросом шлака. Цикличность является недостатком ТШП, затрудняющим регулировку режима горения и перевод на автоматическое управление. Она снижает также тепловую эффективность работы топки.

Горение слоя по длине решётки подразделяется на три чётко выраженные и пространственно постоянные зоны: подготовки, активного горения кокса и выжига шлака. Первая занимает головной участок решётки, вторая — средний и третья — хвостовой. В соответствии с этим ТШП должно оборудоваться тремя-четырьмя дутьевыми зонами: по одной под головным и хвостовым поясом решётки и одной-двумя под средней её частью (в зависимости от длины решётки). Применение в ТШП большего количества дутьевых зон излишне. По условиям зажигания топлива и выжига шлака минимальная длина решётки равна 3—3,5 м. Надёжность конструкции привода ограничивает максимальную длину решётки величиной 4—4,5 м.

Режим работы топки в зависимости от нагрузки и характеристик сжигаемого топлива настраивается путём соответственного выбора периода включения планки, числа ходов и чередования ходов различной длины. Соответственно настраивается воздушный режим топки. В большинстве случаев используется ступенчатый режим движения планки: короткие ходы обеспечивают подачу топлива, сквозные длинные ходы — сброс шлака в бункер.

Толщина слоя топлива поддерживается 150—200 мм при сжигании каменных и до 300—350 мм при сжигании бурых углей. По длине решётки толщина слоя меняется и зависит от режима хода планки. Высота планки должна быть примерно в 5 раз меньше толщины слоя. Если высота планки превышает $\frac{1}{3}$ высоты толщины слоя на решётке, то планка при её движении разрывает за собой слой, а решётка оголяется.

Шурующая планка несколько разрыхляет слой, что способствует увеличению (во время её движения) выноса газовым потоком из слоя мелких фракций.

Таблица 13

Расчётные тепловые характеристики топок с забрасывателями и решётками с качающимися и опрокидными колосниками

Виды и марки топлива	Тепловое напряжение		Дутьё под решётку		Разрежение на выходе из топки ρ_m	Коэффициент избытка воздуха в топке α_m	Химический недожог q_*	Зольной баланс		Содержание горючих	
	решётки $\frac{Q}{R}$	объёма $\frac{Q}{V}$	Напор s_d	Температура t_d				Шлак и провал $a_{шл+пр}$	Унос $a_{ун}$	в шлаке $z_{шл}$	в уносе $z_{ун}$
	тыс. ккал/м ² час	тыс. ккал/м ³ час	мм вод. ст.	°C				%	%	%	%
Сортированный антрацит марки АС	800—350	150—200	100	30	2	1,35	1,0	80	20	25	60
Несортированный антрацит марок АРШ и АСШ . . .	700	150—200	100	30	2	1,60	0,5	65	35	25	60
Несортированный антрацит в смеси с каменными углями (70—85%) АРШ или АСШ (30—15%), ПЖ, Г или ПС	700—750	150—200	100	30	2	1,50	1,0	70	30	20	60
Слабо-пекающиеся каменные угли марок Д и Г . .	900—1 000	150—200	80	30	2	1,30	1,0	80	20	12	35
Спекающиеся каменные угли марок ПЖ и ПС . . .	800	150—200	80	30	2	1,30	1,0	80	20	12	40
Несортированные бурые угли марки БР:											
с $Q_H^p < 3\ 000$ ккал/кг . . .	700	150—200	100	30—250	2	1,40	1,0	75	25	10	20
с $Q_H^p > 3\ 000$ ккал/кг . . .	800—900	150—200	100	30—250	2	1,40	1,0	75	25	10	20

Примечание. Величина потери от механического недожога подсчитывается по формуле (3).

Вследствие перемещения слоя вдоль решётки газообразование по его длине идёт неравномерно: через головной и хвостовой участки слоя в топку проходит избыточный воздух, а из среднего пояса слоя выносятся продукты неполного сгорания. Для их дожига в топочной камере должно быть организовано хорошее перемешивание этих газовых потоков, что достигается соответственным выбором конфигурации топочной камеры и устройством острого дутья.

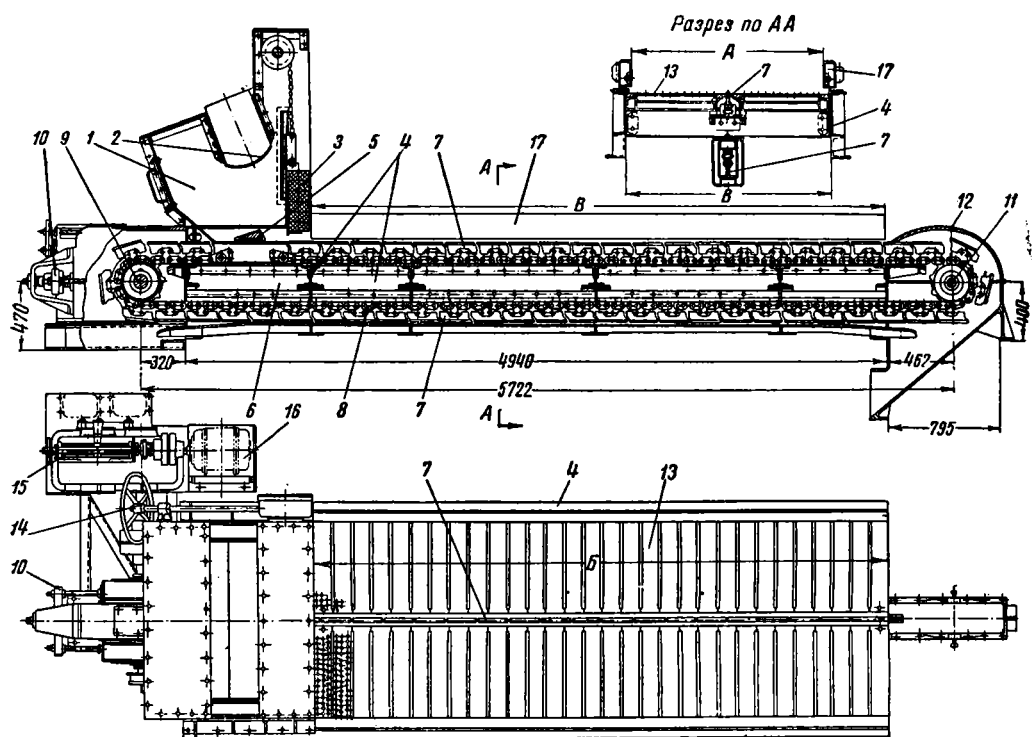
Конструктивные отличия различных топок

Имеющиеся ТШП отличаются главным образом схемой привода планки, колосниковой

решёткой и взаимным расположением основных узлов.

ТШП конструкции завода Комега (фиг. 19) выполняется с приводом планки от одной средней роликовой цепи. Углеприёмная воронка снабжена секторным затвором и шиббером регулятора толщины слоя. Во избежание запрессовки топлива на фронтальном листе при возвратном ходе планки углеприёмная воронка снабжена спереди свободной ёмкостью.

Колосниковая решётка набирается из плоских плитчатых колосников провального типа с круглыми отверстиями для прохода воздуха. Дутьевые зоны отделяются друг от друга кирпичными перегородками зольных бункеров, на которые устанавливаются опорные подколосниковые балки. В передней



Фиг. 19. Топка с шнурящей планкой конструкции завода Комега: 1 — углеприёмная воронка; 2 — секторный затвор; 3 — регулятор слоя; 4 — рама решётки; 5 — шнурящая планка; 6 — каретка планки; 7 — защитные колосники тяговой цепи; 8 — тяговая цепь; 9 — ведущий вал и звёздочка; 10 — натяжное устройство; 11 — ведомый вал и звёздочка; 12 — защитная коробка; 13 — плоские колосники; 14 — привод регулятора слоя; 15 — приводной редуктор; 16 — электродвигатель; 17 — охлаждающие панели

Таблица 4

Конструктивные характеристики топок с шнурящей планкой конструкции завода Комега

Обозначение типоразмера	Ширина решётки А в мм	Ширина рамы В в мм	Длина решётки В в мм	Количество зон	Количество решёток	Площадь зеркала горения в м ²	Мощность электродвигателя в кВт
1×1 000×3 000	1 000	1 100	3 000	3	1	3,00	3,5
1×1 350×4 060	1 350	1 450	4 060	4	1	5,50	3,5
2×1 350×4 060	1 350	1 450	4 060	4	2	11,53	2×3,5
1×1 700×4 500	1 700	1 800	4 500	4	1	7,65	5,0
2×1 700×4 500	1 700	1 800	4 500	4	2	15,80	2×5,0

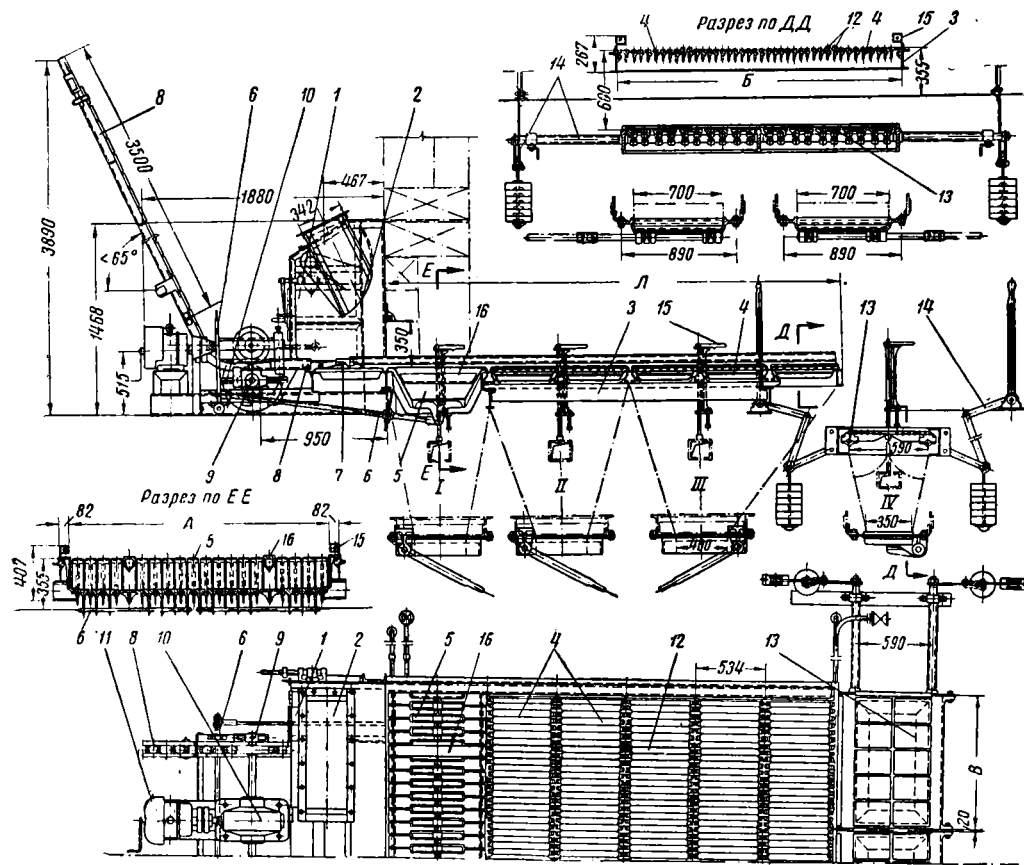
части решётки в топках, предназначенных для сжигания бурых углей, устанавливаются колосники с зажигательными канавками. Постепенное «вымывание» выгоревшего шлака из канавок и замена его свежим топливом производятся самой планкой при её движении над колосниками. Планка выполняется высотой 75 мм для бурых и 45 мм для каменных углей. Скорость движения планки 0,24 м/сек.

Привод планки осуществлён от электродвигателя 960 об/мин через червячный редуктор $i = 1:67$ на вал передней ведущей звёздочки. Тяговая цепь планки защищена от попадания на неё горящего топлива уплотняющими козырьками и перекрета сверху специальными подвижными колосниками. Планка крепится в своей средней части к каретке, соединённой с тяговой цепью. Возвратно-поступательное прерывистое движение планки с различными длинами ходов осуществляется электрической схемой управления электродвигателем привода. ТШП завода Комага выпускается с одинарной решёткой и со спаренными решётками. Типоразмеры топок приведены в табл. 14, а их обозначения показаны на фиг. 19. Помимо

указанных типоразмеров, под котлом могут быть установлены две одинарные решётки (левая и правая) с промежуточной стенкой между ними.

Опыт эксплуатации ТШП завода Комага показал, что имели место аварии самой цепи и её уплотнений, поломки планки и её среднего крепления. Расположение привода и звёздочек внутри топки затрудняет доступ к ним, требует остановки и расхолаживания котла для устранения неполадок. Через зазоры вокруг цепи вблизи передней звёздочки имеет место провал топлива. В настоящее время топка снята с производства. Для улучшения работы действующих топок канал, в котором движется цепь, выполняется снизу открытым для удаления провала, а цепь обдувается паром.

ТШП системы ВТИ отличается приводом планки двумя выступающими вперёд прямыми тягами и наличием в передней части решётки зажигательной шахты с удалением из неё шлака качающимися колосниками. К числу достоинств ТШП ВТИ относятся её простота, удобный доступ к приводным механизмам и



Фиг. 20. Топка с шурующей планкой системы Ю. Г. Васильева: 1—углеприёмная воронка; 2—секторный затвор; 3—рама колосниковой решётки; 4—беспрывальные рядовые колосники; 5—зажигательная шахта с качающимися колосниками; 6—привод качающихся колосников; 7—шурующая планка; 8—полужёсткие приводные цепи планки; 9—приводные звёздочки; 10—редуктор привода; 11—электро-двигатель; 12—беспрывальные опорные колосники; 13—дожигательная решётка из опрокидных колосников; 14—привод опрокидных колосников; 15—охлаждающая панель; 16—направляющий колосник для опирания планки при переходе через шахту; 1, II, III и IV—дутьевые зоны решётки

устойчивое зажигание влажных топлив. Недостатками топки являются загромождение фронта перед котлами приводными механизмами планки, самопроизвольный подъём длинных приводных тяг и шлакование кирпичных стен зажигательной шахты. ТШП ВТИ изготовляется на месте по чертежам типового проекта ВТИ. Предусмотрено водяное охлаждение тяг и планки, которое используется при сжигании каменных углей.

ТШП системы Ю. Г. Васильева разработан Энерголегпромом и производится заводом имени Барышникова (фиг. 20). Её главной отличительной особенностью является схема привода планки двумя полужёсткими цепями. Они состояются из звеньев с тыльным выступом, позволяющим цепи выгибаться только в одну сторону. Благодаря этому цепи толкают перед собой планку вдоль решётки.

Планка имеет высоту 45 мм и движется со скоростью 0,16 м/сек. Привод осуществлён от электродвигателя 2,8 кВт 960 об/мин через редуктор.

Схема управления движения планкой электрическая.

Решётка составлена из беспровальных колосников. Часть их выполнена более высокими. По ним, как по направляющим опорам, скользит планка. Цепи выведены на фронт, где расположены ведущие звёздочки. Для экономии места перед фронтом котла цепи по выходе из топки направляются вверх. Зажигательная шахта выполнена из фасонных колосников, предусматривающих ввод воздуха не только снизу, но и сбоку. Это устраняет зашлакование стенок шахты.

Для обеспечения лучшего выжигания шлаков, в частности при форсировках за основной колосниковой решёткой, установлена небольшая зажигательная решётка из двух групп опрокидных колосников.

Топка производится в трёх типоразмерах по ширине и двух типоразмеров по длине: $L = 2\,920$ мм с основной решёткой из 4 колосников и $L = 3\,454$ мм с основной решёткой из 5 колосников (табл. 15), обозначения см на фиг. 20.

ТШП системы Васильева является более надёжной и конструктивно совершенной, чем топка завода Комага в ВТИ.

Топка системы С. Е. Житенева (Энерголегпром) отличается от описанных выше ТШП способом перемещения слоя вдоль решётки.

Вместо одной шурующей планки с периодическими включениями и длинными ходами в топке Житенева (фиг. 21) имеется многопланочная рамка, осуществляющая непрерывное медленное возвратно-поступательное движение с ограниченной величиной хода. Каждая последовательно закреплённая на рамке планка продвигает слой только на отдельном участке решётки. Затем топливо подхватывается следующей планкой рамки и продвигается ею дальше к третьей планке и т. д.

Планки выполняются полыми сварными примерно таких же размеров, как в топке ВТИ. Они привариваются к двум трубам диаметром 60 × 10, совместно образующим рамку. Шаг между планками порядка 700 мм, количество планок от 3 до 4. Вся многопланочная рамка охлаждается химический очищенной водой, которая через гибкий шланг подводится к одной трубной тяге и сливается через другую. Толщина слоя топлива зависит от отношения хода рамки к шагу планок.

Привод рамки выполняется гидравлическим от цилиндра двустороннего действия диаметром 200 мм, рассчитанного на давление воды 10 ат, или электрическим — через редуктор. Переключение подачи — слива воды в полости цилиндра производится автоматически четырёхходовым краном с перекидным рычагом. Скорость рамки может регулироваться от 0,01 до 0,06 м/сек путём дросселирования воды перед цилиндром; в среднем она равна 0,04 м/сек, т. е. в 4—6 раз медленнее, чем в ТШП обычного типа. Время двойного хода рамки изменяется в пределах 1,5—3 мин. Плавное многоступенчатое перемещение слоя топлива практически устраняет цикличность тепловой работы топки и упрощает управление. Наряду с этим отсутствует возможность шуровки и перемещения слоя на отдельных участках решётки. Колосниковая решётка выполнена беспровальной. Конструкция также позволяет применять бесподвальную компоновку: нижняя многопланочная рамка выбирает из-под решётки шлак и сбрасывает его в скреперный канал или иное механизированное золоудаление, расположенное под решёткой 13. Подвод воздуха в зоны осуществляется с фронта или сбоку. В первом случае дутьевой короб выполнен глухим с последовательно установленными зонными шиберами.

Углеприёмная воронка в топке конструкции С. Е. Житенева отсутствует, она заменена наклонными колосниками, по которым топливо из точки свободно сползает на решётку. Такой способ подачи топлива в топку для спекающихся углей неприменим, целесообразность его использования для бурых углей требует дополнительной проверки. В ряде установок многопланочная рамка Житенева применена вместо ненадёжно работавших обычных планок в топках конструкции завода Комага.

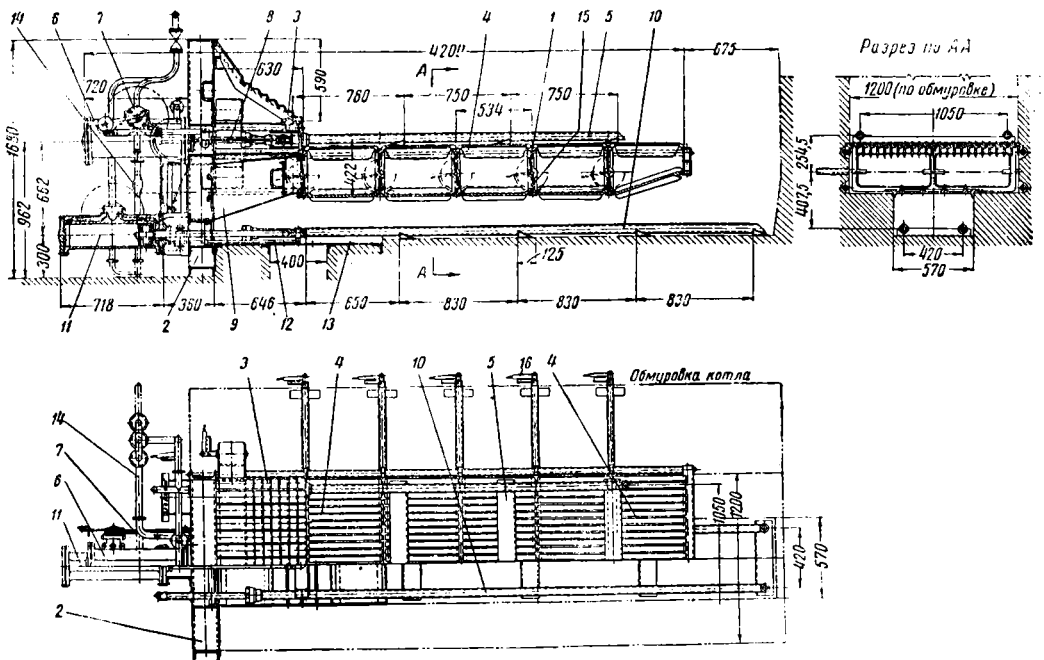
Топочная камера

Для ТШП без устройств для нижнего воспламенения слоя при сжигании бурых углей топочную камеру надлежит выполнять по схе-

Таблица 15

Конструктивные характеристики топки с шурующей планкой системы Ю. Г. Васильева

Ширина решётки А в мм . .	1 600	2 000	2 500
Ширина рамы Б в мм . . .	1 744	2 144	2 644
Ширина дожигательной решётки В в мм	1 626	2 × 1 026	2 × 1 230
Площадь зеркала горения (при длине решётки $L = 2\,920$ мм) в м ²	4,66	5,84	7,30
Площадь зеркала горения (при длине решётки $L = 3\,454$ мм) в м ²	5,52	6,92	8,56



Фиг. 21. Топка системы С. Е. Житенева с шурующей многопланочной рамкой и бесподвальным шлакоудалением: 1—рама колосниковой решётки; 2—фронтальная рама; 3—ступенчатые наклонные колосники; 4—беспровальные плоские колосники; 5—верхняя топочная трёхпланочная рамка; 6—цилиндр гидропривода верхней рамки; 7—механизм переключения; 8—обратная связь управления гидропривода верхней рамки; 9—подвод воздуха к зонам; 10—нижняя четырёхпланочная рамка для шлакоудаления; 11—цилиндр гидропривода нижней рамки; 12—обратная связь управления гидропривода нижней рамки; 13—решётка для шлака; 14—трубопроводы; 15—шиберы зонного воздухораспределения; 16—управление зонными шиберами

ме *a* (фиг. 23) с задним сводом, перекрывающим 50% длины зеркала горения, но без закрытия труб кирпичом. Для этого же случая при необходимости может быть допущена конфигурация топки по схеме *б*. При сжигании бурых углей в ТШП с нижним воспламенением (см. выше) могут быть применены топочные камеры по схемам *в* и *г* фиг. 23. При сжигании каменных углей предпочтительней открытая топочная камера. При сжигании бурых углей подогрев воздуха обязателен в ТШП с верхним зажиганием и желателен в ТШП с нижним зажиганием. При сжигании каменных углей под решётку следует подавать холодное дутьё. Экранируется первоначально задняя стенка топки, затем — боковые и фронтальная.

Расчётные характеристики

Область применения ТШП см. табл. 1. расчётные характеристики приведены в табл. 16. Установки, оборудованные ТШП, должны обслуживаться специально подготовленным персоналом.

ТОПКИ С ЦЕПНЫМИ РЕШЁТКАМИ (ТЦР)

Основные типы ТЦР

ТЦР являются основным типом слоевой топки для котельных агрегатов от 12 до 75 $t/час$ и более. Применение ТЦР в ряде случаев целесообразно и под котлами 6,5—

10 $t/час$. При меньшей производительности ТЦР не применяются вследствие относительно высокой начальной стоимости оборудования и трудностей компоновки с котлом. ТЦР механизмируют подачу топлива в топку, продвижение горячего слоя и сброс шлака в бункер.

Современные ТЦР подразделяются на: цепные топки с подачей топлива на решётку через углеприёмную воронку; факельно-слоевые цепные топки с забрасывателями и шахтно-цепные топки.

Характеристики серийной цепной решётки

Основной частью ТЦР является механическая цепная решётка. Серийная отечественная конструкция цепной решётки выполняется с беспровальным колосниковым полотном и снабжена зонным воздухораспределением, позволяющим регулировать подачу воздуха по длине решётки с учётом свойств топлива и режима его сжигания. Решётка состоит из рамы с дутьевым коробом, ходовой части, привода и топливоподающего устройства. Последнее выполняется различным в зависимости от вида топлива и способа его сжигания. Решётки изготавливаются нескольких типоразмеров и подразделяются на «левые» и «правые» в зависимости от места установки редуктора.

Общий вид решётки завода Комега прикреплён на фиг. 22, конструктивные данные по решётке см. табл. 17.

Таблица 16

Расчётные тепловые характеристики топок с шурющими планками

Виды и марки топлива	Тепловые напряжения		Дутьё под решётку		Разреже- ние на выходе из топки s_m в мм вод. ст.	Коэффи- циент избытка воздуха в топке α_m	Химиче- ский недожог q_3 в %	Золовой баланс			Содержание горю- чих*****		
	решётки $\frac{Q}{R}$ в тыс. ккал в м ² час	объёма $\frac{Q}{V}$ в тыс. ккал в м ³ час	Напор s_d в мм вод. ст.	Темпера- тура t_d в °С				Шлак $a_{шл}$ в %	Провал $a_{пр}$ в %	Унос $a_{ун}$ в %	в шла- ке $g_{шл}$ в %	в про- вале $g_{пр}$ в %	в уносе $g_{ун}$ в %
Несортированные бугры угли мар- ки БР: с $Q_H < 3\,000 \frac{\text{ккал}}{\text{кг}}$ с $Q_H > 3\,000 \frac{\text{ккал}}{\text{кг}}$	800—900	150—200	$100^* \frac{1}{80}$	$\frac{30-250^*}{180-250}$	2	1,30	2***	$75^{**} \frac{1}{70}$	$0^{**} \frac{1}{5}$	25	5	$15^{****} \frac{1}{40}$	20
	900—1 000	150—200	$100^* \frac{1}{10}$	$\frac{30-250^*}{180-250}$	2	1,30	2	$75 \frac{1}{70}$	$0 \frac{1}{5}$	25	5	$15 \frac{1}{40}$	20
Слабоспекающиеся каменные угли марок Д и Г	900—1 000	150—200	80	30	2	1,30	3	$80 \frac{1}{75}$	$0 \frac{1}{5}$	20	10	45	35
Спекающиеся каменные угли ма- рок ПЖ и ПС	800	150—200	80	30	2	1,35	3	$80 \frac{1}{75}$	$0 \frac{1}{5}$	20	15	45	40

* Цифры верхнего ряда относятся к ТШП с зажигательными шахтами, нижнего ряда — к ТШП с плоскими решётками без шахты.

** Цифры верхнего ряда относятся к ТШП с беспривальными колосниковыми решётками, нижнего ряда — к ТШП с провальными решётками.

*** Значения q_3 , приведены для установок без острого дутья. При его наличии принимать $q_3 = 0,5\%$.

**** Цифры верхнего ряда относятся к установкам с провальными решётками и горячим дутьём, нижнего ряда с холодным дутьём.

***** Величина потери от механического недожога подсчитывается по формуле (3), значения a и g принимаются из табл.

Характеристики привода и пределы регулирования скорости решёток БЦР завода Комега

Тип электродвигателя	Наименование величин	ТР-1				ТР-3			
		Уголь		Торф		Уголь		Торф	
		макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	мин.
Четырёхскоростной переменного тока АО-72-12/8/6/4 $N = 3 \div 6,5 \text{ кВт}$	Число оборотов электродвигателя в об/мин	1 500	500	1 500	500	1 500	500	1 500	500
	Передаточное число редуктора	15 619,5	6 282	12 788	5 141	16 144	6 492	16 144	5 063
	Число оборотов вала решётки в об/мин	0,239	0,032	0,290	0,039	0,230	0,031	0,300	0,031
	Скорость решётки в м/час	21,75	2,91	26,39	3,55	20,95	2,72	27,30	2,73
	Число оборотов электродвигателя в об/мин	1 500	300	1 500	300	1 500	300	1 500	300
ПНЗ-85, постоянного тока, $N = 5,6 \div 9 \text{ кВт}$	Передаточное число редуктора	15 619,5	6 282	12 783	5 141	16 144	6 492	16 144	5 063
	Число оборотов вала решётки в об/мин	0,239	0,019	0,290	0,023	0,230	0,018	0,300	0,018
	Скорость решётки в м/час	21,75	1,76	26,39	2,13	20,95	1,64	27,30	1,64

шение рабочей поверхности колосника, обогреваемой слоем, к поверхности, омываемой (т. е. охлаждаемой) дутьевым воздухом, было меньше. Модернизированные колосники этого типа разработаны Кузинским заводом. Целесообразно изготавливать колосники из слаболегированного чугуна «силал». Стяжные болты диаметром 12 мм заменяются более прочными диаметром 22—24 мм, их торцовые крепления работают надёжнее при увеличении перекрытия краёв решётки подпанельными плитами.

Топки с цепными решётками и углеприёмной воронкой

ТЦР обычного типа работают с подачей топлива в углеприёмную воронку и далее — непосредственно на колосниковое полотно. Изменение количества подаваемого топлива с учётом его теплоценности и тепловой нагрузки топki производится путём изменения скорости решётки и начальной толщины слоя. С этой целью углеприёмная воронка снабжена шибером регулятора толщины слоя с устройством для его подъёма и опускания. Топка работает с верхним воспламенением. Цепные топki обычного типа пригодны и ранее применялись для сжигания углей и антрацитов. В настоящее время целесообразно ограничивать их применение сжиганием антрацита, коксика и каменных углей с выходом летучих менее 20%, так как другие виды углей сжигаются более эффективно в цепных топках с забрасывателями (см. ниже). Без шуровки на цепной решётке горят сортированные антрациты марок АС (размером 6—13 мм) и АМ (13—25 мм).

Горение несортированных антрацитов марок АРШ (при условии обязательного дробления до 35—40 мм) и АСШ протекает неравномерно и требует шуровки.

Срок службы комплекта колосников при сжигании АС и АМ часто не превышает 1,5—2 мес. Поэтому в практических условиях, не-

смотря на связанное с этим снижение экономичности, приходится сжигать сортированные антрациты в смеси с 30 ÷ 50% АСШ и увлажнять воздух, подаваемый в средние зоны решётки насыщенным паром или мелкораспыленной (до состояний тумана) водой. Помимо этого, для удлинения срока службы колосников при сжигании антрацитов и высокосортных каменных углей следует ограничивать подогрев дутья до 140—150°C. Толщина слоя (по регулятору) при сжигании сортированных антрацитов равна 140—200 мм, при сжигании несортированных заштыбленных антрацитов от 100 до 150 мм. Горение заметно улучшается при добавлении к антрациту пламенных, желательно спекающихся углей в количестве более 20%. Для обеспечения начального зажигания антрацита необходимо направить к головному участку слоя пламя, поднимающееся над средними зонами. Это достигается установкой низкорасположенного заднего свода, перекрывающего 55—60% зеркала горения (фиг. 23). С целью повышения устойчивости зажигания воздух в первую зону не подаётся. Применение переднего свода необязательно.

Во избежание шлакования наклон задней стенки должен быть не менее 55°, её следует закрывать экраном с предельно малым шагом труб.

Обращённые к слою участки труб фронтного и заднего экранов следует закрывать кирпичом. В ряде случаев кирпичом закрываются также боковые экраны ниже горловины.

Для повышения экономичности применяется возврат уноса и острое дутьё. Острое дутьё не применяется при сжигании несортированных антрацитов, так как химический недожог в этом случае невелик, а избытки воздуха значительны.

В котлах небольшой производительности при неполном экранировании топki первоначально закрывается экранами задняя, затем боковые и, наконец, передняя стена. В установ-

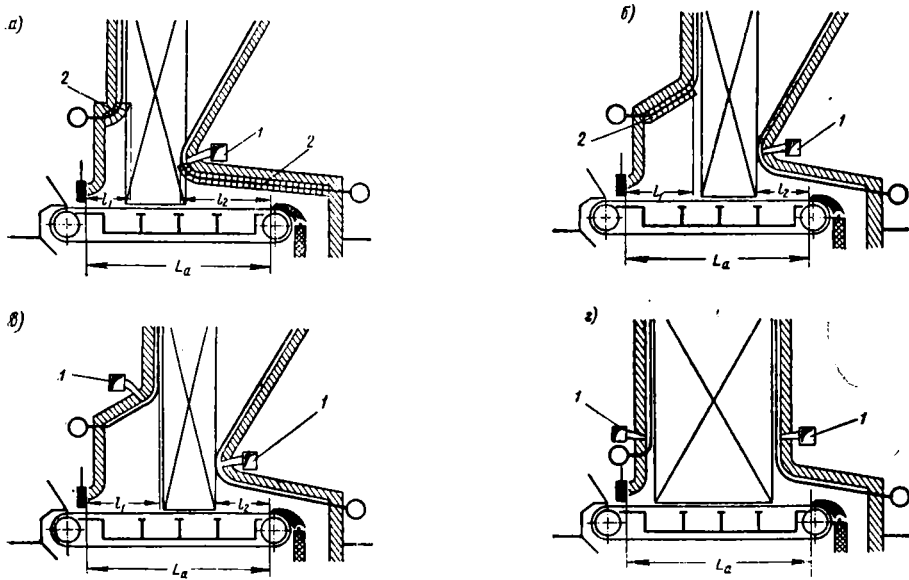
ках с паропроизводительностью 15—20 т/час и более обычно производится полное экранирование всех стен топки. Боковые стены топки на уровне слоя должны быть защищены водоохлаждаемыми панелями. Последние включаются в циркуляцию котла в качестве нижних коллекторов боковых экранов. Устойчивая работа ТЦР при сжигании антрацита имеет место в диапазоне нагрузок: для АС и АМ 100—75% и для АСШ и АРШ 100—60% от номинальной. При сжигании смеси антрацита с каменными углями пределы и гибкость регулирования возрастают (до 100—40%). Нижний предел устойчивого горения снижается при удлинении заднего свода.

Расчётные характеристики топки см. табл. 20.

воздуха). Поэтому в ТЦР с угольным ящиком угли типа ПЖ сжигать не следует¹.

При сжигании бурых углей топочная камера оборудуется передним сводом, установленным на высоте 1,5—2,5 м (в зависимости от размера установки) и перекрывающим от 30 до 50% зеркала горения решётки. Могут быть установлены и передний и задний своды с перекрытием решётки примерно по 30% каждый (фиг. 23, б). Передний свод выполняется «горячим» (т. е. с закрытыми экранными трубами, или неэкранированными). Трубы заднего экрана не закрываются. Требования к панелям изложены выше.

Для ускорения воспламенения иногда применяют подачу в первую зону около 10—15% воздуха с температурой до 350—400°C. Бурые



Фиг. 23. Конфигурация цепных топок: 1—острое дутьё; 2—кирпичное закрытие обращённых к слою труб экранов: а—для сжигания антрацита; б—для сжигания бурых углей; в, г—для сжигания каменных углей

ТЦР описанного выше типа применялись также для сжигания слабоспекающихся каменных углей марок Д и Г и бурых углей с умеренной зольностью и влажностью (типа челябинских или карагандинских). Топочные камеры цепных топок для каменных углей могут выполняться как со сводами (фиг. 23, в), так и без них (фиг. 23, г). Во избежание разрушения пламенем своды (при их наличии) экранятся, причём все трубы, обращённые к слою, не закрываются. Устойчивое зажигание слоя имеет место как при холодном, так и горячем дутье. Подогрев воздуха, как и при сжигании антрацита, надлежит ограничивать (см. табл. 20) вследствие опасности перегрева колосников. Воздух в первую зону подается в умеренном количестве. Сжигание сильно спекающихся углей сопровождается непрерывной тяжёлой шуровкой, плохим выжигом шлака и снижением рабочей мощности установки (особенно при подогреве

и каменные угли можно при необходимости сжигать также в топках, конфигурация которых рассчитана для антрацита (см. фиг. 23, а).

Начальная толщина слоя устанавливается для каменных углей в пределах 100—150 мм, для бурых — 140—220 мм. При сжигании углей следует применять острое дутьё и возврат уноса. В энергетических установках сжигаются, как правило, несортированные угли с повышенным содержанием балласта. Это приводит к снижению экономичности и производительности цепных топок с верхним воспламенением. Работа слоя сопровождается неравномерным горением, шуровкой и пр. Поэтому при сжигании бурых и камен-

¹ Тощий уголь механически непрочен и сильно растрескивается при нагреве и плохо горит в слое. Допускается в отдельных случаях сжигание тощего угля в слоевых топках при добавке 20% и более спекающихся углей (см. табл. 1).

Таблица 19

Установка щелевых пневмозабрасывателей по отношению к цепной решётке

h забр. мм . .	400	500	600	700	800
φ	-5	0	+5	+10	+15
a мм	400	350	300	200	100

Схема обозначений

1 — разгонные плиты;
2 — направляющие полки;
3 — передний вал решётки;
4 — уровень колосникового полотна

ных углей рекомендуется применять более эффективные для этого случая факельно-слоевые цепные топки с забрасывателями, созданные в СССР в последние годы.

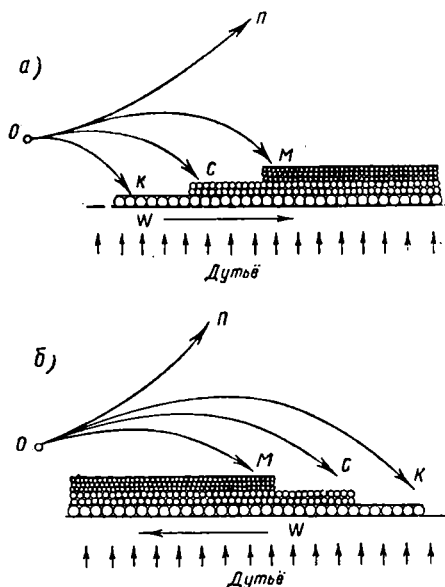
Факельно-слоевые цепные топки с забрасывателями

Принципиальным отличием факельно-слоевых ЦТ является подача топлива на решётку при помощи забрасывателей. Основное нижнее (неограниченное) воспламенение и интенсивная предварительная верхняя подготовка в совокупности придают топке весьма мощные средства зажигания. Это позволяет сжигать в топке бурые угли влажностью до 45% и теплотворностью $Q_{\text{P}} \geq 1700 \div 2000$ ккал/кг и каменные угли с выходом летучих $V^s > 20\%$, включая сильно спекающиеся типа ПЖ. Как исключение, допускается сжигание тощих углей в смеси со спекающимися углями в количестве от 20% и более. Сжигание антрацита в факельно-слоевых цепных топках не производится.

Сочетание фракционного распределения топлива по длине решётки при верхнем забросе с движением колосникового полотна обеспечивает послойную сортировку кускового топлива на решётке и отвеивание пыли в топочное пространство. В результате создаются столь же благоприятные условия сжигания несортированных топлив, какие ранее наблюдались лишь при сжигании сортированных углей. Это позволяет эффективно сжигать в факельно-слоевых ЦТ дроблёные угли с содержанием до 55—60% мелочи размером менее 6 мм. Для полного выжига слоя необходимо обеспечить наибольшее время пребывания на решётке для наиболее крупных кусочков топлива. Для удовлетворения этого требования пневматический заброс следует сочетать с решёткой прямого хода, а механический заброс — с решёткой обратного хода (фиг. 24).

Факельно-слоевые цепные топки работают со слоем толщиной (на головном участке решётки) примерно 130—200 мм при сжигании каменных углей, 200 мм при сжигании мало-

влажных бурых углей типа челябинских, 350 мм для бурых углей типа подмосковных и до 500 мм для высоковлажных лигнитов. При этих условиях на решётке происходит промежуточная газификация слоя первичным (т. е. поданным под слой) воздухом. Дожиг продуктов газификации и отвеивной мелочи производится в топочной камере непосредственно над слоем за счёт вторичного воздуха (до 20—30%). Такая организация топочного процесса называется двухступенчатым (газификация — дожиг) факельно-слоевым сжиганием. Конечные показатели экономичности сжигания в решающей степени



Фиг. 24. Схемы послойной сортировки и отвеивания пыли при пневматическом (а) и механическом (б) забросе топлива на подвижное полотно: О — забрасыватель; К — линия полёта крупных кусков; С — линия полёта средних фракций; М — линия полёта мелких фракций; П — линия отвеивания пыли; W — направление движения полотна решётки

зависят от организации второй (камерной) ступени сжигания, так как в факеле выделяется до 35—40% всего тепла сжигаемого топлива. Для достижения совершенной послойной сортировки необходимо, чтобы частицы каждого размера забрасывались на разные пояса решётки. Поэтому в отличие от забрасывателей для неподвижных решёток, где сортировка топлива по длине вредна, забрасыватели топлива для подвижных полотен должны обладать возможно большей степенью неравномерности фракционного распределения топлива по длине полотна. Этому условию удовлетворяют забрасыватели с щелевыми пневмоаппаратами. При забросе на подвижное полотно крупные частицы должны выпадать только на головном участке решётки, в то время как при неподвижных решётках они должны забрасываться как в начало, так и в конец топки. Вследствие этого при щелевом забросе необходимый напор забрасывающего воздуха резко сокращается и не превышает 80—100 мм вод. ст. против 250—400 мм вод. ст. при сопловом пневмозабросе на не-

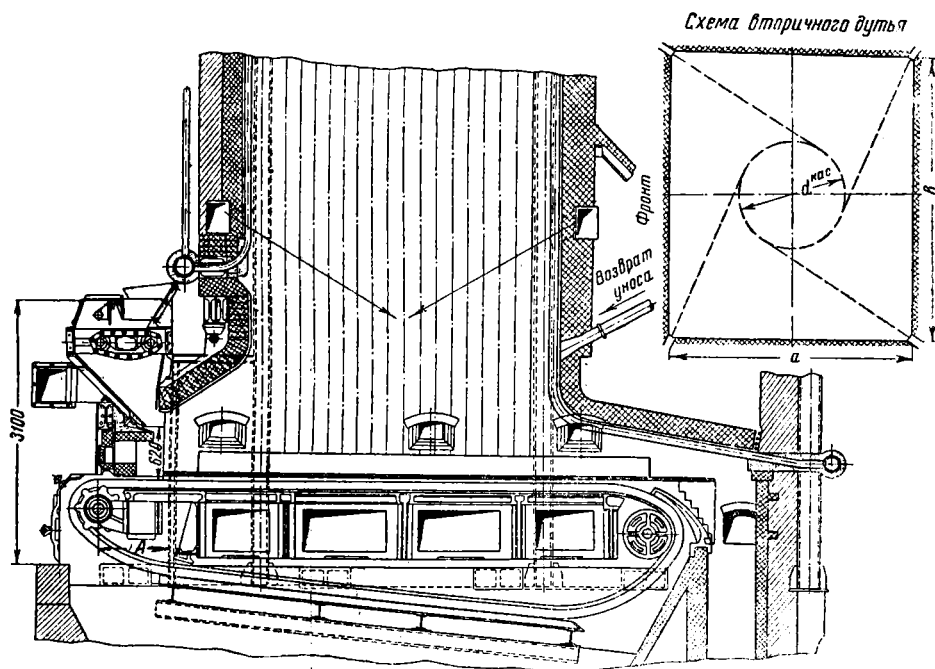
подвижные решетки. Наиболее эксплуатационно надёжны щелевые низконапорные пневмозабрасыватели со скребковыми питателями и равномерным забросом по всей ширине решётки (кроме участка примерно 150 мм по краям, где заброс не производится). По этому типу выполнен забрасыватель двухступенчатой цепной топкой ВТИ Комега.

Забрасыватели выполняются применительно к решёткам БЦР и подразделяются по ширине на пять типоразмеров решёток: 1 560, 1 930, 2 300, 3 040 и 4 520 мм. Общий вид топki представлен на фиг. 25, забрасывателя — на фиг. 26.

более наклонных направляющих полок приводит к ухудшению сортировки и чрезмерной загрузке головной части решётки. Это ухудшает воспламенение влажных бурых углей и вызывает спекание слоя при сжигании каменных углей.

Применение направляющих полок повернутыми вверх больше, чем это указано в табл. 19, приводит к чрезмерно дальнему забросу мелких фракций, что резко увеличивает потерю со шлаком.

Смещение забрасывателя в глубину топki (т. е. увеличение размера a) приводит к оголению головной части решётки, проходу в топку



Фиг. 25. Двухступенчатая факельно-слоевая цепная топка с пневмозабросом ВТИ — Комега конструкции Тагера

Для настройки равномерной подачи топлива по ширине решётки предусмотрен «клавишный» регулятор толщины слоя, состоящий из отдельных пластин с самостоятельным креплением.

Забрасыватели всех типоразмеров снабжены унифицированным приводом от электродвигателя мощностью 2,8 кВт, числом оборотов в мин. 1 450.

Воздух для заброса подводится сбоку к коробу, равномерно распределяющему его по ширине всего фронта топki. Сечение короба должно быть 400 × 350 мм для забрасывателей шириной 3 040 мм и менее, и 400 × 550 мм при ширине 4 520 мм.

Каждой высоте установки забрасывателя над уровнем полотна решётки ($h_{забр}$) отвечают оптимальные значения угла наклона направляющей полки φ и смещения её выходной кромки по отношению к оси переднего вала решётки a , приведённые в табл. 19.

Применение (при прочих равных условиях)

избыточного воздуха через первую зону и снижению средней тепловой нагрузки зеркала горения.

Использование забрасывателей с полками, повернутыми вверх или установленными горизонтально ($\varphi = 0^\circ$), не рекомендуется вследствие облегчённого застревания на них крупных кусков или металлических предметов. Следует применять забрасыватели с установкой полки высотой более 600 мм и углом её наклона более 5° вниз. В серийном забрасывателе принято $h_{забр} = 620$ мм. Забрасыватель следует выдвигать вперёд на 300—350 мм по сравнению с установкой, принятой в чертежах завода Комега.

Топочную камеру факельно-слоевых цепных топок следует выполнять в виде прямой открытой шахты без выносных сводов. Вертикальные стены топki должны полностью экранироваться. Шаг труб заднего экрана следует принимать $s/d < 1,5$, то же фронтального и боковых экранов $s/d \leq 1,5 \div 2,0$. Вторич-

Таблица 20

Расчётные тепловые характеристики топок с цепными решётками

Виды и марки топлива	Тепловые напряжения		Дутьё под решётку		Разрежение на выходе из топки s_m	Коэффициент избытка воздуха в топке α_m	Химический недожог q_3	Золовой баланс			Содержание горючих		
	решётки $\frac{Q}{R}$	объёма $\frac{Q}{V}$	Напор s_d	Температура t_d				Шлак $q_{ш}$	Провал $q_{пр}$	$q_{унос}$	в шлаке $q_{ш}^2$	в провале $q_{пр}^2$	в уносе $q_{унос}^2$
	тыс. ккал/м ² ч	тыс. ккал/м ³ ч	мм вод. ст.	°C				мм вод. ст.	%	%	%	%	%
Сортированные антрациты марок АМ и АС	900—1 000	200—300	100	30—150	2	1,25	2,0**	$\frac{76****}{1,5}$	$\frac{2****}{5}$	20	20	$\frac{F0****}{65}$	60
	750—800	150—200	100	30—150	2	1,45	0,5	$\frac{65}{60}$	$\frac{5}{10}$	30	25	$\frac{50}{65}$	60
Несортированные антрациты марок АРШ и АСП	800	200—250	100	30—150	2	1,40	1,0	$\frac{70}{65}$	$\frac{5}{10}$	25	20	$\frac{40}{60}$	55
	1 000	200—250	80	30—150	2	1,30	4,0	$\frac{75}{70}$	$\frac{5}{10}$	20	12	$\frac{20}{45}$	35
Слабоспекающиеся каменные угли марок Д и Г	800	200—250	80	30—100	2	1,35	3,0	$\frac{75}{70}$	$\frac{5}{10}$	20	25	$\frac{20}{45}$	40
	1 000*	200—250	80	150—250	2	1,30	3,0	$\frac{70}{65}$	$\frac{5}{10}$	25	$\frac{8*}{10}$	$\frac{15}{40}$	25

Двухступенчатые факельно-слоевые цепные топки с пневматическим забросом

Слабоспекающиеся каменные угли марок Д и Г	До 2 000*****	150—200	80	30—170	2	1,25	0,5***	$\frac{80****}{75}$	$\frac{—****}{5}$	20	10	$\frac{20****}{45}$	25
Спекающиеся каменные угли марок ПЖ и ПС	До 1 500	150—200	80	30—150	2	1,30	0,5	$\frac{80}{75}$	$\frac{—}{5}$	20	10	$\frac{20}{45}$	35
Несортированные бурные угли марки БР:													
$Q_H^P < 3\ 000 \frac{\text{ккал}}{\text{кг}}$	До 1 600	150—200	80	150—250	2	1,30	0,5	$\frac{75}{70}$	$\frac{—}{5}$	20	6	$\frac{15}{40}$	20
$Q_H^P > 3\ 000 \frac{\text{ккал}}{\text{кг}}$	До 2 200	150—200	80	150—250	2	1,30	0,5	$\frac{75}{70}$	$\frac{—}{5}$	20	6	$\frac{15}{40}$	20
Кусковой торф	До 2 200	200—250	80	150—300	2	1,25	0,5***	$\frac{75****}{70}$	$\frac{!****}{10}$	20	4	10	20
Кусковой торф в смеси с фрезерным	До 2 200	150—250	80	170—300	2	1,25	0,5	$\frac{70}{65}$	$\frac{5}{10}$	25	4	10	25

* Цифра верхнего ряда отвечает установкам с подогревом воздуха более 150—170°C; цифра нижнего ряда — установкам с холодным дутьем.

** Значения q_0 приведены для установок без острого дутья. При его наличии принимать $q_0 = 0,5$. При сжигании АРШ и АСШ острое дутье не применяется.

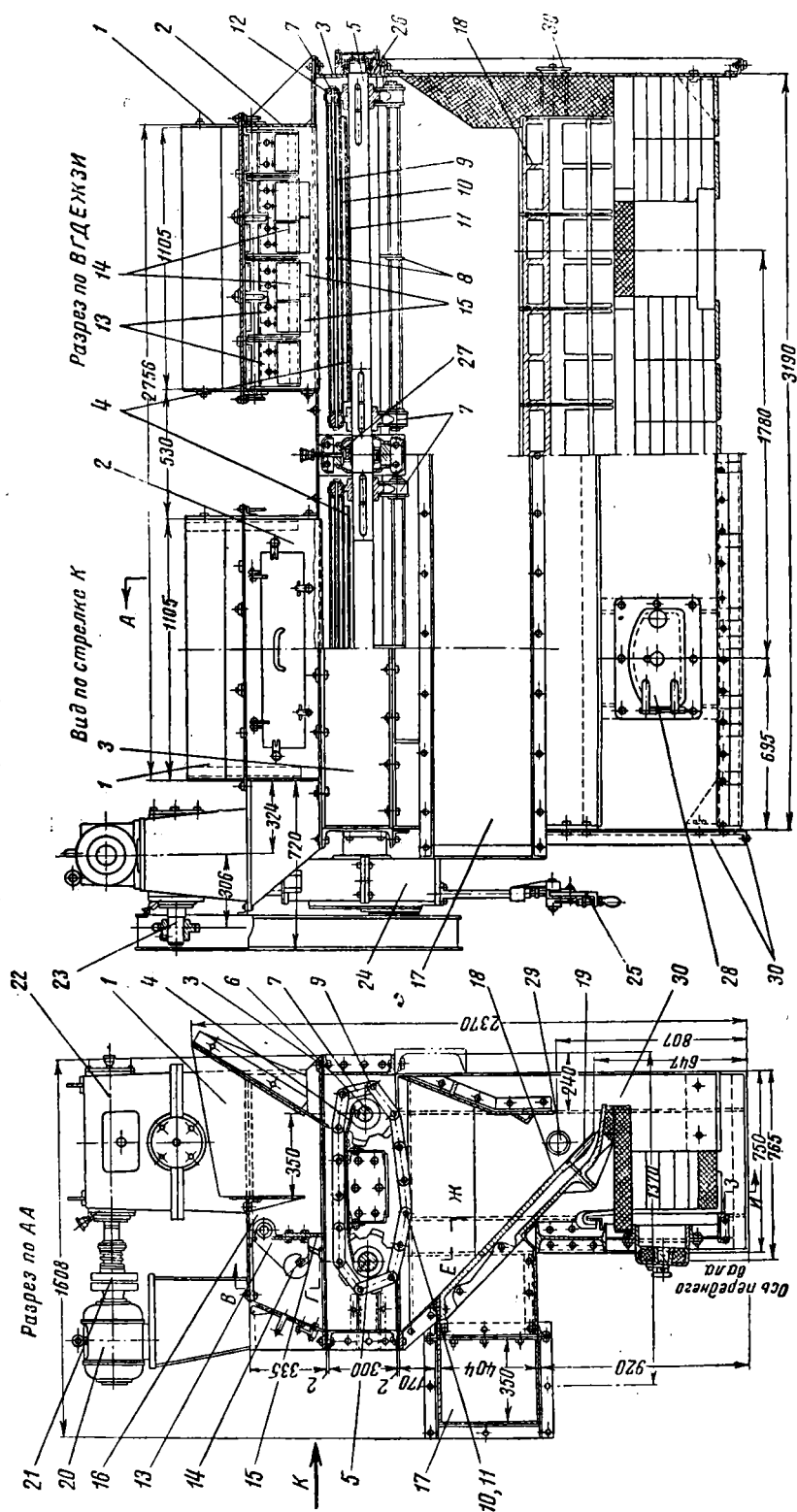
*** Значения q_1 даны для установок с острым дутьем, без которого работа двухступенчатых факельно-слоевых и шахтно-цепных топков не допускается.

**** Цифры верхнего ряда относятся к установкам с беспровальными, цифры нижнего ряда — к провальным решёткам.

***** Цифры верхнего ряда относятся к установкам с беспровальными решётками и с провальными решётками при горячем дутье. Цифры нижнего ряда — к установкам с провальными решётками при холодном дутье.

***** Приведённые в таблице максимально допустимые значения Q/R относятся к случаю сжигания несортированных дроблёных углей с содержанием мелочи 0—6 и менее 50—55%. При содержании мелочи до 65—70% предельно допустимые нагрузки решётки снижаются до 0,7 от табличного значения. Величина потерь от механического недожога подсчитывается по формуле (3) на основании значений a и e из табл.

Шахтно-цепные топки с уплотнённым предтопком



Фиг. 26. Низконапорный щелевой пневмодобрасыватель ценной точки ВТИ — Комага (типоразмер 3 040 мм, левый): 1 — углеродистая воронка; 2 — крышка корпуса питателя с откидными люками; 3 — рама скребкового питателя; 4 — стол питателя; 5 — передний (приводной) вал; 6 — задний (ведомый) вал; 7 — звенья тяговых цепей; 8 — звенья промежуточных цепей; 9 — рама скребковых цепей; 10 — скребковые цепи; 11 — наружная трубка; 12 — разрезные пластины клавишного регулятора; 13 — ролик тяговых цепей; 14 — грузы предохранительных цепей; 15 — грузы предохранительных цепей; 16 — свободная емкость для вылавливания топлива при посадке предохранителя; 17 — воздушораспределительный короб; 18 — секция разгонных лямбда; 19 — «носик» плит с направляющими полками; 20 — электроподъемник; 21 — пружинная предохранительная муфта; 22 — червячный редуктор; 23 — цепная передача; 24 — храповой вариатор; 25 — регулировочный рычаг вариатора; 26 — крайний подшипник; 27 — средний подшипник; 28 — распорочные фронтальные дверки; 29 — смотровой лючок; 30 — опорные боковые стенки

ное дутьё рационально выполнять по вихревой схеме с угловым расположением четырёх крупных щелевых сопел на решётку.

Область применения топок с цепными решётками и забрасывателями приведена ранее в табл. 1. Расчётные тепловые характеристики топки — в табл. 20.

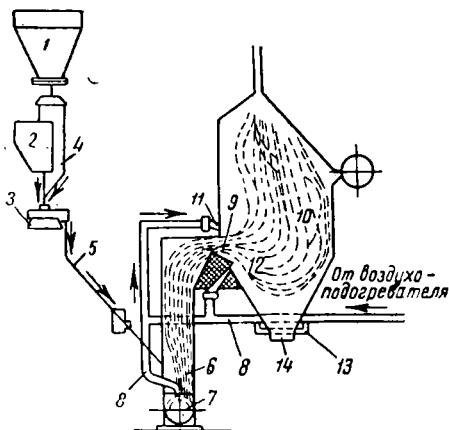
Шахтно-цепные топки

Шахтно-цепные топки предназначены для сжигания кускового торфа с крошкой. В настоящее время применяются шахтно-цепные топки с усовершенствованным предтопком ЦКТИ системы В. В. Померанцева. Расчётные характеристики топки см. табл. 20.

ТОПКИ С ШАХТНЫМИ МЕЛЬНИЦАМИ (ТШМ)

Устройство и принцип действия

Схема ТШМ представлена на фиг. 27. Основными частями установки являются быстроходная молотковая мельница, вертикальная сепарирующая шахта и топочная камера. Топливо подаётся питателем в нижнюю часть шахты



Фиг. 27. Схема шахтно-мельничной топки: 1 — бункер сырого угля; 2 — весы; 3 — питатель топлива; 4 — обводная точка; 5 — точка сырого топлива; 6 — сепарирующая шахта; 7 — мельница; 8 — короб горячего (первичного) воздуха; 9 — амбразура; 10 — топочная камера; 11 — верхние сопла вторичного воздуха; 12 — нижние сопла вторичного воздуха; 13 — короб для подачи воздуха в шлаковую воронку топки (при сжигании фрезерного торфа); 14 — шлаковая воронка

по направлению вращения ротора мельницы. В мельницу для сушки топлива вводится горячий воздух. Сушка протекает и, в основном, завершается в мельнице одновременно с размолом. Шахта отделяет («сепарирует») готовую пыль от недомолотых частиц, отвеивая более мелкие фракции восходящим потоком сушильного агента. Более крупные «недомолотые» частицы выпадают вниз в мельницу и циркулируют на участке «мельница—шахта», пока не будут измельчены до необходимой степени. Готовая пыль выносятся через амбразуру в топку совместно с воздухом, тепло которого было использовано в мельнице для сушки топлива (первичный воздух).

Вторичный воздух вводится непосредственно в топочную камеру через сопла, располо-

женные выше и ниже амбразур, и направляются под углом к потоку пыли-воздушной смеси, что обеспечивает их взаимное перемешивание.

Регулированием подачи вторичного воздуха достигается полное сгорание и бесшлаковочный режим работы топки.

ТШМ применяются под котлами средней и большой мощности ($D > 10 \text{ т/час}$), а в ряде случаев и под котлами меньшей паропроизводительности. Шахтные мельницы выдают в топочную камеру пыль относительно грубого помола. Воспламенение и сжигание пыли производится в них менее совершенно, чем в пылеугольных топках со специальными горелочными устройствами. Поэтому ТШМ применяются для сжигания лишь легковоспламеняемых и активно горящих топлив. Шахтные мельницы успешно работают при размоле относительно мягких топлив, характеризующихся коэффициентом размолоспособности по ВТИ $K_{\text{до}} > 1,0 \div 1,1$. Перечисленным выше требованиям к топливу удовлетворяют: фрезерный торф (с W^p до 55—56%), бурые угли, сланцы и в меньшей степени каменные угли марок Д и Г с выходом летучих более 30%. Сжигание топлив с $K_{\text{доб}} \geq 1,0 \div 1,1$ и $V_{\text{доб}} < 30\%$ и ТШМ не производится.

Конструктивные характеристики мельницы

Шахтная мельница конструкции завода Комега представлена на фиг. 28. Корпус мельницы защищён от износа изнутри броневыми плитами толщиной 20—30 мм из Ст. 3. На боковой стенке предусмотрены дверцы, через которые производится ремонт ротора и смена изношенных бил. Сушильный агент вводится в мельницу через карманы со стороны торцов корпуса по направлению оси ротора (аксиальный подвод). На валу ротора закреплены диски, с которыми посредством пальцев соединены стальные полосы — билдержатели. Последние снабжены ограничителями, предотвращающими зацепление бил смежных рядов. Била выполняются П-образной формы и соединяются с билдержателями ступенчатыми пальцами, облегчающими смену бил. Мельницы выпускаются 7 типоразмеров. Характеристикой типораз-

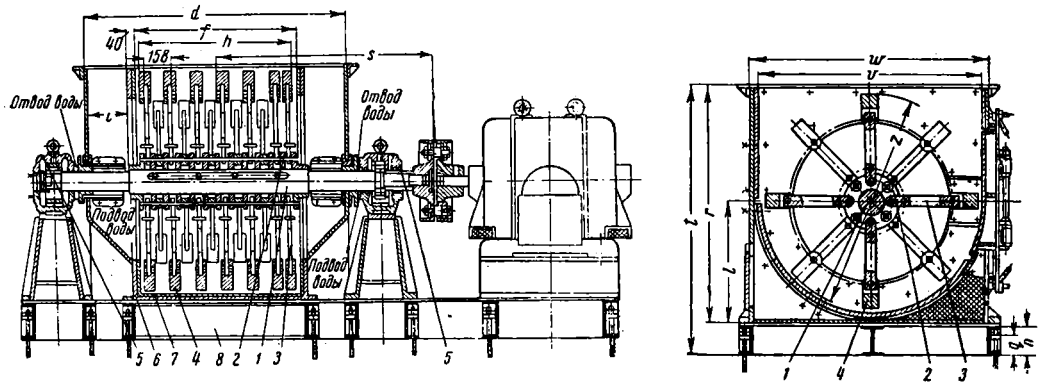
мера является отношение: $\frac{\text{диаметр ротора}}{\text{длина ротора}}$

Габаритные размеры мельниц приведены в табл. 21. Мельницы типоразмеров 1500/1181 и менее снабжены водоохлаждаемыми втулками, защищающими от нагрева участки вала ротора, омываемые горячими газами в торцовых карманах корпуса мельницы. ШМ типоразмеров 1500/1668 и 1660/2004 снабжены сверлёными полыми валами с внутренним водяным охлаждением. Вал ротора покоится в двухрядных самоустанавливающихся роликовых подшипниках. Заводом-изготовителем предусматривается шахматное расположение бил ротора (фиг. 29, а). Опыт показал, что сокращение количества бил почти в два раза при их встречном угловом расположении (фиг. 29, б) практически не изменяет производительности мельницы, но позволяет резко снизить износ металла. Основные характеристики ШМ завода Комега см. табл. 22:

Таблица 21

Габаритные размеры шахтных мельниц завода Комега (обозначения см. фиг. 28)

Типоразмер	<i>d</i>	<i>f</i>	<i>q</i>	<i>n</i>	<i>h</i>	<i>i</i>	<i>l</i>	<i>r</i>	<i>s</i>	<i>t</i>	<i>v</i>	<i>w</i>	<i>z</i>
ШМА 800/391	830	430	100	200	391	160	455	885	890	1 095	850	910	800
ШМА 1000/470	990	510	100	200	470	200	560	1 090	980	1 300	1 060	1 120	1 000
ШМА 1000/707	1 230	750	100	200	707	200	560	1 090	1 140	1 300	1 060	1 120	1 000
ШМА 1300/944	1 590	990	140	240	944	260	710	1 400	1 334	1 650	1 360	1 420	1 300
ШМА 1500/1181	1 900	1 240	140	240	1 181	290	810	1 600	1 480	1 855	1 560	1 620	1 500

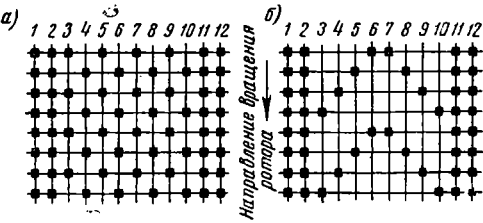


Фиг. 28. Габаритный чертёж шахтных мельниц завода Комега: 1 — вал; 2 — диск; 3 — билодержатель; 4 — било; 5 — подшипник; 6 — корпус; 7 — броня корпуса; 8 — рама

Таблица 22

Основные характеристики шахтных мельниц завода Комега

Наименование величин	Типоразмер						
	800 391	1000 470	1000 707	1300 944	1500 1181	1500 1668	1660 2004
Диаметр ротора в мм . . .	800	1 000	1 000	1 300	1 500	1 500	1 660
Длина ротора (по наруж- ным граням бил) в мм . . .	391	470	707	944	1 181	1 668	2 004
Активное сечение ротора в м ²	0,313	0,470	0,707	1,230	1,770	2,580	3,327
Число оборотов вала в мин. Окружные скорости бил в м/сек	960	960	960	730	730	730	730
Проектное количество бил при их шахматном распо- ложении	40	50	50	50	57	57	63
Минимальное расстояние между осями соседних мель- ниц при их расположении перпендикулярно фронту котла в мм	21	32	44	56	93	90	108
	1 800	2 200	2 200	2 800	3 000	3 100	3 150



Фиг. 29. Схемы расположения бил на роторе (раз-
вёртка ротора мельницы): а — шахматное; б — угло-
вое встречное

Шахта выполняется из листовой стали, изолируется снаружи и снабжается плотным шибером для отключения полости мельницы при её остановках. Перекрытие шахты выполняется из броневых стальных плит 12 мм. Часть шахты, находящаяся под действием лучистого тепла топки, футеруется.

Требования к подготовке топлива

Установки с ШМ должны оборудоваться топливоподачей, обеспечивающей бесперебойное и равномерное поступление топлива в мельницу. Попадание в мельницу металлических предметов приводит к повреждению и обрыву бил, особенно чугунных. Куски древесины заклинивают питатели и нередко застревают в течках, нарушая движение топлива в них. Улавливание металла производится магнитными сепараторами. При пересыпке с ленты устанавливаются вращающиеся щепоуловители, которыми улавливается до 85—90% содержащейся в топливе древесины.

В мельницу нормально должен подаваться дроблёный до 15 мм уголь с содержанием частиц размером более 5 мм не свыше 20%. В установках небольшой мощности допускается более грубое дробление топлива примерно до 40 мм. В этом случае производительность мельницы снижается примерно на 10%, а удельный расход электроэнергии на размол возрастает примерно на 10% по сравнению с условиями работы мельницы при нормальном дроблении.

Характеристика пыли

Тонкость помола топлива оценивается величиной остатка при просевке пыли через сито с ячейками размером 88 мк ($R_{88}\%$). Рекомендуемая тонкость помола для ТШМ может быть определена по формулам:

$$R_{88} = 1,4 V^{\frac{1}{2}} \frac{100 - A^n}{100} \% \quad (43)$$

и для каменных углей

$$R_{88} = V^2 \frac{100 - A^n}{100} \% \quad (44)$$

где R_{88} — остаток на сите с ячейкой 88 мк в %; V^2 — выход летучих на горючую массу топлива в %;

$$A^n = \frac{AP}{Q_n^{\frac{1}{n}}} 1000 - \text{приведённая зольность топлива.}$$

Необходимая тонкость помола обеспечивается соответственной скоростью восходящего потока воздуха в шахте, величина которой подсчитывается из соотношения

$$V_{ш} = \frac{R_{88}}{24} \text{ м/сек.} \quad (45)$$

Значение $V_{ш}$ для фрезерного торфа принимается около 3,5 м/сек.

Высота сепарационной шахты принимается

$$H_{ш} \geq 2,5 (L_{ш} + D_{ш}) \text{ м,} \quad (46)$$

но не менее 4 м, где $L_{ш}$ — ширина и $D_{ш}$ — глубина шахты в м.

Влажность готовой пыли должна быть: для бурых углей $W_n \approx 0,5W^p\%$, для каменных углей $W_n \approx W^a$, где W^p — рабочая и W^a — аналитическая (гигроскопическая) влага топлива. Для фрезерного торфа влажность пыли не регламентируется.

Воздушный режим

Доля первичного воздуха принимается примерно равной выходу летучих на горючую массу сжигаемого топлива (в %) и может быть при необходимости (в основном по условиям сушки) увеличена до 50—60% для бурых углей, 70—75% для торфа и сланцев и до 30—40% для каменных углей. Остальное количество воздуха для горения вводится непосредственно в топку в качестве вторичного.

Температура воздуха до мельницы определяется из условий сушки топлива при его размоле. Для обеспечения надёжной работы подшипников мельницы температура воздуха не должна превышать: 250°C при подшипниках с водяным охлаждением корпуса; 350°C при водоохлаждаемых втулках на валу в пределах боковых газовых карманов и 450°C при полых валах с водяным охлаждением. При отсутствии воздухоподогревателей или при недостаточном подогреве воздуха допускается подача в мельницу воздуха, подогретого за счёт его смешения с топочными газами. Температура пыле-воздушной смеси за мельницей по условиям взрывобезопасности должна быть не выше 130°C при сжигании каменных углей; 100°C при сжигании бурых углей; 80°C при сжигании фрезторфа. Температура пыле-воздушной смеси не должна быть менее 50—70°C.

Скорость выхода пыле-воздушной смеси (первичного воздуха) из амбразуры в топку принимается 4—6 м/сек. Вторичный воздух вводится непосредственно в топку через сопла вокруг амбразуры со скоростями 20—40 м/сек. При сжигании фрезерного торфа 10—15% вторичного воздуха подводится в холодную воронку топki со скоростями в устье воронки: 4—6 м/сек.

Расчётные характеристики мельниц

Производительность мельницы определяется по величине активного сечения её ротора, которая подсчитывается как произведение

$$F_p = D_p L_p \text{ м}^2, \quad (47)$$

где D_p — диаметр и L_p — длина ротора в м.

При заданной величине F_p производительность возрастает пропорционально коэффициенту размолоспособности, значение которого тем больше, чем мягче размалываемое топливо. Производительность снижается по мере утонения помола, углубления дробления угля и при возрастании начальной влажности топлива, поступающего в мельницу.

Нагрузка мельницы оценивается её производительностью, отнесённой к 1 м² активного сечения ротора. Повышение удельной нагрузки ведёт к усилению износа бил. Износ сопровождается возрастанием радиального зазора между кромкой бил и бронёй корпуса, что влечёт за собой снижение производительности и надёжности эксплуатации вследствие необходимости остановки мельниц для смены изношенных бил. По условию на-

Таблица 23

Производительность шахтных мельниц завода Комега (по ВТИ)

Наименование топлив	Влага топлива W_P в %	Коэффициент размо- лоспо- собности по ВТИ $K_{до}$	Тонкость помола R_{90} в %	Удельная произ- водительность мельницы при $N_y = 50 \text{ кет/м}^2$	Типоразмеры шахтных мельниц						
					ШМА- $\frac{800}{391}$	ШМА- $\frac{1000}{470}$	ШМА- $\frac{1000}{707}$	ШМА- $\frac{1300}{944}$	ШМА- $\frac{1500}{1181}$	ШМА- $\frac{1500}{1668}$	ШМА- $\frac{1660}{2004}$
					Активное сечение ротора в м²						
					0,313	0,470	0,707	1,230	1,770	2,580	3,327
					Рекомендуемая производительностью мельниц (по ВТИ) в т/час						
Подмосковный уголь	33	1,92	55	6,0	1,9	2,8	4,2	7,4	10,6	15,0	20,0
Челябинский уголь Карагандинский	19	1,00	55	3,7	1,2	1,7	2,6	4,6	6,6	9,3	12,3
бурый уголь	28	1,46	55	5,4	1,7	2,5	3,8	6,6	9,6	13,5	18,0
Богословский уголь	28	1,22	55	4,5	1,4	2,1	3,2	5,5	8,0	11,3	15,0
Совельевский сла- нец	17	1,09	60	4,8	1,5	2,3	3,4	5,9	8,5	12,0	16,0
Расчётная мощность электродвигателя при реко- мендуемой производительности в кет					15,7	23,5	35,4	61,5	88,5	125,0	166,0
Предельная производительность мельниц при разо- мле челябинского угля (по данным завода Комера) в т/час					2,50	3,75	5,70	9,90	14,20	20,00	—
Мощность электродвигателя при предельной произ- водительности (по данным завода Комера) в кет . . .					30	45	70	120	175	220	260÷320

дёжности ВТИ рекомендует принимать на-грузку мельницы, исходя из удельного рас-хода электроэнергии на размол, отнесённого к 1 м² сечения ротора $N_y \leq 50 \text{ кет/м}^2$. Этому отвечают удельные весовые нагрузки ротора по топливу в пределах 4—6 т/м²час (см. табл. 23). Расход электроэнергии на размол возрастает по мере утонения помола, угрубления предварительного дробления и снижения коэффициента размо­лоспо­собности. Эксплуатационные значения удельных рас-ходов электроэнергии на размол топлива и пневмотранспорт пыли в шахтных мель-ницах — см. табл. 24.

Таблица 24

Удельные расходы электроэнергии на размол углей

Топливо	Марка топлива	Удельный расход элек-троэнергии в кет-ч/т
Фрезерный торф . . .	—	5
Подмосковный уголь . .	БР	10
Канский уголь	БР	14—16
Кизелкийский уголь . .	БР	14—16
Карагандинский уголь .	ПЖ	19—20
Воркутинский уголь . .	ПЖ	19—20

Выбор количества шахтных мельниц

Под котлами малой и средней мощности устанавливаются 2 ШМ, под мощными кот-лами — 3 или 4. При установке 2 ШМ про-изводительность каждой из них рассчиты­ва-ется из условия обеспечения 75% номинальной паропроизводительности котла. При 3 или 4

мельницах номинальная мощность котла долж-на обеспечиваться всеми работающими мель-ницами при любой одной остановленной.

Износ частей мельницы

Срок службы изнашивающихся частей мельницы лежит в пределах: для бил от 150—200 до 4 000 час., для билодержателей 1 000—10 000 час.; для брони 1 500—7 000 час. Износ бил и необходимости их частой смены и восстановления является одним из основных недостатков шахтных мель-ниц. Наиболее подвержены износу край-ние била, изготовленные из Ст. 3. Наи-более износоустойчивыми являются: била П-образной формы из углеродистой стали с на-плавкой толщиной 5—8 мм; из сталини-та; из марганцевистой стали и отбелён-ного чугуна.

Топочная камера

Амбразура шахтной мельницы выполняет-ся прямоугольной, шириной, равной шири-не шахты. Расстояние от боковой грани до стен топки принимается не менее 400—500 мм. Во избежание отложения пыли ниж-няя плоскость амбразур выполняется с на-клоном не менее 50°; верхняя плоскость — горизонтальной или с наклоном 10—20° вниз, чем достигается снижение ядра факела в топке. В установках средней и малой мощности ТШМ с обычными амбразу-рами работают удовлетворительно. В ряде современных установок с ШМ в первую оче-редь под котлами большой мощности и при сжигании каменных углей, вместо открытых

амбразур, применяются горелочные устройства, рассчитанные на скорости выхода пыле-воздушной смеси 14—20 м/сек. Горелочные устройства обеспечивают более совершенную аэродинамику топки. При наличии амбразур для более устойчивого горения целесообразно сдвигать их оси к центру топки под углом до 10—12°. Глубина топки во избежание удара факела в заднюю стенку принимается не менее 4 м, длина факела от амбразуры до труб котельного пучка — более 6—7 м. Экранируется в первую очередь задняя стенка топки, затем боковые стенки. Далее экранируется передняя часть боковых стенок и, наконец, фронтальная стенка. Задний экран удлиняется вниз и закрывает часть шлаковой воронки (схема «полухолодной» воронки). При наличии развитого фронтального экрана его трубы на уровне амбразур разводятся и далее покрывают передний скат шлаковой воронки, образуя совместно с трубами заднего экрана «холодную» воронку.

Растопочные устройства

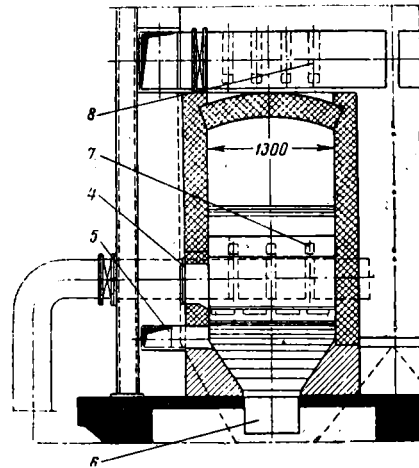
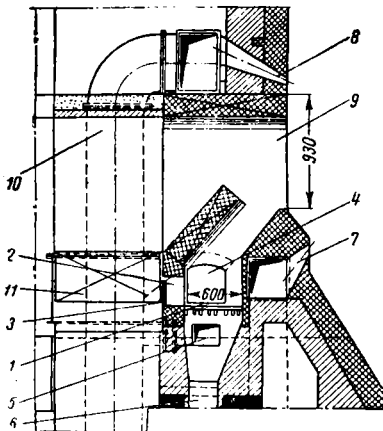
Топки с ТШМ работают устойчиво при нагрузках от 100 до 50—60% от номинальной. Для растопки и поддержания устойчивого горения при низких нагрузках приме-

няются специальные растопочные устройства. Последние выполняются в виде муфельных горелок, работающих на твердом топливе, или применяются мазутные форсунки с паровым распыливанием, установленные в топке на выходе пыле-воздушной смеси из амбразур. Муфельные горелки снабжаются небольшой колосниковой решёткой, на которой сжигается кусковое топливо. Горелка устанавливается рядом с шахтой и амбразурой или между шахтой под амбразурой. В обоих случаях выходное окно муфеля располагается в устье амбразуры после пережима амбразуры (т. е. со стороны топки) во избежание горения в шахте. Одна из опробованных конструкций муфельной горелки для ТШМ представлена на фиг. 30.

Расчётные характеристики шахтно-мельничных топок приведены в табл. 25.

Нормально потеря от механического недожога не превышает 2—2,5% для бурых углей, 2—3% для торфа, 3—4% для сланцев. При сжигании каменных углей потеря от механического недожога может достигать 6—8%.

Выжиг топлива ухудшается при углублении помола сверх рекомендуемых значений R_{80} при нарушении нормального режима сушки и, особенно, воздушного режима топки.



Фиг. 30. Растопочное устройство ЦКТИ: 1—колосниковая решётка; 2—окно, соединяющее муфель с шахтой; 3—шибер, отключающий растопочное устройство; 4—дверца для загрузки кускового топлива; 5—короб дутьевого воздуха под решётку; 6—золоспуск; 7—нижние сопла; 8—верхние сопла; 9—амбразура; 10—шахта; 11—шибер, отключающий шахту

Таблица 25
Расчётные тепловые характеристики шахтно-мельничных топок (по ВТИ)

Виды и марки топлив	Тепловое напряжение топочной камеры	Разрежение на выходе из топки	Коэффициент избытка воздуха в топке	Химический недожог	Зольный баланс		Содержание горючих	
	$\left[\frac{Q}{V} \right]_в$	s_m	a_m	q_n	Шлак $a_{шл}$	Унос $a_{ун}$	В шлаке $g_{шл}$	В уносе $g_{ун}$
	тыс. ккал/м³ час	мм вод. ст.	—	%	%	%	%	%
Бурые угли	140—160	1—2	1,25	1,5	15	85	0,5—1,0	2,5—3,0
Каменные угли $V^2 > 30\%$. .	140—160	1—2	1,25	1,5	15	85	2—3	10—15
Сланцы	140—160	1—2	1,2	2,0	15	85	3—4	2—3
Фрезерный торф	150—175	1—2	1,30	2,0	10	90	10	4—5

Примечание. Величина потери от механического недожога подсчитывается по формуле (3), значения $a_{шл}$, $a_{ун}$ и $g_{шл}$, $g_{ун}$ — из табл.

КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

ТЕПЛОВОЙ БАЛАНС КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА

Расчёты по паровым котлам составлены в соответствии с методикой ЦКТИ. В ближайшее время выходят единые нормы теплового расчёта котельных агрегатов, составленные ЦКТИ и ВТИ.

Уравнение теплового баланса котельного агрегата

$$Q_H^p = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 \text{ ккал/кг}, \quad (1)$$

где Q_H^p — теплотворность рабочей массы топлива в ккал/кг;

Q_1 — количество тепла, полезно использованного в котельном агрегате, в ккал/кг;

Q_2 — потеря тепла с уходящими газами в ккал/кг;

Q_3 — потеря тепла от химической неполноты сгорания в ккал/кг;

Q_4 — потеря тепла от механической неполноты сгорания в ккал/кг;

Q_5 — потеря тепла в окружающую среду в ккал/кг;

Q_6 — прочие потери тепла: с физическим теплом шлаков, на разложение карбонатов, на охлаждение топочных балок в ккал/кг.

Уравнение теплового баланса, выраженного в процентах от Q_H^p , имеет вид:

$$100 = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6 \% ; \quad (2)$$

$$q_1 = \frac{Q_1}{Q_H^p} \cdot 100\% ;$$

$$q_2 = \frac{Q_2}{Q_H^p} \cdot 100\% \quad (3)$$

и т. д.

Коэффициент полезного действия котельного агрегата брутто

$$\eta_k = \frac{Q_1}{Q_H^p} = \frac{q_1}{100} = \frac{100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6)}{100} ; \quad (4)$$

$$\eta_k = \frac{D_{ne}(i_{ne} - i_{ns}) + D_n(i'' - i_{ns})}{BQ_H^p} + \frac{D_{np}(i' - i_{ns})}{BQ_H^p} ; \quad (5)$$

где D_{ne} — расход перегретого пара в кг/час;

D_n — расход насыщенного пара в кг/час;

D_{np} — расход продувочной воды в кг/час;

i_{ne} — теплосодержание перегретого пара в ккал/кг;

i'' — теплосодержание сухого насыщенного пара в ккал/кг;

i' — теплосодержание кипящей воды в ккал/кг;

i_{ns} — теплосодержание питательной воды в ккал/кг.

Коэффициент полезного действия котельного агрегата нетто

$$\eta_{кн} = \eta_k - \Delta\eta_{кл}, \quad (6)$$

где $\Delta\eta_{кл}$ — доля расхода тепла на служебные нужды котельной;

$$\eta_{кл} = \frac{D_{кл}(i_{кл} - i_{ns})}{BQ_H^p} + \frac{b \sum N}{b}, \quad (7)$$

где $D_{кл}$ — расход пара на служебные нужды в кг/час;

$i_{кл}$ — теплосодержание пара, расходуемого на служебные нужды, в ккал/кг;

B — часовой расход топлива в кг/час;

b — удельный расход топлива на электростанции на выработку 1 кВт-ч (брутто) в кг/квт-ч;

$\sum N$ — суммарный часовой расход электроэнергии электродвигателями собственных нужд котельной в кВт-ч;

i_{ns} — теплосодержание питательной воды в ккал/кг.

Часовой расход топлива

$$B = \frac{D_{ne}(i_{ne} - i_{ns}) + D_n(i'' - i_{ns})}{Q_H^p \eta_k} + \frac{D_{np}(i' - i_{ns})}{Q_H^p \eta_k} \text{ кг/час}. \quad (8)$$

Обозначения те же, что в формуле (5).

При незначительном расходе насыщенного пара ($D_n < 3\%$ от D) и небольших продувках ($D_{np} < 5\%$ от D) слагаемые D_n и D_{np} в формуле (8) могут не учитываться.

Испарительная способность топлива

а) Испарительность видимая

$$I_v = \frac{D_{ne}}{B} = \frac{Q_H^p \eta_k}{i_{ne} - i_{ns}} \text{ кг/кг}. \quad (9)$$

б) Испарительность условного топлива

$$I_y = \frac{D_{ne}}{B_y} = \frac{7000 \eta_k}{i_{ne} - i_{ns}} \text{ кг/кг}. \quad (10)$$

в) Испарительность по нормальному пару

$$I_n = I \frac{i_{ne} - i_{ns}}{640} \text{ кг/кг}. \quad (11)$$

Определение потерь тепла

Потеря тепла с уходящими газами

$$q_2 = \frac{\sum V_c t_{yx} - Q_{фн} - Q_{хв} - Q_{ф}}{Q_H^p} \% , \quad (12)$$

где $\sum V_c t_{yx}$ — теплосодержание уходящих газов в ккал/кг;

$Q_{фн}$ — физическое тепло топлива в ккал/кг;

$Q_{хв}$ — теплосодержание поступающего в топку и газоходы холодного воздуха в ккал/кг;

$Q_{ф}$ — тепло парового дутья в ккал/кг.

Для твёрдых и жидких топлив

$$Q_{\text{фм}} = C_m t_m \text{ ккал/кг}, \quad (13)$$

где C_m — теплоёмкость топлива в ккал/кг $^{\circ}\text{C}$;
 t_m — температура топлива в $^{\circ}\text{C}$.

При температуре топлива, равной от -5 до $+30^{\circ}\text{C}$, $Q_{\text{фм}}$ обычно не учитывается.

Значение теплоёмкости для твёрдых топлив

$$C_m = C_c \frac{100 - W^p}{100} + \frac{W^p}{100} \text{ ккал/кг}^{\circ}\text{C}, \quad (14)$$

где $C_c = 0,25 \text{ ккал/кг}^{\circ}\text{C}$ — теплоёмкость сухой массы топлива.

Для жидких топлив $C_m \approx 0,5 \text{ ккал/кг}^{\circ}\text{C}$:

$$Q_{x\phi} = a_{yx} L_0 (Ct)_{x\phi} \text{ ккал/кг}, \quad (15)$$

где a_{yx} — коэффициент избытка воздуха за воздухоподогревателем;

$(Ct)_{x\phi}$ — теплосодержание воздуха в ккал/нм 3 .

Средняя температура холодного воздуха $t_{x\phi}$ принимается в зависимости от местных условий обычно равной 30°C ;

$$Q_{\phi} = W_{\phi} (i'' - 600) \text{ ккал/кг}, \quad (16)$$

где W_{ϕ} — расход пара на дутьё или распыление топлива в кг/кг;

i'' — теплосодержание сухого насыщенного пара в ккал/кг.

Упрощённые формулы для определения q_2 для полного горения:

$$q_2 = X \frac{t_{yx} - t_{x\phi}}{RO_2} \% ; \quad (17)$$

для неполного горения

$$q_2 = X \frac{t_{yx} - t_{x\phi}}{RO_2 + CO + 0,33} \% . \quad (18)$$

Значения коэффициента X :

Мазут	$X = 0,55$, при паровом дутье $X = 0,57$	
Антрацит	$X = 0,70$, при паровом дутье $X = 0,75$	
Каменный уголь	$X = 0,65$	
Бурый уголь	$X = 0,75$ (при $W^p = 17 \div 25\%$)	
Дрова и торф	$X = 0,80 \div 1,0$	

Потеря тепла от химической неполноты сгорания q_3 :

$$q_3 = \frac{K^p}{Q_H^p} \cdot \frac{56,6 CO + 48 H_2 + 156 CH_4}{RO_2 + CO + CH_4} 100\%, \quad (19)$$

где $K^p = C^p + 0,37 S_{o+k}^p$;

RO_2 , CO , H_2 , CH_4 — содержание в продуктах сгорания соответствующих составляющих, определяемых анализом газов, в %.

При

$$H_2 = CH_4 = 0;$$

$$q_3 = \frac{56,6 K^p}{Q_H^p} \cdot \frac{CO}{RO_2 + CO} 100\%. \quad (20)$$

Потеря тепла от механической неполноты сгорания

$$q_4 = q_4^{шл} + q_4^{np} + q_4^{yn} \% . \quad (21)$$

где $q_4^{шл}$ — потеря от механического недожога в шлаке в %;

q_4^{np} — потеря от механического недожога в провале в %;

q_4^{yn} — потеря от механического недожога в уносе в %.

Нормативные данные потерь тепла от механической неполноты сгорания для различных топочных устройств приведены ранее.

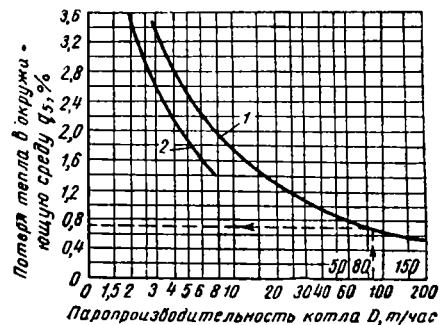
Потеря тепла в окружающую среду q_5 .

Для нагрузки $D_{\text{ном}} = 0,8 D_{\text{ном}} q_{15}$ определяется по данным фиг. 1. Для нагрузок D^i , отличающихся от нормальной в пределах $\pm 35\%$, q_5^i определяется по формуле

$$q_5^i = q_5 \frac{D_{\text{ном}}}{D^i} \% . \quad (22)$$

Для номинальной нагрузки

$$q_5^{\text{ном}} \approx 0,8 q_5 \% . \quad (23)$$



Фиг. 1. Потери тепла от наружного охлаждения котельного агрегата: 1 — котельный агрегат с хвостовыми поверхностями; 2 — собственно котёл без хвостовых поверхностей (котлы малой мощности)

Прочие потери тепла q_6 .

Потери тепла с водой, используемой на охлаждение панелей, балок и т. п. устройств котла, не включённых в циркуляцию котла, принимаются равными $1-3\%$.

Потеря с физическим теплом шлака $q_6^{шл}$ учитывается при слоевом и камерном сжигании многозольных топлив (при $A^p \geq 0,01 Q_H^p$) и при камерном сжигании с удалением шлака в жидком виде при любой зольности топлива.

Значение $q_6^{шл}$ для слоевого и камерного сжигания определяется по формуле

$$q_6^{шл} = \frac{a_{шл} A^p (Ct)_{шл}}{(100 - C_{шл}) Q_H^p} \% , \quad (24)$$

где $a_{шл}$ и $C_{шл}$ — соответственно содержание золы в % от общего количества золы в топливе A^p и углерода в шлаке, удаляемых из топки.

Величины $a_{шл}$ и $C_{шл}$ принимаются по данным лабораторного анализа.

При сжигании сланцев вместо A^p подставляется величина

$$A^p + (1 - X_{CO_2}) CO_2^x ,$$

где X_{CO_2} — степень разложения карбонатов;
 CO_2 — содержание в топливе карбонатной углекислоты.

Величина $q_6^{шл}$ для жидкого шлакоудаления:

$$q_6^{шл} = 0,3 [(Ct)_A + 60] \frac{A^p}{Q_N^p} \%, \quad (25)$$

где $(Ct)_A$ — теплосодержание золы в ккал/кг.

Температура выхода шлака из топki принимается на 100°C выше температуры плавления золы;

60 — скрытая теплота плавления шлака в ккал/кг.

При сжигании сланцев учитывается потеря от разложения карбонатов, которая определяется по формуле

$$q_6^p = \frac{970 X_{CO_2} CO_2^k}{Q_N^p} \%, \quad (26)$$

где X_{CO_2} — степень разложения карбонатов, принимаемая равной 0,7 при слоевом сжигании и 1,0 — при камерном;

CO_2^k — содержание в топливе карбонатной углекислоты по весу, определяемое по элементарному анализу топлива, в %.

ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА

Паровые котлы

Основные параметры и паропроизводительность стационарных паровых котлов по ГОСТ 3619—47 приведены в табл. 1.

Характеристики некоторых серийных энергетических котлов малой и средней паропроизводительности, выпускаемых заводами Главкотлотурбопрома, приведены в табл. 2. На фиг. 2 показан котёл ТС-12-39, на фиг. 3 и 3а — котёл СУ-9-39; на фиг. 4 — котёл ТП-20-39, на фиг. 5 — котёл ТП-35-У (унифицированный).

Характеристики промышленных котлов малой производительности приведены в табл. 3. На фиг. 6 показан котёл ДКВ-2-8, на фиг. 7 показан котёл ВВД-6,5-13.

Характеристики некоторых паровозных котлов приведены в табл. 4. На фиг. 8 показан паровозный котёл серии Эм.

Основные сведения по экранированным паровозным котлам по данным ЦНИИ МПС приведены в табл. 5.

Пароперегреватели

Пароперегреватели подразделяются:

а) по способу тепловосприятия — на конвективные, радиационные и комбинированные;

б) по способу расположения труб — на пароперегреватели с горизонтальными и вертикальными трубами;

в) по направлению движения газов и пара — на параллельноточные, противоточные и смешанные. Схемы пароперегревателей показаны на фиг. 9.

Таблица 1

Основные параметры и паропроизводительность стационарных паровых котлов

Рабочее давление на выходе из котла, в кг/см ²	Температура перегретого пара в °C	Допускаемые отклонения температуры перегретого пара в °C	Температура питательной воды в °C	Номинальная (максимально-длительная) паропроизводительность котла в т/час
8	Насыщенный	—	20	0,2; 0,4; 0,7; 1,2
13	Насыщенный или перегретый до 250, 300 и 350 (350 и 375) (420)	±15	50	(2,5); 4; 6; 5; 10
(16) (31,5)		±15 ±10	100 150; 140	12; 20 50; 75; 150; 200
39	450	±10	150	12; 20; 35; 50; 75; 110
100	510	±10	215	75; 120; 170; 230

Примечания. 1. Котлы, параметры или паропроизводительность которых взята в скобки, допускается применять для вновь проектируемых установок только при невозможности использования котлов основных параметров.
 2. Для котлов на рабочее давление 39 кг/см² паропроизводительностью 12 и 20 т/час допускается снижение температуры питательной воды до 106 °C.

Пароперегреватели со смешанным током газа и пара наиболее распространены. Кроме того, пароперегреватели подразделяются по способу подвода пара к выходному коллектору и способу отвода пара из выходного коллектора.

На фиг. 10 показаны способы подвода и отвода пара в пароперегревателях.

Схема Z даёт наибольшую неравномерность распределения пара по отдельным змеевикам. При значительной ширине котла пароперегреватели делаются двух- и трёхходовыми по пару.

Пароперегреватели располагаются в области температур газов 700—1000°C и выше. Температура стенки трубы приближённо подсчитывается по формуле

$$t_{cm} = t_{ne} + \frac{Q}{H_{ne}} \left(\frac{\delta_1}{\lambda_1} + \frac{\delta_2}{\lambda_2} + \frac{1}{\alpha_2} \right) ^\circ C, \quad (27)$$

где t_{ne} — температура перегретого пара в °C;

$\frac{Q}{H_{ne}}$ — тепловое напряжение поверхности нагрева пароперегревателя в ккал/м²час;

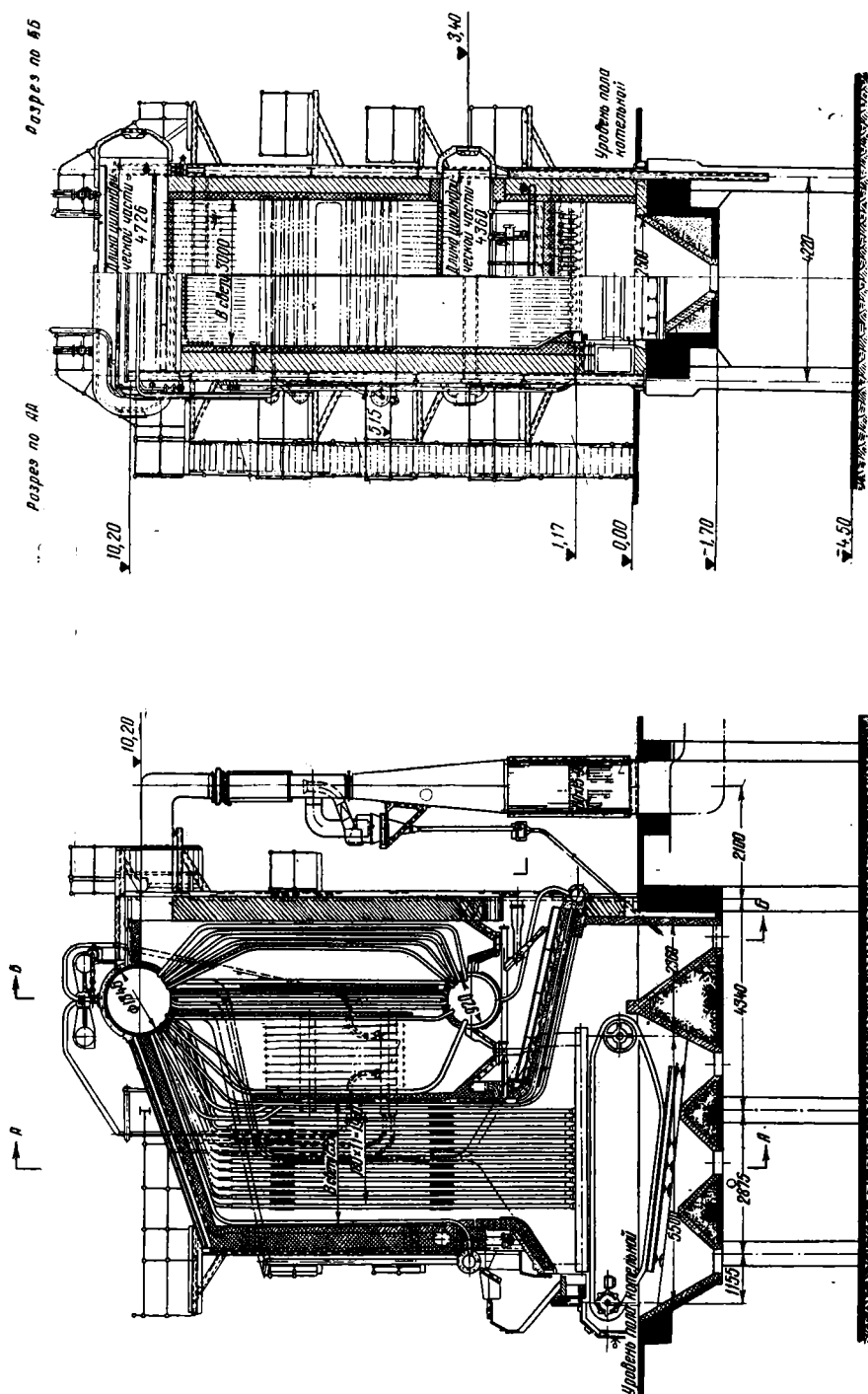
δ_1 — толщина стенки трубы в м;

δ_2 — толщина накипи в м;

λ_1 — коэффициент теплопроводности стали ккал/м час°C;

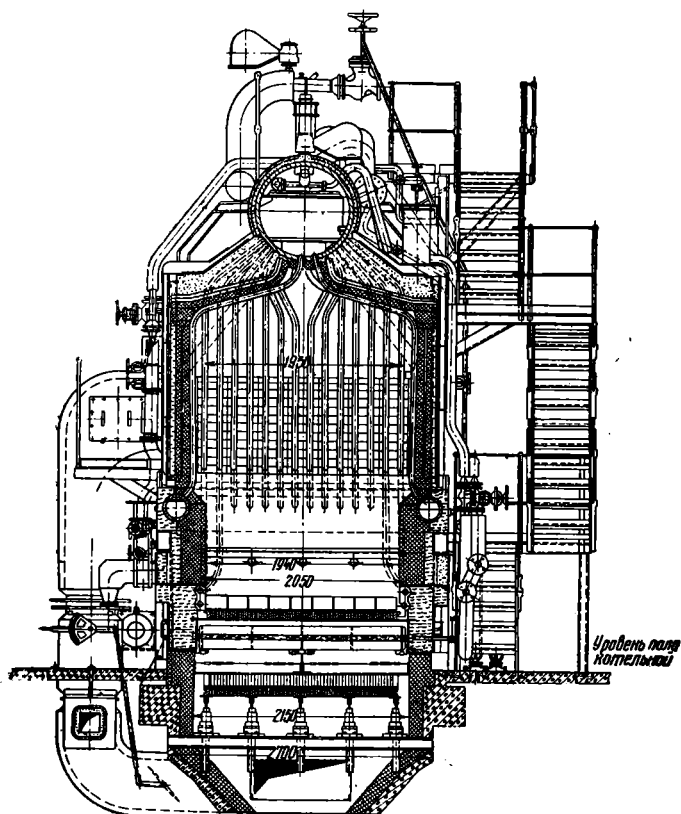
λ_2 — коэффициент теплопроводности накипи к ккал/м час°C;

α_2 — коэффициент теплоотдачи от стенки к пару ккал/м²час°C.

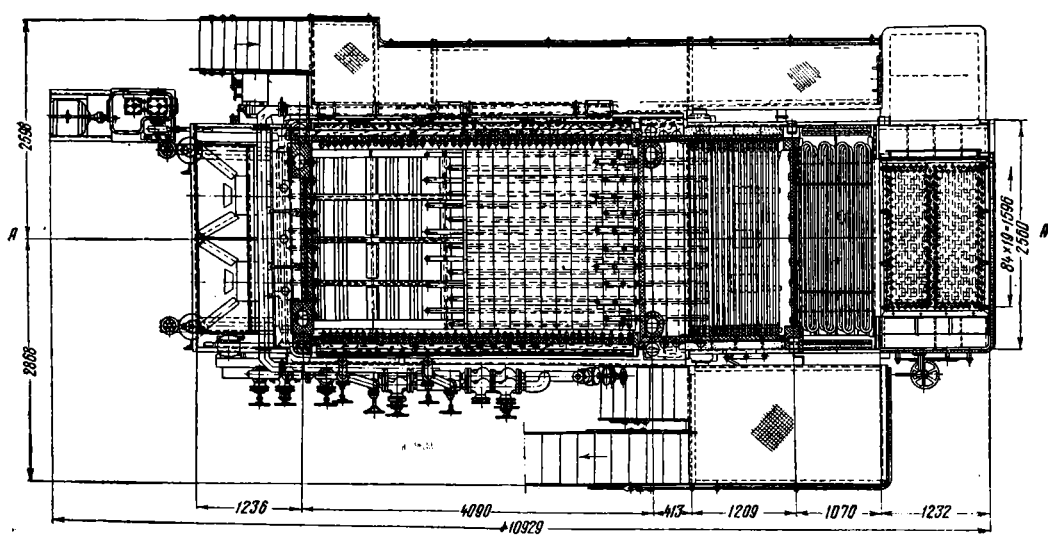


Фиг. 2. Котёл ТС-12-39 с цепной механической решёткой

Разрез по ББ



Разрез по ВВ



Фиг. 3а Котёл СУ-9-39 с цепной механической решёткой обратного хода и с двумя пневмозабрасывателями

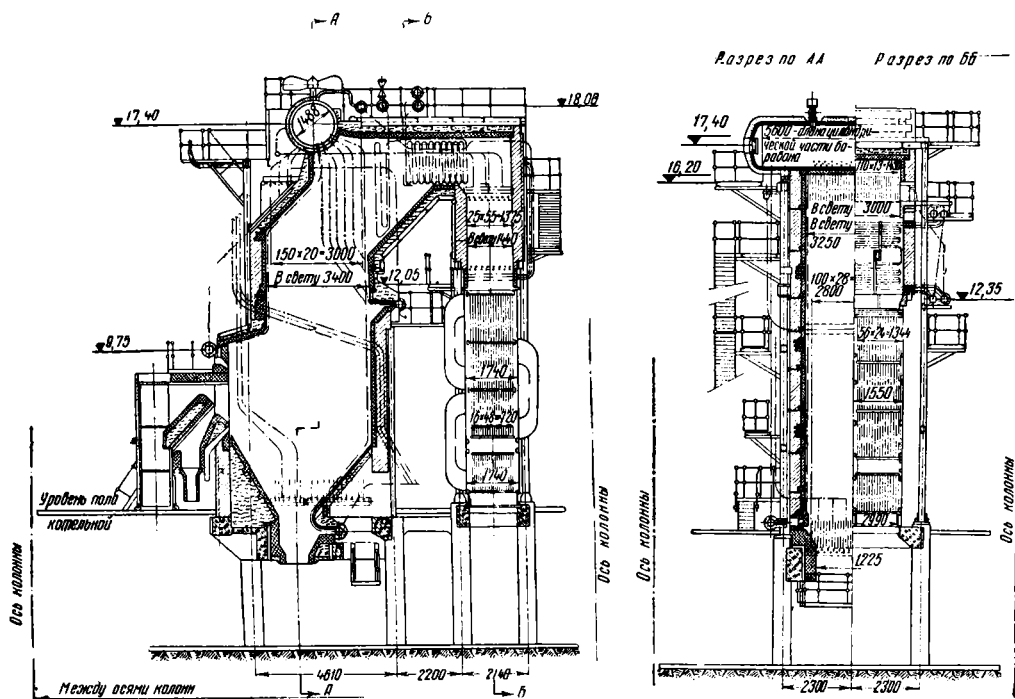
Энергетические котлы малой					
Показатель	Единица измерения	Т и п			
		ТС-20	ТС-30	ТП-20	ТП-30
Конструктивная характеристика	—	Двухбарабанный		Однобарабанный	
Завод-изготовитель	—	ТКЗ	ТКЗ	ТКЗ	ТКЗ
Способ сжигания топлива	—	Слоевой		Пыль	
Паропроизводительность	т/час	20	30	20	30
Давление за пароперегревателем	ата	22	22	22	22
Температура перегрева пара	°С	375	375	375	375
Пароохладитель	—	Отсутствует			
Температура питательной воды	°С	100	100	100	100
Поверхность нагрева					
Радиационная, эффективная	м²	43—51	48—66	87	106
Конвективная:					
фестон	»	—	—	—	—
I котельный пучок	»	139—165	216	165	216
II котельный пучок	»	45	58	45	58
Общая	»	184—210	274	210	274
Пароперегреватель:					
I ступень	»	133—150	151—225	114—150	160—225
II ступень	»	—	—	—	—
Общая	»	133—150	151—225	114—150	160—225
Водяного экономайзера:					
I ступень	»	150—292	230	64	160
II ступень	»	—	—	—	—
Общая	»	150—292	230	64	160
Воздухоподогревателя:					
I ступень	»	520—780	1 035	780	1 035
II ступень	»	—	—	—	—
Общая	»	520—780	1 035	780	1 035
Водяной объем котла	»	12,25	18,0	16,7	19,6
Паровой объем котла	»	3,0	5,5	5,0	5,5
Внешний и внутренний диаметры барабана:					
верхнего	мм	1 200/160	1 450/1 390	1 450/1 394	1 450/1 390
нижнего	»	804/772	804/764	804/772	804/764
Длина барабанов:					
большого	»	5 200	6 100	5 200	6 100
малого	»	5 200	6 100	5 200	6 100
Габариты					
Ширина между осями колонн	м	4,875	5,800	4,875	5,800
Глубина » » »	»	9,030	8,465	9,040	9,196
Высота от пола зольного помещения до верхней точки	»	11,900	12,160	12,780	14,560
Живые сечения газоходов					
Котельные пучки:					
I газоход-фестон	м²	6,2	8,2	6,2	8,2
II газоход	»	3,20	4,1	3,2	4,1
Пароперегреватель:					
I ступень	»	3,0	4,4	2,55	3,3
II ступень	»	—	—	—	—
Водяной экономайзер:					
I ступень	»	2,26	3,26	2,58	3,26
II ступень	»	—	—	—	—
Воздухоподогреватель:					
I ступень	»	1,02	1,86	1,22	1,63
II ступень	»	1,56	2,30	1,56	2,03
Вес металлических элементов котла:					
общий	т	90,0	130,0	90,0	124,0
находящихся под давлением	»	30,0	41,0	30,0	40,0

Таблица 2

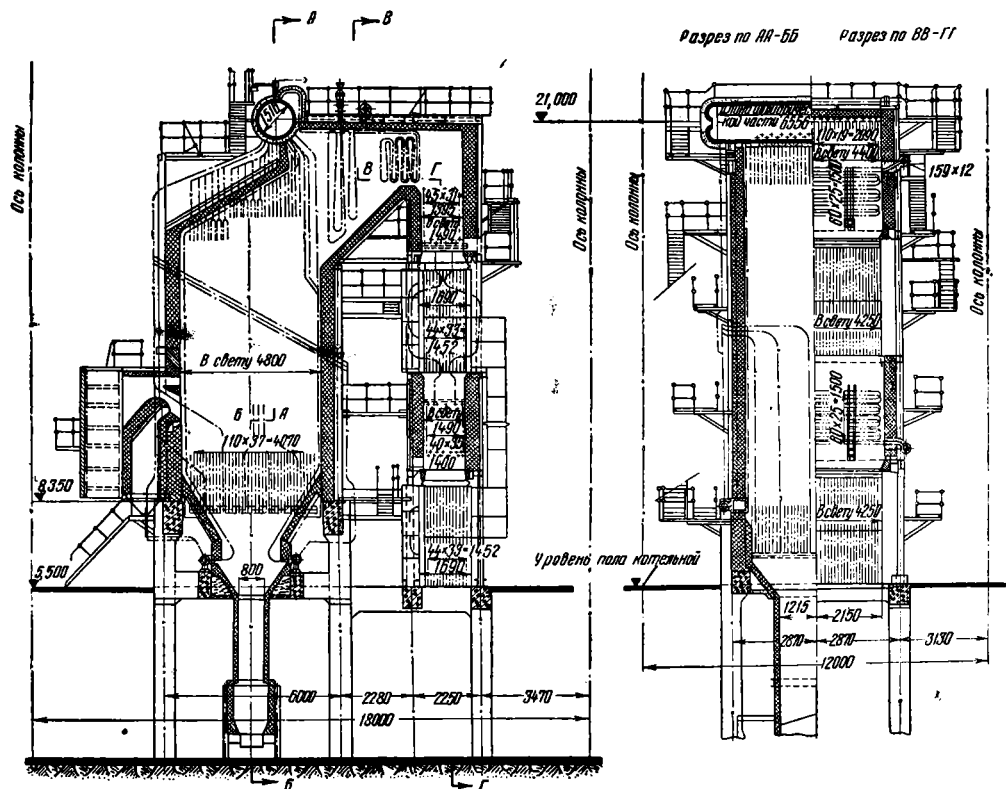
и средней производительности

к о т л а

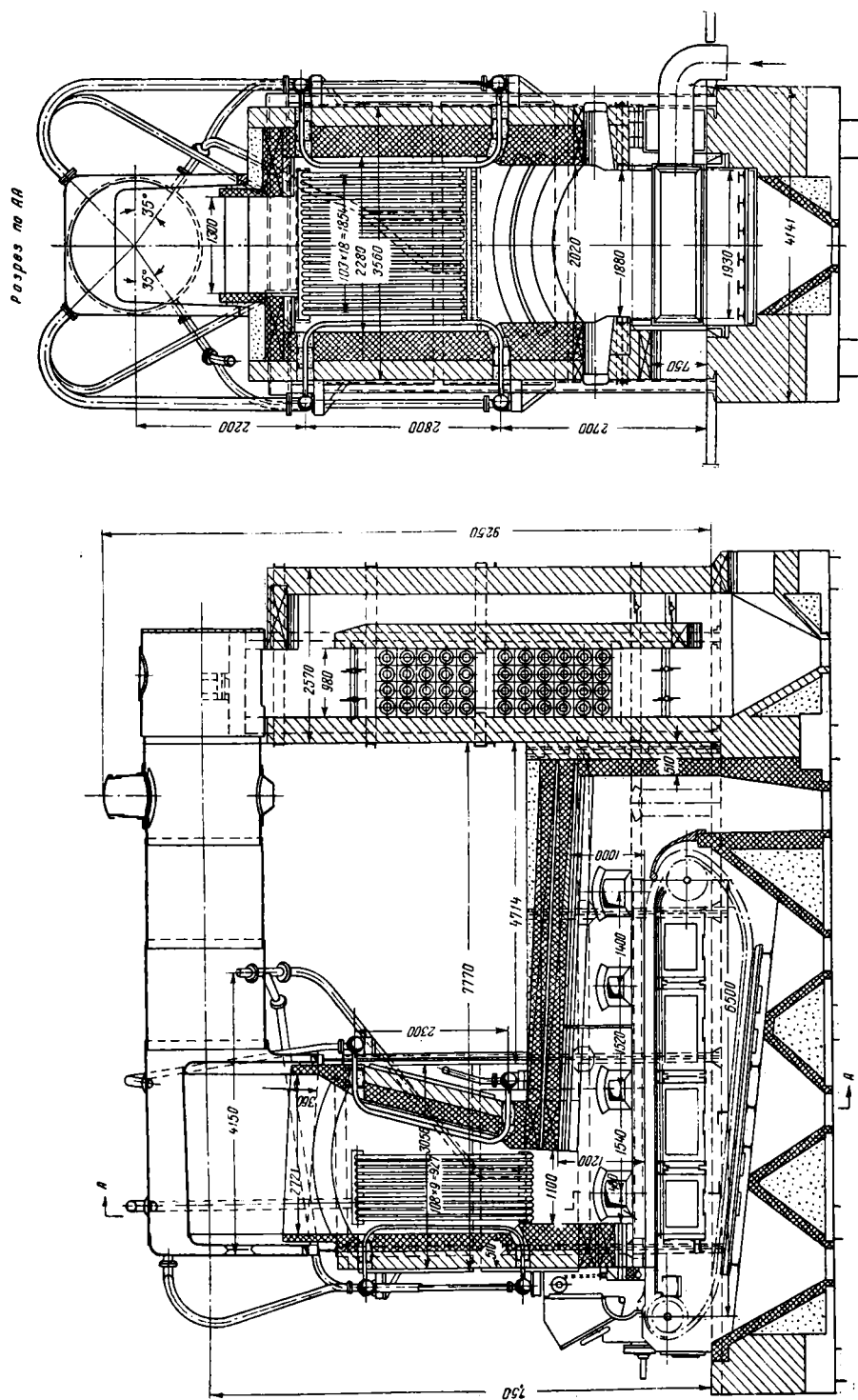
СУ-9-39	ТС-12-39	ТС-20-39	ТС-35-39	ТП-20-39	ТП-35-39	ТП-35-У	ТС-35-У	50-39-Ф	75-39-Ф
Одноба- рабанный Бийский	Двухба- рабанный ТКЗ	Однобарабанный							
		ТКЗ	ТКЗ	ТКЗ	ТКЗ	ТКЗ	ТКЗ	Барнаульский	
		Слоевой			Пыль		Слоевой	Пыль	
10	12	20	35	20	35	35	35	50	75
39	39	39	39	39	39	39	39	39	39
450	450	450	450	450	450	450	450	450	450
П о в е р х н о с т н ы й									
150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
24,4	63—68	66—80	101—129	76	152—187	184	121—133	150—250	300—329
2,46	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
10,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—
37,46	—	—	—	—	—	—	—	—	—
72,0	95—135	60	62	45—70	88—160	105	105	86—161	95—86
—	79	88—105	122—195	102—140	172—200	109	109—140	208—237	360—442
72,0	135—138	148—165	184—257	147—210	260—360	214	214—245	295—398	455—538
152	104	250—390	513	136	158—388	207	420—828	422—440	550
—	—	65	—	91	94—121	184	—	236—248	237—303
152	104	315—455	513	227	252—509	391	420—828	658—688	787—853
—	220—800	326—1 200	1 095—1 620	464	1 200—1 370	1 000	800—1 600	1 435—1 460	1 606—1 670
—	—	—	—	702	660—1 200	1 000	—	1 195—1 205	1 068—1 305
255	220—800	326—1 200	1 095—1 620	1 166	1 860—2 570	2 000	800—1 600	2 630—2 665	2 674—2 975
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
964/900	1 450/1 346	1 600/1 488	1 600/1 488	1 500/1 988	1 600/1 488	1 600/1 516	1 600/1 510	1 380/1 284	1 380/1 276
—	1 000/920	—	—	—	—	—	—	—	—
4 400	4 720	5 640	6 940	5 600	6 900	6 560	6 560	—	8 500
—	4 360	—	—	—	—	—	—	—	—
2560	4,220	4,600	5,740	4,500	5,740	5,740	5,740	5,760	7,550
8840	8,370	11,190	9,780	8,950	10,870	10,530	10,680	10,910	14,230
5°30	12,600	13,430	18,650	18,400	20,550	21,950	18,850	21,800	21,400
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	1,9—2,3	6,5	11,2	5,9—6,1	9,0—9,9	10,5	11,0	10,9—11,8	15,0
—	2,5	3,0	5,9	3,9	5,9—6,0	5,6	5,6—6,5	7,2—7,5	11,7
—	1,2	2,9	4,8	2,9	3,8—5,0	4,0	4,0—4,1	5,6—6,1	7,5
—	—	2,9	—	2,9	4,4—5,0	4,3	—	5,6—6,1	7,5
—	1,0—1,1	1,2—1,5	1,9—3,3	1,7	2,4—3,2	2,5	2,12	3,1	3,05—3,7
—	—	—	—	1,7	2,4—3,2	2,5	—	3,8—3,9	4,07—5,0
—	87,7	115,5	194,4	139,2	191,7	179,5	131,5	—	377,4
—	43,0	53,9	78,3	49,5	80,4	63,9	50,7	—	114,9



Фиг. 4. Котел ТП-20-39 с шахтно-мельничной топкой



Фиг. 5. Котёл ТП-35-У (унифицированный) с шахтно-мельничной топкой



Фиг. 8. Паровозный котёл серии ЭМ с выносной экранированной топкой и цепной механической решёткой

Таблица 4

Паровозные котлы

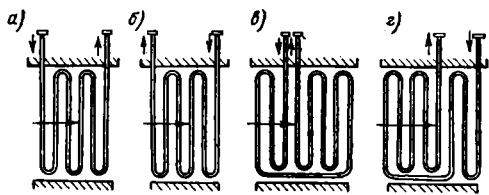
Серия паровозов	Год постройки	Рабочее давление пара в котле в кг/см ²	Площадь нагрева котла	Внутренний диаметр корпуса в мм	Число дымогарных труб	Диаметр дымогарных труб в мм	Число жаровых труб	Диаметр жаровых труб в мм	Толщина стенки цилиндрической части котла в мм	Толщина котельных листов в мм						Прибли-зительный вес в т	
										лобового	боковых	верхнего	ухвата	передней решётки	верхней части огневой решётки		нижней части огневой решётки
Л	1948	14	224	1 870	111	46/51	50	125/133	18,0	13	13	10	20	16	14	14	24
М	1927	13	261,1	1 850	192	45/50	40	127/135	17,5, 17	14	14	14	17,5	24	24	25	25
НВ	1934	12	143,2	1 440	198	45/50	—	—	15	15	15	22	15	24	24	25	16
НУ	1911	13	156,9	1 440	198	46/51	—	—	15	15	15	22	15	24	24	25	16
НП	1911	12	126,9	1 440	102	46/51	21	125/133	13,5	15	15	22	15	24	25	16	13,7
ОВ	1901	12	152,6	1 470	190	46/51	—	—	15	15	15	22	15	23	25	16	13,3
ОП	1926	12	132,5	1 470	116	46/51	18	125/133	16	16	15	22	15	25	25	16	13,3
С	1911	13	207,2	1 600	70	46/51	24	125/133	16	16	15	15	18	23	26	16	19,5
СО	1934	14	229,5	1 990	147	46/51	50	125/133	20	15	15	15	20	16	15	15	—
СУ	1926	13	199,0	1 660	135	45/50	32	125/133	16	14	14	14	18	25	25	15	20,7
ФД	1937	15	295,0	1 875	130	51/58	43	82,5/89	19,0	10	10	10	21,5	16	14	14	29,4
Щ	1910	12	168,9	1 570	160	46/51	24	118/127	16	17	16	16	20	24	28	17	18,4
ЩЧ	1918	14	176,7	1 634	160	46/51	27	125,5/135	17; 17,5	17	16	16	20	24	26	16	19
ЭУ, ЭШ	1913	12	207,1	1 703	188	46/51	25	125/133	16,5	16	16	16	18	24	26	16	20,3
ЭУ	1926	12,14	197,5	1 735	157	45/50	32	125/133	16,5	16	16	16	18	24	26	16	22

Таблица 5

Основные сведения по экранованным паровозным котлам

Наименование	Единица измерения	Типы топок и топливо					
		Цепная решётка АСШ		Паровозный стокер АРШ		Верхний забрасыватель АРШ	
		Цепная решётка АСШ		Паровозный стокер АРШ		Верхний забрасыватель АРШ	
		Эм	Эм	Эм	Эм	Эм	Эм
Серия котла	—	Эм	Эм	Эм	Эм	Эм	Эм
Поверхность нагрева паровозного котла	м ²	179,5	179,5	178,6	178,6	136,0	136,0
То же огневой коробки	»	16,47	16,47	15,0	15,0	8,9	8,9
» экранов радиационная	»	12,36	12,36	9,24	9,24	8,85	8,85
» экранов геометрическая	»	20,97	20,97	13,2	13,2	12,9	12,9
» пароперегревателя	»	60,0	60,0	52,0	52,0	нет	нет
» водяного экономайзера	»	242	242	220	220	148,5	148,5
Площадь зеркала горения	ккал/час	10,5	10,5	8,0	8,0	6,6	6,6
Производительность агрегата	кг/час	10 000	8 000	6 500	6 500	6 000	6 000
Рабочее давление	атм	15,0	15,0	13,0	13,0	6,0	6,0
Тепловое напряжение зеркала горения	ккал/м ² ·час	823	812	717	717	753	753
То же топочного объёма	тыс. м ³ ·час	262	234	144	144	167	167
К. п. д. агрегата, условно приведённый к t _y =200°C	%	74	74	73,6	73,6	72,0	72,0
То же топки	%	85	85	83,8	83,8	82,1	82,1
Степень экранирования топки	%	0,491	0,449	0,321	0,321	0,275	0,275
То же выносной части топки	—	0,296	0,244	0,165	0,165	0,173	0,173

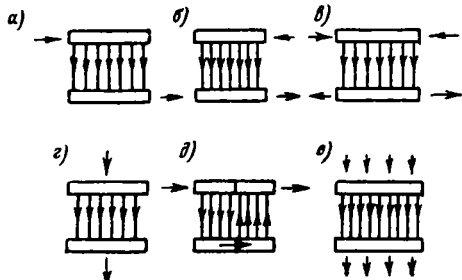
Средняя скорость пара в змеевиках пароперегревателя для среднего давления (32—39 атм) должна находиться в пределах 15—25 м/сек.



Фиг. 9. Схема движения газов и пара в пароперегревателях:

а — параллельный ток; б — противоток; в — двусторонний противоток; г — комбинирование параллельного тока и противотока (смешанный ток)

Потеря давления пара в пароперегревателе при номинальной нагрузке не должна превышать 5—10% от рабочего давления. Пароперегреватели при температуре стенки



Фиг. 10. Схема движения пара в пароперегревателе:

а — «Z»; б — «П»; в — двойная «П»; г — со средним подводом и отводом пара; д — двойная «Z»; е — с распределением, подводом и отводом пара

трубы $t_{cm} < 500^\circ\text{C}$ изготавливаются из стальных углеродистых труб диаметром $38 \times (3,5 - 4,5)$ мм и при $t_{cm} < 600^\circ\text{C}$ из легированных труб диаметром 42×6 мм.

Регулирование температуры перегрева пара

Повышение температуры перегрева пара может вызываться следующими причинами:

а) отклонением режима работы котла от нормального;

б) увеличенной поверхностью нагрева пароперегревателя;

в) изменением топливного режима котла. Повышение температуры перегрева пара в отдельных змеевиках выше допустимого значения при допустимом значении температуры перегрева в общем выходном коллекторе может иметь место из-за:

а) неравномерного обогрева змеевиков (тепловой перекос);

б) неравномерного распределения пара по отдельным параллельным змеевикам вследствие неравенства их гидравлического сопротивления (паровой перекос);

Для поддержания общей температуры перегретого пара в необходимых пределах при-

меняются следующие способы регулирования перегрева:

а) устройство перепуска части газов, помимо пароперегревателя (газовое регулирование);

б) применение горелок, допускающих изменение угла наклона оси к горизонту ($\pm 30^\circ$), благодаря чему достигается изменение степени эффективности работы радиационной поверхности топочной камеры и, как следствие, изменение температуры газов перед пароперегревателем;

в) применение впрыскивающих и поверхностных пароохладителей.

Уменьшение разницы в температурах пара в отдельных змеевиках достигается:

а) режимными мероприятиями;

б) закорачиванием змеевиков с уменьшением длины, а следовательно, и величины сопротивления прохождению пара и поверхности нагрева змеевиков, в которых температура перегрева достигает наибольшей величины;

в) изменением системы подвода пара к пароперегревателю и отвода от него перегретого пара;

г) установкой дроссельных шайб на входе пара в змеевики.

Наиболее распространенным способом регулирования общей температуры перегрева пара является поверхностное охлаждение пара. На фиг. 11 показана схема поверхностного регулятора температуры перегретого пара, установленного внутри барабана котла.

Пар из пароперегревателя поступает через тройник а частично в змеевик б (охладитель), частично в смесительный клапан в. Охладитель омывается снаружи котловой водой, охлаждающей проходящую в нём часть пара до такой температуры, чтобы этот пар, попав в смесительный клапан в, дал с остальной частью пара смесь требуемой температуры.

Регулирование осуществляется поворотом рукоятки смесительного клапана.

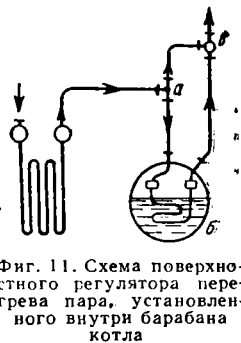
Недостатками данного способа являются:

а) опасность попадания котловой воды в пар в случае неплотностей в охладителе;

б) невозможность защиты трубок пароперегревателя от чрезмерного перегрева пара, так как регулятор устанавливается на стороне перегретого пара. Пароохладители на стороне насыщенного пара устанавливаются также в специальном коллекторе пароперегревателя.

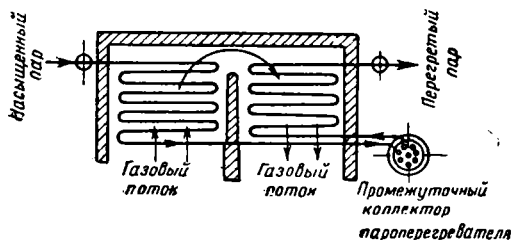
Более целесообразным по соображениям надёжности работы труб пароперегревателя является расположение змеевиков, охлаждающих перегретый пар, в промежуточном коллекторе пароперегревателя.

На фиг. 12 показана схема устройства поверхностного регулятора температуры перегретого пара в промежуточном коллекторе (в рассечку). Регулятор состоит из труба-



Фиг. 11. Схема поверхностного регулятора перегрева пара, установленного внутри барабана котла

тых змеевиков, вставленных в коллектор. Внутри змеевика циркулирует котловая или питательная вода и охлаждает перегретый пар, омывающий снаружи эти змеевики. При этой схеме регулирования обеспечивается защита от чрезмерно высоких температур не



Фиг. 12. Схема устройства поверхностного регулятора температуры перегрева пара, помещённого в «рассечку» между первой и второй ступенями пароперегревателя

только потребителя пара, но и труб пароперегревателя.

При охлаждении питательной водой снижение перегрева пара достигается за счёт конденсации некоторого количества пара и последующего испарения полученной влаги в змеевиках.

Для обеспечения возможности автоматического регулирования температуры перегрева пара при значительных колебаниях нагрузки котла применяют регулирование впрыском конденсата в промежуточный коллектор пароперегревателя (в рассечку).

Водяные экономайзеры

Водяные экономайзеры подразделяются:

а) по материалу, из которого они изготовляются, на чугунные и стальные;

Ребристые чугунные водяные экономайзеры применяются для котлов, работающих под давлением пара до 22 атм.

Стальные гладкотрубные змеевиковые водяные экономайзеры применяются для любых давлений пара.

Кипящие водяные экономайзеры отличаются от некипящих водяных экономайзеров тем, что в первом случае между котлом и водяным экономайзером арматура не устанавливается и кипящий экономайзер составляет одно целое с котлом. В кипящих экономайзерах допускается парообразование в размере 15—20% от номинальной паропроизводительности котла. В некипящих водяных экономайзерах подогрев воды может доводиться до температуры, не менее чем на 40°C меньше температуры насыщения пара в барабане котла. На фиг. 13 показаны схемы включения:

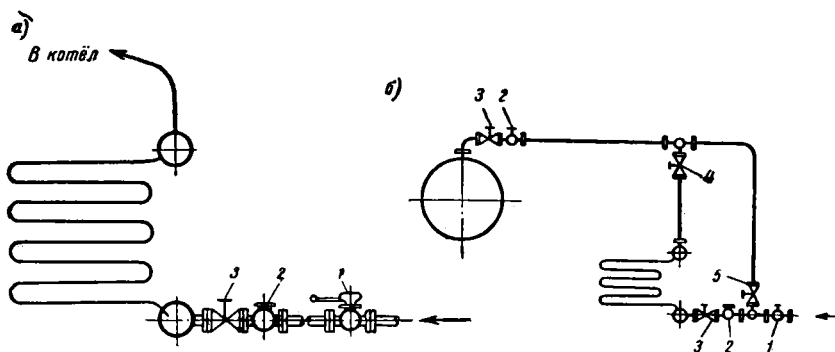
- а) кипящего водяного экономайзера;
- б) некипящего водяного экономайзера.

При установке стальных водяных экономайзеров независимо от конечной температуры подогрева воды, как правило, применяется кипящая схема.

Центральные водяные экономайзеры предназначаются для обслуживания группы котлов.

Движение воды в трубах водяных экономайзеров, как правило, осуществляется снизу вверх. В современных установках водяные экономайзеры не выключаются из газового потока. Для предотвращения вскипания в них воды и перегрева металла во время растопки входной коллектор соединяется с водяным объёмом котла рециркуляционной линией. В результате этого во время растопки обеспечивается естественная циркуляция воды через водяной экономайзер.

Некипящие водяные экономайзеры на время растопки включаются в так называемую пусковую линию.



Фиг. 13. Схема включения водяных экономайзеров:
а — включение водяного экономайзера кипящего типа; б — включение водяного экономайзера некипящего типа; 1 — регулятор питания; 2 — обратный клапан; 3 и 4 — запорные вентили; 5 — запорный вентиль на обводной линии

б) по способу включения в систему котла на кипящие и некипящие;

в) по способу установки на индивидуальные и центральные.

Чугунные водяные экономайзеры подразделяются на ребристые и гладкотрубные.

Удельное охлаждение газов при подогреве 1 кг воды в водяном экономайзере на 1°C составляет около 1,5°C для влажных и около 3,0°C для сухих топлив.

Для предотвращения конденсации содержащихся в газах водяных паров на поверх-

ности нагрева водяных экономайзеров, обуславливающих наружную коррозию металла, температура стенки трубы водяного экономайзера должна быть не менее чем на 10°C выше температуры точки росы дымовых газов:

$$t'_{\text{пнт}} > t_p + 10^{\circ}\text{C}, \quad (28)$$

где $t'_{\text{пнт}}$ — температура воды на входе в змеевики, равная температуре стенки, в $^{\circ}\text{C}$;

t_p — температура точки росы в $^{\circ}\text{C}$.

Температура точки росы есть такая температура, при которой начинается конденсация водяных паров, находящихся в дымовых газах при их соприкосновении с воспринимаемыми тепло поверхностями.

Температуру точки росы определяют по таблицам насыщения водяных паров в газах при их парциальном давлении.

Парциальное давление определяется по формуле

$$P_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{V_{\text{H}_2\text{O}}}{V_n} \text{ атм}, \quad (29)$$

где $V_{\text{H}_2\text{O}}$ — объем водяных паров в газах;
 V_n — полный объем газов в газоходе экономайзера;

При содержании серы в топливе 0,5% на 1000 ккал/кг низшей теплотворности топлива для слоевого процесса и 1% на 1000 ккал/кг для факельного явление коррозии усиливается вследствие активного образования серной кислоты на поверхности металла.

При температуре питательной воды выше 150°C коррозия металла не наблюдается. Во избежание внутренней коррозии стальных труб экономайзера питательная вода должна подвергаться деаэрации.

Чугунные водяные экономайзеры менее чувствительны к внутренней наружной коррозии.

В табл. 6 и 7 приведены характеристики чугунных водяных экономайзеров системы ВТИ.

В табл. 8 приведены основные данные о чугунных водяных экономайзерах ЦККБ.

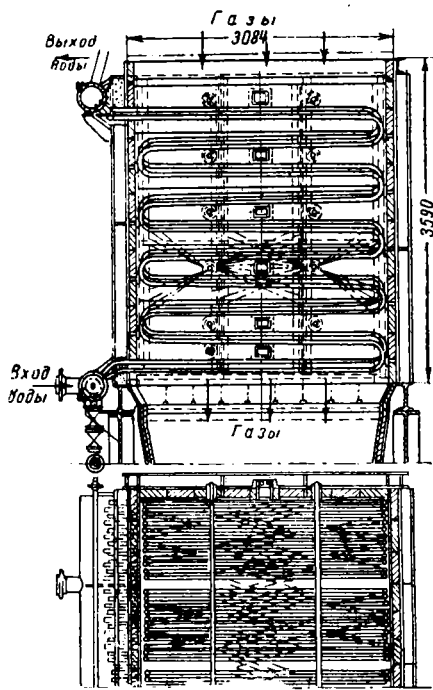
На фиг. 14 показан стальной гладкотрубный экономайзер. Стальные экономайзеры изготавливаются из труб наружным диаметром 38, 32 мм. Радиус изгиба змеевиков $R \approx (1,8-2,0) d_n$. Для змеевиковых водяных экономайзеров, как правило, принимается шахматное расположение труб.

Компоновка экономайзера ВТИ выполняется с учётом очистки обдувочным устройством четырёх рядов труб вверх и вниз, т. е. с шагом между обдувками по 8 рядов труб.

По горизонтали допускается до 10 труб для односекционной обдувки и до 18 труб — для двухсекционной.

Обдувка производится сжатым воздухом и паром (по возможности перегретым) под давлением не ниже 8 атм. На каждый междутрубный промежуток приходится по два сопла, направленных вверх, и по два сопла, направленных вниз.

Скорость входа воды в трубы стальных экономайзеров при номинальной нагрузке должна составлять 0,4—0,8 м/сек. Для чугунных водяных экономайзеров эта скорость



Фиг. 14. Стальной гладкотрубный водяной экономайзер

не нормируется. Скорость газов в стальных водяных экономайзерах должна находиться в пределах 7—11 м/сек, а в чугунных 6—9 м/сек.

Воздухоподогреватели

Воздухоподогреватели служат для подогрева воздуха, в результате чего достигается более глубокое использование тепла отходящих газов, интенсификация процессов сжигания топлива и теплообмена в топочной камере.

Применением воздухоподогревателей удаётся повысить коэффициент полезного действия котельной установки примерно на 1% на каждые $15-25^{\circ}\text{C}$ понижения температуры уходящих газов.

Различают следующие типы воздухоподогревателей:

а) рекуперативные, в которых передача тепла от газов воздуху происходит при постоянном потоке тепла через данную поверхность нагрева;

б) регенеративные, в которых поверхность нагрева попеременно обогревается газами и охлаждается воздухом.

Рекуперативные воздушные подогреватели по конструкции делятся на пластинчатые и трубчатые, а по роду материала, из которого они изготавливаются, — на стальные и чугунные.

В качестве регенеративных воздухоподогревателей может рассматриваться вращающийся воздухоподогреватель типа Юнгстрем.

Таблица 6

Компоновка экономайзеров с односекционным обдувочным устройством

Наименование показателей	Число труб в горизонтальном ряду ¹								
	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ширина группы экономайзера в мм	300	450	600	750	900	1 050	1 200	1 350	1 500
Живое сечение прохода газов в м³	0,24	0,35	0,48	0,6	0,72	2,84	0,96	1,08	1,2
Рекомендуемые размеры шиберов в мм	520× ×1 620	520× ×1 620	520× ×1 620	770× ×1 620	770× ×1 620	1 020× ×1 620	1 020× ×1 620	1 020× ×1 620	1 500× ×1 620
Поверхность нагрева в м²									
2 ряда в группе, высота группы 300 мм	11,8	17,7	23,6	29,5	35,4	41,3	47,2	53,1	59,0
3 ряда в группе, высота группы 450 мм	17,7	26,55	35,4	44,25	53,1	61,95	70,8	79,65	88,5
4 ряда в группе, высота группы 600 мм	23,6	35,4	47,2	59,0	70,8	82,6	94,4	106,2	118,0
5 рядов в группе, высота группы 750 мм	29,5	44,25	59,0	73,75	88,5	103,25	118,8	132,75	147,5
6 рядов в группе, высота группы 900 мм	35,4	53,1	70,8	88,5	106,2	123,9	144,6	159,3	177,0
7 рядов в группе, высота группы 1 050 мм	41,3	61,95	82,6	103,25	123,9	144,55	165,2	185,85	206,5
8 рядов в группе, высота группы 1 200 мм	47,2	70,8	94,4	118,0	141,6	165,2	188,8	212,4	236,0

¹ Номер обдувочного устройства соответствует числу труб в горизонтальном ряду.

Таблица 7

Компоновка экономайзера с двухсекционным обдувочным устройством

Показатели	Число труб в горизонтальном ряду					
	8	10	12	14	16	18
Ширина группы экономайзера в мм	1 200	1 500	1 800	2 100	2 400	2 700
Живое сечение прохода газа в м³	0,96	1,2	1,44	1,68	1,92	2,16
Рекомендуемые размеры шиберов в мм	1 020×1 620	1 500×1 620	1 500×1 620	2 000×1 620	2 000×1 620	2 000×1 620
Поверхность нагрева в м²						
2 ряда в группе, высота группы 300 мм	47,2	59,0	70,8	82,6	94,4	106,2
3 ряда в группе, высота группы 450 мм	70,8	88,5	106,2	123,9	141,6	159,3
5 рядов в группе, высота группы 750 мм	118,0	147,5	177,0	206,5	236,0	265,5
6 рядов в группе, высота группы 900 мм	141,6	177,0	212,4	247,8	283,2	318,6
7 рядов в группе, высота группы 1 050 мм	165,2	206,5	247,8	289,1	330,8	371
8 рядов в группе, высота группы 1 200 мм	188,8	236,0	238,2	330,4	377,6	424,8

Таблица 8

Чугунные ребристые водяные экономайзеры ЦККБ

Число горизонтальных рядов	Высота экономайзера в мм	Число труб в горизонтальном ряду	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		Ширина экономайзера в мм	705	950	1 195	1 440	1 685	1 930	2 175	2 420	2 665
		Живое сечение для газов в м³	0,42	0,63	0,84	1,05	1,23	1,47	1,68	1,89	2,01
4	1 185	Поверхность нагрева в м²	44	66	88	110	132	154	176	198	220
5	1 475		55	82,5	110	137,5	165	192,5	220	247,6	275
6	1 765		66	99	126	153	180	207	234	261	288
7	2 055		77	115,5	154	192,5	231	269,5	308	346,5	385
8	2 346		88	132	176	220	264	308	352	396	440
9	2 635		99	148,5	198	247,5	297	346,5	396	445,5	495
10	2 925		110	165	220	275	330	385	440	495	550
11	3 215		121	181,5	242	302,5	363	423,5	484	545,5	—
12	3 505		132	198	264	330	396	462	528	594	—
13	3 795		143	214,5	286	357,5	429	500,5	572	643,5	—
14	4 085		154	231	308	385	462	539	616	693	—

Среднее значение коэффициента теплопередачи для пластинчатого воздухоподогревателя составляет

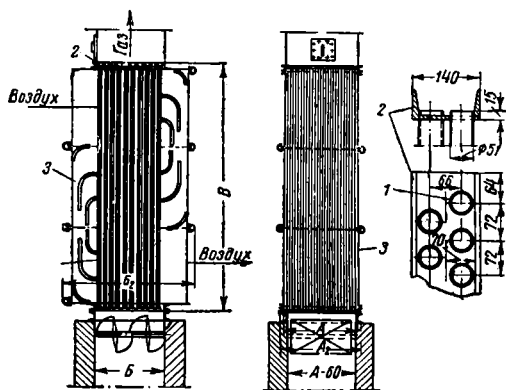
$$K_{\text{вн}} = 9 - 12 \text{ ккал/м}^2\text{час}^\circ\text{C}.$$

Соотношение скорости газа и воздуха

$$\frac{W_1}{W_2} = 1,1 \div 1,3.$$

Средний вес 1 м² поверхности нагрева пластинчатого воздухоподогревателя составляет 25 кг/м². Наибольшее распространение получили трубчатые воздухоподогреватели:

На фиг. 15 показан трубчатый воздухоподогреватель Оргэнерго.



Фиг. 15. Трубчатый воздухоподогреватель
Оргэнерго: 1 — отверстия для трубы; 2 — швеллер;
3 — обшивка

Трубчатые воздухоподогреватели Оргэнерго изготавливаются из труб диаметром 51/46 и 51/48 мм. Характеристика трубчатого воздухоподогревателя Оргэнерго приведена в табл. 9 и 9а. Скорость движения газов внутри труб составляет 12—16 м/сек, а воздуха между трубами 5—9 м/сек. Коэффициент теплопередачи $K_{\text{вп}} = 12\text{--}20 \text{ ккал/м}^2\text{час}^\circ\text{С}$. Вес 1 м² поверхности нагрева около 24 кг.

Принято считать, что охлаждению дымовых газов в воздухоподогревателе на 1°C соответствует нагрев воздуха на $1,25^{\circ}\text{C}$ для сухих и на $1,5^{\circ}\text{C}$ для влажных топлив.

Характеристика нормализованных трубчатых воздухоподогревателей приведена в табл. 10.

Применяются также трубчатые малогабаритные воздухоподогреватели ВТИ. Особенностью этих воздухоподогревателей является применение предельно тесного пучка труб уменьшенного диаметра $d = 40 \times 1,5$ мм, $s_1 = 54$ мм, $s_2 = 42$ мм с двухпоточной компоновкой при подводе воздуха по двум широким сторонам конвективной шахты или четырёхпоточной компоновкой при подводе воздуха по узким сторонам.

На фиг. 16 показана схема двухпоточной компоновки с применением малогабаритных трубчатых воздухоподогревателей.

Во избежание коррозии воздухоподогревателей с газовой стороны необходимо, чтобы минимальная температура стенки в самом холодном месте поверхности нагрева была выше температуры точки росы не менее чем на 10°C .

Таблица 9

Характеристика воздухоподогревателей Оргэнерго

Число труб в секции n	Живое сечение для водуха f_g в м ²	Табаритная ширина A в мм		Число секций N	4		5		6		7		8		9		10		11		12	
		Длина Б мм			575		718		861		1 004		1 147		1 290		1 433		1 576		1 719	
		Габаритная 2 хода	Длина 3 хода		1 790	1 500	1 935	2 075	2 220	2 365	2 505	2 650	2 790	2 935	2 505	2 650	2 790	2 935	2 505	2 650	2 790	2 935
29	0,630	1 240	0,193	70,8	0,241	88,5	0,289	106,1	0,337	123,8	0,385	141,5	0,433	159,2	0,481	176,9	0,530	194,6	0,578	212,3		
41	0,882	0,598	0,441	1 675	0,340	125,0	0,408	150,1	0,476	175,1	0,544	200,1	0,613	225,1	0,681	250,1	0,749	275,1	0,817	300,1		
47	1,008	0,672	0,504	1 880	0,390	143,3	0,488	172,0	0,546	200,7	0,624	229,4	0,702	258,0	0,780	286,7	0,858	315,4	0,936	344,0		
53	1,134	0,756	0,567	2 105	0,440	161,6	0,528	194,0	0,616	226,3	0,704	258,6	0,792	291,0	0,880	323,3	0,968	355,6	1,056	388,0		
63	1,344	0,896	0,672	2 465	0,523	192,1	0,627	230,6	0,732	269,0	0,837	307,4	0,941	345,9	1,046	384,3	1,150	422,7	1,255	461,2		

Таблица 9а

Изменение характеристик и размеров воздухоподогревателя при изменении активной длины труб l

Табличные значения для $l=4\ 000$ мм при данных n и N умножить на					Величина B_s увеличивается против табличных данных для $l=4\ 000$ мм на мм			
l мм	$H_{\text{вп}}; f_{\theta}$	f_2	A_s	B_s	2 хода	3 хода	4 хода	Размер B в мм
4 000	1	1	1	1	0	0	0	4 120
4 500	1,125	1	1	1	145—150	95—100	70—75	4 620
5 000	1,250	1	1	1	290—295	195—200	140—145	5 120
5 500	1,375	1	1	1	435—440	290—295	215—220	5 620
6 000	1,5	1	1	1	585—590	390—395	290—295	6 120

Примечания. 1. Таблицы 9 и 9а составлены для труб диаметром 51/46 мм. В этом случае вес 1 м² поверхности нагрева воздухоподогревателя без наружных патрубков, опорной рамы и изоляции для секций 4—8 составляет 32—28 кг, а для секции 9—12 составляет 27—25 кг.
2. При изготовлении воздухоподогревателей из труб диаметром 51/48 мм необходимо умножить величины: f_2 на 1,085, а $H_{\text{вп}}$ на 1,02.

Таблица 10

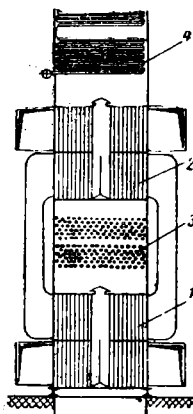
Воздухоподогреватели трубчатые нормализованные

Поверхность нагрева в м ²	Общее количество труб диаметром 51×1,5 мм в шт.	Сечение прохода в м ²		Габарит воздухоподогревателя (высота, длина, ширина) в мм	Полный вес воздухоподогревателя с золой и изоляцией в кг	Вес металлических частей в кг
		газов	воздуха			
3 100	2 282	4,13	4,85	9 010×6 346×3 656	60 000	47 900
2 625	2 282	4,13	4,15	7 660×6 346×3 146	51 000	40 985
1 125	978	1,77	1,80	7 660×2 766×3 146	26 000	18 636
750	652	1,18	1,20	7 660×1 896×3 146	18 500	12 892
375	326	0,59	0,60	7 660×1 006×3 146	11 500	7 484
1 150	1 000	1,80	2,40	7 622×2 300×4 260	25 600	13 510
875	1 426	2,58	1,70	4 210×3 982×3 146	19 500	14 900
800	690	1,24	1,14	7 622×2 300×4 260	21 500	15 400
560	652	1,18	1,20	5 793×1 896×3 146	13 500	9 960
560	978	1,77	1,80	3 926×2 786×2 583	12 600	9 564
375	652	1,18	1,20	3 926×1 896×2 583	9 000	6 770
185	326	0,59	0,6	3 926×1 006×2 583	—	3 800

Минимальная температура стенки воздухоподогревателя может быть определена по формулам:

для трубчатых воздухоподогревателей

$$t_{\text{мет}} = \frac{t_{\text{зг}} \alpha_1 + 1,6 t'_{\theta} \alpha_2}{\alpha_1 + 1,6 \alpha_2} \text{ } ^\circ\text{C}; \quad (30)$$



Фиг. 16. Схема двухпоточной компоновки с применением малогабаритных воздухоподогревателей: 1 — первая ступень воздухоподогревателя; 2 — вторая ступень воздухоподогревателя; 3 — первая ступень водяного экономайзера; 4 — вторая ступень водяного экономайзера

для стальных регенеративных воздухоподогревателей

$$t_{\text{мет}} = \frac{t_{\text{зг}} \alpha_1 + t'_{\theta} \alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2} - 5^\circ\text{C}; \quad (31)$$

для чугунных воздухоподогревателей

$$t_{\text{мет}} = 0,8 t_{\text{зг}} + 0,2 t'_{\theta} \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (32)$$

где $t_{\text{зг}}$ — температура газов за воздухоподогревателем в $^\circ\text{C}$;

t'_{θ} — температура воздуха при входе в воздухоподогреватель в $^\circ\text{C}$.

Значения t'_{θ} должны быть не ниже:

Для торфа, подмосковного угля и других высоковлажных топлив 55°C
 Для Челябинского угля 40°C
 Для каменных углей и АШ 25°C
 Для сернистого мазута 45°C

α_1 и α_2 — средние для всего воздухоподогревателя коэффициенты теплоотдачи от газов к стенке и от стенки к воздуху в $\text{ккал/м}^2\text{час}^\circ\text{C}$.

Для повышения температуры стенки при сжигании сернистых и многозольных топлив применяются:

рециркуляция части горячего воздуха через всасывающий патрубок дутьевого вентилятора;

параллельно-противоточная схема движения воздуха в воздухоподогревателе.

ВНУТРИКОТЛОВЫЕ УСТРОЙСТВА

Сепарационные устройства

Основной причиной появления солей в паре низкого и среднего давления является его влажность, вызванная механическим уносом капелек котловой воды.

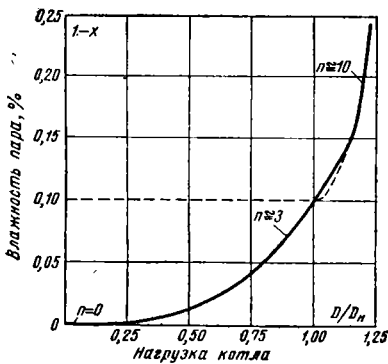
Влажность пара при прочих равных условиях зависит от паропроизводительности котла, высоты парового пространства и величины зеркала испарения. Напряжение зеркала испарения и напряжение парового объема составляют:

$$R = \frac{m^3 \text{ пара/час}}{1 \text{ м}^2 \text{ зеркала испарения}}; \quad (33)$$

$$R = \frac{m^3 \text{ пара/час}}{m^3 \text{ парового объема барабана}}; \quad (34)$$

где R — удельная паровая нагрузка, в первом случае имеет размерность $м/час$ и представляет собой приведенную скорость пара, отнесенную ко всей поверхности зеркала испарения; во втором случае имеет размерность $1/час$, т. е. представляет собой величину, обратную длительности пребывания пара в паровом пространстве.

Изменение влажности пара в зависимости от нагрузки котла показано на фиг. 17. Из-



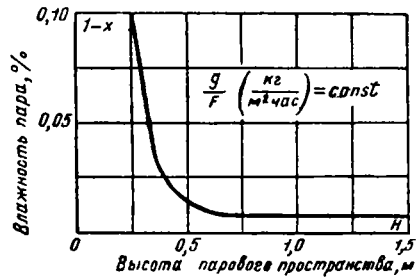
Фиг. 17. Изменение влажности пара в зависимости от нагрузки

менение влажности пара в зависимости от высоты парового пространства показано на фиг. 18.

Из графика фиг. 18 видно, что при малой высоте парового пространства влажность пара уменьшается весьма резко, а при дальнейшем увеличении высоты парового пространства она остается почти неизменной.

Эффективным способом снижения влажности и солевого содержания пара является есте-

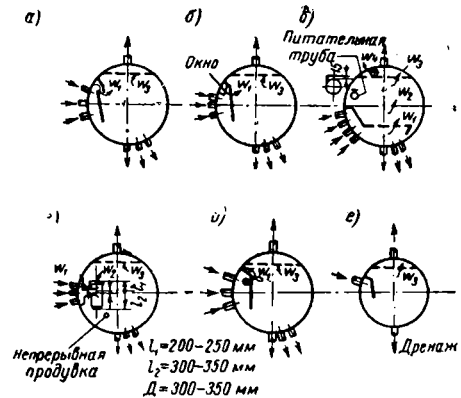
ственная сепарация (отделение) влаги от пара в паровом пространстве барабана, происходящая при равномерном движении пара



Фиг. 18. Изменение влажности пара в зависимости от высоты парового пространства

в барабане котла со скоростями, не превышающими $0,5 \text{ м/сек}$. Назначением внутрибарабанных сепарационных устройств является:

- отделение пара от воды;
- гашение динамических напоров пароводяной смеси при входе ее в барабан;
- предотвращение образования брызг и волн на поверхности уровня воды в барабане;
- достижение максимального сепарационного эффекта паровых объемов барабана в результате равномерного распределения в них пара.



Фиг. 19. Основные схемы внутрибарабанных сепарационных устройств

На фиг. 19 представлены основные схемы сепарационных устройств котлов:

- объемно-распределительная с отбойными щитами состоит из двух закрытых с торцов сплошных щитов, образующих сверху щель для выхода пара, а внизу — открытый гидравлический затвор. Применяется для котлов с солевым содержанием котловой воды $2\,000\text{—}3\,000 \text{ мг/л}$;
- объемно-распределительная с секционными отбойными коробками состоит из сталь-

ных коробок на одну или несколько пароводводящих труб, с выходными окнами на одной или обеих боковых стенках и открытым в нижней части гидравлическим затвором. Применяется для котлов, имеющих содержание котловой воды 2 000—3 000 мг/л; в) объёмно-распределительная с погруженным щитом состоит из погруженного под уровень воды (на 250 мм) дырчатого щита, под который направляются все потоки пароводяной смеси; пар проходит равномерно через зеркало испарения, пронизывая слой воды с наименьшим содержанием, обусловленным подачей питательной воды на зеркало и отводом циркулирующей котловой воды в опускные трубы котла из-под погруженного щита. Допустимое содержание котловой воды 1 000—2 000 мг/л;

г) объёмно-распределительная с циклоном состоит из отдельных циклонов диаметром 250—400 мм с жалюзийными крышками, к которым по касательной к корпусу подводится пароводяная смесь из одной или нескольких пароводводящих или кипяточных труб. Содержание котловой воды для чистых отсеков 3 000 мг/л;

д) состоит из глухого вертикального щита с открытыми торцами, устанавливаемого на всей длине барабана против пароводводящих (кипяточных) труб, и с гидравлическим затвором внизу; при этой схеме потолочный дырчатый щит делается коротким. Схема с продольным обтеканием барабана паром может применяться для котлов паропроизводительностью до 30 т/час, в которых возможны резкое вскипание и подъём уровня воды вследствие падения давления; е) состоит из отбойного и парораспределительного щитов, применяется для улавливания влаги и организации работы парового объёма сухопарников.

Расчётные формулы

Определение числа отверстий в перфорированных, дырчатых, листах производится по формуле

$$n = \frac{Dv}{3600 \frac{\pi d^2}{4} W} \text{ шт.}, \quad (35)$$

где D — часовой расход пара в кг/час;
 v — удельный объём пара в м³/кг;
 d — диаметр отверстий, принимаемый для погруженных щитов 10—12 мм, а для потолочных 12—20 мм;
 W — скорость пара в отверстиях, принимаемая в пределах 6 ÷ 7,5 м/сек.

Питательная труба прокладывается внутри барабана по всей его длине над наивысшим уровнем воды или под ним.

Диаметр трубы выбирается из расчёта скорости воды в ней $W = 1 \div 2$ м/сек и определяется по формуле

$$\frac{\pi d_{mp}^2}{4} = \frac{K D v_e}{3600 W} \text{ м}^2, \quad (36)$$

где d_{mp} — внутренний диаметр трубы в м;

K — коэффициент, учитывающий неравномерность подачи воды в барабан, принимаемый равным 1—2;
 v_e — удельный объём воды в м³/кг.

Число отверстий в питательной трубе подсчитывается из условия, чтобы сумма сечений отверстий была равна $1/2 \div 1/3$ сечения самой трубы. Это число отверстий подсчитывается по формуле

$$n \approx (1/2 \div 1/3) \left(\frac{d_{mp}}{d_{oms}} \right)^2 \text{ шт.}, \quad (37)$$

где d_{oms} — диаметр отверстий в трубе, равный 8—12 мм.

Скорость воды в отверстиях трубы должна находиться в пределах 2,5 ÷ 4,0 м/сек.

Продувка котла

Для определения величины потребной продувки принимают, что с продувочной водой должно непрерывно удаляться из котла количество загрязнений, равное тому, которое поступает в котёл с питательной водой. Уравнение баланса солей в паровом котле в условиях непрерывной продувки может быть представлено в следующем виде:

$$(D_k + D_{np}) a_{ns} = D_{np} A_{кс} + D_{кан},$$

откуда (если пренебречь уносом с насыщенным паром)

$$D_{np} = \frac{D_k a_{ns}}{A_{кс} - a_{ns}} \text{ т/час.} \quad (38)$$

или в процентах от количества испаряемой воды в котле

$$p = \frac{a_{ns}}{A_{кс} - a_{ns}} 100\%, \quad (39)$$

где D_k — количество испаряемой воды в котле в т/час;

D_{np} — количество продуваемой котловой воды в т/час;

$A_{кс}$ — сухой остаток мг/л или щёлочность в мгэкв/л продувочной воды, ограничиваемые нормами, установленными для данного котла;

a_{ns} — то же для питательной воды;

a_n — сухой остаток в мг/л или щёлочность в мгэкв/л в уносе с насыщенным паром.

В случае наличия безвозвратных потерь конденсата и добавки химически очищенной воды величина продувки определяется по формуле

$$p = \frac{d A_{xo}}{A_{кс} - A_{xo}} \%, \quad (40)$$

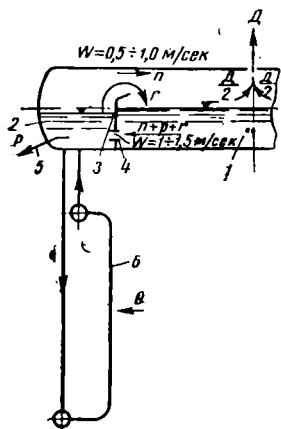
где d — безвозвратная потеря конденсата, добавок химически очищенной воды в %;

A_{xo} — содержание добавляемой химически очищенной воды в мг/л, или щёлочность в мгэкв/л.

Ступенчатое испарение

Основная идея ступенчатого испарения заключается в разделении барабана и испарительной поверхности нагрева котла на две

или большее число независимых секций, как показано на фиг. 20. В первую наибольшую по размерам секцию подаётся вся питательная вода, во вторую секцию вода поступает из первой и является продувкой первой и т. д.



Фиг. 20. Схема двухступенчатого испарения: 1 — чистый отсек; 2 — солёный отсек; 3 — перегородка; 4 — отверстие для питания солёного отсека; 5 — непрерывная продувка; б — экран

Таким образом, в первой секции устанавливается относительно невысокое солесодержание котловой воды вследствие того, что величина продувки этой секции получается очень большой и равной паропроизводительности второй секции плюс продувка из неё (при двухступенчатом испарении).

Таким образом, $A_{ксII} > A_{ксI}$ и $A_{ксII} > A_{xo} > A_{ксI}$.

Солесодержание котловой воды поддерживается в чистом отсеке $A_{ксI} = 1000 \div 3000$ мг/л, во втором $A_{ксII} = 4000 \div 10000$ мг/л и выше.

Соотношение между концентрациями в чистом и солёном отсеках при двухступенчатом испарении определяется формулой

$$A_{ксII} = A_{ксI} \frac{n + p + \chi}{p + \chi} \text{ мг/л,} \quad (41)$$

где χ — переброс воды и пены из солёного отсека в чистый в процентах от паропроизводительности котла;

$\chi = 10 - 20\%$ для котлов малой мощности и низкого давления;

$\chi = 20 - 30\%$ для котлов большой производительности среднего давления;

n — паропроизводительность боковых экранов, включённых во вторую ступень, равная $10 - 30\%$ от паропроизводительности котла.

p — продувка из солёного отсека;

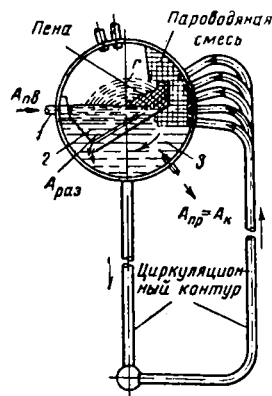
$$p = \frac{dA_{xo}}{A_{ксII} - A_{xo}} \%. \quad (42)$$

Разрыв пены

Назначением разрыва пены в барабане котла является понижение солесодержания насыщенного пара. Это достигается тем, что

при соприкосновении пены, имеющей высокое солесодержание, с водой с меньшим солесодержанием (питательная вода, смесь её с котловой водой) пена разрушается.

На фиг. 21 показана схема разрыва пены питательной водой.



Фиг. 21. Схема сепарационного устройства с использованием питательной воды для разрыва пены: 1 — подводя питательной воды; 2 — корыто разрывочной зоны; 3 — зона концентрации (котловой) воды

Отношение солесодержания циркулирующей котловой (продувочной) воды A_k к солесодержанию воды в разрывочной зоне A по аналогии со ступенчатым испарением характеризуется солевой кратностью. Для промышленных установок эта кратность составляет:

$$\frac{A_{кс}}{A_{раз}} = \frac{A_{ксII}}{A_{ксI}} = 3 - 4,$$

$$A_{раз} = A_{кс} \frac{p + \chi}{100 + p + \chi} \text{ мг/л,} \quad (43)$$

где $A_{раз}$ — солесодержание воды в разрывочной зоне в мг/л;

$A_{кс}$ — солесодержание циркулирующей (продувочной) воды в мг/л;

p — процент продувки, определяемый по формуле (42), в которой $A_{ксII} = A_{кс} \%$;

χ — процент переброса котловой воды и пены из концентрированной зоны в разрывочную, значение — по формуле (41).

ТЕПЛОВОЙ РАСЧЁТ КОНВЕКТИВНЫХ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА¹

Общие указания

Тепловые расчёты конвективных поверхностей нагрева разделяются на:

а) конструктивные, выполняемые для определения поверхностей нагрева вновь проектируемого или реконструируемого котельного агрегата;

б) проверочные, выполняемые применительно к существующим поверхностям нагрева для определения конечных и промежуточных

¹ Изложен по нормам теплового расчета котельных агрегатов ЦКТИ 1945 г. Выпускаются совместно объединенные нормы ВТИ и ЦКТИ.

параметров газов и рабочего тела (пара, воды, воздуха).

В первом случае расчёт ведётся последовательно от топki к хвостовым поверхностям нагрева.

Во втором случае основной исходной величиной для расчёта является температура продуктов сгорания за котлом.

Расчётные формулы и номограммы

Поверхность нагрева отдельных элементов котельного агрегата определяется по формуле

$$H = \frac{BQ}{K\Delta t} \text{ м}^2. \quad (44)$$

Количество тепла, переданного рассчитываемому элементу поверхности нагрева на 1 кг топлива,

$$Q = \frac{HK\Delta t}{B} \text{ ккал/кг}, \quad (45)$$

где B — часовой расход топлива в кг/час;

Q — количество тепла, переданного данному элементу поверхности нагрева на 1 кг топлива, в ккал/кг;

K — коэффициент теплопередачи от газов к нагреваемому рабочему телу в ккал/м²час °С;

Δt — средняя логарифмическая разность температур в °С.

По балансу тепла на газовой стороне для каждого элемента (котельные пучки, пароперегреватель, водяной экономайзер, воздухоподогреватель)

$$Q = \Sigma Vct_1 - \Sigma Vct_2 + \Delta\alpha L_0(ct)_{x_8} - \frac{q_5}{100} Q_n^p \text{ ккал/кг}, \quad (46)$$

где ΣVct_1 — теплосодержание газов в начале рассматриваемой поверхности нагрева в ккал/кг;

ΣVct_2 — теплосодержание газов в конце рассматриваемой поверхности нагрева в ккал/кг;

$\Delta\alpha L_0(ct)_{x_8}$ — количество тепла, вносимого присасываемым воздухом, при температуре холодного воздуха t_{x_8} и величине присоса в данном газоходе ΔL в ккал/кг;

q_5^i — потеря тепла в окружающую среду данным элементом в ккал/кг.

Для пароперегревателя

$$Q = \frac{D(i_{ne} - i_2)}{B} \text{ ккал/кг}, \quad (47)$$

где D — часовое количество пара, проходящего через пароперегреватель (в большинстве случаев соответствует паропроизводительности котла) в кг/час;

i_{ne} — теплосодержание перегретого пара на выходе из пароперегревателя, определяемое на основе температуры и давления по таблице пара или i -диаграмме в ккал/кг;

i_2 — теплосодержание сухого насыщенного пара i'' или i'_x влажного пара в ккал/кг;

$$i_x = i'' - r(1 - x) = i'' + rx \text{ ккал/кг}, \quad (48)$$

где r — скрытая теплота парообразования в ккал/кг;

x — степень сухости пара в весовых долях;

$1 - x = \frac{W_n}{100}$ — степень влажности в весовых долях.

Для котлов давлением до 40 ат максимальная естественная влажность пара W_n не должна превышать 0,5%.

При наличии поверхностного пароохладителя формула (47) принимает вид:

$$Q = \frac{D(i_{ne} - i_2 + \Delta i_{no})}{B} \text{ ккал/кг}, \quad (49)$$

где $\Delta i_{no} = C_{ne}\Delta t_{ne}$ — количество тепла, снимаемое в пароохладителе, в ккал/кг;

C_{ne} — теплоёмкость перегретого пара в ккал/кг °С;

Δt_{ne} — условное снижение температуры перегретого пара при охлаждении питательной водой ($\Delta t_{ne} = 30 \div 40^\circ\text{C}$) при расположении пароохладителя на насыщенной стороне и до 40—50°С при расположении его в рассечке (и абсолютное — при охлаждении котловой водой) ($\Delta t_{ne} = 100^\circ\text{C}$ при расположении пароохладителя в рассечке и включении его в контур циркуляции котла) в °С.

Для водяного экономайзера

$$Q = \frac{(1 + p)D}{B} (i''_{n8} - i'_{n8}) \text{ ккал/кг}, \quad (50)$$

где p — величина продувки котла в долях паропроизводительности;

i''_{n8} и i'_{n8} — теплосодержание воды до и после водяного экономайзера в ккал/кг.

Для воздухоподогревателя

$$Q = \alpha_{a28} L_0 [(ct)_{28} - (ct)_{x8}] \text{ ккал/кг}, \quad (51)$$

где $\alpha_{a28} L_0$ — расход горячего воздуха на 1 кг топлива в нм³/кг;

$(ct)_{28}$ и $(ct)_{x8}$ — теплосодержание 1 нм³ горячего и холодного воздуха в ккал/нм³;

α_{a28} — условный коэффициент избытка воздуха на выходе из воздухоподогревателя по формуле

$$\alpha_{a28} = \alpha_m - \Delta\alpha_m - \Delta\alpha_{nn}, \quad (52)$$

где α_m — коэффициент избытка воздуха на выходе из топki;

$\Delta\alpha_m$ — присос воздуха в топке (принимается обычно равным 0,1);

$\Delta\alpha_{nn}$ — присос воздуха в системе пылеприготовления.

Для слоевых и шахтно-мельничных топок $\Delta\alpha_{nn} = 0$.

В случае, если рассчитываемая поверхность нагрева омывается неполным количеством продуктов горения (параллельное вклю-

чение нескольких элементов, газовое регулирование перегрева, обходные борта при наличии неплотных шиберов и др.), уравнение (46) будет иметь вид

$$Q = (\Sigma Vct_1 - \Sigma Vct_2) \varphi + \alpha L_0 (ct)_{\text{хв}} - \frac{q_5}{100} Q_p^p \text{ ккал/кг,}$$

где φ — доля газов, проходящих через рассматриваемую поверхность нагрева. Для обходных бортов при наличии плотных одинарных отключающих шиберов значение φ принимается равным 0,9.

В этом случае расчёт газохода завершается определением теплосодержания и температуры газов за поверхностью нагрева после смешения основного газового потока с частью, прошедшей, помимо рассчитываемой поверхности нагрева. Соответствующее уравнение смешения:

$$\Sigma Vct_{\text{см}} = \Sigma Vct_1 (1 - \varphi) + \Sigma Vct_2 \varphi \text{ ккал/кг.}$$

Температурный напор

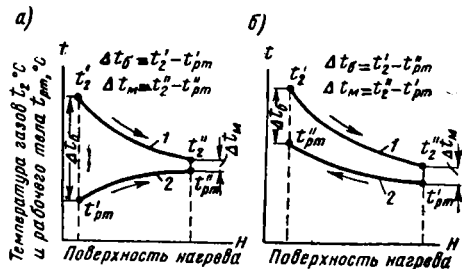
Температурным напором называется средняя по всей поверхности нагрева разность температур обеих теплообменивающихся сред.

Если температуры обеих сред изменяются вдоль поверхности нагрева, причём обе среды движутся на всём пути параллельно навстречу друг другу, схема включения называется «противотоком». Если обе среды движутся в одинаковом направлении, схема включения называется «прямотоком». Температурный напор для обеих указанных схем определяется по формуле

$$\Delta t = \frac{\Delta t_6 - \Delta t_m}{2,3 \lg \frac{\Delta t_6}{\Delta t_m}} \text{ } ^\circ\text{C,} \quad (53)$$

где Δt_6 — разность температур обеих сред в том конце поверхности нагрева, где она больше, чем Δt_m — разность температур на другом конце поверхности нагрева в $^\circ\text{C}$.

Графическая иллюстрация методики определения температурной разности показана на фиг. 22.

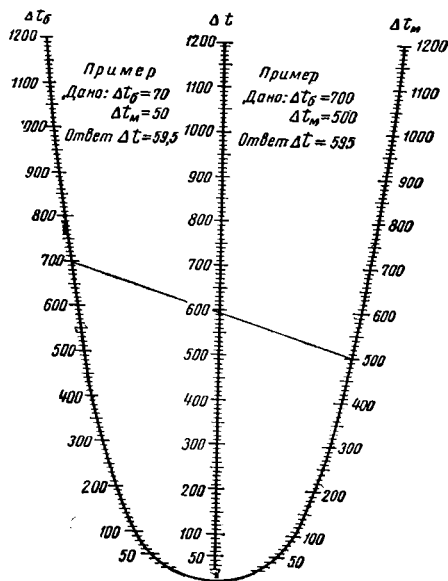


Фиг. 22. Графическая иллюстрация методики определения температурной разности

Значение логарифмической разности температур (Δt) может быть определено также по номограмме фиг. 23.

В случаях когда отношение $\frac{\Delta t_6}{\Delta t_m} < 1,5$, температурный напор может быть определён как среднеарифметический по формуле

$$\Delta t = \frac{\Delta t_6 - \Delta t_m}{2} \text{ } ^\circ\text{C.} \quad (54)$$



Фиг. 23. Номограмма для определения средней разности температур

Если поверхность нагрева состоит из противоточных и прямоточных элементов и при этом $\Delta t_{\text{прям}} \geq 0,95 \Delta t_{\text{прот}}$, то Δt для любой схемы подсчитывается по формуле

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\text{прям}} + \Delta t_{\text{прот}}}{2} \text{ } ^\circ\text{C,} \quad (55)$$

где $\Delta t_{\text{прям}}$ — температурный напор, полученный в результате расчёта по начальной и конечной температурам теплообменивающихся сред в предположении, что вся поверхность является прямоточной;

$\Delta t_{\text{прот}}$ — то же в предположении, что вся поверхность является противоточной.

При $\Delta t_{\text{прям}} < 0,95 \Delta t_{\text{прот}}$ средняя разность температур определяется по формуле

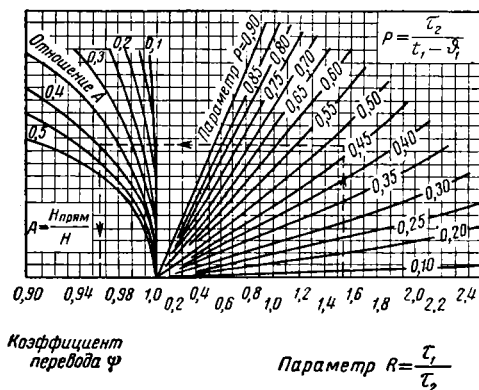
$$\Delta t = \psi \Delta t_{\text{прот}} \text{ } ^\circ\text{C,} \quad (56)$$

где $\Delta t_{\text{прот}}$ — температурный напор для противотока, определяемый по формулам (53) или (54) в $^\circ\text{C}$;

ψ — коэффициент, служащий для перевода температурного напора для противотока в температурный напор для смешанного тока.

При последовательно смешанном токе в пароперегревателях и водяных экономайзерах [схема, состоящая из двух частей, включённых последовательно по обеим средам с прямоточным и противоточным движением этих сред (схемы фиг. 24)], коэффициент пере-

где α_1 — коэффициент теплоотдачи от греющей среды к стенке в $\text{ккал/м}^2 \text{час}^\circ\text{C}$;
 α_2 — коэффициент теплоотдачи от стенки к нагреваемой среде в $\text{ккал/м}^2 \text{час}^\circ\text{C}$;



Фиг. 24. Коэффициент перевода для последовательно-смешанного тока: I — пароперегреватели; II и III — водяные экономайзеры

вода ψ определяется по номограмме (фиг. 24) в зависимости от безразмерных параметров A , P и R , определяемых по формулам:

$$A = \frac{H_{\text{прям}}}{H}; \quad (57)$$

$$P = \frac{\tau_2}{t_1 - \vartheta_1}; \quad (58)$$

$$R = \frac{\tau_1}{\tau_2}; \quad (59)$$

для схем I и II:

$$\tau_1 = t_1 - t_2^\circ\text{C},$$

а

$$\tau_2 = \vartheta_2 - \vartheta_1^\circ\text{C};$$

для схемы III:

$$-\tau_1 = \vartheta_2 - \vartheta_1^\circ\text{C},$$

а

$$\tau_2 = t_1 - t_2^\circ\text{C},$$

где t_1 и t_2 — начальная и конечная температуры газа в $^\circ\text{C}$;

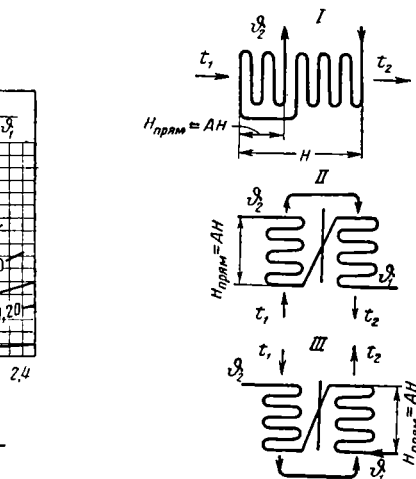
ϑ_1 и ϑ_2 — начальная и конечная температуры рабочего тела (пар, вода) в $^\circ\text{C}$;

τ_1 и τ_2 — полный перепад температур греющей и обогреваемой среды.

Коэффициент теплопередачи

Коэффициент теплопередачи для многослойной стенки выражается в общем случае формулой

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_1}{\lambda_1} + \frac{\delta}{\lambda} + \frac{\delta_2}{\lambda_2} + \frac{1}{\alpha_2}} \text{ ккал/м}^2 \text{час}^\circ\text{C}. \quad (60)$$



δ_1 и δ_2 — соответственно толщины: слоя, золы и сажи на наружной стенке трубы, стенки самой трубы и слоя накипи на внутренней стенке трубы в м;

λ_1 и λ_2 — соответственно коэффициенты теплопроводности золы и сажи, стенки трубы и накипи в $\text{ккал/м}^2 \text{час}^\circ\text{C}$.

Для расчёта котельных агрегатов наибольшее значение имеет коэффициент α_1 .

Величина α_2 учитывается только в расчётах воздухоподогревателей и пароперегревателей. В расчётах водяных экономайзеров и испарительных поверхностях величиной α_2 обычно пренебрегают.

Сопротивление теплопроводности в металле стенки пренебрежительно мало (за исключением расчёта пароохладителей).

Во всех случаях расчётов влияние сопротивления внутреннего и внешнего загрязнения учитывается поправочным множителем к величине общего коэффициента теплопередачи. Расчётный коэффициент теплопередачи во всех случаях подсчитывается по формуле

$$K_p = \xi K \text{ ккал/м}^2 \text{час}^\circ\text{C}, \quad (61)$$

где ξ — поправочный множитель, называемый иначе коэффициентом использования соответствующего газохода, берётся из табл. 11, 12.

Теоретический коэффициент теплопередачи K_m определяется по формулам: для пароперегревателей и воздухоподогревателей

$$K_m = \frac{\alpha_1 \alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2} \text{ ккал/м}^2 \text{час}^\circ\text{C}; \quad (62)$$

Т а б л и ц а 11

Коэффициент использования газоходов
некоторых котлов (по ЦКТИ)

Завод-изготови- тель и тип котла	Коэффициент использования		
	первого котель- ного пучка $\xi_{1к}$	паропе- регрева- теля $\xi_{пе}$	второго котель- ного пучка $\xi_{2к}$
ЛМЗ 2 500 М ^а .	0,55	0,85	0,95
ЛМЗ 1 500 М ^а .	0,55	0,85	0,85
НЗЛ 450 М ^а .	0,50	0,70	0,85
ЛМЗ КО-III .	0,55	0,80	—
ЛМЗ КО-IV .	0,60	0,80	—
ЛМЗ КО-VI .	0,80	0,75	—
НЗЛ Ф-60 и С-60	0,75	0,80	—
ТКЗ ТКП-1 .	0,75	0,80	—
ТКЗ ТКП-3 .	0,80	0,80	—
НЗЛ 60/75 и ТКЗ 120/160 .	0,65	0,80	—
ЛМЗ 160/200 .	1,00	0,80	0,85
ТКЗ СМ .	0,80	0,80	0,85
ТКЗ СП и МП .	0,50	0,80	0,85
БКЗ Шухова .	—	—	—
Берлина . . .	0,85	—	1,00
СУ-9-39	0,7	0,75	0,7

П р и м е ч а н и е. При отсутствии перегородок на первом котельном пучке $\xi_{1к} = 0,90$.

Для антрацитовой пыли $\xi_{пе}$ следует снижать на 0,05, для кускового торфа — увеличивать на 0,05 и для очищенного газа и древесного топлива — увеличивать на 0,15 против указанных в таблице значений.

Для мазута и углей, сжигаемых на решётке, значение ξ следует снижать на 0,10, для антрацитовой пыли — на 0,05.

Т а б л и ц а 12

Коэффициенты использования экономайзеров
и воздухоподогревателей (по ЦКТИ)

Тип поверхности нагрева	Вид топлива				
	Угольная пыль	Угли в слое	Торф в слое	Дрова или газ	Мазут при на- личии обдувки
Экономайзер:					
Чугунный ребри- стый ¹	—	0,75	0,9	1,0	0,7
Железный гладко- трубный или пла- вниковый ²	0,85	0,75	0,85	1,0	0,65—0,70
Воздухоподогре- ватель:					
Чугунный	—	0,90	1,0	1,0	0,85
Пластинчатый ³	От 0,8 до 1,0	—	—	—	0,7—0,8
Трубчатый ⁴	От 0,8 до 1,0	—	—	—	0,7—0,8

¹ Только для экономайзеров ЦККБ при скоростях движения газов от 5 до 10 м/сек.

² Меньшее значение $\xi_{эк}$ при температуре входа воды в экономайзер $v_1 \leq 160^\circ\text{C}$, большее значение при $v_1 > 160^\circ\text{C}$.

³ Меньшее значение для воздухоподогревателей старых типов с большими неплотностями (соединение на колпачках). Большее значение для сварных воздухоподогревателей нормальной плотности.

⁴ Меньшее значение для воздухоподогревателей со смешанным током. Большее значение для двухходового перекрёстного тока при $\Delta t_m > 100^\circ\text{C}$ или для трёхходового перекрёстного тока при $\Delta t_m > 50^\circ\text{C}$.

для экономайзерных и котельных (испарительных) поверхностей

$$K_m = \alpha_1 = \alpha_k + \alpha_a \text{ ккал/м}^2 \text{ час } ^\circ\text{C}, \quad (63)$$

где α_k — коэффициент теплоотдачи конвекцией (соприкосновением) в $\text{ккал/м}^2 \text{ час } ^\circ\text{C}$;

α_a — коэффициент теплоотдачи лучеиспусканием трёхатомных газов в $\text{ккал/м}^2 \text{ час } ^\circ\text{C}$.

Коэффициент теплоотдачи конвекцией (α_k)

Коэффициент теплоотдачи конвекцией зависит от скорости и температуры омывающего потока, диаметра труб (или газохода), температуры стенки, расположения труб в пучке, характера омывания поверхности (продольное, поперечное или косое), а также от свойств омывающей среды.

Расчётная скорость подсчитывается по формуле

$$w = \frac{B \Sigma V}{3600 \omega} \cdot \frac{T_{ном}}{273} \text{ м/сек}, \quad (64)$$

где ΣV — объём продуктов сгорания с учётом потерь от механического недожога в $\text{нм}^3/\text{кг}$ при среднем избытке воздуха в газоходе, отнесённый к нормальным условиям (0°C и 760 мм рт. ст.);

B — расход топлива в кг/час ;

ω — площадь живого сечения газохода с учётом загромождения трубами в м^2 ;

$T_{ном}$ — расчётная абсолютная температура газового потока в $^\circ\text{K}$, равная $t_{ном} + 273^\circ\text{C}$.

Расчётная температура потока для всех элементов котельного агрегата, за исключением воздухоподогревателей, определяется по формуле

$$t_{ном} = \vartheta_{ср} + \Delta t \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (65)$$

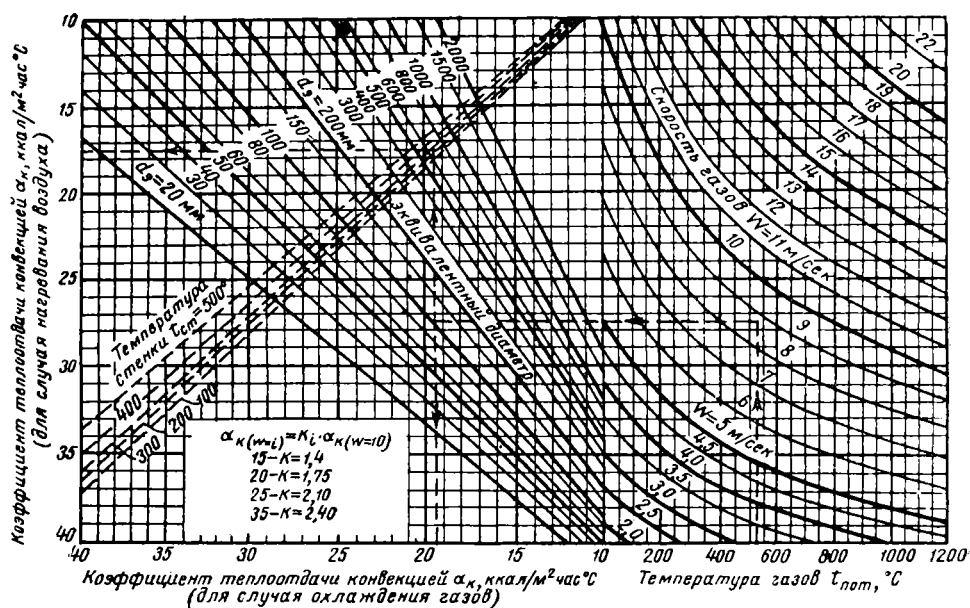
где $\vartheta_{ср}$ — средняя температура обогреваемой среды, равная для котельных (испарительных) поверхностей температуре воды или пара на входе и выходе из поверхности нагрева;

Δt — температурный напор в пределах данной поверхности нагрева.

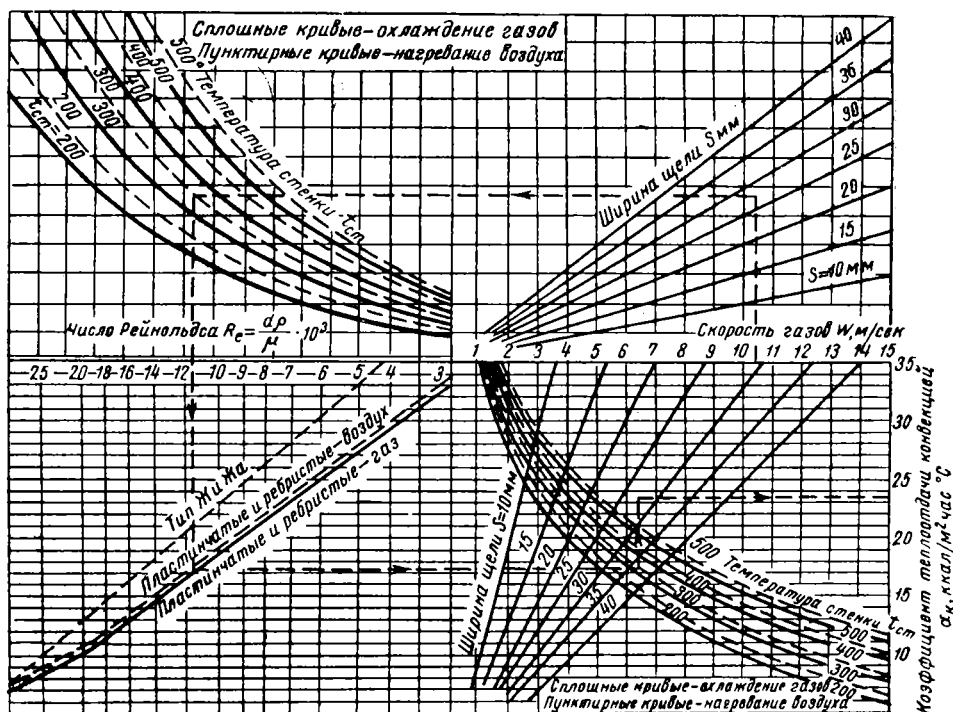
Для воздухоподогревателей средняя температура потока обеих сред определяется по полусумме температур данной среды на входе и выходе из воздухоподогревателя.

Для котлов обычных конструкций с пароперегревателями, не имеющих чрезмерно развитых конвективных пучков, расчётная средняя температура газового потока практически может рассчитываться во всех элементах агрегата по полусумме температур газов на входе и выходе из них.

Площадь живого сечения газохода определяется с учётом загромождения газохода трубами. В случае если в данном газоходе имеется несколько участков с одинаковым характером омывания поверхности нагрева, но с различными живыми сечениями, в расчёт



Фиг. 25. Номограмма для расчёта коэффициента теплоотдачи конвекцией α_k при продольном омывании труб газами или воздухом по температуре потока $t_{г}$, скорости его движения w и эквивалентному диаметру труб $d_{экв}$



Фиг. 26. Номограмма для расчёта коэффициента теплоотдачи конвекцией α_k при омывании газами или воздухом пластинчатых поверхностей нагрева по скорости потока w , ширине щели между пластинами S и температуре стенки $t_{ст}$

вводится средняя площадь живого сечения, определяемая по формуле

$$\omega = \frac{H_1 + H_2 + \dots}{\frac{H_1}{\omega_1} + \frac{H_2}{\omega_2} + \dots} \text{ м}^2, \quad (66)$$

где $\omega_1, \omega_2 \dots H_1, H_2$ — площади живых сечений в м^2 и соответствующие им поверхности в отдельных участках газохода в м^2 .

Коэффициент теплоотдачи конвекцией при продольном омывании трубчатых поверхностей (α_k) может быть определен по номограмме фиг. 25 в зависимости от средних величин: температуры газов ($t_{\text{ном}}^\circ\text{C}$), опреде-

ляемой по формуле (65), температуры стенки ($t_{\text{ст}}^\circ\text{C}$), скорости газов (w м/сек), определяемой по формуле (64), эквивалентного диаметра ($d_э$ м) при движении потока снаружи труб:

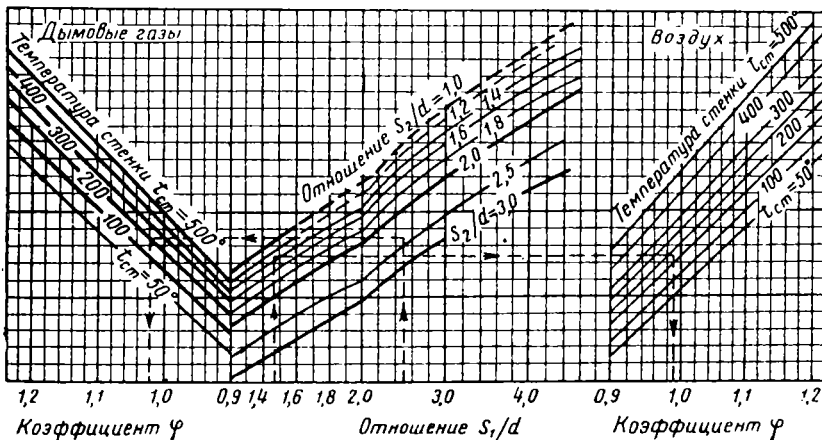
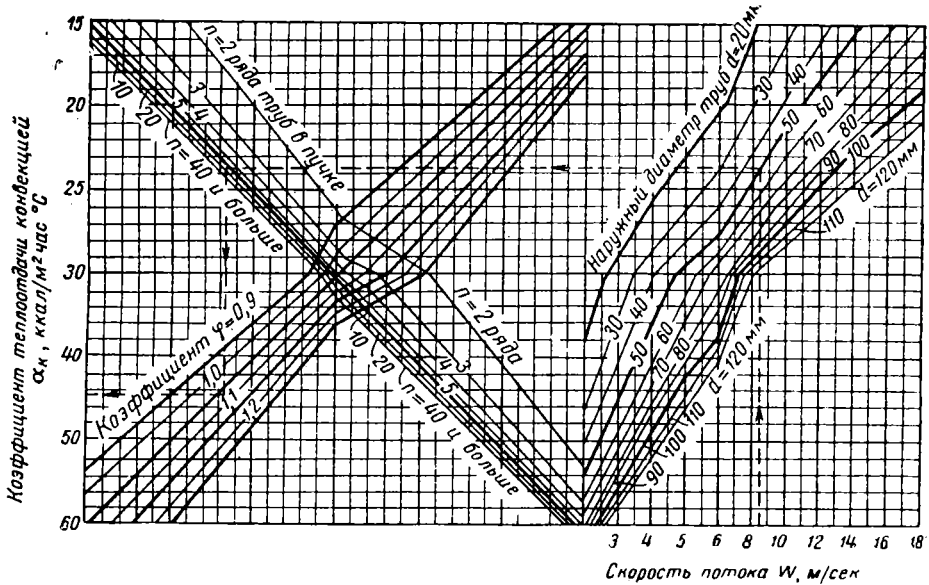
$$d_э = \frac{4ab - N\pi d^2}{N\pi d} \text{ м}, \quad (67)$$

где a и b — поперечные размеры газохода в свету в м;

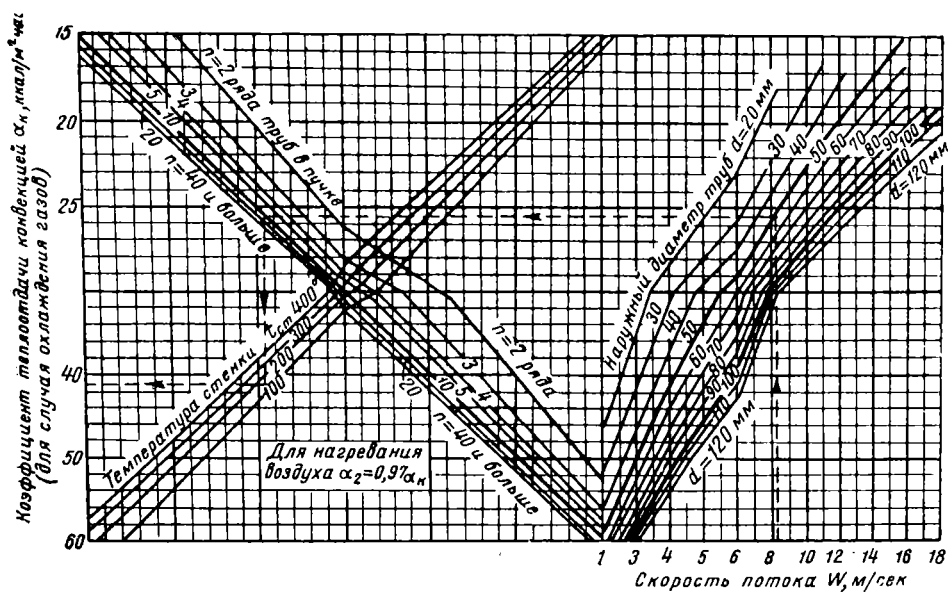
N — полное количество труб в газоходу;

d — наружный диаметр труб в м.

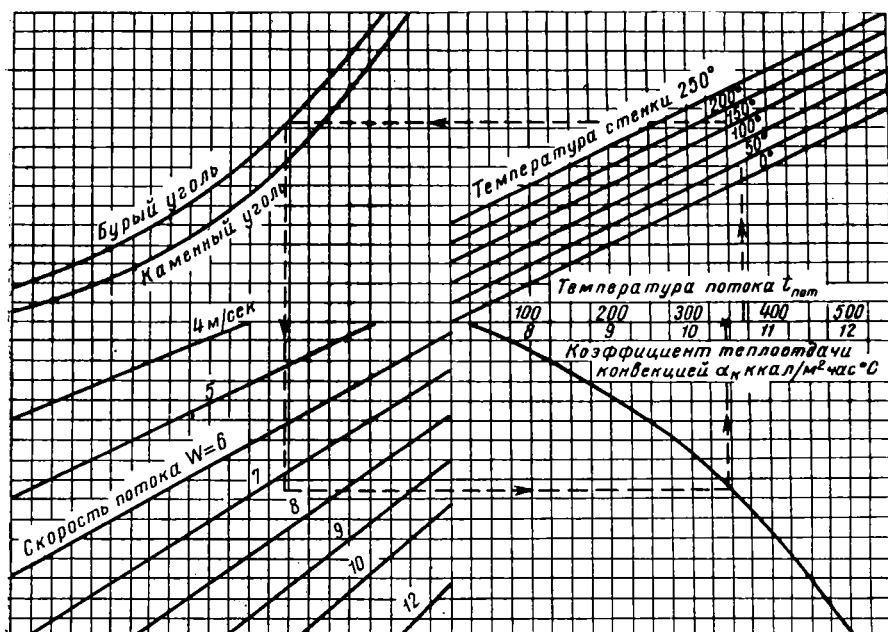
Коэффициент теплоотдачи α_k при продольном омывании пластинчатых поверхностей нагрева воздухоподогревателей определяется по номограмме фиг. 26.



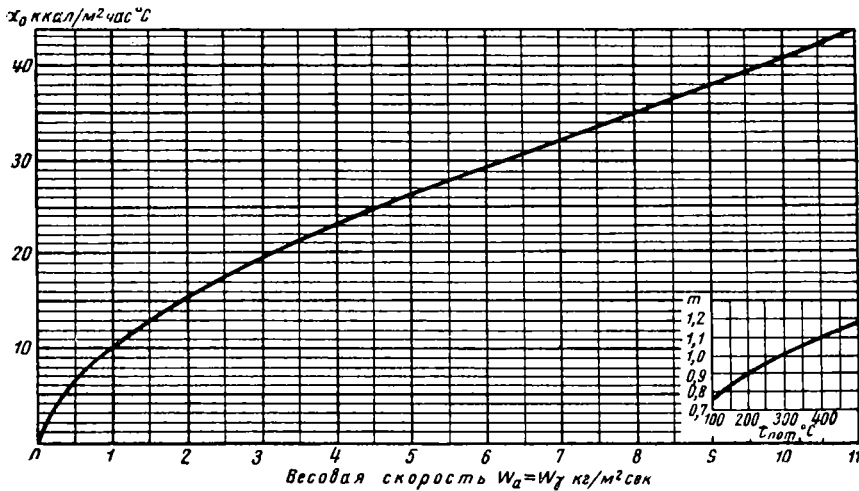
Фиг. 27. Номограмма для расчета коэффициента теплоотдачи конвекцией α_k при поперечном омывании газами и воздухом пучков шахматно расположенных труб по скорости потока w , наружному диаметру труб d , числу рядов труб в пучке n , характеристикам конфигурации пучка труб $\frac{S_1}{d}$ и $\frac{S_2}{d}$ и температуре стенки труб $t_{\text{ст}}$



Фиг. 28. Номограмма для расчёта коэффициента теплоотдачи конвекцией α_k при поперечном огибании газами пучков коридорно расположенных труб по скорости потока w , наружному диаметру труб d , числу рядов труб в пучке n и температуре стенки $t_{ст}$.



Фиг. 29. Номограмма для расчёта коэффициента теплоотдачи конвекцией α_k чугуна и ребристого водяного экономайзера ЦККБ по температуре потока $t_{пот}$ и скорости потока w .



Фиг. 30. Номограмма для расчёта коэффициента теплоотдачи конвекцией α_k нового чугунного ребристого водяного экономайзера системы ВТИ; до уточнения коэффициент теплопередачи подсчитывается по формуле

$$K = \frac{\alpha_k}{1 + 0,323 \alpha_k} \frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 \text{час}^\circ \text{C}}$$

Средняя температура стенки рассчитывается по формуле

$$t_{ст} = \frac{1,71 w_1 t_{ном} + w_2 \vartheta_{ср}}{1,71 w_1 + w_2} ^\circ \text{C}, \quad (68)$$

где $t_{ном}$ — средняя температура потока газов, равная полусумме температур газов на входе и выходе, в $^\circ \text{C}$;

$\vartheta_{ср}$ — средняя температура воздуха, определяемая таким же образом, в $^\circ \text{C}$;

w_1 и w_2 — средние скорости газов и воздуха по формуле (64) в м/сек.

Коэффициент теплоотдачи конвекцией при поперечном омывании пучков шахматно расположенных труб определяется по номограмме фиг. 27 и при омывании пучков коридорно расположенных труб — по номограмме фиг. 28 в зависимости от средних значений скорости потока, диаметра труб, числа рядов в пучке и температуры стенки.

Для случая теплоотдачи от стенки к воздуху величину коэффициента теплоотдачи, полученную по номограмме, следует умножить на поправку, равную 0,97:

$$\alpha_s \Rightarrow 0,97 \alpha_k \text{ ккал/м}^2 \text{ час}^\circ \text{C}. \quad (69)$$

Коэффициент теплоотдачи α_k для чугунных ребристых экономайзеров ЦККБ определяется по номограмме фиг. 29. На этой номограмме коэффициент теплоотдачи дан в зависимости от температуры газового потока, температуры стенки, сорта топлива и скорости газового потока. Коэффициент теплоотдачи для чугунного ребристого экономайзера ВТИ определяется по номограмме фиг. 30 и формуле (70), в зависимости от средней весовой скорости ω кг/м²сек и от средней температуры потока:

$$\alpha_k = \alpha_0 \text{ ккал/м}^2 \text{ час}^\circ \text{C}, \quad (70)$$

где m — поправочный коэффициент на температуру потока, определяемый по вспомогательному графику на фиг. 30;

α_0 — средний (исходный) коэффициент теплоотдачи, определяемый в зависимости от средней весовой скорости (ω_a);

$$\omega_a = w \gamma \text{ кг/м}^2 \text{ сек}, \quad (71)$$

где w и γ — скорость м/сек и удельный вес газов м³/кг при средней температуре потока.

Площадь живого сечения газотока определяется по формуле

$$\omega = ab - ndl \text{ м}^2, \quad (72)$$

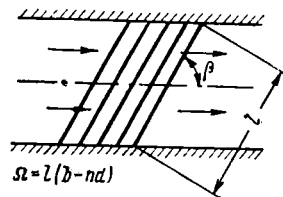
где a и b — размеры газотока в свету в м;

n — среднее количество труб в одном ряду;

l — длина омываемых газами труб в м;

d — наружный диаметр труб в м.

При косом обтекании трубного пучка, т. е. при угле атаки $90^\circ > \beta > 15^\circ$, расчёт α_k следует вести как для чисто поперечного обтекания при том условии, что скорость газов



Фиг. 31. Схема к расчёту площади живого сечения косоомываемого пучка труб

условно относится к живому сечению газотока в плоскости трубного ряда пучка фиг. 31, а не к сечению, нормальному к оси газотока. Для коридорных пучков при угле атаки $\beta \leq 75^\circ$

(отклонение от нормали больше или равно 15°) полученная величина должна быть увеличена на 8%, т. е.

$$\alpha_k^{\text{кос}} = 1,08 \alpha_k^{\text{пол}} \text{ ккал/м}^2\text{час}^\circ\text{С.} \quad (73)$$

Для коридорных пучков при $\beta > 75^\circ$ (отклонение от нормали меньше 15°) и для шахматных пучков при любом угле атаки поправка не вводится, т. е.

$$\alpha_k^{\text{кос}} = \alpha_k^{\text{пол}} \text{ ккал/м}^2\text{час}^\circ\text{С.} \quad (74)$$

В случае пучка, частично омываемого продольным и частично поперечным потоками, расчёт следует вести, усредняя по омываемым поверхностям нагрева соответствующие значения коэффициента теплоотдачи. Усреднённое значение коэффициента теплоотдачи конвекцией для всего газотока определяется по формуле

$$\alpha_k = \frac{\alpha_{k1} H_1 + \alpha_{k2} H_2}{H_1 + H_2} \text{ ккал/м}^2\text{час}^\circ\text{С,} \quad (75)$$

где α_{k1} и α_{k2} — коэффициенты теплоотдачи конвекцией в $\text{ккал/м}^2\text{час}^\circ\text{С}$ для участков, омываемых продольным или поперечным потоком;

H_1 и H_2 — суммарные поверхности нагрева этих участков в м^2

Коэффициент теплоотдачи от стенки трубы к перегретому пару α_2 определяется по номограмме фиг. 32 в зависимости от средних значений: давления, температуры и скорости

пара, а также внутреннего диаметра труб пароперегревателя.

Коэффициент теплоотдачи излучения трех атомных газов (α_A).

Межтрубное газовое излучение:

$$\alpha_A^{\text{мт}} = \alpha_A^{\text{RO}_2} + \alpha_A^{\text{H}_2\text{O}} \text{ ккал/м}^2\text{час}^\circ\text{С.} \quad (76)$$

Излучение газовых объёмов:

$$\alpha_A^{\text{об}} = 0,95 (\alpha_A^{\text{RO}_2} + \alpha_A^{\text{H}_2\text{O}}) \text{ ккал/м}^2\text{час}^\circ\text{С,} \quad (77)$$

где $\alpha_A^{\text{RO}_2}$ — коэффициент теплоотдачи излучением углекислоты (CO_2) и сернистого ангидрида (SO_2) в $\text{ккал/м}^2\text{час}^\circ\text{С}$;

$\alpha_A^{\text{H}_2\text{O}}$ — коэффициент теплоотдачи излучением водяных паров в $\text{ккал/м}^2\text{час}^\circ\text{С}$.

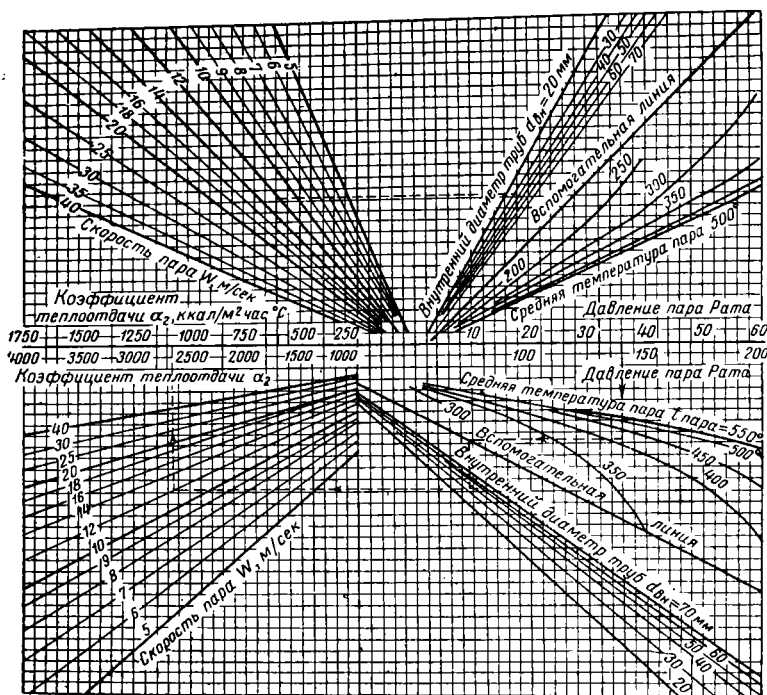
Излучение газовых объёмов следует учитывать для газовых слоёв толщиной 0,8 м и больше в зоне наиболее высоких температур газов (внутри первого котельного пучка и пароперегревателя):

$\alpha_A^{\text{RO}_2}$ и $\alpha_A^{\text{H}_2\text{O}}$ — определяются по номограммам фиг. 33 и 34 в зависимости от значений

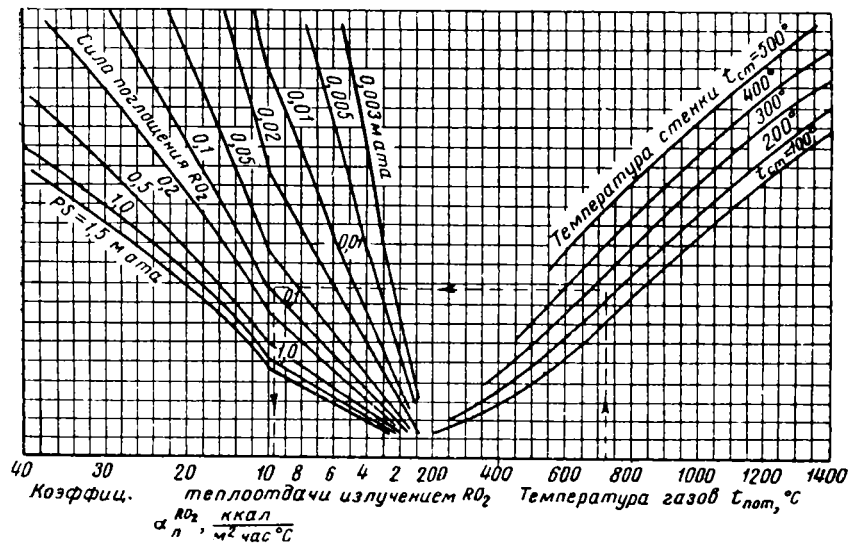
P_{RO_2} и $P_{\text{H}_2\text{O}}$, s и $t_{\text{ном}}$,

где P_{RO_2} и $P_{\text{H}_2\text{O}}$ — парциальные давления газа и водяных паров. Значения P_{RO_2} и $P_{\text{H}_2\text{O}}$ могут быть приняты по табл. 13.

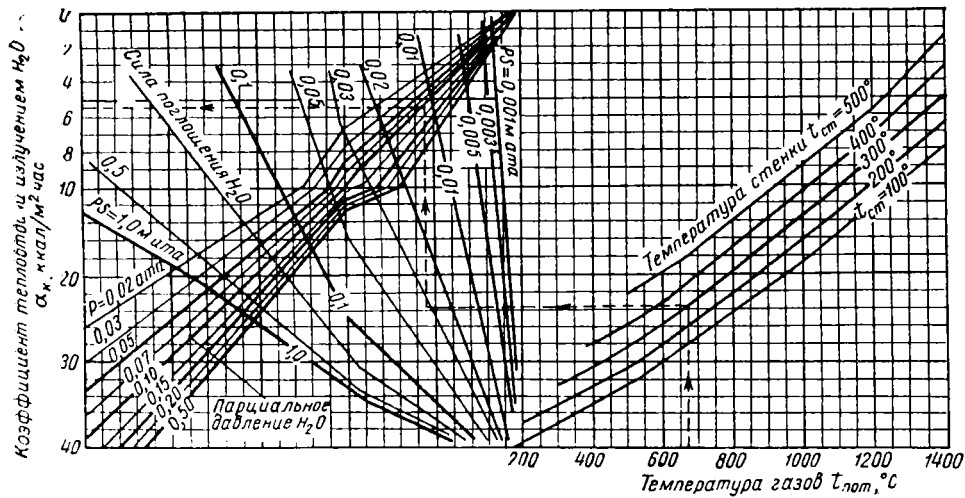
s — эффективная толщина излучающего слоя в м.



Фиг. 32. Номограмма для расчёта коэффициента теплоотдачи α_2 от стенки к перегретому пару по давлению пара p , его средней температуре $t_{\text{пара}}$, внутреннему диаметру труб пароперегревателя $d_{\text{вн}}$ и скорости пара w



Фиг. 33. Номограмма для расчёта коэффициента теплоотдачи излучением углекислоты α_{RO_2} по температуре газов $t_{пот}$, температуре стенки t_{cm} и силе поглощения газового слоя ps



Фиг. 34. Номограмма для расчёта коэффициента теплоотдачи излучением водяного пара α_{H_2O} по температуре газов $t_{пот}$, температуре стенки t_{cm} , силе поглощения газового слоя ps и парциальному давлению водяных паров P_{H_2O}

Таблица 13

Парциальные давления P_{RO_2} и P_{H_2O} для некоторых видов топлива при различных коэффициентах избытка воздуха

Вид топлива	Парциальные давления в зависимости от коэффициента избытка воздуха					
	P_{RO_2}	P_{H_2O}	P_{RO_2}	P_{H_2O}	P_{RO_2}	P_{H_2O}
	$\alpha = 1,2$		$\alpha = 1,35$		$\alpha = 1,45$	
Антрацит	0,156	0,033	0,146	0,030	0,141	0,029
Донецкий каменный уголь	0,141	0,096	0,130	0,90	0,118	0,083
Челябинский бурый уголь	0,142	0,115	0,131	0,108	0,119	0,100
Московский бурый уголь	0,132	0,166	0,123	0,166	0,112	0,143
Торф	0,130	0,167	0,121	0,176	0,111	0,161
Дрова	0,131	0,220	0,119	0,200	0,113	0,189
Мазут	0,120	0,096	0,106	0,086	0,100	0,080
Доменный газ	0,230	0,019	0,216	0,018	0,201	0,017

Для межтрубного излучения s определяется по формулам:

при $3,0 < \frac{s_1 + s_2}{d} < 7,0$

$$s = 1,87(s_1 + s_2) - 4,1 d \text{ м}; \tag{78}$$

при $7,0 < \frac{s_1 + s_2}{d} < 13,0$

$$s = 2,82(s_1 + s_2) - 10,6 d \text{ м}, \tag{79}$$

где s_1 — поперечный шаг труб в м;
 s_2 — продольный шаг труб в м;
 d — диаметр труб в м.

Суммарный коэффициент теплоотдачи излучением (для всего пучка) определяется по формуле

$$\alpha_s = \alpha_s^{mt} + (\alpha_{s_1}^{об} - \alpha_s^{mt}) \frac{H_{p1}}{H} + \alpha_{s_2}^{об} \frac{H_{p2}}{H} \text{ ккал/м}^2\text{час}^\circ\text{С}, \tag{80}$$

где α_s^{mt} — коэффициент теплоотдачи излучением межтрубного пространства на пучок в ккал/м²час °С;
 $\alpha_{s_1}^{об}$ — коэффициент теплоотдачи излучением объёма на пучок в ккал/м²час °С;
 $\alpha_{s_2}^{об}$ — то же на пароотводящие трубы экрана, учитываемый при отношении шага между трубами к диаметру $\frac{S_1}{d} \leq 7,0$ в ккал/м²час °С;

H_{p1} и H_{p2} — радиационные поверхности нагрева пучка и пароотводящих труб, воспринимающие излучение газовых объёмов, в м²;

H — расчётная поверхность нагрева всего пучка в м².

Ориентировочные данные коэффициентов теплоотдачи излучением межтрубного пространства α_s^{mt} для отдельных газоходов водотрубных котлов приведены в табл. 14.

Таблица 14

Ориентировочные данные коэффициентов теплоотдачи излучением межтрубного пространства

Величины	Место расположения пучков труб			
	Первый газопод	Пароперегреватель	Второй газопод	Змеевиковый водяной экономайзер
Средняя температура потока t_{nom} °С	900—1150	600—900	450—800	400—550
Коэффициент теплоотдачи α_s^{mt} в ккал/м ² час °С . .	17—22	9—12	7—10	3,5—5,0

ТЯГОДУТЬЕВЫЕ УСТАНОВКИ

Основные положения

Аэродинамический расчёт котельного агрегата производится для определения сопротивления газового и воздушного трактов и

определения производительности тяговой и дутьевой систем.

Сопротивление тягодутьевого тракта или отдельных его участков Δh определяется по формуле

$$\Delta h = (h_n)_1 - (h_n)_2 + h_c \text{ мм вод. ст.}, \tag{81}$$

где $(h_n)_1$ — полный напор в начале потока в мм вод. ст.;

$(h_n)_2$ — полный напор в конце потока в мм вод. ст.;

$$h_n = h_{ст} + h_{дин} \text{ мм вод. ст.}; \tag{82}$$

$h_{ст}$ — статический напор, представляющий собой разность между абсолютным давлением h в данной точке и абсолютным атмосферным давлением на том же уровне;

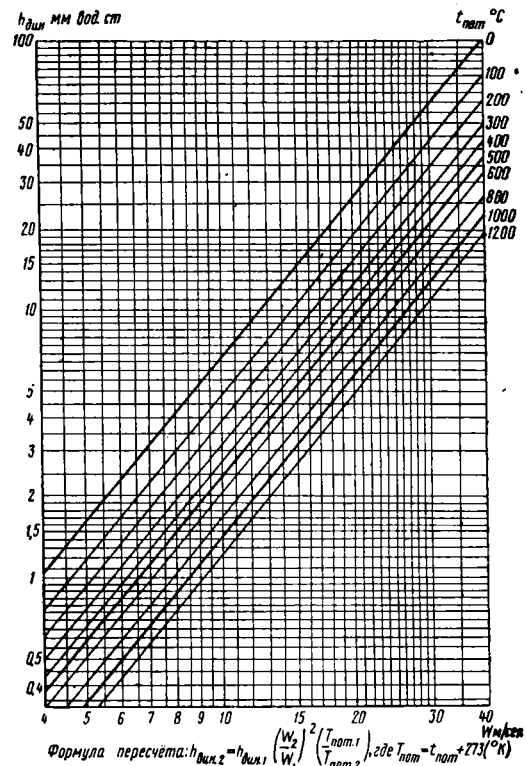
$h_{ст} = h - (h_0 - \gamma_a Z) \text{ мм вод. ст.};$
 h_0 — атмосферное давление на уровне $Z = 0 \text{ мм вод. ст.};$

γ_a — удельный вес атмосферного воздуха в кг/м³;

h — абсолютное давление в данной точке в мм вод. ст.;

$h_{дин}$ — динамический, или скоростной, напор в мм вод. ст. определяется по формуле (83) или графику фиг. 35:

$$h_{дин} = \frac{W^2 \gamma}{2g} \text{ мм вод. ст.}; \tag{83}$$



Фиг. 35. Динамический напор $h_{дин} = \frac{W^2 \gamma_{nom} \text{ мм}}{2g}$ вод. ст. для потока воздуха [под давлением 760 мм рт. ст.

где W — скорость потока в $м/сек$;
 γ — удельный вес потока в $кг/м^3$;
 h_c — самотяга в $мм$ вод. ст.;

$$h_c = (Z_2 - Z_1) (\gamma_a - \gamma) \text{ мм вод. ст.} \quad (84)$$

При равенстве веса текущей среды γ и атмосферного воздуха γ_a , а также в случае горизонтальных газоходов самотяга равна нулю, при этом уравнение (81) примет вид:

$$\Delta h = (h_n)_1 - (h_n)_2 \text{ мм вод. ст.} \quad (85)$$

Перепад полных напоров

Перепад полных напоров определяется по формулам:
 по газовому тракту

$$\Delta H_n = h_T' + \Delta H - H_c \text{ мм вод. ст.;} \quad (86)$$

по воздушному тракту

$$\Delta H_n = h_T' + \Delta H - H_c \text{ мм вод. ст.,} \quad (87)$$

где h_T' — разрежение на выходе газов из топki (перед первым пучком) в $мм$ вод. ст. Обычно h_T' принимается равным 2 $мм$ вод. ст.;

h_T' — разрежение в топке на уровне ввода воздуха в $мм$ вод. ст.;

ΔH — суммарное сопротивление газового, воздушного тракта, определяемое по формулам (88), (91);

H_c — суммарная самотяга тракта, определяемая по формулам (115) — (118), в $мм$ вод. ст.

Суммарное сопротивление газо-воздушного тракта

Газовый тракт при искусственной тяге

$$\Delta H = [\Sigma \Delta h_{\text{топка-золоу}} (1 + \mu) + \Sigma \Delta h_{\text{золоу-труба}}] \frac{760}{h_{\text{бар}}} \text{ мм вод. ст.,} \quad (88)$$

где $\Sigma \Delta h_{\text{топка-золоу}}$ и $\Sigma \Delta h_{\text{золоу-труба}}$ — сумма сопротивлений соответственно на участках: «топка — золоуловитель» и «золоуловитель — труба» в $мм$ вод. ст. При естественной тяге второй член в квадратных скобках заменяется значением $\Sigma \Delta h$ (золоуловитель до трубы), так как сопротивление трубы подсчитывается отдельно;

$(1 + \mu)$ — поправка на запылённость газов, учитываемая при

$$A^p \geq \frac{Q_n^p}{100},$$

где $\mu = \frac{x_a A^p}{100 \gamma_0 \Sigma V_{cp}} \text{ кг/кг}$ — концентрация золы в газах;

A^p — зольность рабочего топлива в %;

x_a — доля злы, уносимой с продуктами сгорания из топki; для слоевого процесса сжигания $x_a = 0,25$;

γ_0 — приведённый удельный вес газов при 0°C и 760 $мм$ рт. ст. в $кг/м^3$ определяется по формуле

$$\gamma_0 = \frac{1 - 0,01 A^p + 1,293 \alpha L_0 + 0,001 \alpha L_0 d_s W_\phi}{\Sigma U} \text{ нм}^3/\text{кг}, \quad (89)$$

где L_0 — количество воздуха, необходимого для сгорания 1 $кг$ топлива с учётом механического недожога, в $нм^3/\text{кг}$;

α — избыток воздуха;

d — влажность воздуха, принимаемая равной 8 $г/нм^3$;

W_ϕ — влага, вносимая с паровым дутьём на 1 $кг$ сгоревшего топлива, в $кг/кг$;

ΣV — суммарный объём продуктов горения для среднего избытка воздуха от топki до золоуловителя в $нм^3/\text{кг}$;

$h_{\text{бар}}$ — барометрическое давление в $мм$ рт. ст.

При $\Sigma \Delta h > 300$ $мм$ рт. ст. вместо $h_{\text{ар}}$ подставляется среднее эффективное давление по тракту $h_{\text{бар}}^{\text{эф}}$ $мм$ вод. ст.

$$h_{\text{бар}}^{\text{эф}} = h_{\text{бар}} - \frac{\Sigma \Delta h_{\text{вс}} \frac{1,293}{\gamma_0}}{2 \cdot 13,6} \text{ мм рт. ст.,} \quad (90)$$

где $\Sigma \Delta h_{\text{вс}}$ — расчётное сопротивление всасывающего тракта в $мм$ вод. ст.

Воздушный тракт

$$\Delta H = \Sigma \Delta h \frac{760}{h_{\text{бар}}} \text{ мм вод. ст.,} \quad (91)$$

где $\Sigma \Delta h$ — суммарное сопротивление воздушного тракта в $мм$ вод. ст.

При $\Sigma \Delta h > 400$ $мм$ вод. ст. вместо $h_{\text{ар}}$ подставляется $h_{\text{бар}}^{\text{эф}}$ $мм$ вод. ст.;

$$h_{\text{бар}}^{\text{эф}} = h_{\text{бар}} - \frac{\Sigma \Delta h_{\text{нап}}}{2 \cdot 13,6} \text{ мм рт. ст.,} \quad (92)$$

где $\Sigma \Delta h_{\text{нап}}$ — расчётное сопротивление напорного тракта в $мм$ рт. ст.

Определение сопротивления газового и воздушного трактов:

а) сопротивление трения при движении потока в газо-воздухопроводах, пластинчатых и продольно обтекаемых трубчатых поверхностях нагрева.

При наличии теплообмена:

$$\Delta h_{\text{тр}} = \lambda \frac{l}{d_s} \cdot \frac{W^2}{2g} \gamma_{\text{пот}} \times \left(\frac{T_{\text{пот}}}{T_{\text{ст}}} \right)^{0,583} \text{ мм вод. ст.} \quad (93)$$

При отсутствии теплообмена

$$\Delta h_{\text{тр}} = \lambda (1 + \mu) \frac{l}{d_s} \cdot \frac{W^2}{2g} \gamma_{\text{пот}} \text{ мм вод. ст.,} \quad (94)$$

где λ — коэффициент трения, принимаемый для железных нефутерованных каналов, $\lambda = 0,02$, а для железных футерованных и кирпичных каналов $\lambda = 0,04$;

l — длина трубы, карманов пластинчатого воздушного подогревателя или участка газо-воздухопровода в $м$;

W — скорость потока в $м/сек$;

d_s — эквивалентный (гидравлический) диаметр указанных элементов.

При потоке внутри круглого сечения

$$d_s = d_s \text{ м}, \quad (95)$$

где d_s — внутренний диаметр трубы в м.

При потоке внутри прямоугольного сечения

$$d_s = \frac{2ab}{a+b} \text{ м}. \quad (96)$$

При потоке снаружи труб, расположенных в газоходе прямоугольного сечения

$$d_s = \frac{4 \left(ab - n \frac{\pi d_n^2}{4} \right)}{2(a+b) - n\pi d_n} \text{ м}, \quad (97)$$

где a и b — размеры прямоугольного сечения канала в м;

n — количество труб в газоходу;

d_n — наружный диаметр труб в м.

При потоке в карманах пластинчатого воздухоподогревателя $d_s = 2S$, где S — ширина газового или воздушного кармана в м.

Соппротивление трения для незапылённого потока может быть определено графо-аналитическим способом по номограмме фиг. 36 и формуле (98):

$$\Delta h_{тр} = \Delta h_{граф} \frac{\gamma_0}{1,293} \varphi_t l \text{ мм вод. ст.}, \quad (98)$$

где $\Delta h_{граф}$ — сопротивление трения на 1 м длины рассчитываемого элемента по фиг. 36 в мм вод. ст. м;

γ_0 — удельный вес газа, воздуха или же смеси в кг/м³;

φ_t — температурный коэффициент по дополнительному графику (фиг. 36);

l — длина рассчитываемого элемента в м.

Соппротивление трения ребристых воздухоподогревателей отечественного производства ($W = 6 \div 15$ м/сек):

$$\Delta h_{тр} = 1,5 m \frac{W^2}{2g} \gamma_{пот} \text{ мм вод. ст.}, \quad (99)$$

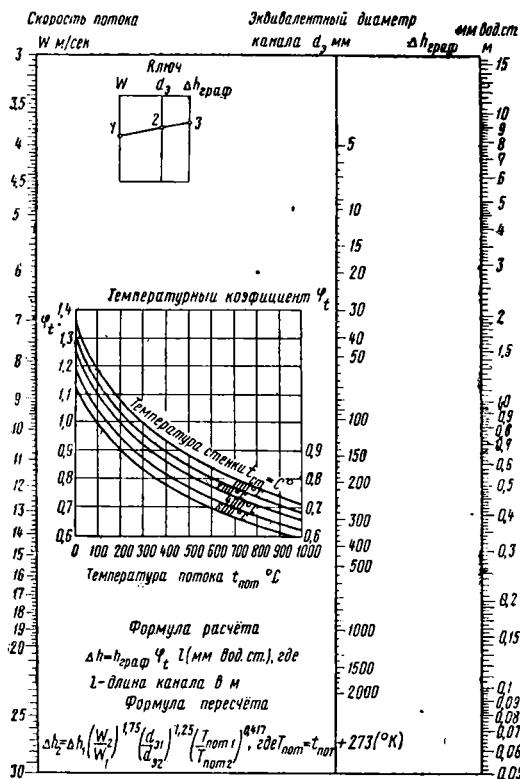
где m — количество кубов по ходу газов.

Соппротивление поперечного обтекания пучков труб

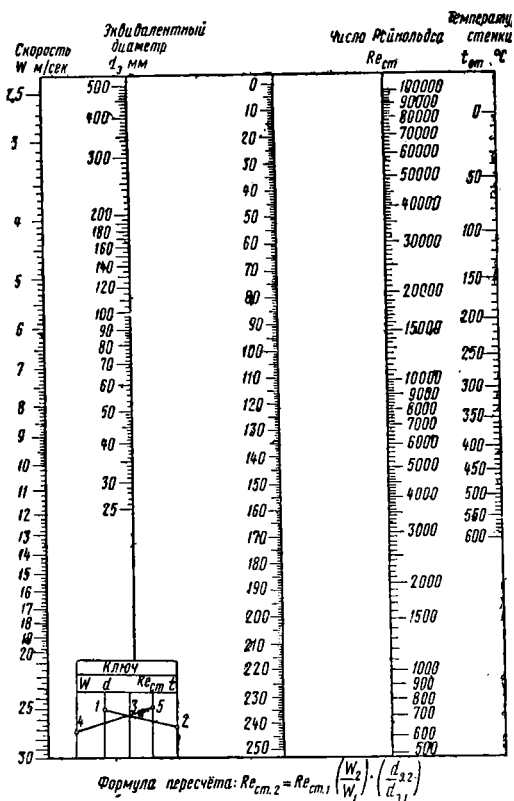
$$\Delta h_{пуч} = \xi \frac{W^2}{2g} \gamma_{пот} \text{ мм вод. ст.}, \quad (100)$$

где ξ — коэффициент сопротивления, зависящий от количества рядов и расположения труб в пучке, а также от числа Рейнольдса, отнесённого к температуре стенки труб.

Число Рейнольдса для потока воздуха берётся из графика фиг. 37.



Фиг. 36. Соппротивление трения для гладких каналов при движении в них воздуха давлением 760 мм рт. ст.



Фиг. 37. Число Рейнольдса для потока воздуха при давлении 760 мм рт. ст. и различных температур стенок газоходов

где h — высота ребра;

d — наружный диаметр трубы.

При свободном коридорном расположении труб и $S_1 = S_2 = 2d$

$$\xi = 0,19 n \left| \frac{h}{d} \right|^{0,5} \left| \frac{t}{d} \right|^{-0,58}. \quad (104)$$

При тесном шахматном расположении труб

$$\xi = 2,0 n \left| \frac{t}{d} \right|^{-0,72} Re_{cm}^{-0,24}. \quad (105)$$

При свободном шахматном расположении

$$\xi = 2,7 n \left| \frac{h}{d} \right|^{0,45} \left| \frac{t}{d} \right|^{-0,72} Re_{cm}^{-0,24}. \quad (106)$$

Для труб с квадратными рёбрами вместо h подставляется величина h'

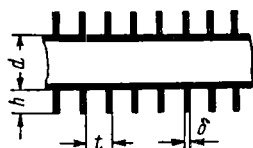
$$h' = 1,13 h + 0,065 d. \quad (107)$$

Для чугунного экономайзера ВТИ с круглыми рёбрами

$$\xi = 0,33 n. \quad (108)$$

Для нового чугунного экономайзера ВТИ с круглыми рёбрами

$$\xi = 0,40 n. \quad (109)$$



Фиг. 40. Схема трубы с круглыми поперечными рёбрами

Схема трубы с круглыми поперечными рёбрами представлена на фиг. 40.

Сопротивление вследствие изменения сечения при входе и выходе

Для трубчатых воздухоподогревателей при движении потока внутри труб

$$\Delta h_{изм} = |\xi_{вх} + \xi_{вых}| \frac{W^2}{2g} \gamma_{пот} \text{ мм вод. ст.} \quad (110)$$

Для пластинчатых воздухоподогревателей по газовому и воздушному потокам:

$$\Delta h_{изм} = m |\xi_{вх} + \xi_{вых}| \times \frac{W^2}{2g} \gamma_{пот} \text{ мм вод. ст.}, \quad (111)$$

где $\xi_{вх}$ и $\xi_{вых}$ — коэффициенты сопротивления входа и выхода;

m — количество последовательно расположенных кубов по ходу газов.

Для ребристых воздухоподогревателей: по газовой стороне

$$\Delta h_{изм} = 0,64 m \frac{W^2}{2g} \gamma_{пот} \text{ мм вод. ст.}; \quad (112)$$

по воздушной стороне

$$\Delta h_{изм} = 0,98 m \frac{W^2}{2g} \gamma_{пот} \text{ мм вод. ст.} \quad (113)$$

Местные сопротивления

Отдельные местные сопротивления для незапылённого потока определяются по формуле:

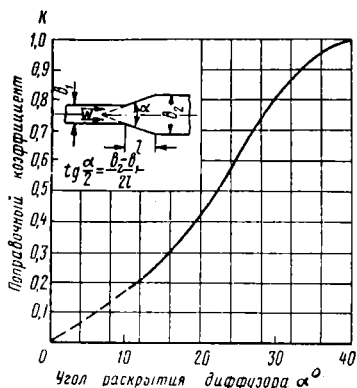
$$\Delta h_{мест} = \xi \frac{W^2}{2g} \gamma_{пот} \text{ мм вод. ст.}, \quad (114)$$

где ξ — коэффициент местного сопротивления, принимаемый по табл. 15 и по графикам фиг. 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47.

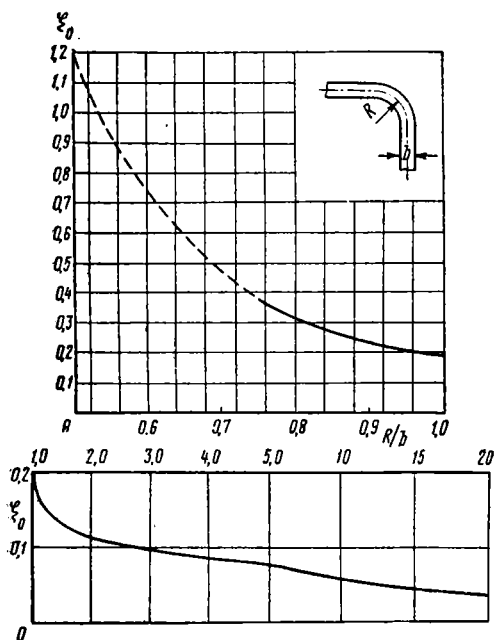
Таблица 15.

Коэффициенты местных сопротивлений

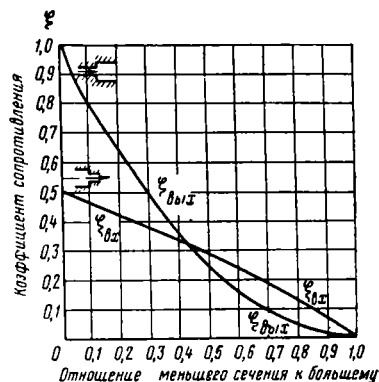
Наименование	Схема	Коэффициент местного сопротивления, отнесённый к указанной на схеме скорости	Наименование	Схема	Коэффициент местного сопротивления, отнесённый к указанной на схеме скорости
Вход в канал с кромками заподлицо со стенкой		$\xi = 0,5$	Выход из канала		$\xi = 1,0$
Вход в канал с выступающими кромками		При $a/d > 0,25$ $\delta/d \approx 0$; $\xi = 1,0$ $\delta/d > 0,05$; $\xi = 0,5$	Решётка или диафрагма внутри канала		$V \xi = \left(\frac{\Omega_1}{\Omega_2} - 1 + 0,707 \frac{\Omega_1}{\Omega_2} \sqrt{1 - \frac{\Omega_1}{\Omega_2}} \right)^2$ где Ω_1 — живое сечение решётки или диафрагмы; Ω_2 — живое сечение канала
Вход в канал с закруглёнными кромками		Как заподлицо со стенкой, так и при выступающих кромках $\xi = 0,12$ при $r/d = 0,1$ $\xi = 0,02$ при $r/d > 0,2$	Полностью открытая задвижка (или поворотная заслонка)		$\xi = 0,1$



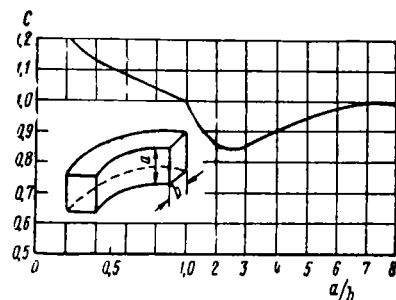
Фиг. 41. Коэффициент сопротивления диффузора в прямом канале. Формула расчёта $\xi_{диф} = R \xi_{вых}$, где $\xi_{вых}$ определяется по графику 42 в зависимости от отношения начального сечения к конечному. При $\alpha > 40^\circ$ считать как внезапное расширение сечения. При прямоугольном сечении и двустороннем раскрытии диффузора размер b принимается по диагонали сечения (максимальный угол раскрытия)



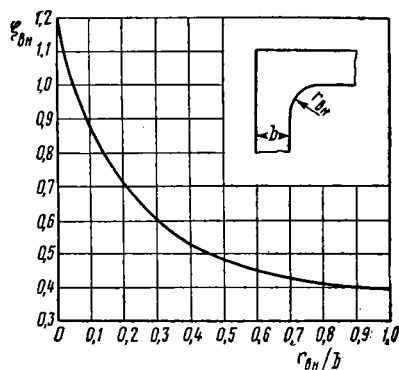
Фиг. 43. Исходный коэффициент сопротивления плавных поворотов $\xi_0 = f\left(\frac{R}{b}\right)$



Фиг. 42. Коэффициенты сопротивления при внезапном изменении сечения (относится к скорости в меньшем сечении): $\xi_{вых}$ — коэффициент сопротивления выхода (увеличение сечения); $\xi_{вх}$ — коэффициент сопротивления входа (уменьшение сечения)



Фиг. 44. Поправочный коэффициент для плавных поворотов, зависящий от формы сечения $C = f\left(\frac{a}{b}\right)$ при круглом сечении или $\frac{a}{b} = 1,0$; $C = 1,0$

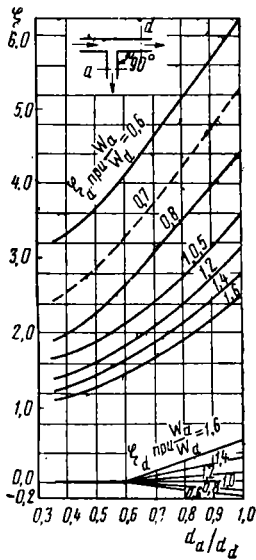


Фиг. 45. Исходный коэффициент сопротивления для резких поворотов с закруглённой внутренней кромкой:

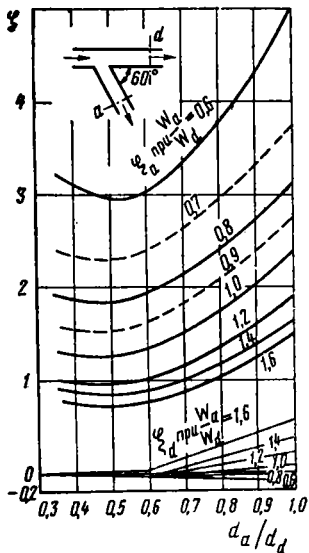
$$\xi_{вн} = f\left(\frac{r_{вн}}{b}\right)$$

При $\frac{r_{вн}}{b} > 1,0$ принимать $\xi_{вн} = 0,39$

Коэффициент сопротивления поворотного или выдвижного шибер в зависимости от степени его открытия принимается по графику фиг. 48.



Фиг. 46. Раздающий тройник 90° ξ_a относится к скорости в сечении a ; ξ_d относится к скорости в сечении d



Фиг. 47. Раздающий тройник 60° ξ_a относится к скорости в сечении a ; ξ_d относится к скорости в сечении d

Полученное по приведённым формулам общее сопротивление поверхностей нагрева (трение, поперечное обтекание, вход и выход, а также прочие местные сопротивления) увеличивается умножением на коэффициент K , значение которого представлено в табл. 16.

Суммарная самотяга

а) Газовый и воздушный тракты при искусственной тяге и дутье

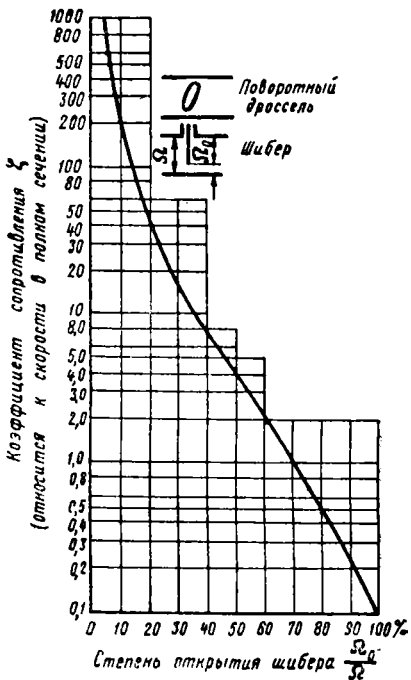
$$H_c = \sum h_c \text{ мм вод. ст.} \quad (115)$$

б) Газовый тракт при естественной тяге

$$H_c = \sum h_c \text{ до трубы } \frac{h_{бар}}{760} \text{ мм вод. ст.} \quad (116)$$

в) Самотяга отдельного участка газового тракта

$$h_c = \pm H \left(\gamma_a - \gamma_o \frac{273}{273 + t_{ном}} \right) \text{ мм вод. ст.} \quad (117)$$



Фиг. 48. Зависимость коэффициента сопротивления от степени открытия шибер

г) Самотяга отдельного участка воздушного тракта

$$h_c = \pm H \left(1,2 - \frac{352}{273 + t_{ном}} \right) \text{ мм вод. ст.,} \quad (118)$$

где H — высота данного участка тракта в м;

$\gamma_a = 1,29 \frac{273}{273 + t_a}$ — удельный вес наружного воздуха в кг/м³;

t_a — температура наружного воздуха в °С;

γ_o — приведённый удельный вес дымовых газов при 0°С и 760 мм рт. ст., подсчитываемый по формуле (89) в кг/м³; для приближённых расчётов

$$\gamma_o = 1,29 \div 1,34 \text{ кг/м}^3;$$

$t_{ном}$ — средняя температура потока (газ, воздух) на данном участке в °С;

(«+») — при направлении потока вверх;

(«-») — при направлении потока вниз.

Таблица 16

Значение коэффициента K

Наименование поверхностей элементов нагрева	Поправочный коэффициент K
Секционные котельные пучки, расположенные до пароперегревателя и после при работе на газе, мазуте и древесном топливе	1,05
То же при работе на угле и торфе	1,15
Пучки водотрубных котлов, имеющих смешанное продольно-поперечное омывание труб, расположенные до перегревателя и после при работе на газе, мазуте и древесном топливе	0,9
То же при работе на угле и торфе	1,0
Змеевиковые пучки (перегреватели гладкотрубные водяные экономайзеры) $d \leq 51$ мм	1,3
Рёбристые водяные экономайзеры	2,0
Водяные экономайзеры с продольными плавниками	1,3
Стороны	
Трубчатые воздухоподогреватели	газовая 1,25 воздушная 1,0
Пластинчатые воздухоподогреватели	1,5 1,2
Чугунные, рёбристые воздухоподогреватели	1,25 1,0
Регенеративные воздухоподогреватели типа Юнгстрем	1,5

Дымовая труба

а) Искусственная тяга. Дымовая труба при искусственной тяге рассчитывается как отдельный участок в общем расчёте сопротивления газового тракта, температура газов принимается равной температуре газов у дымососа.

б) Естественная тяга. Охлаждение газов в трубе на 1 м её высоты принимается равной:

для железных нефутерованных труб

$$\Delta t = \frac{2}{\sqrt{D}} \text{ } ^\circ\text{C/м}; \quad (119)$$

для железных футерованных труб

$$\Delta t = \frac{0,8}{\sqrt{D}} \text{ } ^\circ\text{C/м}; \quad (120)$$

для малых кирпичных труб и средней толщине кладки $\leq 0,5$ м

$$\Delta t = \frac{0,4}{\sqrt{D}} \text{ } ^\circ\text{C/м}, \quad (121)$$

для больших кирпичных труб и средней толщине кладки 0,5 м

$$\Delta t = \frac{0,2}{\sqrt{D}} \text{ } ^\circ\text{C/м},$$

где D — суммарная производительность котлов, приключённых к трубе при номинальной нагрузке в $\text{м}^3/\text{час}$.

Расчётная скорость газов на выходе из трубы принимается 6—10 м/сек .

Разрежение, обеспечиваемое трубой

$$H_p = h_c \frac{h_{бар}}{760} - |\Delta h_{тр} + h'_{дин}| \frac{760}{h_{бар}} \geq 1,2 \Delta H_n, \quad (122)$$

где h_c — самотяга трубы в мм вод. ст. , определяемая по формуле (117), в которой высота H берётся от середины подводящего борова до устья трубы;

$\Delta h_{тр}$ — сопротивление трению в канале трубы в мм вод. ст. , определяемое по формуле (93) или (99);

ΔH_n — суммарное сопротивление газового тракта установки с учётом его самотяги до дымовой трубы.

Выбор дымососа и вентилятора

а) Полный напор машины

$$H_n = h'_n - h''_n \text{ мм вод. ст.}, \quad (123)$$

где h'_n и h''_n — полные напоры в выходном и входном патрубках в мм вод. ст.

б) Статический напор машины

$$H_{ст} = H_n - h'_{дин} \text{ мм вод. ст.}, \quad (124)$$

или

$$H_{ст} = h'_{ст} - h'_{ст} - h'_{дин} \text{ мм вод. ст.}, \quad (125)$$

где $h'_{дин}$ и $h'_{дин}$ — динамические напоры в выходном и входном патрубках в мм вод. ст. ;

$h'_{ст}$ и $h'_{ст}$ — статические напоры в выходном и входном патрубках в мм вод. ст.

в) Расчётные производительности ($Q_{расч}$) и напор машины ($H_{расч}$)

$$Q_{расч} = \beta_1 V \frac{760}{h_{бар}} \text{ м}^3/\text{час}, \quad (126)$$

где $\beta_1 = 1,1$ — запас по производительности; V — расход газов или воздуха при номинальной нагрузке и температуре перед машиной в $\text{м}^3/\text{час}$;

$$H_{расч} = \beta_2 \Delta H_n \text{ мм вод. ст.}, \quad (127)$$

где $\beta_2 = 1,2$ — запас по напору; ΔH_n — перепад полных напоров в мм вод. ст.

г) Приведение расчётных напоров к удельному весу и температуре, при которой построена заводская характеристика машины.

Для случая работы с меньшим удельным весом рабочего тела машина подбирается с характеристикой, имеющей заводом больший напор ($H_n^{прив}$) и наоборот

$$H_n^{прив} = K_\gamma H_n^{расч} \text{ мм вод. ст.} \quad (128)$$

При характеристике, построенной для воздуха

$$K_\gamma = \frac{1,293}{\gamma_0} \cdot \frac{273 + t}{273 + t_{завод}} \cdot \frac{760}{h_{бар}} \quad (129)$$

При характеристике, построенной для газов

$$K_\gamma = \frac{273 + t}{273 + t_{завод}} \cdot \frac{760}{h_{бар}}, \quad (130)$$

где γ_0 — удельный вес газов или воздуха при 0°C и 760 мм рт. ст. в кг/м³;

t — температура воздуха или газа перед машиной в °C;

$t_{завод}$ — температура воздуха или газов, при которой построена заводская характеристика, в °C.

д) Необходимое условие выбора машины

$$H_n^{прив} \leq H_n^{завод} \text{ мм вод. ст.}, \quad (131)$$

где $H_n^{завод}$ — значение полного напора на заводской характеристике машины ($Q-H$), соответствующее максимальному расчётному расходу, в мм вод. ст.

Регулирование тягодутьевых машин:

а) Шибберное регулирование. Этот способ неэкономичен, так как шиббер искусственно повышает сопротивление тракта.

Потребляемая мощность на валу машины при шибберном регулировании

$$N_\delta = \frac{QH_n^{завод}}{3670 \gamma_n K_\gamma} = \frac{N_{завод}}{K_\gamma} \text{ кВт}, \quad (132)$$

где $H_n^{завод}$; $N_{завод}$ и γ_n — полный напор, мощность и к. п. д. машины по заводским характеристикам соответственно в мм вод. ст., кВт и % при данном значении м³/час.

б) Изменение характеристик машины при изменении числа её оборотов при $\gamma_n = \text{const}$

$$\frac{Q_2}{Q_1} = \frac{n_2}{n_1};$$

$$\frac{H_2}{H_1} = \left| \frac{n_2}{n_1} \right|^2$$

и

$$\frac{N_2}{N_1} = \left| \frac{n_2}{n_1} \right|^3. \quad (133)$$

в) Регулирование направляющим аппаратом. Регулирование направляющим аппаратом по сравнению с шибберным регулированием является более экономичным. В зависимости от глубины регулирования коэффициент сброса мощности может быть достигнут равным 0,32 (график фиг. 49).

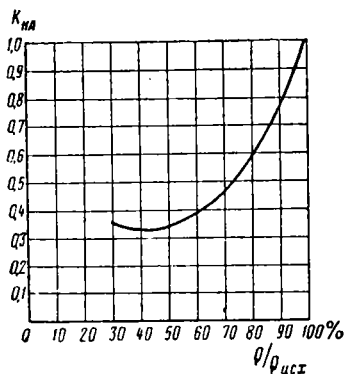
Мощность на валу машины с направляющим аппаратом при полном его открытии определяется по формуле (132).

При всех прочих режимах мощность на валу машины определяется по формуле

$$N_\delta = K_{на} N_{исх} \text{ кВт}, \quad (134)$$

где $N_{исх}$ — мощность на валу машины при полном открытии направляющего аппарата в кВт;

$K_{на}$ — коэффициент сброса мощности при данной глубине регулирования $Q_2/Q_{исх}$, значения которого даны на графике фиг. 49.



Фиг. 49. Коэффициент сброса мощности в зависимости от глубины регулирования направляющим аппаратом

$$K_{на} = f\left(\frac{Q}{Q_{исх}}\right).$$

Выбор электродвигателей для тягодутьевых машин:

а) при шибберном регулировании

$$N_{\delta л. д\delta} = \frac{Q_{расч} H_n^{завод}}{3600 \gamma_n} \cdot \frac{1,15}{K_\gamma} = N_{завод} \frac{1,15}{K_\gamma} \text{ кВт}, \quad (135)$$

где $Q_{расч}$ — производительность машины при максимально расчётном режиме по формуле (126) в м³/час;

$H_n^{завод}$ — полный напор машины по заводской характеристике для режима $Q_{расч}$ в мм вод. ст.;

γ_n — к. п. д. машины по полному напору, принимаемый по заводской характеристике для того же режима, в %;

1,15 — коэффициент запаса мощности мотора;

K_γ — коэффициент пересчёта по удельному весу по формулам (129) и (130);

б) при регулировании направляющим аппаратом

$$N_{\delta л. д\delta} = N_{исх} K_{на} \text{ кВт}, \quad (136),$$

где $N_{эл. дв}^{исх}$ — мощность электро-
двигателя, опреде-
ляемая по формуле
(135) для режима
 $Q_{исх}$, в кВт;

$Q_{исх}$ — производительность,
соответствующая
точке пересечения
заводской кривой
 $Q-H_n$ с приведён-
ной характеристикой
тракта;

$K_{эл. дв} = 0,8 K_{на} + 0,2$ — коэффициент сброса
установленной мощ-
ности электродвига-
теля, зависящий от
глубины регулиро-
вания $K_{на}$ прини-
мается по графику
фиг. 49.

Параллельная работа дымососов и вентиляторов

В случае параллельной работы двух или
нескольких машин на одну сеть необходимо,
чтобы эти машины имели одинаковую харак-
теристику $H = \varphi(Q)$.

В этом случае расходы через каждый вен-
тилятор и создаваемые ими напоры при лю-
бом режиме будут равны, т. е.

$$Q_{вент} = \frac{Q_{сети}}{n} \text{ м}^3/\text{час}, \quad (137)$$

где n — количество параллельно работающих
машин.

Параллельная работа нескольких дымосо-
сов или вентиляторов выгодна только в том
случае, когда максимальная суммарная по-
дача в данной сети окажется значительно
больше, чем максимальная подача одной ма-

Таблица 17

Вентиляторы и дымососы малой и средней производительности

Типы машин Число об/мин	Производи- тельность в тыс. м ³ /час	Полный напор в мм вод. ст.	К. п. д. в %	Необходимая мощность в кВт	Тип электродвигателя
В е н т и л я т о р ы					
ВД-6/970	6,0	97	63	3,8	2,8-A-51-6
ВД-6/1450	9,5	213	62,5	10	10-A-62-4
ВД-8/730	12,0	95	60,5	6,0	7-A-62-8
	8,0	98	67,2	3,7	4,5-A-61-8
ВД-8/970	15,8	168	60,5	13,5	14-A-71-6
	10,8	175	67,2	8,8	10-A-62-6
	8,0	160	62,5	6,4	7-A-61-6
ВД-10/730	23,2	149	60,5	18,0	20-A-81-8
	16,5	154	67,2	12,0	14-A-72-8
	10,0	142	63,0	6,0	7-A-62-8
ВД-10/970	31,0	260	60,5	41,5	40-A-82-6
	21,0	270	67,2	26,0	28-A-81-6
	13,0	248	62,5	17,0	20-A-72-6
ВД-12/730	41,0	212	60,0	45,0	55-A-95-8
	27,5	222	67,2	28,0	28-A-82-8
	17,5	204	62,5	18,0	20-A-81-8
ВД-12/970	55,0	375	60,0	115,0	115-ГДМ-6-117-6
	37,0	390	67,2	75,0	ГДМ-6-725-6
	22,5	357	63,0	40,0	ГДМ-6-116-6
					75-A-92-6
					40-A-82-6
ВД-13,5/730	50,0	277	63,0	67	80-ГДМ-6-117-8
	30,0	267	64,0	38	55-A-92-8
Д ы м о с о с ы					
Д-8/730	5,0—13,0	58	—	4,5	4,5-A-61-8
Д-8/970	16,0	105	60,5	10,0	10-A-62-6
	10,0	135	67,2	5,5	10-A-61-6
Д-10/730	25,0	88	57,0	14,0	14-A-72-8
	15,0	96	67,0	10,0	10-A-71-8
Д-10/970	32,0	158	60,5	26,0	28-A-81-6
	22,0	168	67,2	20,0	20-A-72-6
Д-12/730	40,0	132	60,5	28,0	28-A-82-8
	39,0	138	67,2	18,0	20-A-81-8
Д-12/970	55,0	232	62,5	62,5	75-A-92-6
	40,0	245	67,2	42,0	ГДМ-6-116-6
					55-A-91-6
Д-13,5/730	50,0	170	63,0	40,0	65-A-92-8
	30,0	165	64,0	23,0	28-A-82-8
Д-13,5/970	60,0	308	65,1	86,0	95-ГДМ-6-116-6
	40,0	290	65,0	58,0	75-A-92-6

Примечания. 1. Производительность и напоры даны при давлении 760 мм рт. ст. и температуре для вентиляторов 20°C и для дымососов — 200°C.

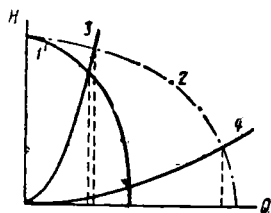
2. Мощность электродвигателей принята с запасом 15%. Тип электродвигателей принят для нормальных условий работы. При особых условиях тип электродвигателя уточняется заказчиком.

3. Вентиляторы и дымососы, приведённые в таблице, поставляются комплектно с направляющими аппаратами.

4. Изготавливаются на заводах: Барнаульском, Хабаровском, имени Л. М. Кагановича, Тульском котельно-вентиляторном.

шины в той же сети. Это возможно тогда, когда при работе одного вентилятора на данную сеть развиваемый им напор значительно меньше максимального напора вентилятора по его характеристике (фиг. 50).

Установку двух машин с неодинаковой характеристикой для параллельной работы на общую сеть допускать не следует, так как в этом случае две параллельно работаю-



Фиг. 50. Зависимость $H = f(Q)$: 1 — характеристика одной машины; 2 — суммарная характеристика двух машин; 3 — параллельная работа невыгодна; 4 — параллельная работа выгодна

щие машины могут дать суммарный расход по тракту даже меньший, чем одна из этих машин, работающая на тот же тракт.

Характеристики вентиляторов и дымо-сосов малой и средней производительности, поставляемых Главным управлением комплектации Министерства электростанций для энергетических установок, приведены в табл. 17.

ПИТАТЕЛЬНЫЕ НАСОСЫ

Поршневые насосы

Производительность поршневого насоса определяется по формуле

$$Q = \eta_o i F S n 60 \text{ м}^3/\text{час}, \quad (138)$$

где η_o — объёмный к. п. д., показатель фактической подачи по сравнению с теоретической.

Для насосов производительностью до $20 \text{ м}^3/\text{час}$

$$\eta_o = 0,85—0,9.$$

Для насосов производительностью свыше $20 \text{ м}^3/\text{час}$

$$\eta_o = 0,9—0,95;$$

i — число рабочих камер — цилиндров насоса;

S — ход поршня;

F — площадь поршня в м^2 ;

n — число оборотов (двойных ходов) в минуту.

Потребная мощность электродвигателя привода насоса

$$N_{уст} = \frac{10^3 Q H}{3600 \cdot 102 \eta_{уст}} \text{ кВт}, \quad (139)$$

где H — напор, который должен создаваться насосом, в мм вод. ст. ;

$$H = 10 P_k + H_{эк} + \sum H_c + H_2^{наг} \gamma_2 - H_2^{подп} \gamma_1 \text{ мм вод. ст.}, \quad (140)$$

где

P_k — давление в котле в атм ;

$H_{эк}$ — сопротивление водяного экономайзера в мм вод. ст. ;

H_c — сопротивление всасывающей и нагнетающей линий, включая подогреватели питательной воды, запорные и регулирующие органы, в мм вод. ст. ;

$H_2^{наг}$ и $H_2^{подп}$ — геодезические высоты нагнетания и подпора, измеренные от оси насоса, в м ;

γ_2 и γ_1 — удельные веса воды в нагнетательной и всасывающей линиях в т/м^3 ;

Q — производительность насоса в $\text{м}^3/\text{час}$;

$\eta_{уст}$ — к. п. д. установки;

$$\eta_{уст} = \eta_{нас} \eta_{пер} \eta_{двиг};$$

$\eta_{нас}$ — к. п. д. насоса.

Для обычно применяемых питательных насосов

$$\eta_{нас} = 0,65—0,75;$$

$\eta_{пер}$ — к. п. д. передачи;

$\eta_{двиг}$ — к. п. д. двигателя.

Допустимая высота всасывания для поршневых насосов в зависимости от температуры питательной воды представлена в табл. 18.

Таблица 18

Допустимая высота всасывания для поршневых насосов

Число двойных ходов поршня насоса в мин.	Температура воды в °C					
	20	30	40	50	60	70
	Допустимая высота всасывания в м					
50	6,5	6,0	5,5	4,0	2,5	0,0
60	6,0	5,5	5,0	3,5	2,0	0,0
90	5,0	4,5	4,0	2,5	1,0	0,0
120	4,0	3,5	3,0	1,5	0,5	0,0

Технические характеристики питательных паровых поршневых насосов некоторых марок, выпускаемых Министерством машиностроения, приведены в табл. 19.

Центробежные насосы

Зависимость между производительностью, напором, числом оборотов и мощностью центробежных насосов следующая:

$$\frac{Q}{Q_1} = \frac{n}{n_1};$$

$$\frac{H_m}{H_{m1}} = \frac{n^2}{n_1^2};$$

$$\frac{N}{N_1} = \frac{n^3}{n_1^3},$$

где Q — производительность центробежного насоса;

H_m — напор;

n — число оборотов;

N — мощность на валу насоса.

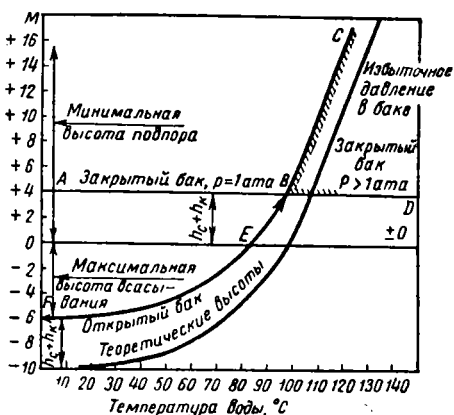
Таблица 19

Паровые поршневые питательные насосы некоторых марок для питания паровых котлов

Показатель	Тип или марка насоса										
	46-A	46-ГМ	ПНП-1	ПНП-3	ПНП-15	ПНП-12М	ПНП-12а	ПНП-5			ПНП-13
								I	II	III	
Производительность в $\text{м}^3/\text{час}$	22—53	5,5—14	10—25	5,5—14	25	0,9—2,0	0,9—2,0	2,3—5,8	2,3—5,8	3	3,5—15
Давление нагнетания в $\text{кг}/\text{см}^2$	8	20	20	20	38	20	22,5	22,5	20	7,4	33,5
Число двойных ходов в минуту	23—55	25—60	32—60	27—60	60	60—120	55—110	40—80	40—80	45—80	3—30
Вакуумметрическая высота всасывания при перекачке воды температурой до 30°C в м вод. ст.	6	6	6	6	6	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	5,5
Давление пара перед входом в золотниковую коробку в атм	13	16—17	12	12	23	12	23	15	12	6	23
Температура перегретого пара в $^\circ\text{C}$	—	—	270	270	340	270	320	270	270	—	320
Противодавление отработавшего пара в атм	3,5	3—4	3	3	3	3	3	3	1,2	1,5	3
Удельный расход пара на 1 л. с. ч.:											
перегретого в кг	26	30	31	30	25	68	68	42	42	—	18
насыщенного в кг	35	38	40	38	38	98	90	66	66	158	25
Основные размеры насоса в мм:											
диаметр паровых цилиндров	200	150	230	180	210	75	65	115	115	115	230
диаметр гидравлических цилиндров	175	100	130	100	130	42	50	70	70	70	150
ход поршней	200	150	150	150	150	75	65	95	95	85	300
Габаритные размеры насоса в мм:											
высота	1 610	1 335	1 495	1 320	1 495	380	—	—	465	—	1875
ширина	722	550	572	536	572	420	—	—	455	—	800
длина	830	580	780	620	780	805	—	—	1 010	—	740
Вес в кг	800	363	735	433	770	133	135	220	220	220	745

Высота всасывания и подпора для центробежных насосов в зависимости от температуры воды показана на фиг. 51.

Мощность на валу центробежного насоса определяется по формуле (139). При этом



Фиг. 51. Высота всасывания и подпора для центробежных насосов в зависимости от температуры воды

$\eta_{\text{уст}} = \eta_n \eta_{\text{эл}}$ для насосов питательных центробежных $\eta_n = 0,5 \div 0,63$.

Характеристики некоторых центробежных питательных насосов, выпускаемых заводами

Министерства машиностроения для питания паровых котлов, приведены в табл. 20.

Характеристики питательных турбонасосов, выпускаемых заводами Министерства тяжёлого машиностроения, приведены в табл. 21.

Характеристики конденсатных насосов, выпускаемых заводами Министерства машиностроения, приведены в табл. 22.

Требования к установке питательных насосов

Нормы производительности питательных насосов для котельных принимаются в соответствии с правилами Котлонадзора.

Для питания барабанных водотрубных котлов электростанций количество и производительность питательных насосов должны удовлетворять следующим правилам:

а) суммарная производительность питательных электронасосов выбирается таким образом, чтобы в случае остановки любого электронасоса остальные могли обеспечить работу котельной при максимальной длительной производительности всех рабочих котлов без учёта резервного котла. Количество электронасосов не может быть менее двух;

б) помимо насосов с электроприводом, должны быть установлены два резервных насоса с паровым приводом, суммарная производительность которых должна обеспечивать 50% максимальной производительности всех рабочих котлов.

Таблица 20

Центробежные питательные насосы для котлов малой и средней производительности, выпускаемые заводами Министерства машиностроения

Марка насосов	Производительность в м³/час	Полный напор в м вод. ст.	Рекомендуемая мощность электродвигателя в кВт	Количество колёс	Внутренний диаметр патрубков в мм		Число оборотов	Габаритные размеры в мм			Вес в кг
					входного	напорного		Длина	Ширина	Высота	
2,5ЦВ-0,8	5	200	14	1	60	50	2 900	510	290	330	74
2,5ЦВ-0,8	9	124	14	1	60	50	2 900	510	290	330	74
2,5ЦВ-1,1	10	224	20	1	60	50	2 900	510	290	330	74
2,5ЦВ-0,8	12	72	14	1	60	50	2 900	510	290	330	74
2,5ЦВ-1,3	15	212	28	1	60	50	2 900	510	290	330	74
2,5ЦВ-1,1	18	115	20	1	60	50	2 900	510	290	330	74
2,5ЦВ-1,5	20	200	40	1	60	50	2 900	510	290	330	74
2,5ЦВ-1,3	22	120	28	1	60	50	2 900	510	290	330	74
2,5ЦВ-1,5	27	112	40	1	60	50	2 900	510	290	330	74
4П-5×8а	36	670	190	8	100	70	2 950	1 937	950	900	1 370
4П-5×8	40	745	220	8	100	70	2 950	1 937	950	900	1 370
4П-5×8а	50	620	190	8	100	70	2 950	1 937	950	900	1 370
4П-5×8	53	700	220	8	100	70	2 950	1 937	950	900	1 370
4П-5×8а	65	540	190	8	100	70	2 950	1 937	950	900	1 370
5П-6×8а	70	640	240	8	100	70	2 950	1 937	950	900	1 370
5П-6×8	75	690	350	8	125	100	2 950	1 937	950	900	1 370

Примечание. Температура питательной воды до 150°C.

Таблица 21

Характеристика некоторых питательных турбонасосов, выпускаемых заводами Министерства тяжёлого машиностроения

Марки насосов	Производительность в м³/час	Давление нагнетания в атм	Давление на приёмном патрубке в м вод. ст.	Температура перекачиваемой воды в °C	Давление свежего пара в атм	Температура свежего пара в °C	Давление отработавшего пара в атм	Число оборотов в мин	Расход пара в т/час	Развиваемая мощность паровой турбины в кВт	Вес в кг
ПТ-29-50	50	45	10	105	29	400	1,2—2,5	—	1,7—2,1	—	2 700
ПТ-35-50	50	52	10	105	35	435	1,2—2,5	—	1,9—2,3	—	2 700
ЭП-30	30	54	2,7	105	35	435	1,2—2,5	8 700	1,3—1,6	103	1 900

Примечание. Турбопитательный насос состоит из центробежного насоса и паровой турбины с одним двухвечным диском.

Таблица 22

Конденсатные насосы, выпускаемые заводами Министерства машиностроения

Марка насосов	Производительность в м³/час	Полный напор в м вод. ст.	Рекомендуемая мощность электродвигателя в кВт	Количество колёс	Внутренний диаметр патрубков в мм		Число оборотов	Габаритные размеры в мм			Вес в кг
					входного	выходного		Длина	Ширина	Высота	
2,5КС-5×2	10	54	4,5	2	70	40	2 900	1 000	330	417	190
2,5КС-5×4	10,8	108	10	4	70	40	2 900	1 315	360	790	260
3КС-6×2	21,6	60	10	2	70	50	2 900	1 088	490	540	233
3КС-6×4	21,6	110	20	2	70	50	2 900	—	—	—	—
5КС-5×2	30	39	10	2	125	80	1 450	1 462	660	1 172	600
5КС-5×2	40	33	10	2	125	80	1 450	1 462	660	1 172	600
5КС-5×2	50	35	10	2	125	80	1 450	1 462	660	1 172	600
5КС-5×2	65	54	20	2	125	80	1 450	1 462	660	1 172	600

Для питания паровых котлов промышленных котельных должно быть установлено не менее двух, приводимых в действие независимо один от другого питательных приборов, из которых один должен быть обязательно с паровым приводом. Производительность каждого прибора должна быть при этом не менее 120% максимально длительной производительности рабочих котлов.

Допускается установка обоих питательных приборов с паровым приводом той же производительности.

При установке трёх и более питательных приборов суммарная производительность их должна быть такой, чтобы:

а) при временном выходе из строя самого мощного насоса суммарная производительность остальных составляла не менее 120% максимально длительной производительности всех рабочих котлов;

б) суммарная производительность насосов с паровым приводом была не менее 120% максимально длительной производительности всех рабочих котлов.

На всех центробежных насосах для устранения возможности срыва работы насоса (запаривание) при малых нагрузках, а также при пусках и остановках должны быть установлены устройства рециркуляции в питательные баки, присоединяемые к напорному питательному трубопроводу между насосом и его обратным клапаном.

Резервные питательные насосы должны находиться в исправности и состоянии полной готовности к пуску в любой момент. Как правило, питательные насосы должны чередоваться в работе с тем, чтобы простой их в резерве не превышал одной недели.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Организационная структура

Основной штат котельной делится на две группы: 1) сменный персонал, 2) ремонтный персонал.

В состав сменного персонала входят: старший кочегар, кочегары, дежурные по топливоподаче и золоудалению, дежурный по дымососам и вентиляторам, дежурный по водообработке, зольщики, дежурные, слесари, водосмотры.

В состав ремонтного персонала входят мастер и бригады слесарей по ремонту: вращающихся механизмов, поверхностей нагрева котла, арматуре, обмуровке и т. д., в зависимости от типа оборудования, производительности и количества котлов.

Обязанности персонала котельной определяются должностными инструкциями по эксплуатации оборудования. Эти инструкции составляются на основе типовых инструкций и утверждаются администрацией данного предприятия.

Порядок приёма на работу нового персонала

Принимаемый вновь на работу эксплуатационный персонал котельной должен обладать необходимым объёмом теоретических и

практических знаний. Каждый вновь принимаемый до перевода на самостоятельную работу должен пройти обучение по обслуживанию поручаемых ему агрегатов на рабочем месте в качестве дублёра основного дежурного. Длительность периода дублирования в зависимости от их начальной подготовки устанавливается администрацией предприятия.

По прохождении положенного срока и сдаче экзамена квалификационной комиссии дублёр может быть допущен к самостоятельной работе.

Должностные и технологические инструкции и эксплуатационные схемы

Эксплуатационные схемы, должностные и технологические инструкции составляются на обслуживание наиболее ответственных элементов котельной установки, как-то:

а) котельного агрегата и отдельно по: пароперегревателю, водяному экономайзеру, воздушному подогревателю, обслуживанию водоуказательных стёкол, питанию котла, точным устройствам, дутьевым вентиляторам и дымососам, паропроводам, питательным и продувочным, дренажным и другим трубопроводам, шлако-золоудалению и пр.;

б) по ремонту оборудования;

в) по предупреждению и ликвидации аварий;

г) по технике безопасности и охране труда;

д) по приёмке, хранению и использованию масел и жидкого топлива.

Инструкции составляются на основе типовых инструкций применительно к конкретным местным условиям.

Нормирование и отчётность по котельной

Для обеспечения рациональной и экономичной эксплуатации котельной необходимо:

1) разработать для эксплуатационного персонала производственные задания и технико-экономические нормы на эксплуатацию основного оборудования;

2) производить систематический контроль за выполнением установленных норм;

3) систематически проводить испытания и анализ работы оборудования.

Подготовка и пуск котла в работу

Разрешение на растопку котла должно быть оформлено начальником котельного цеха.

Для каждого котла должен быть установлен порядок пуска его и остановки в соответствии с Правилами технической эксплуатации.

До растопки котла должны быть проведены в основном следующие подготовительные операции:

1. Заполнение котла водой производится при соблюдении следующих условий:

а) температура воды должна быть такой, чтобы разность между ней и стенкой барабана не превышала в момент заполнения 40—50°C;

б) количество воды должно соответствовать установленному для этого котла водному режиму. Нормы качества воды для котлов с естественной циркуляцией приведены в табл. 23;

Таблица 23

Нормы качества питательной воды для котлов с естественной циркуляцией

Наименование величин	Показатель	Нормы при давлении пара в атм		
		30	25	20
Жёсткость не более	мкг/экв град.	35	25	20
Содержание кислорода после деаэраторов и питательных насосов не более	мг/л	0,4	0,07	0,05
Избыток сульфата натрия допускается не более	—	0,03	0,03	0,03
Показатель РН не более	—	2,0	2,0	2,0
Содержание масла не более	—	7,0	7,0	7,0
Содержание свободной углекислоты	мг/л	1,0	1,0	1,0
Содержание взвешенных веществ, удаляемых обычным фильтрованием	—	Должно отсутствовать		
		То же		

в) уровень воды в барабане котла должен соответствовать низшему уровню по водомерному стеклу;

г) перед заполнением котла водой должны быть открыты воздушники на барабане котла или на сухопарнике;

д) котёл должен заполняться водой равномерно, продолжительность заполнения летом один час, зимой два часа.

2. Открыты вентили на трубопроводе продувки, коллектора перегретого пара, пароперегревателя.

3. Открыты вентили на линиях рециркуляции водяного экономайзера кипящего типа для создания циркуляции воды между объёмом воды в котле и экономайзером.

4. Вентиляция газоходов должна производиться дымососом в течение 10 мин.

Распока котла производится в строгом соответствии с инструкциями, установленными для данного котла и топочных устройств.

Продолжительность растопки, считая от момента подачи топлива в топку до включения котла в общий паропровод, должна составлять от 2 до 4 час., а для работающих на давлении выше 60 атм — не менее 4—5 час.

Во избежание коррозии воздухоподогревателя дутьевые вентиляторы должны включаться после достижения температуры газов за воздухоподогревателем не менее 120°C или после достижения температуры дымовых газов перед воздухоподогревателем выше 350°C.

В период растопки необходимо:

1) поддерживать разрежение в верхней части топки около 2—3 мм вод. ст.;

2) вести контроль за расширением барабанов котла и коллекторов экранов по установленным индикаторам;

3) регулировать продувку пароперегревателя с таким расчётом, чтобы температура пара не превышала для пароперегревателя:

а) из углеродистой стали 460°C;

б) из хромомолибденовой стали 520°C;

4) поддерживать нормальный уровень воды в барабане котла. Производить продувку и проверку правильности работы водомерных стёкол в момент, когда давление в котле будет до 0,5—1,0 атм и перед включением котла в общий паропровод;

5) произвести по достижении давления 3—4 атм подтяжку болтов в соединениях, разнимавшихся при ремонте. При этом подтяжка болтов при давлении в котле выше 4 атм не допускается;

6) при достижении давления в котле 2,5—3,5 атм произвести продувку котла через нижние его точки;

7) произвести регулировку предохранительных клапанов по достижении рабочего давления на котле. Регулировка клапанов производится согласно правилам Котлонадзора.

В табл. 24 приведены давления, при которых должны открываться предохранительные клапаны в зависимости от рабочего давления и места установки предохранительного клапана на котлоагрегате.

Таблица 24

Давления, при которых должны открываться предохранительные клапаны

Место установки предохранительных клапанов	Рабочее давление в котле р атм	Давление, при котором должны открываться предохранительные клапаны
На барабанах котла	От 13 до 100	1,05 р рабочие 1,03 р контрольные
На пароперегревателе (на стороне перегретого пара)	>13	1,02 р
На водяном экономайзере отключаемого типа		1,25 р (со стороны входа воды)
На промежуточном пароперегревателе		1,1 р (со стороны выхода воды) 1,02 р от давления в пароперегревателе

При достижении давления 4—6 атм производится нагрев паропровода. После достаточного прогрева паропровода и выравнивания в нём давления с давлением в магистрали можно приступить к открытию главной задвижки у магистрали.

Дренаж «на прямую» при этом должен быть открыт до включения котла. Перед включением котла в общий паропровод предупреждается персонал машинного зала и включение производится при давлении в котле, которое должно быть меньше, чем в общем паропроводе (на 0,5—1,0 атм для котлов давлением до 59 атм и 2—3 атм для котлов давлением свыше 59 атм). После включения котла в общий паропровод закрываются вентили на трубопроводах рециркуляции водяного экономайзера, прекращается продувка пароперегревателя, проверяется состояние всей запорной арматуры котлоагрегата.

После подключения котла к главному паропроводу делается соответствующая запись в оперативном журнале начальника смены котельной.

Поддержание нормального режима работы котлоагрегата

После включения котла в работу, основной задачей в обслуживании котла является обеспечение надёжной и экономичной его работы.

Ниже даются основные указания по поддержанию нормального режима работы котла.

а) Поддержание паропроизводительности котла. Регулирование паропроизводительности достигается изменением количества подаваемого топлива и воздуха в топку котла.

Необходимо соблюдать чистоту поверхности нагрева котла, водяного экономайзера и воздушного подогревателя со стороны газов путём их регулярной обдувки.

б) Поддержание нормального режима питания котла является важнейшим условием обеспечения надёжной работы котла. Не следует допускать резких отклонений от нормального среднего уровня воды по водомерному стеклу, проверять правильность работы водомерных стекол проведение регулярных их продувок.

в) Поддержание нормальных параметров пара (давление, температура) повышает надёжную и экономичную работу паровых машин и других тепловых потребителей.

Необходимо добиваться наименьших колебаний параметров пара давления не более $\pm 0,5$ атм и температуры $\pm 5^\circ\text{C}$.

Регулирование заданного давления пара достигается изменением количества подаваемого топлива и воздуха в топку котла. Регулирование температуры перегретого пара обычно осуществляется поверхностными парохладителями, а также режимными мероприятиями.

К основным режимным мероприятиям, направленным на поддержание заданного перегрева пара, следует отнести:

1. Поддержание чистоты поверхности нагрева пароперегревателя проведением регулярных обдувок последнего. Эти мероприятия направлены на повышение температуры перегрева пара.

2. Изменения температуры питательной воды. Понижение температуры питательной воды вызывает повышение температуры перегрева пара.

3. Изменение избытка воздуха. Уменьшение избытка воздуха снижает температуру перегрева пара.

4. Изменение нагрузки котла. Уменьшение нагрузки котла снижает температуру перегрева пара.

г) Обеспечение нормальной работы водяного экономайзера достигается контролем за поддержанием следующих параметров:

1) температуры воды, поступающей в котёл, которая для экономайзеров некипящего типа должна быть на 40°C ниже температуры воды в котле, а температура воды на входе в экономайзер должна быть выше температуры точки росы на 10°C ;

2) температуры газов до водяного экономайзера и за ним. Необходимо, чтобы отношения перепадов температуры газов и воды

были в пределах: для влажных топлив 1,5, а для сухих топлив 3;

3) сопротивление на газовой стороне, которое не должно превышать заданной величины, поддерживается регулярной обдувкой поверхностей экономайзера;

4) кислорода в питательной воде, содержание которого не должно превышать $0,03$ мг/л.

Кроме того, необходимо следить за герметичностью газоходов, что контролируется показателями газового анализа по тракту.

д) Поддержание нормальной работы воздушного подогревателя. Работа последнего контролируется по следующим параметрам:

1) по температуре воздуха, которая на входе должна быть выше температуры точки росы примерно на 10°C , а на выходе — в пределах заданной. Отношение перепадов температур газов и воздуха должно составлять: для влажных топлив $0,6-0,4$ и для сухих — $0,8$;

2) по температуре газов до воздухоподогревателя и за ним. Резкое повышение температуры газов за воздухоподогревателем указывает на горение топлива в газоходах воздухоподогревателя. Тушение достигается обдувкой воздухоподогревателя, а в случае продолжения горения — заполнением последнего паром при выключенном дымососе и вентиляторе;

3) по сопротивлению воздухоподогревателя по газовой и воздушной стороне, которое должно соответствовать заданным;

4) по избытку воздуха до воздухоподогревателя и после он должен соответствовать заданному.

Нормальная остановка котла

Нормальная остановка котла производится в следующей последовательности:

1) прекращают подачу топлива в топку и дожигают остатки топлива на решётке;

2) останавливают вентилятор, а затем дымосос;

3) после полного прекращения горения топлива в топке отключают котёл от главного паропровода и паропровода собственных нужд, открывают периодически продувку пароперегревателя для его охлаждения;

4) закрывают все дверцы и шиберы, оставив небольшой подсос воздуха для охлаждения колосниковой решётки при слоевом сжигании;

5) через 4—6 час. производится вентиляция газоходов, открытием шиберов на тракте естественной тяги. Производят продувку котла, после 4—6 час. остановки котла, а затем через 8—10 час. продувку повторяют. Спуск воды из котла допускается при температуре воды в котле, не превышающей $70-80^\circ\text{C}$;

6) наблюдение за уровнем воды в котле должно производиться всё время, пока котёл находится под давлением. Запрещается держать остановленный котёл с потушенной топкой, подключённым к паропроводу.

Аварийная остановка котла

Котёл должен быть остановлен в следующих случаях:

а) при повышении давления в котле выше нормального и продолжении повышения давления пара несмотря на уменьшение подачи топлива, тяги и дутья и усиление питания котла;

б) припуске воды или быстром понижении уровня воды в котле, несмотря на усиленное питание его;

в) при перебитке котла, сопровождаемой поднятием уровня воды выше верхней кромки водоуказательного стекла;

г) при прекращении действия всех водоуказательных приборов;

д) при прекращении действия всех предохранительных клапанов;

е) при прекращении действия всех питательных приборов;

ж) при разрыве трубы или обнаружении в котле отдушины, трещины или течи в сварных швах;

з) при обнаружении горения топлива в газоходах агрегата.

Содержание котлов в горячем резерве

Котёл, поставленный в горячий резерв, отключается от паропровода, а избыток пара удаляется продувкой пароперегревателя на стороне коллектора перегретого пара. Если горячий резерв котла поддерживается при ослабленном горении в топке и поддержании давления пара, близком к рабочему, то в этом случае необходимо обеспечить наблюдение за котлом, аналогичное наблюдению при нормально работающем котле.

Содержание котлов в холодном резерве

Применяются следующие основные способы консервации барабанных котлов с естественной циркуляцией:

1) поддержание в остановленном котлоагрегате избыточного давления пара и температуры воды выше 100°C ; в этом случае предотвращается доступ кислорода в котёл. Этот способ рекомендуется применять при консервации котла на срок не более 10 дней;

2) «сухой» способ, состоящий в полном удалении воды из котла и поддержании постоянной сухости воздуха внутри котла и поверхности металла при помощи влагопоглотителей (хлористый кальций, негашёная известь, силикагель). Этот способ применяется при длительной консервации котла и в условиях невозможности обеспечить постоянную положительную температуру в котельной. Сухой способ консервации производится в такой последовательности. Котёл отключается от других котлов заглушками, после чего производится очистка котла от накипи. После очистки и осушки внутренней поверхности котла в барабанах его устанавливают противни размером $800 \times 350 \times 150$ мм с прокалённым хлористым кальцием (CaCl_2), из расчёта $1,0\text{—}0,5$ кг кальция на 1 м^3 ёмкости котла (ёмкость котла есть суммарный объём барабанов, сухопарника, коллекторов, пароперегревателя, водяного экономайзера и трубной системы) или силикагелем, из расчёта $1,0\text{—}1,5$ кг силикагеля на 1 м^3 ёмкости котла или с негашёной известью (CaO) в виде

кусков размером $10\text{—}30$ мм, из расчёта $2\text{—}3$ кг CaO на 1 м^3 ёмкости котла. После установки противней закрывают все люки и оставляют их в таком состоянии в течение всего времени консервации котла.

Необходимо периодически (не реже одного раза в месяц) осматривать состояние котла и состояние реагента. Обычно старый реагент заменяется новым один раз в три месяца;

3) «мокрый» способ, состоящий в заполнении барабанов, коллекторов и трубной системы котла и водяного экономайзера щелочным раствором (NaOH ; P_2O_5 ; Na_2SO_3), обеспечивающим полную устойчивость защитной плёнки на поверхности металла. Мокрый способ консервации рекомендуется применять при простоях котлов $20\text{—}30$ дней. В зимних условиях мокрый способ консервации котлов может быть допущен при условии обеспечения положительной температуры в котельной. Мокрый способ консервации производится следующим образом. Котёл очищается от внутренних и наружных загрязнений и отключается от других котлов заглушками. Затем специальным насосом заполняется (до отметки низшего допустимого уровня воды в котле) защитным раствором, содержащим:

а) едкого натра (NaOH) $1\,000 \text{ мг/л}$;

б) фосфорного ангидрида (P_2O_5) 100 мг/л ;

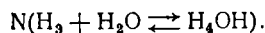
в) сульфита натрия (Na_2SO_3) 250 мг/л .

После заполнения котла защитным раствором, его подогревают на слабом огне, доводя давление в котле до $2\text{—}3 \text{ атм}$; такое давление поддерживается в течение $2\text{—}3$ час. Затем давление снижают до атмосферного и заполняют котёл защитным раствором, включая пароперегреватель, сухопарник и водяной экономайзер. Затем этим же насосом создают гидравлическое давление в котле от 2 до 4 атм , которое и поддерживается в течение всего времени консервации.

Во время мокрой консервации необходимо следить, чтобы не было влаги на наружных поверхностях котла и в кладке, для чего следует производить периодическую их подсушку разведением огня в топке.

В период консервации необходимо периодически производить анализ защитного концентрата и при снижении концентрации сульфита натрия ниже 50 мг/л производить добавку его до указанной выше нормы;

4) «газовый» способ, состоящий в том, что после спуска воды котёл заполняется газобразным аммиаком (NH_3), который растворяется в плёнке влаги на поверхности металла, сообщая ей щелочную реакцию



Газовый способ рекомендуется применять при длительной консервации котла. Порядок проведения газовой консервации следующий.

На самой верхней площадке устанавливают баллоны с жидким аммиаком. Заполнение котла производят сверху с тем, чтобы вытеснить воздух из котла через нижние продувочные точки. Когда аммиак достигнет нижних точек котла, что определяется по запаху, закрывают герметически все вентили и поднимают давление аммиака в котле до 100 мм рт. ст. и поддерживают это давление

в течение всего периода консервации добавлением аммиака из баллона. Расход аммиака на заполнение котла составляет 0,6—0,8 кг газа на 1 м³ ёмкости котла.

ИСПЫТАНИЕ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Общие указания

Испытания паровых котлов делятся на приёмочные, эксплуатационные и наладочные. Приёмочные испытания проводятся при приёмке новых котлоагрегатов от заводоизготовителей для проверки соответствия показателей их работы гарантийным данным.

Эксплуатационные испытания проводятся, как правило, в нормальных эксплуатационных условиях до капитального ремонта и после или реконструкции котлоагрегата, а также при систематическом отклонении основных параметров работы котла от нормальных. По данным эксплуатационных испытаний устанавливаются зависимость качественных технико-экономических показателей работы котла от его нагрузки и качества сжигаемого топлива; нормативные данные для этих показателей, вносятся коррективы в режимные карты.

Наладочные испытания проводятся при пуске нового или реконструированного котлоагрегата с целью его наладки и установления нормального теплового и воздушного режимов, составления режимных карт, наладки и проверки работы приборов автоматического регулирования.

По точности измерений и подсчётов испытания котельных агрегатов делятся на два класса.

К первому классу точности относятся испытания, в которых измерения производятся точными, проверенными в лабораториях приборами и, кроме того, надёжность измерений контролируется сопоставлением результатов, полученных различными методами производства замеров.

Испытания, проводимые по первому классу точности, позволяют определить коэффициент полезного действия котлоагрегата с точностью до $\pm 2\%$.

Ко второму классу точности относятся испытания, в которых измерения производятся менее точно и ограничиваются определением коэффициента полезного действия с точностью до $\pm 5\%$. По этому классу точности проводятся эксплуатационные и наладочные испытания котельных агрегатов. На основе результатов испытания составляется тепловой баланс. Различают прямой и обратный тепловые балансы. Прямой тепловой баланс котлоагрегата составляется на основе следующих замеров: расхода топлива, пара, величины давления пара в котле, температуры перегрева пара, температуры питательной воды, выхода шлаков, уноса, расхода электроэнергии.

Обратный тепловой баланс составляется без учёта расхода топлива; в этом случае определяются потери тепла и коэффициент полезного действия котла определяется как остаточный член теплового баланса:

$$q_1 = 100 - |q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6|.$$

Величины потерь q_2, q_3, q_4, q_5, q_6 определяются по формулам, помещённым в разделе Тепловой баланс котельного агрегата.

Подготовительные работы к испытаниям заключаются в следующем:

- 1) ознакомлении с котельным агрегатом и изучение данных отчёта;
- 2) составлении программы испытания;
- 3) составлении перечня необходимых точек замера и количества приборов, определении количества наблюдателей;
- 4) подготовке приборов для испытаний;
- 5) проведении предварительных испытаний для проверки работы приборов и тренировки наблюдателей.

После проведения указанной выше подготовки приступают к испытаниям, при этом:

- а) до проведения испытания котёл должен проработать (считая с момента пуска из холодного состояния) не менее 48 час. и сверх этого 6 час. с нагрузкой, при которой будет производиться испытание;
- б) непрерывная продувка на время испытания должна быть выключена или организован учёт количества продуваемой воды;
- в) все дренажные точки, а также места отбора пара до места измерения расхода пара должны быть плотно закрыты;
- г) длительность испытания при определении к. п. д. котла по прямому балансу должна быть не менее 8 час., а по обратному балансу — 4 часа, причём продолжительность периода между двумя последовательными опытами должна быть не менее 4 час., если нагрузки отличаются друг от друга не более чем на 20—25%, и 6 час., если нагрузки отличаются друг от друга до 50%.

При измерении отдельных величин рекомендуется руководствоваться следующим:

- а) твёрдое топливо взвешивается на весах; при эксплуатационных испытаниях допускается обмер объёмным способом;
- б) расход пара и воды производится при помощи острых диафрагм; стационарные водомеры и паромеры проверяются дифманометрами; отсчёты перепадов давлений по дифманометрам производятся через 2—5 мин.;
- в) расход воздуха должен замеряться: общий после воздухоподогревателя, а по отдельным его составляющим в зависимости от типа топочных устройств; тарировку сечений воздухопроводов и измерение расхода воздуха производят пневмометрической трубкой ВТИ. Скорость по измеренному в трубке перепаду h определяется по формуле

$$W = 3,1 \sqrt{\frac{h}{\gamma}} \text{ м/сек},$$

где h — перепад давления в мм вод. ст.;

γ — удельный вес воздуха при температуре в точке замера в кг/м³.

При малых скоростях воздуха рекомендуется установка трубок Вентури. Измерение разрежения и давлений по газо-воздушному тракту производится U-образными трубками-тягигомерами (штуцеры заборных трубок устанавливаются заподлицо с внутренней стенкой газо-воздухопроводов и перпендикулярно к потоку).

Измерение температур

Измерение температуры газов в топке перед пароперегревателем и за пароперегревателем производится отсосными термомпарами. Измерение температуры газов за водяным экономайзером и воздушным подогревателем производится термомпарами с экранами, предотвращающими влияние холодных поверхностей.

Для измерений по первому классу точности производится тарировка по отсосной термopаре, при этом скорость отсоса должна быть в пределах 30—40 м/сек.

Измерение температуры воздуха производится железо-копелевыми или медь-копелевыми термомпарами.

Ртутные стеклянные термометры применяются для измерения температуры до 60°C, а ртутные кварцевые—до 750°C.

Поправка на выступающий столбик ртути определяется по формуле:

$$\Delta t = nK |t_0 - t'| \text{ } ^\circ\text{C},$$

где n — число градусов в выступающем столбике ртути;

K — кажущийся коэффициент расширения ртути. Значения K могут быть приняты: 0,00016 — 0,00018 — последний предел для кварцевых стёкол;

t_0 — отсчитанное значение температуры;

t' — температура выступающего столбика ртути.

Для измерения температуры пара и воды в трубопроводах под давлением применяются ртутные термометры и термометры сопротивления, устанавливаемые в гильзах на глубину до 0,5 диаметра трубопровода.

Измерение температуры стенки труб котла и пароперегревателя производится термомпарами, спай которых зачеканивается в стенке трубы.

Измерение температуры производится через каждые 10—15 мин.

Анализ газов

Отбор проб газа для анализа обычно производится за котлом и воздухоподогревателем. Для испытания по первому классу точности дополнительно отбираются пробы газов из топки и газоходов пароперегревателя. Для получения среднего значения состава газа при производстве испытания по первому классу точности необходимо протарировать газоход и среднее значение газа определить по формуле

$$RO_2^{\text{ср}} = \frac{RO_2' W_1 + RO_2'' W_2 + \dots}{W_1 + W_2 + \dots} \text{ и т. д. } \%,$$

где RO_2' ; RO_2'' — содержание RO_2 в газах в разных точках;

W_1 ; W_2 — скорости газов в соответствующих точках в м/сек.

При наладочных и эксплуатационных испытаниях заборную трубку рекомендуется устанавливать диаметром 12 мм с отверстиями диаметром 3 мм на всю ширину газохода, при этом суммарное сечение отверстий не должно быть больше половины сечения заборной трубки.

Формулы для определения коэффициента полезного действия котлоагрегата:

а) коэффициент полезного действия брутто $\eta_{\text{б}}^{\text{к}}$

$$\eta_{\text{б}}^{\text{к}} = \frac{[(D_{\text{не}}(i_{\text{не}} - t_{\text{не}}) + D_{\text{н}}(i'' - t_{\text{не}}) + D_{\text{нр}}(i' - t_{\text{не}})]}{BQ_{\text{н}}^{\text{р}}} \%,$$

где $D_{\text{не}}$, $D_{\text{н}}$, $D_{\text{нр}}$ — соответственно количества произведённого перегретого пара, насыщенного пара и продувочной воды в кг/час;

$i_{\text{не}}$, i'' , i' — теплосодержание перегретого пара, насыщенного пара и продувочной воды в ккал/кг;

$t_{\text{не}}$ — теплосодержание питательной воды в ккал/кг;

B — расход натурального топлива в кг/час;

$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ — низшая теплотворная способность топлива в ккал/кг;

б) коэффициент полезного действия нетто тепловой $\eta_{\text{нт}}^{\text{к}}$

$$\eta_{\text{нт}}^{\text{к}} = \eta_{\text{б}}^{\text{к}} \frac{100 - q_{\text{ск}}}{100} \%,$$

где $q_{\text{ск}}$ — расход тепла на собственные нужды и потери тепла котельной в паре и воде, выраженные в процентах от количества произведённого тепла нетто;

в) коэффициент полезного действия нетто энергетический $\eta_{\text{э}}^{\text{к}}$

$$\eta_{\text{э}}^{\text{к}} = \eta_{\text{нт}}^{\text{к}} \frac{100 - q_{\text{э}}}{100} \%,$$

где $q_{\text{э}}$ — расход тепла на выработку электроэнергии, расходуемой на собственные нужды котельной ($\mathcal{E}_{\text{к}}$) в процентах от произведённого тепла нетто, или, что то же, в процентах от отпущенного из котельной количества тепла $Q_{\text{О}}^{\text{к}}$;

$$q_{\text{э}} = \frac{860 \mathcal{E}_{\text{к}} \cdot 100}{\eta_{\text{нт}}^{\text{к}} Q_{\text{О}}^{\text{к}}} \%,$$

Для конденсационной станции, вырабатывающей W кВт-ч без отпуска тепла на сторону,

$$\eta_{\text{нт}}^{\text{к}} = \frac{860 W}{Q_{\text{О}}^{\text{к}}}.$$

тогда

$$q_{\text{э}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{к}} \cdot 100}{W} \%,$$

Для теплофикационной станции при удельном расходе топлива $b_{\text{э}}$ кг/кВт-ч и полном расходе топлива на выработку электроэнергии $B_{\text{э}}$

$$q_{\text{э}} = \frac{b_{\text{э}} \mathcal{E}_{\text{к}} \cdot 100}{B_{\text{э}}} \%.$$

ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ПО РЕМОНТУ ОБОРУДОВАНИЯ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Виды ремонта котельных агрегатов

Правилами технической эксплуатации электростанций предусматривается два вида ремонта:

- а) капитальный — один раз в год;
- б) текущий — три раза в год.

В задачу каждого из этих видов ремонта входит:

- а) очистка поверхностей нагрева от внутренних и внешних загрязнений;
- б) смена изношенных деталей котельных элементов или их восстановление;
- в) устранение причин, вызывающих неполадки в работе котельного агрегата;
- г) проведение мероприятий по повышению надёжности и экономичности работы котельного агрегата.

Объём ремонтных работ

Объём работ по ремонту котельного агрегата зависит от типа оборудования и его состояния, однако многие виды работ являются типовыми для различных котлов.

К типовому объёму работ по капитальному ремонту котельного оборудования можно отнести:

- 1) наружный осмотр котельного агрегата при рабочем давлении в котле;
- 2) внутренний осмотр котельного агрегата (барабанов, коллекторов, газоходов и обмуровки);
- 3) наружную и внутреннюю очистку кипяtilьных и экранных труб, коллекторов и барабанов;
- 4) проверку состояния внутрибарабанных устройств, поверхностей нагрева, замер наружных диаметров кипяtilьных и экранных труб котла и пароперегревателя;
- 5) замену дефектных труб;
- 6) очистку, проверку состояния и ремонт водяного экономайзера и воздушного подогревателя;
- 7) гидравлическое испытание котла;
- 8) осмотр и ремонт обмуровки котла, проверку состояния газоходов;
- 9) ревизию и ремонт топочного устройства;
- 10) ревизию и ремонт трубопроводов и арматуры;
- 11) ревизию и ремонт дымососов, вентиляторов, шиберов, газозадухопроводов;
- 12) ревизию и ремонт механизмов и оборудования шлако-золоудаления.

К типовому объёму по текущему ремонту котлоагрегата относятся:

- 1) наружный осмотр котлоагрегата при рабочем давлении в котле, наружная очистка кипяtilьных и экранных труб;
- 2) ревизия и ремонт арматуры и гарнитуры котла;
- 3) ремонт обмуровки котла и топки;
- 4) ревизия и ремонт дымососов и вентиляторов, наплавка лопаток, смена изношенных роторов и брони;
- 5) ревизия и ремонт механизмов и оборудования шлако-золоудаления.

В табл. 25 представлены некоторые виды повреждений паровых котлов, причины воз-

никновения, меры предупреждения и способы ремонта.

Данные о простое котельных агрегатов в ремонте

В табл. 26 приведены ориентировочные данные о простое котельных агрегатов в капитальном и текущем ремонтах, а также сумма годового простоя в сутках.

Длительность простоя котла в ремонте считается с момента его отключения до следующего включения в паровую магистраль.

Указания по ремонту барабанов и коллекторов котла

Разъедание и язвы с внутренней стороны барабанов и коллекторов небольшой глубины (2—3 мм) заделываются раствором хорошего портландского цемента. При наличии язвы большей глубины технология ремонта должна быть согласована с Котлонадзором.

Трещины в барабанах котлов устраняются заваркой по согласованию с Котлонадзором. При этом необходимо:

- а) выявить причину появления трещины;
- б) засверлить обнаруженную трещину с целью определения её глубины, а также засверлить её по концам для предотвращения дальнейшего её распространения;
- в) произвести заварку только электро-сваркой, поручив выполнение этой работы электросварщику, имеющему паспорт на производство сварки сосудов, работающих под давлением. Электроды должны быть высококачественными с толстой обмазкой марок ОММ-5 или ЦМ-7;

г) не допускать в процессе сварки нагрев тела барабана котла в зоне сварного шва (в расстоянии 40 мм от места сварки) выше 40—50°C.

Неплотности в заклёпочных швах барабанов котла устраняются чеканкой шва и заклёпок. При повторном пропаривании швов в этих местах следует по согласованию с Котлонадзором срубить одну или несколько заклёпок, тщательно исследовать заклёпочные отверстия магнитодетектоскопическим способом и произвести соответствующий ремонт и замену срубленных заклёпок. При этом замена более пятнадцати рядом стоящих заклёпок требует проведения внеочередного гидравлического испытания котла с участием представителя Котлонадзора.

Заклёпки удаляются высверливанием или разрубкой головки накрест с последующим удалением тела заклёпки лёгкими ударами ручника.

Диаметр заклёпочного отверстия должен быть на 0,5—1 мм больше диаметра стержня заклёпки.

В табл. 27 приведены марки стали, применяемые для изготовления деталей и ремонта котлов.

Указания по ремонту кипяtilьных и экранных труб котла

Трубы с изношенными наружными стенками и имеющие небольшие свищи наплавляют газовой сваркой.

Таблица 25

Некоторые виды повреждений паровых котлов, причины возникновения, меры предупреждения и способы ремонта

№ по пор.	Наименование повреждения	Причины возникновения	Меры предупреждения	Способы ремонта
<i>Котлы паровозного типа</i>				
1	Прогиб потолка и стенок огневой коробки	Загрязнение потолка и стенок накипью и шлаком. Упуск воды	Нормальная эксплуатация котла. Надлежащий водный режим	Правка в горячем состоянии
2	Трещины в стенках топки	Резкое охлаждение топки	Недопущение длительного открытия дверей	Устраняется заваркой
3	Течь в вальцовку дымогарных труб	Быстрая растопка котла. Резкое охлаждение топки	Правильная эксплуатация котла	Подвальцовка труб
4	Износ трубных отверстий у трубной решётки	Частая подвальцовка труб	Устранение причин, вызывающих течь труб	Разрешается наплавка согласно действующим Правилам МПС
5	Коррозия с наружной стороны около лючков	Течь в лючки	Устранение течи	Наплавка металлом
6	Обрыв связей	Смещение листов топki относительно кожуха вследствие разности нагрева стенок топки	Установка подвижных связей. Борьба с отложениями накипи	Смена связей согласно действующим Правилам МПС
7	Износ кромок заклёпочного шва	Течь в швы	Устранение течи	Наплавка кромок
<i>Жаротрубные котлы</i>				
8	Коррозия стенок жаровой трубы под колосниками	Пропуск вентилей парового дутья при простое котла	Устранение течи в вентилиях	Наплавка металлом
9	Коррозия стенки корпуса с наружной стороны	Наличие влаги в дымоходах	Устранение попадания влаги в дымоход	Наплавка металла
10	Расстройство поперечных заклёпочных швов и трещины в них от заклёпки к кромке	Неравномерный нагрев котла особенно при растопке. Неудовлетворительный водный режим. Хрупкие разрушения	Установка индикаторов хрупкости. Установление надлежащего водного режима. Медленная растопка котлов	Устраняется заваркой и постановкой заплат
<i>Водотрубные котлы</i>				
11	Коррозия внутренней стороны барабана	Наличие в питательной воде растворённых газов	Деаэрация воды	Устраняется заваркой
12	Коррозия наружной стороны барабана	Влага в дымоходах	Устранение течи в дымоходы	Устраняется заваркой
13	Выпучины и разрывы кипяtilьных труб	Перегрев стенки трубы вследствие упуска воды и отложения накипи. Нарушение циркуляции	Поддержание нормального уровня воды. Нормальный водный режим. Усиление циркуляции в трубах	Замена повреждённых труб
14	Трещины в местах и накладках заклёпочных швов около заклёпочных отверстий	Совместное действие повышенных напряжений и агрессивное действие воды	Обеспечение плотности швов. Пассивация воды по указанию химической лаборатории	Удаление повреждённых мест. Постановка заплат
15	Трещины в трубных решётках между трубными отверстиями	См. п. 14	Обеспечение плотности вальцовочных мест. Далее см. п. 14	Вырубка трещин и заварка
16	Кольцевые трещины кипяtilьных и экранных труб с наружной стороны в месте развальцовки	См. п. 14	Обеспечение свободного температурного расширения труб	Смена дефектных труб
17	Истирание наружной поверхности труб	Высокие скорости потока газов при многозольном топлве. Наличие свищей	Выравнивание потока газов. Защита труб в местах износа манжетами	Наплавка металлом изношенных мест
18	Трещины между трубными отверстиями коллекторов пароперегревателей	Местный перегрев. Чрезмерная развальцовка	Выравнивание температуры по отдельным виткам	Заварка отдельных трещин
19	Трещины в целых стенках барабана котла	Местное переохлаждение, перегрев, ввод холодной питательной воды без защитной рубашки, при котором холодная вода попадает непосредственно на стенки барабана	Обеспечение хорошего перемешивания питательной воды с котловой, недопущение резких изменений режимов. Паровой прогрев и продувка при растопках	Вырубка отдельных трещин и их заварка. Удаление повреждённой части и вварка заплат

Продолжение

№ по пор.	Наименование повреждения	Причины возникновения	Меры предупреждения	Способы ремонта
20	Трещины у загибов бортов днища. В начальной стадии эти трещины образуются с внутренней стороны в области водяного пространства и имеют вид неглубоких бороздок. При развитии они становятся сквозными	Малый радиус загиба бортов, неравномерность прогрева барабанов, химическое действие агрессивной воды, низкое качество металла, неудовлетворительная технология штамповки	Выполнение днищ радиусом от бортовки не менее 0,1 диаметра барабана; обеспечение равномерного нагрева барабана	Вырубка и заварка небольших трещин; глубина трещины можно определить засверловкой
21	Разрыв труб водяного экономайзера	Запаривание (парообразование в трубах) водяного экономайзера при растопках котла или при малых нагрузках работы последнего	Защита труб водяного экономайзера от высоких температур, перепуск газов, помимо водяного экономайзера, при растопках котла и при работе на малых нагрузках	—

Таблица 26

Данные о простое котельных агрегатов в капитальном и текущем ремонтах

Виды ремонтов	Капитальный ремонт	Текущий ремонт	Сумма годового простоя в сутках	Капитальный ремонт	Текущий ремонт	Сумма годового ремонта	Капитальный ремонт	Текущий ремонт	Сумма годового простоя
Нормальная производительность котлов	До 10 т/час			От 10 до 30 т/час			От 30 до 75 т/час		
С ручными решётками . . .	10—12	12—14	22—26	—	—	—	—	—	—
С механическими решётками	—	—	—	10—12	12—16	22—28	10—12	12—16	22—28
С пылеугольными топками	—	—	—	10—12	12—16	22—28	13—16	15—20	28—36

Таблица 27

Марки стали для котлов

Назначение и условия работы	Марка стали	ГОСТ
Поверхности нагрева котлов на рабочее давление до 60 атм	10	ГОСТ 3099—46, 301—50
Коллекторы (камеры) и соединительные трубопроводы на рабочее давление до 60 атм	20	ГОСТ 3100—46
Стальное литьё фасонные детали:	10	
а) на условное давление менее 64 атм и температуру пара не выше 400°C	20	ГОСТ 977—41
	15	То же
	25	»
	35	»
б) на условное давление выше 64 атм и температуру пара до 450°C	15	»
	25	»
	35	»
в) на условное давление 64 атм и температуру пара выше 450°C	Легированные 15М; 20МХ 15ХМ; 12ХМ	»
Крепёжный материал для фланцевых соединений:		
Болты, шпильки и гайки фланцевых соединений для температур шпилек не выше 425°C и гаек не выше 450°C	Углеродистая качественная 25, 30, 40	ГОСТ 2335—50
То же для котлов давлением не выше 21 атм и для температур до 350°C	Ст. 4	ГОСТ 380—50
Котельные связи, анкеры и заклёпки	Ст. 5	ГОСТ 536—53
	Ст. 2	
	Ст. 3	
Заклёпочная сталь	Ст. 2	ГОСТ 499—41
	Ст. 3	

Отдулины на кипятильных и экранных трубах с местным увеличением диаметра трубы не более 10% устраняются нагреванием отдулины кислородно-ацетиленовым пламенем до красного каления с дальнейшей оправкой ручником заподлицо с трубой. После этого на месте, где была отдулина, наплавляется слой металла толщиной 2—3 мм.

Трубы, имеющие несколько отдулин, значительные свищи или разрывы, подлежат замене. Выправление вмятин производится нагреванием повреждённого места и протаскиванием тросом через трубу металлического шара диаметром на 2—2,5 мм меньше внутреннего диаметра выправляемой трубы.

Удаление дефектных труб производится перерезыванием их вблизи завальцованных концов автогеном или труборезом. Обрезку труб автогеном не следует производить близко от стенки барабана. Это расстояние должно быть не менее 50 мм.

Временная заглушка трубных отверстий после удаления труб производится колпачками. Колпачки изготавливаются из обрезков труб того же качества длиной 200—250 мм. При этом конец трубы, нагретый до светловишнёвого цвета, обсаживается под шаровую форму и остающееся отверстие размером 5—10 мм заваривается автогеном. Плотность места заварки колпачка проверяется керосином, после чего колпачок должен проходить гидравлическое испытание на двойное рабочее давление.

Колпачок ставится в очко барабана или коллектора доньшком наружу с развальцовкой изнутри барабана или коллектора.

Разностенность труб, т. е. наибольшая разница в толщине стенки, измеренная в одном поперечном сечении трубы, допускается до 20%.

Величина разностенности определяется по формуле

$$\Delta \delta = \frac{(\delta_{\text{наиб}} - \delta_{\text{наим}})}{\delta_{\text{наиб}} + \delta_{\text{наим}}} 100\%,$$

где $\Delta \delta$ — величина разностенности в %;

$\delta_{\text{наиб}}$ и $\delta_{\text{наим}}$ — наибольшая и наименьшая толщина стенок, промеренных в одном поперечном сечении трубы, в мм.

Овальность сечения в местах прогибов может быть определена по формуле

$$O = \frac{d_{\text{наиб}} - d_{\text{наим}}}{d_{\text{ном}}} 100\%,$$

где O — овальность сечения в %; $d_{\text{наиб}}$, $d_{\text{наим}}$, $d_{\text{ном}}$ — наибольший, наименьший и номинальный диаметры труб.

Гнутьё труб

Гнутьё труб, имеющих диаметр выше 100 мм, производится с предварительным нагревом и набивкой труб песком.

Для набивки труб применяют сухой речной песок, предварительно просеянный через сито с отверстиями ячеек не более 1,5—2 мм. Радиусы гiba при гнутье труб, принятые в котлостроении, приведены в табл. 28.

Таблица 28

Радиусы гiba при гнутье труб, принятые в котлостроении

Наружный диаметр трубы в мм	Радиусы гiba труб в мм					
	75	100	150	200	250	300
38	75	100	150	200	250	300
51	100	150	200	300	—	—
60	—	200	300	400	500	600
76	300	400	500	600	800	—
83	400	500	600	800	—	—
102	400	500	600	800	—	—
108	400	500	600	800	—	—

Отжиг, обрезка и зачистка концов труб

Для придания пластических свойств металлу, необходимых при раздаче концов труб при вальцовке, производится отжиг концов труб. Нагрев концов труб производится равномерно до 600—650°C.

Топливом для отжига труб служат древесный уголь, кокс или сухие дрова. При отжиге необходимо противоположный конец трубы закрыть пробкой. Охлаждение труб производится в тёплом сухом песке.

Обрезка концов труб производится ножовками или дисковыми пилами. Обрезанный конец трубы должен быть ровным и перпендикулярным к оси трубы.

Зачистка концов труб производится на длине, превышающей на 40—60 мм толщину трубной доски, в которую предполагается завальцовка труб. После зачистки на конце трубы не должно быть продольных рисок. Поперечные риски глубиной более 0,1 мм не допускаются.

Зачистка трубных отверстий и вставка труб в трубные отверстия

Зачистка трубных отверстий в решётке производится наждачной шкуркой или кардолентой. Поверхность трубного отверстия должна быть чистой, без продольных рисок и уступов. Нормально труба должна находиться в трубном отверстии с равномерным зазором между трубой и гнездом по всей окружности. В табл. 29 приведены допустимые отклонения диаметра гнезд в барабанах и коллекторах; в табл. 30 и 31 — марки вальцовок, а в табл. 32 — длина выступающих концов труб для котлов давлением до 60 атм.

Таблица 29

Допустимые диаметры гнезд для труб

Номинальный наружный диаметр труб в мм	Допустимый диаметр гнезда в мм	
	наименьший	наибольший
38	38,6	38,9
51	51,7	52,0
60	60,7	61,1
76	76,8	77,2
83	84,0	84,4
102	103,2	103,6
108	109,25	109,65

Таблица 30

Вальцовки косые крепёжные

Диаметр труб в мм	Толщина трубной доски в мм	Марки вальцовки	Предел раздачи вальцовки в мм	Вес вальцовки в кг
31/38				
32/38	20—35	КВК-38-1	29,5—34,0	0,54
33/38	35—45	КВК-38-3	30,0—34,0	0,57
43/51	25—35	КВК-51-1	41,0—46,0	1,20
44/51	35—45	КВК-51-3	41,5—46,0	1,28
51/60	35—45	КВК-60-2	49,0—56,0	1,89
54/60				
70/76	20	КВК-76-2	67,0—74,0	3,09
75/83				
76/83	25—40	КВК-83-2	73,0—78,0	4,32
94,5/102	25—40	КВК-102-1	91,5—102,0	9,08

Таблица 31

Вальцовки косые бортовочные

Диаметр труб в мм	Толщина трубной стенки в мм	Марки вальцовки	Предел раздачи вальцовки в мм	Вес вальцовки в кг
32/38	20—35	КВБ-38-2	31,0—31,5	0,62
43/51	25—35	КВБ-51-2	43,0—48,0	1,98
54/60	35—50	КВБ-60-3	51,0—57,5	2,10
70/76	20	КВБ-76-3	67,5—74,0	3,24
75/83	30—50	КВБ-83-3	74,0—80,0	5,57
76/83	15—25	КВБ-83-3	74,0—80,0	5,84
94,5/102	30—50	КВБ-102-2	94,0—103,0	9,85

Таблица 32

Длина выступающих концов труб для котлов давлением до 60 атм

Наименование труб	Наружный диаметр труб в мм	Длина выступающих концов в мм			Примечания
		Нормальная	Минимальная	Максимальная	
Пароперегревательные и экономайзерные	38	9	6	12	Для камер с фасками или для барабанов
Экономайзерные Кипятильные и экранные	51—60	11	8	15	
То же	83	12	9	18	
Кипятильные и экранные	102—108	15	9	18	Для камер без фасок
То же	83	18	16	22	
То же	102—108	23	20	27	

Сварка труб

Сваривать кипятильные, экранные и пароперегревательные трубы разрешается сварщикам, имеющим паспорт на производство сварки сосудов, работающих под давлением.

Наравнение кипятильных и экранных труб сваркой допускается производить при расположении сварного стыка не ближе чем на 40 мм от вальцовочного пояса и на прямых участках труб.

Сварку труб следует производить до гнуща для возможности удаления из неё внутреннего гратта шарошкой или железным стержнем. Расхождения размеров свариваемых труб по диаметру и толщине не должно превышать допусков, установленных ОСТ 6387 и 6383.

Трубы, принятые после сварки по наружному осмотру, подвергаются гидравлическому испытанию на двойное рабочее давление.

Основные типы электродов в зависимости от марки свариваемой стали приведены в табл. 33.

Ремонт арматуры

Притирка уплотнительных поверхностей с неровностями до 0,05 мм производится непосредственно клапаном по гнезду с использованием притирочных материалов.

Для шлифовки применяются металлические диски, покрываемые смазкой, содержащей зёрна шлифуемого материала.

Материалы для притирки должны быть тонко измельчены, а затем размешаны в кипячёной воде с дальнейшим отстаиванием. Отмученные, таким образом, порошки называются минутниками и различаются по продолжительности отстоя.

Смазывающими жидкостями при протирке являются: керосин, смесь парафинового масла с минеральным.

При приёмке предохранительных клапанов из ремонта необходимо производить проверку зазора между направляющими перьями клапана и седлом, этот зазор должен быть равен 0,4 мм.

Грузовой рычаг должен стоять точно на ребре, без перекосов и плотно опираться на опорную призму штока клапана.

При ремонте обратных клапанов необходимо обращать внимание на правильность проточки направляющих крыльев тарелки; между крыльями и клапаном зазор должен быть 0,4 мм.

Перед постановкой клапана необходимо проверить наличие свободного подъёма крышки по штырю, установленному в корпусе клапана. Зазор между штырём и отверстием в крышке не должен превышать 0,5 мм по диаметру.

В табл. 34 — набивочный материал для сальников арматуры, а в табл. 35 дан прокладочный материал для арматуры и фланцевых соединений.

Резьба шпилек или болтов сальника и резьба шпинделя смазываются графитом, разведённым на масле.

Ремонт дымососов и вентиляторов

Для предотвращения механического износа кожуха дымососа его изнутри покрывают стальной броней, состоящей из отдельных плит. В качестве брони можно принимать листовую сталь толщиной 20—25 мм, изогнутую на вальцах по окружности улитки.

Изношенные лопатки дымососа наплавляют твёрдым сплавом или заменяют новыми.

Наиболее износоустойчивым твёрдым сплавом является сплав Т-590, представляющий собой металлический стержень из сварочной проволоки марки 1 или 1А (ГОСТ 2246—43) диаметром 4 мм, длиной 450 мм, покрытый легирующей обмазкой из тонко размолотого феррохрома, карбида, бора и серебристого графита.

При каждом ремонте дымососа необходимо вскрытие и осмотр подшипников.

Т а б л и ц а 33

Основные типы электродов в зависимости от свариваемой стали

Наименование электродов по марке покрытия	Марка электрода (по ГОСТ 2523-51)	Марка проволоки (по ГОСТ 2246-51)	Основные области применения по марке свариваемой стали
<i>Тонкопокрытые электроды</i>			
Меловым покрытием	Э34	СвI СвII	Малоуглеродистые стали
А-1	Э34	То же	То же
ОМА-2	Э42	СвI СвIA СвII	»
ОМА-2	Э42	СвV СвVI	Низколегированные стали
<i>Толстопокрытые электроды</i>			
ОММ-5	Э42	СвI СвIA СвII	Малоуглеродистые стали и низколегированные стали
МЭЗ-04	Э42	То же	То же
ЦН-7	Э42	СвI СвIA СвII	Малоуглеродистые и среднеуглеродистые стали
ОМУ-1	Э50	То же	Среднеуглеродистые стали
УОНИИ 13/45 . . .	Э42А	»	Малоуглеродистые и низколегированные стали
УОНИИ 13/55 . . .	Э50А	СвI СвIA СвII	Среднеуглеродистые и легированные стали
УОНИИ 13/65 . . .	Э60А	То же	То же для особо ответственных конструкций
УОНИИ 13/85 . . .	Э85	»	То же
ЦЛ-6	Э50	СвI СвIA СвII	Легированные стали
К-16J	ЭНХ30	СвI СвIA СвII	Для наплавки быстроизнашивающихся деталей с содержанием углерода до 0,7%
УОНИИ-ВНЖ	—	СвII СвХ	Нержавеющие и жароупорные хромоникелевые стали (типа ЭЖ-1 и ЭЖ-2)
НИИ-48	—	СвXI	Жароупорные ферритовые, хромистые и аустенитовые хромоникелевые стали с повышенным содержанием хрома и никеля

Т а б л и ц а 34

Набивочные материалы для сальников арматуры

Рабочее тело	Предельно-допускаемое давление в атм	Предельно-допускаемая температура в °С	Вид набивок
Вода	160	100	Пеньковая сухая
»	200	100	Пеньковая просаленная
Пар	25	400	Бумажная сухая
»	45	400	Бумажная просаленная
Вода	250	250	Асбестовая сухая
Пар	140	500	Асбестовая просаленная
Нефть и минеральные масла . .	65	100	Рациональ
То же	25	300	Асбестовая просаленная
Слабые растворы щёлочи и кислоты, газы	—	—	Асбестовый шнур, проваренный в смеси машинного масла и графита
			Графитные кольца с прослойками из серебристого графита. Смесь серебристого графита и мелкого асбестового волокна в отношении 1 : 1.
			Кольца из прографиченной асбестовой набивки, между которыми засыпается серебристый графит слоем 3—5 мм.
			Кольца из асбестовой плетёнки на медно-проволочной основе и из асбестово-графитовой массы; кольца устанавливаются поочерёдно одно за другим
			Пеньковая просмоленная чёрная
			Асбестовая просмоленная графитированная
			Тремoplast

Таблица 35

Прокладочные материалы для арматуры и фланцевых соединений

Материал прокладки	Предельно-допускаемая температура в °С	Предельно-допускаемое давление в атм	Толщина в мм
Для воды			
Резина сплошная	40	3	4—6
Резина с парусиновой прокладкой	60	6	3
Резина с металлической сеткой	80	10	3—4
Картон технический тряпичный	100—120	16	3
Пенька	40	3	2—6
Парусина	50	1,5	—
Паронит унифицированный У	350	50	1—2
Паронит вулканизированный УВ	350	75	1—2
Мягкая сталь (Ст. 2 и 3)	Не ограничена	140	Гофрированная
Медная проволока (отходы)	То же	35	—
Для пара			
Асбест листовой	—	1,5	До 4
Паронит унифицированный У	425	40	1—2
Паронит вулканизированный УВ	425	60	1—2
Латексный картон	425	50	1—2
Мягкая сталь (Ст. 2 и 3)	500	140	—
Медная проволока	425	35	—
Для нефтепродуктов			
Картон технический	30	10	До 4
Бумага чертёжная	80	10	—
Паронит унифицированный вулканизированный УВ	350	75	1—1,5
Пыль и газ			
Асбест	650	1,5	До 4

Допустимые величины верхнего зазора между шейкой вала и верхним вкладышем после ремонта дымососов или вентиляторов приведены в табл. 36.

Таблица 36

Допустимые величины верхнего зазора между шейкой вала и верхним вкладышем дымососов и вентиляторов

Диаметр шейки вала в мм	50—80	80—120	120—180	180—250	250—300
Минимальный верхний зазор	0,15	0,20	0,28	0,35	0,45
То же максимальный	0,20	0,28	0,35	0,45	0,67

Ориентировочно верхние (потолочные) зазоры ($ж$) можно принять:

а) для валов, работающих в горячей среде, $ж=0,002$;

б) для валов, работающих в среде с нормальной температурой (30—40°C),

$$ж = 0,001 D,$$

где D — диаметр вала.

Боковой зазор равен половине верхнего (потолочного). Основные зазоры между торцовыми поверхностями вкладыша и галтелями вала в опорно-упорном подшипнике составляют 0,15—0,20 мм.

Для свободного теплового расширения вала в опорном подшипнике необходимо соответствующие осевые зазоры между торцовыми поверхностями вкладыша и галтелями оставлять в пределах 0,5—1 мм.

Допустимая эллиптичность шеек вала не более 0,05 мм.

Конусность шеек вала допускается не более 0,08 мм. Радиальные люфты подшипников качения допускаются согласно табл. 37.

Таблица 37

Радиальные люфты подшипников качения

Диаметр ролика штока в мм	Допускаемый люфт (зазор) в мм
До 25	0,025—0,05
До 100	0,05—0,15
Больше 100	0,10—0,30

Установка ротора. Зазоры между ротором и диффузором при одностороннем всасывании ротора не менее 10—12 мм. Радиальный бой крыльчатки — не более 2 мм, осевой бой крыльчатки — не более 2,5 мм.

Балансировка ротора. В табл. 38 приведены нормы для оценки результатов динамической балансировки вращающихся механизмов.

Таблица 38

Нормы динамической балансировки вращающихся механизмов

Число оборотов в минуту	Амплитуда вибрации в мм и оценка		
	Отлично	Хорошо	Удовлетворительно
1 000 и ниже	0,04	0,07	0,10
1 500	0,08	0,06	0,09
3 000	0,01	0,08	0,05

Механизация ремонтных работ

Трудоёмкие процессы ремонта котлов и котельновспомогательного оборудования должны быть максимально механизированы.

Скоростные методы ремонта. Применение скоростных методов ремонта даёт возможность снизить:

- а) простой котлов в ремонте на 25—30% против нормы;
- б) затраты труда на 20—25%;
- в) стоимость работ.

Основными предпосылками выполнения ремонта скоростными методами являются:

- а) тщательная подготовка к ремонту, заключающаяся в детальном изучении ремонтируемого оборудования, уточнение объёма предстоящих ремонтных работ, обеспечение необходимой технической документацией, материалами, сменными деталями, инструментом, ремонтными механизмами;
- б) комплексная механизация подъёмно-транспортных и основных трудоёмких работ при ремонте;

- в) рациональная организация рабочих мест ремонтных бригад;
- г) широкое применение централизованного узлового способа ремонта, при котором отдельные узлы и детали ремонтируются в мастерских заранее, а при ремонте производится замена узлов, подлежащих ремонту, отремонтированными;
- д) организация социалистического соревнования ремонтных бригад и отдельных рабочих. Внедрение передовых методов работы.

Ремонт обмуровки. Основные условия и допуски на обмуровочные работы. Обмуровка котлов средней мощности. Футеровка золовых бункеров выполняется из красного кирпича со швами толщиной 5 мм; футеровку шлаковых бункеров — из шамотного кирпича со швами толщиной 3 мм. Толщина швов в футеровке неэкранированных топочных камер должна составлять не более 2 мм, а в мазутных топках 1—1,5 мм.

Таблица 39

Огнеупорные массы

Наименование массы	Состав массы	Область применения	Допускаемая температура работы в °С
Пластичная хромовитая масса	Хромовитая руда — 97% Огнеупорная глина 3% Растворимое стекло 7% (сверх 100%)	Зажигательные пояса Пламенные перегородки Предтопок с жидким шлакоудалением	1 350
Пластичная шамотная масса	Шамотный порошок крупностью до 5 мм 70% Огнеупорная глина 25% Растворимое стекло 5%	Зажигательные пояса. Пламенные перегородки. Мелкие детали футеровки, защита коллекторов	1 350
Карборундовая пластичная масса	Карборундовый порошок 84—87% Огнеупорная глина 10—12% Сульфидный щёлок 3—4% Щебень шамотного кирпича	Футеровка боковых панелей в топках с цепными решётками. Зажигательные пояса	1 400
Шамотоглинистая набивная масса	крупностью от 8 до 30 мм — 5 объёмных частей Шамотный порошок крупностью от 0 до 3 мм — 4 объёмные части Огнеупорная глина — 1 объёмная часть. Растворимое стекло — 0,1 объёмной части	Неэкранированные участки стен топки Подвесные своды специальных конструкций, перегородки	1 400
Шамотобетон	Глинозёмистый цемент 20—30% Шамотный порошок 80—70%	Тонкослойные стены топки за экранными трубами. Своды над экранными трубами.	1 200
Легковесные бетоны	Глинозёмистый цемент 35% Диатомитовая крошка или пеношамот 65%	Пламенные перегородки Тонкослойные стены топки за сплошным экраном	900

Таблица 40

Нормы расхода огнеупоров для слоевых топок, работающих на угле

Наименование части футеровки	Расход огнеупоров в т на 1 м² поверхности футеровки в год				
	Степень экранирования топки				
	Сплошное экранирование	Шаг экрана 150—250 мм		Не экранированная и с шагом экрана более 250 мм	
		Группа топлива			
		I	II	I	II
Фронтальная стена (общая поверхность до зажигательного свода и после зажигательного свода)	0,008	—	0,10	0,15	0,30
Задняя стена (включая шлаковую горку) . . .	0,008	—	0,10	0,15	0,30
Боковые стены (считая на суммарную площадь)	0,008	—	0,10	0,15	0,30
Зажигательный свод (передний):					
а) арочный свод, высота от решётки до 1,2 м	—	—	—	—	0,65
б) подвесной свод	—	—	0,11	0,3	—
Перемешивающий свод (задний)	—	—	0,03	0,1	0,20
Шлаковые бункера	—	—	—	0,01	0,01
Пламенные перегородки	—	—	—	0,006	0,006

Примечание. К первой группе преимущественно относятся каменные и бурые угли, а ко второй — антрациты.

Таблица 41

Состав растворов и нормы расхода материалов на 1 м³ раствора

Наименование раствора	Расход на 1 м ³ кладки	Расход материала на 1 м ³ раствора
Цементный раствор (1 : 4)	0,28 м ³	Цемент 0,27 м ³ Песок 1,06 » Вода 170 л
Сложный цементно-известковый раствор (1 : 1 : 6)	0,28 м ³	Цемент 0,17 м ³ Известковое тесто 0,17 » Песок 1,06 » Вода 202 л
Глиняный раствор	0,28 м ³	Глина гжельская 870 кг Песок горный 0,55 м ³ Вода 500 л
Огнеупорный раствор	При толщине швов: 2 мм — 0,08 3 » — 0,12 4 » — 0,15 5 » — 0,18	Шамотный порошок 960 кг Глина огнеупорная 560 » Вода 450 л

При экранированных топках толщина шва 2—3 мм. Допуск отклонения вертикальности и горизонтальности швов кладки 5 мм, по длине рейки — 2 мм.

Допуск отклонения вертикальности кладки ± 2 мм на каждый метр высоты кладки, но всего не более 10 мм.

Обмуровка водяных экономайзеров. Между кладкой и змеевиками следует выдерживать зазор на расширение змеевиков. В местах вывода труб через кладку нужно обвёртывать трубы шнуровым асбестом толщиной не менее 15 мм.

Температурные швы в кладке следует делать в углах сопряжения стен, величина этих швов — не менее 15 мм.

В целях уменьшения золowego износа змеевиков экономайзера поверхность кладки, примыкающая к змеевикам, должна быть ровной, без выступов.

Применение огнеупорных масс и их характеристика приведены в табл. 39.

Нормы расхода огнеупорных материалов. В табл. 40 приведены нормы расхода огнеупоров. Расход огнеупорной глины принимается 20% от нормы общего расхода огнеупоров на котельный агрегат в год.

Расход шамотного порошка принимается равным 30% от всего полученного по нормам расхода огнеупоров на котельный агрегат. Расход изоляционного кирпича определяется примерно в 6% от общего полученного по нормам расхода огнеупоров на котельный агрегат.

Для котлов производительностью менее 30 т/час расход нормального кирпича принимается равным 75%, а расход фасонного огнеупорного кирпича — 25% от общего расхода огнеупоров для котельного агрегата.

Состав растворов и нормы расхода материалов на 1 м³ раствора представлены в табл. 41.

АВТОМАТИЗАЦИЯ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

ОСНОВНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА АВТОМАТИЗАЦИИ

Повышение экономичности работы установки вследствие улучшения её к. п. д., снижения расхода электроэнергии на собственные нужды и др. Автоматическое регулирование процесса горения даёт на современных мощных котельных агрегатах экономию топлива до 3%, а на агрегатах малой мощности — до 10% и более.

Снижение аварийности и потерь от аварий, так как возможность ошибок обслуживающего персонала сводится при автоматизации к минимуму; применяемые устройства автоматически регулируют и контролируют работу агрегата, предотвращая при этом развитие аварии.

Улучшение условий труда и сокращение численности персонала. Облегчая труд и уменьшая количество обязанностей персонала, автоматизация позволяет уменьшать его численность, требуя в то же время повышения квалификации персонала.

УСТРОЙСТВА АВТОМАТИЗАЦИИ

Для автоматического управления и контроля за ходом производственных процессов в котельных установках применяются:

автоматическое регулирование — для обеспечения постоянных значений регулируемых параметров с заданной точностью или процесса их изменений в пределах заданной закономерности;

дистанционное управление — для воздействия на расстоянии на регулирующие и запорные органы агрегатов, механизмов и коммуникаций. Дистанционное управление применяется как самостоятельно, так и параллельно (но не одновременно) с автоматическим регулированием;

автоматическое управление периодически операциями — в частности, для автоматического пуска или остановки резервного и вспомогательного оборудования;

блокировка — для защиты оборудования и частей установки от повреждений в случаях

Т а б л и ц а 1

Объём автоматизации управления котельными установками

Объекты	Автоматическое регулирование	Дистанционное управление	Автоматическое управление	Блокировка	Тепловая защита	Сигнализация
Топливо-подача	—	Пуск и останов электродвигателей со щита управления	—	а) Пуск механизмов в последовательности, обратной потоку топлива б) При остановке одного из механизмов отключаются все предыдущие по потоку топлива	—	Световые сигналы на щите управления при пусках и остановках электродвигателей
Котельный агрегат	а) Питание котла	а) Регулирование направляющих аппаратов дымососов и вентиляторов	Включение электродвигателей резервных дымососов и вентиляторов при аварийной остановке основных с одновременным открытием отсечных шиберов пускаемых дымососов и вентиляторов	а) Пуск механизмов в технологической последовательности: дымосос, вентилятор, механическая решетка топки, пневмомеханический засыпатель, эксгаустер, пылепитатели, мельницы, питатели сырого угля	а) Закрытие шиберов, отключающих останавливаемые дымососы и вентиляторы от газового и воздушного трактов	а) Звуковые и световые сигналы на щите управления при аварийных отключениях дымососов, вентиляторов, пневмомеханических засыпателей, пылепитателей сырого угля, мельниц, эксгау-стеров
	б) Процесс горения, разрежение в топке	б) Пуск и останов механической решетки, шнуровой планетки, пневмомеханического засыпателя, дымососа, вентилятора	—	б) Невозможность пуска вентиляторов и эксгау-стеров при остановленных дымососах; невозможность пуска питателей сырого угля при остановленной мельнице	б) Отключение электродвигателя барабанно-шаровой мельницы при нагреве подшипников сверх допустимого предела	б) То же при предельной температуре перегрева пара
	в) Температура перегрева пара	в) Пуск, останов и регулирование скорости электродвигателей системы сырого угля	—	в) Отключение электродвигателей: вентиляторов и эксгау-стеров, мельниц, питателей угля при остановке дымососов	—	в) То же при предельной температуре пылевоздушной смеси за сепаратором*
	г) Система пылеприготовления	г) То же питателей пыли	—	г) Отключение электродвигателей мельниц и питателей угля при остановке дутьевого вентилятора	—	г) То же при падении давления масла в системе мельниц и предельном нагреве подшипников
	—	д) Открытие и закрытие запорных органов питательных трубопроводов и главных паропроводов	—	д) Отключение электродвигателя питателя угля при остановке мельницы	—	—
—	—	е) Открытие, закрытие и регулирование шиберов газопроводов, воздухопроводов и пылепроводов	—	е) Отключение электродвигателя мельницы при ее перегрузке	—	—
—	—	—	—	ж) При остановке одного из механизмов системы пылеприготовления, кроме пылепитателя, отключаются все предыдущие по потоку топлива	—	—

Питательная установка	а) Давление деаэраторе б) Уровень деаэраторе в) Уровень конденсатных баках	а) Пуск и останов питательных насосов (щит насосов) б) Открытие и закрытие запорных органов всасывающих и нагнетательных питательных трубопроводов	а) Включение резервного электронасоса при падении давления в питательной магистрали и аварийном отключении основного с одновременим открытием задвижки на напорной стороне насоса б) Включение электродвигателя резервного конденсатного насоса при аварийном отключении основного	— — —	— — —	— — —	а) Звуковые сигналы при предельном уровне в деаэраторах и конденсатных баках б) Звуковые и световые сигналы на щите управления при падении давления в питательных магистралях в) Звуковые и световые сигналы на щите насосов при аварийном отключении питательного электронасоса
Водоподогревательная установка	Подпитка теплосети, поддержание постоянного уровня в подпиточном баке	а) Пуск и останов электродвигателей циркуляционных и конденсатных насосов б) Открытие и закрытие запорных органов трубопроводов и паропроводов	а) Включение электродвигателя резервного сетевого насоса при падении давления в коллекторе горячей воды и при аварийном отключении основного насоса с одновременим открытием запорной задвижки насоса ¹ б) Включение электродвигателя резервного конденсатного насоса при превышении уровня воды ² в водоподогревателях и при аварийном отключении основного насоса ³	— — —	— — —	Отключение водоподготовки по воде и пару при разрыве трубок или наличии течи в них	а) Звуковые сигналы при падении давления в сети циркуляционной воды б) Звуковые и световые сигналы при аварийных отключениях циркуляционного и конденсатного насосов в) Звуковые сигналы при превышении уровня воды в бойлере г) То же при повышении или снижении уровня воды в подпиточном баке
Редукционно-охладительная установка	Давление и температура пара на выходе из РОУ	Открытие и закрытие запорных органов трубопроводов и паропроводов ⁴	—	—	—	—	—

¹ При наличии поверхностного или вскрывающего парохладителя.
² При системах пылеприготовления с барабано-шаровыми мельницами и промежуточными бункерами.
³ Регулирование предусматривается со щита управления.
⁴ При бойлерных установках производительностью более 10 м²/ккал.

несправильных действий персонала или при авариях с другими элементами установки; тепловая защита — для предохранения оборудования от аварий (например при чрезмерном отклонении температуры пара от нормального значения и невозможности устранения такого отклонения автоматическими регуляторами или вручную, устройства тепловой защиты должны автоматически выключать котёл);

тепловой контроль — для непрерывного наблюдения за технологическими процессами (оперативный контроль) и последующего анализа работы установки (учётный контроль);

технологическая сигнализация — для автоматического извещения персонала о возникновении опасных изменений режима в установке, об авариях, включениях в работу или останове вспомогательных механизмов, о положении запорных органов трубопроводов, газоходов, воздухопроводов и пылепроводов;

командная сигнализация — для передачи типичных, часто повторяющихся в процессе работы установки звуковых и световых сигналов с одного поста управления на другой и обратно.

ОБЪЕКТЫ АВТОМАТИЗАЦИИ

Объекты автоматизации определяются в каждом конкретном случае в зависимости от конструкции, мощности, количества котельных агрегатов, режима их работы, компоновки основного и вспомогательного оборудования.

Обязательный минимальный перечень объектов, подлежащих автоматизации, регламентирован «Правилами технической эксплуатации электрических станций, подстанций и сетей» (ПТЭС).

В соответствии с этими правилами, целесообразностью максимальной автоматизации и опытом работы автоматизированных установок в табл. 1 приводится рекомендуемый объём автоматизации.

УСЛОВИЯ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ АВТОМАТИЗАЦИИ

Нормальная и экономичная работа котельного агрегата с автоматическим управлением возможна, когда его техническое состояние полностью отвечает Правилам технической эксплуатации. Возможность работы агрегата с заданной производительностью и экономичностью должна быть установлена испытаниями. Обнаруженные при этом дефекты узлов и элементов оборудования должны быть устранены путём реконструкции или замены.

Основными условиями эффективного применения автоматического регулирования работы котельного агрегата являются:

а) производительность дымососов и вентиляторов при максимальной нагрузке котла должна обеспечивать нормальный тягодутьевой режим, причём дымососы и вентиляторы должны быть снабжены направляющими или завихряющими аппаратами для обеспечения их экономичного регулирования; кроме того, центральная дутьевая и дымососная установки должны иметь шиберы для возможности пол-

ного отключения каждого дымососа, вентилятора от газового и воздушного трактов;

б) регулирующие органы в газоходах и воздуховодах, включённые в систему автоматики или управляемые дистанционно, должны иметь характеристики, соответствующие требованиям, предъявляемым при автоматизации регулирования, и конструкции, обеспечивающие изменение положения этих устройств без применения больших усилий;

в) ненормально большие сопротивления отдельных участков газоходов, воздухопроводов и системы пылепроводов следует устранить. Конструкция воздухопроводов должна обеспечивать возможность дифференцированного контроля количества подаваемого в топку воздуха;

г) газовый и воздушный тракты должны быть тщательно уплотнены. Присосы и потери воздуха не должны превышать величин, указанных в Правилах технической эксплуатации. Присос воздуха в систему пылеприготовления должен быть минимальным;

д) при минимальной нагрузке котла расход воздуха, проходящего через воздухоподогреватель, должен быть не менее 60% общего количества воздуха, поступающего для горения;

е) должно быть обеспечено нормальное действие мигалок под циклонами мельничных систем. В трубопроводах первичного воздуха не должна откладываться пыль;

ж) необходимо устранить отложение топлива в течках под бункерами;

з) регулирование работы котельного агрегата должно производиться по режимным картам, составленным по данным испытаний, проведённых при различных нагрузках котла. При этом должны быть установлены минимальная и максимальная нагрузки котельного агрегата на данном топливе, определяемые условиями устойчивости процесса горения и условиями шлакования топки;

и) не следует изменять в целях поддержания нормальной температуры перегретого пара тяго-дутьевой режим котла. Необходимый перегрев пара при колебаниях нагрузки котла должен обеспечиваться в пределах всего регулируемого диапазона;

к) котёл должен иметь контрольно-измерительные приборы, дающие точные показания, что необходимо для контроля действия систем автоматического регулирования.

АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ ПРОЦЕССОВ

Основные определения

Регулируемый параметр — величина или состояние, характеризующие регулируемый процесс, постоянство или закономерное изменение которых должно обеспечиваться воздействием на ход процесса.

Регулируемый участок — объект, часть объекта, где процесс характеризуется регулируемым параметрами.

Регулирующий агент, среда — вещество или энергия, поступление которых в регулируемый объект или участок определяет значение регулируемого параметра.

Автоматическое регулирование — автоматическое воздействие на ход процесса при помощи регулятора с целью поддержания постоянства или закономерного изменения регулируемого параметра, характеризующего процесс.

Автоматический регулятор — совокупность устройств, воспринимающих изменение регулируемого параметра и регулирующих его значение путём автоматического воздействия на поступление регулирующего агента.

Регулируемая система — регулируемый объект с присоединённым к нему автоматическим регулятором.

Нагрузка — количество вещества или энергии, расходуемое из объекта и определяемое потреблением регулирующего агента.

Возмущение — изменение нагрузки или воздействие внешних причин на ход процесса, нарушающие установленное значение регулируемого параметра.

Установившийся режим регулируемого объекта — режим, характеризующийся периодическими колебаниями в некоторых пределах значения регулируемого параметра относительно заданного и периодическими отклонениями подачи от потребности.

Стационарный режим регулируемого объекта — режим, характеризующийся постоянством регулируемого параметра и равенством между подачей и потребностью в веществе или энергии. Этот режим является частным случаем установившегося режима.

Неустановившийся или переходный режим — характеризуется неравенством между подачей и потребностью, благодаря чему при изменении нагрузки регулируемый параметр с течением времени изменяет своё значение, стремясь к нулю или некоторой конечной величине при новой установившейся нагрузке.

Свойства регулируемого объекта

Ёмкость объекта — запас вещества или энергии в регулируемом участке или объекте.

Различают ёмкость на стороне подачи — количество энергии или вещества, содержащееся в регулирующем агенте, и ёмкость на стороне потребления — количество энергии или вещества, воспринятое регулируемым объектом.

Связь между запасом вещества или энергии в объекте и значением регулируемой величины выражается формулой

$$V = KP,$$

где V — запас вещества или энергии в объекте;

P — значение регулируемого параметра;

K — коэффициент ёмкости — изменение количества энергии или вещества в регулируемом объекте, вызывающее изменение регулируемого параметра на величину, равную единице измерения.

Для большинства объектов, при изменении регулируемой величины в пределах, допускаемых практикой, коэффициент ёмкости K можно считать постоянным.

Тогда

$$\Delta P = \frac{\Delta V}{K},$$

где ΔP — изменение регулируемой величины;

ΔV — изменение количества вещества или энергии в объекте.

При изменении количества вещества или энергии в объекте на величину ΔV за время Δt средняя скорость изменения регулируемой величины будет:

$$\frac{\Delta P}{\Delta t} = \frac{\Delta V}{\Delta t} \cdot \frac{1}{K}.$$

Величина $\frac{\Delta V}{\Delta t}$ представляет собой изменение количества поступающих в объект вещества или энергии за единицу времени, т. е. разность между поступлением регулирующей среды и нагрузкой объекта. Эта величина называется *небалансом регулируемой системы* и может быть написана

$$\frac{\Delta V}{\Delta t} = Q - Q_1,$$

где Q_1 — нагрузка объекта;

Q — поступление регулирующей среды.

Зависимость изменения регулируемой величины от небаланса системы выражается уравнением:

$$\frac{\Delta P}{\Delta t} = (Q - Q_1) \frac{1}{K}$$

или

$$Q - Q_1 = K \frac{\Delta P}{\Delta t}.$$

Скорость изменения регулируемого параметра зависит от коэффициента ёмкости и возмущающего воздействия. Чем больше коэффициент ёмкости, тем меньше скорость изменения регулируемой величины при том же возмущающем воздействии. Чем больше возмущающее воздействие на регулируемую величину, тем больше скорость её изменения. Скорость изменения регулируемого параметра будет наибольшей, когда нагрузка будет максимальной, а поступление регулирующей среды прекратится.

Ёмкость объекта оценивается временем, в течение которого при максимальной нагрузке и прекращении поступления в объект вещества или энергии регулируемый параметр изменится от среднего значения до нуля. Эта величина носит название скорости разгона объекта или его чувствительности.

Время разгона может быть определено при предположении, если скорость изменения регулируемой величины пропорциональна

величине небаланса и известна начальная скорость регулируемой величины при небалансе $Q - Q_1$, из выражения

$$T_a = \frac{Q - Q_1}{Q_m} \cdot \frac{P}{\Delta P},$$

где T_a — время разгона объекта;
 Q_m — максимальная нагрузка объекта;
 P — среднее значение регулируемого параметра.

Это выражение может быть преобразовано в уравнение

$$Q - Q_1 = T_a Q_m \frac{\Delta P}{\Delta t}.$$

Связь между величинами коэффициента ёмкости и времени разгона определяется из уравнения

$$K = T_a \frac{Q_m}{P}.$$

Выраженное в относительных единицах время разгона будет

$$T_a = \xi \frac{1}{\Delta \varphi},$$

где

$$\xi = \frac{Q - Q_1}{Q_m}; \quad \Delta \varphi = \frac{\Delta P}{P}.$$

Пример. Определить время разгона для парового котла, когда:

1) относительный небаланс между поступлением тепла с топливом и отводом тепла с паром равен 0,2 (20% от максимальной нагрузки);

2) скорость изменения давления в барабане — 1 кг/см² в минуту;

3) среднее давление в барабане котла 40 кг/см².

При этих условиях относительная скорость изменения давления будет

$$\frac{\Delta \varphi}{\Delta t} = \frac{\Delta P}{\Delta t} \cdot \frac{1}{P} = \frac{1}{40} = 0,0251/\text{мин.},$$

а время разгона котла

$$T_a = \xi \frac{1}{\Delta \varphi} = \frac{0,2}{0,025} = 8 \text{ мин.}$$

Самовыравнивание процесса — свойство процесса приобретать при изменениях нагрузки вновь состояние равновесия без участия регулятора. Регулируемая величина при этом принимает новое, но постоянное значение.

При протекании процесса изменение регулируемой величины влияет на величину нагрузки и на поступление регулирующей среды. При большой аккумулирующей способности объекта, в котором происходит процесс с самовыравниванием, отклонение регулируемого параметра при прочих равных условиях будет меньше, чем у объекта с малой аккумулирующей способностью.

При некоторых процессах благодаря самовыравниванию регулируемая система приобретает состояние равновесия при небольших изменениях регулируемой величины. Если эти изменения практически допустимы, то принудительное регулирование процесса не требуется.

Самовыравнивание даёт возможность упростить получение устойчивого регулирования.

Влияние самовыравнивания на процесс регулирования оценивается величиной кратности самовыравнивания, которая представляет собой *отношение значения отклонения регулируемой величины при максимальном возмущении к значению изменения регулируемой величины*, допускаемого по технологическим условиям процесса.

Кратность самовыравнивания, отнесённая к поступлению регулирующей среды, составляет

$$K_n = \frac{\Delta P_{n \text{ макс}}}{\Delta P_{\partial}},$$

а кратность самовыравнивания, отнесённая к нагрузке, будет

$$K_n = \frac{\Delta P_{n \text{ макс}}}{\Delta P_{\partial}},$$

где K_n и K_n — кратность самовыравнивания, отнесённая соответственно к поступлению регулирующей среды и к нагрузке;

$\Delta P_{n \text{ макс}}$ и $\Delta P_{n \text{ макс}}$ — отклонения регулируемой величины при максимальном возмущении со стороны поступления регулирующей среды и со стороны нагрузки;
 ΔP_{∂} — наибольшее допустимое отклонение регулируемой величины.

Суммарное влияние самовыравнивания K_c составит

$$K_c = K_n + K_n.$$

Чем меньше величина K_c , тем легче осуществляется процесс регулирования.

Кратность самовыравнивания может быть определена на основании опытных данных изменения регулируемой величины при частичном возмущении из уравнений:

$$K_n = \frac{Q_{\text{макс}}}{\Delta Q_n} \cdot \frac{\Delta P_n}{\Delta P_{\partial}}$$

и

$$K_n = \frac{Q_{\text{макс}} \Delta P_n}{\Delta Q_n \Delta P_{\partial}},$$

где $Q_{\text{макс}}$ — максимальная нагрузка;

ΔQ_n и ΔQ_n — изменения нагрузки и поступления регулирующей среды при опыте;

ΔP_n и ΔP_n — изменения параметра, соответствующие ΔQ_n и ΔQ_n ;

ΔP_{∂} — наибольшее допустимое изменение параметра.

Запаздывание в процессе — промежуток времени между изменением нагрузки и началом соответствующего изменения значения регулируемой величины.

Запаздывание вызывается наличием в объекте ёмкостей и сопротивлений. Ёмкость регулируемого объекта на стороне потребления создаёт запаздывание потребления. В системах регулирования температуры ёмкостное запаздывание называется «тепловой инерцией».

Запаздывание поступления регулирующей среды, свойственное всем тепловым процессам, имеет два вида: переходное и передаточное.

Переходное запаздывание свойственно многоёмкостным объектам и обусловлено наличием тепловых, гидравлических или других сопротивлений между ёмкостями объекта, а также ёмкостью на стороне подачи.

На величину переходного запаздывания степень нагрузки объекта и величина возмущения обычно не влияют, и она зависит главным образом от особенностей конструкции установки и условий эксплуатации. В котельных агрегатах величина переходного запаздывания уменьшается с увеличением экранирования точки.

Передаточное запаздывание вызывается тем, что для прохождения регулирующего вещества или энергии расстояния от регулирующего до чувствительного элемента регулятора требуется некоторое время. В котельных агрегатах передаточное запаздывание зависит главным образом от вида топлива и способа его сжигания. Наибольшее передаточное запаздывание свойственно котельным агрегатам со слоевыми топками. При пылеугольных топках передаточное запаздывание уменьшается с увеличением экранирования, а также с увеличением летучих в топливе.

Время полного запаздывания определяется из выражения:

$$\tau_z = \tau_0 + \tau_n,$$

где τ_z — время полного запаздывания;

τ_0 — время передаточного запаздывания;

τ_n — время переходного запаздывания.

На эффективность регулирования запаздывание влияет отрицательно.

Формы процессов регулирования

Задачей автоматического регулятора является восстановление нарушенного равновесия регулируемой системы путём соответствующего изменения прихода или расхода регулирующего вещества или энергии.

Восстановление равновесия системы происходит в течение некоторого времени плавно или после нескольких колебаний в ходе этого процесса.

При этом необходимо, чтобы в переходный период регулятор не допустил отклонения регулируемой величины за пределы заданных значений и обеспечил устойчивое регулирование, при котором регулируемая величина восстанавливается плавно, без колебаний или после нескольких затухающих колебаний.

Характерной величиной для определения длительности затухания является степень затухания, выраженная в % и указывающая, на сколько уменьшается амплитуда второго полукосебания по сравнению с амплитудой первого, т. е.

$$\psi = \frac{a_1 - a_2}{a_1} 100,$$

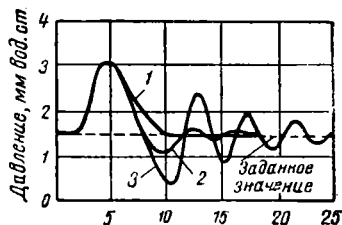
где ψ — степень затухания;

a_1 — большая амплитуда колебания;

a_2 — последующая амплитуда колебания.

На фиг. 1 изображён процесс регулирования со степенью затухания 100, 75 и 25%.

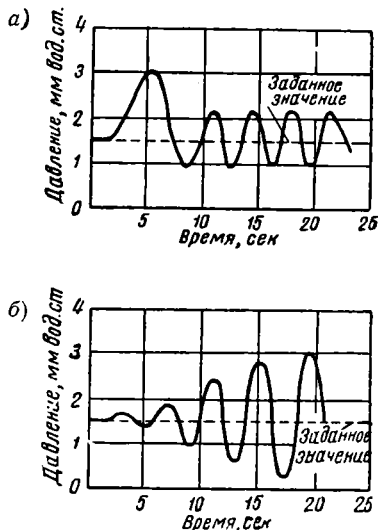
Процесс регулирования со степенью затухания 100% называют аperiодическим процессом.



Фиг. 1. Процесс регулирования со степенью затухания: 1 — 100%; 2 — 75%; 3 — 25%

Для большинства теплотехнических процессов достаточна степень затухания 50—75%.

При неустойчивом процессе регулирования колебания регулируемого параметра сохраняются длительное время; в наиболее неблагоприятных случаях амплитуда колебаний увеличивается. Формы неустойчивого процесса регулирования показаны на фиг. 2, а и б.



Фиг. 2. Неустойчивый процесс регулирования

Неустойчивое регулирование с увеличивающимися колебаниями регулируемой величины не применяется.

Регулирование с незатухающими колебаниями постоянной амплитуды в ряде случаев может быть применено.

Управление работой котельных агрегатов

Операции по управлению работой автоматизированных котельных агрегатов произво-

дятся со щитов, на которых сосредоточиваются:

а) дистанционное управление электродвигателями вспомогательных механизмов, получающими автоматическое воздействие от регулирующих органов и основных запорных органов агрегата;

б) система световой и звуковой сигнализации согласно табл. 1;

в) контрольно-измерительные приборы, перечень которых, назначение и места установки, согласно Правилам технической эксплуатации, приводятся в табл. 2.

Приборы учёта устанавливаются обычно на самостоятельных панелях щита.

На щиты котельных агрегатов средней и большой мощности наносится упрощённая мнемоническая схема всей котельной установки со световыми сигналами, что облегчает ориентацию и работу обслуживающего персонала при большом количестве установленных на щите приборов.

Щиты управления с контрольно-измерительными приборами устанавливаются обычно против фронта котлов.

На два котельных агрегата малой и средней мощности устанавливается один щит и оба котельных агрегата обслуживаются одним машинистом.

Для котельных агрегатов большой мощности устанавливаются индивидуальные щиты. Однако в последнее время применяется управление несколькими агрегатами с одного общего щита.

Классификация, характеристика и основные свойства автоматических регуляторов

По принципу действия автоматические регуляторы могут быть разделены на две основные группы: регуляторы прямого и регуляторы непрямого действия.

Регулирующий орган регулятора прямого действия при изменении регулируемого параметра перемещается усилием, развиваемым измерительной системой регулятора.

Регулятор не имеет усилителей и не требует посторонней энергии.

Автоматические регуляторы прямого действия применяются преимущественно для регулирования уровня жидкостей, давления различных сред и реже — температуры.

Регуляторы уровня поплавковые применяются в открытых резервуарах или при давлении жидкости не выше $10-16 \text{ кг/см}^2$ (о регуляторах уровня воды в котлах см. ниже).

Регуляторы давления мембранные применяются для регулирования давления жидкостей и газов при предельном давлении 16 кг/см^2 и наибольшем диаметре трубопроводов 250 мм .

Регуляторы температуры, имеющие измерительную систему — паровой манометрический термометр с мембраной — применяются для регулирования температуры в пределах от -30 до $+250^\circ$ при подогреве мазута, конденсата в подогревателях низкого давления и т. п.

Регулирующие клапаны имеют диаметры проходов до 200 мм .

Регулирующий орган регулятора непрямого (косвенного) действия перемещается с использованием энергии от постороннего источника.

Усилие, вызванное изменением регулируемого параметра, используется для перемещения вспомогательного устройства (струйной трубки, заслонки) или для включения электрического реле. Вспомогательные устройства автоматически подключают исполнительный механизм, действующий от постороннего источника энергии.

В общем случае регулятор состоит из следующих основных частей:

а) чувствительный элемент (термопара, термометр сопротивления, диафрагма, сопло и т. п.), непосредственно воспринимающий значение регулируемого параметра и преобразующий это значение в определённые усилия, перемещения, электрический ток или другие импульсы;

б) измерительный элемент (магнитоэлектрическая подвижная система, измерительный мост с нуль-гальванометром, мембрана с калиброванной пружиной и т. п.), измеряющий импульс; при величине импульса, отличающейся от заданного значения, положение регулирующего органа изменяется с помощью дополнительных устройств (командного устройства, усилителя, исполнительного механизма);

в) командное устройство (струйная трубка, сопло с заслонкой, контакты и т. п.), управляющее исполнительным механизмом в зависимости от величины отклонения импульса; в командное устройство входят также элементы, обеспечивающие требуемую характеристику регулятора, т. е. зависимость перемещения регулирующего органа от изменения регулируемого параметра (элементы обратной связи);

г) усилитель (распределительный золотник, электронный усилитель, электромагнитное реле и др.), при помощи которого происходит усиление импульса применением вспомогательной энергии (электрической, гидравлической и др.);

д) исполнительный механизм (электродвигатель с редуктором, цилиндр с поршнем и др.), непосредственно перемещающий регулирующий орган;

е) регулирующий орган (дрессельная заслонка, клапан, задвижка, реостат и т. п.), изменяющий количество и качество потока вещества или энергии (газа, пара, воды, электрической энергии).

По виду вспомогательной энергии (п. «г») автоматические регуляторы непрямого действия составляют три группы: гидравлические регуляторы, пневматические и электрические.

Гидравлические регуляторы

Источником вспомогательной энергии для гидравлических регуляторов служит энергия находящейся под давлением жидкости — масла (преимущественно), воды или др.

Таблица 2

Контрольно-измерительные приборы котельного агрегата

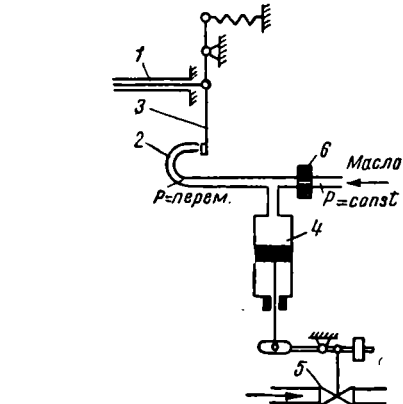
Наименование прибора	Измеряемые величины	Место замера	Место установки
Манометр показывающий Манометр регистрирующий	Давление пара Давление пара за пароперегревателем	Барабан котла Паропровод за пароперегревателем, перед диафрагмой расходомера	На барабане котла Щит управления
Манометр показывающий	Давление питательной воды перед котлом	Питательный водопровод перед регулирующими органами	Питательный водопровод
Манометр показывающий	Давление питательной воды за экономайзером отключаемого типа	Питательный водопровод за экономайзером	Питательный водопровод за экономайзером
Диафрагма. Расходомер регистрирующий	Паропроизводительность котла	Паропровод, после пароперегревателя	Щит управления
Для котлов паропроизводительностью до 35 т/час: диафрагма, расходомер показывающий, Для котлов паропроизводительностью более 35 т/час: диафрагма, расходомер регистрирующий	Расход питательной воды	Питательный водопровод до экономайзера	То же
Диафрагма. Расходомер показывающий	Расход питательной воды на регулятор перегрева	Водопровод на регулятор перегрева, после регулирующего органа	»
Термометр сопротивления, милливольтметр регистрирующий	Температура перегретого пара	Паропровод после пароперегревателя	»
Ртутный термометр	Температура перегретого пара после каждой ступени пароперегревателя	Промежуточные коллекторы пароперегревателя	На коллекторах пароперегревателя
Термометр сопротивления и милливольтметр регистрирующий	Температура питательной воды на входе в экономайзер	Питательный водопровод до экономайзера	Щит управления
Термометр сопротивления ¹ , милливольтметр регистрирующий	Температура питательной воды на выходе из экономайзера отключаемого типа	Питательный водопровод после экономайзера	То же
Тягомер мембранный показывающий ¹	Разрежение в верхней части топки	В топке, при входе газов в первый пучок котла	»
То же	Разрежение за котлом	Газоход, после котла	»
То же ¹	Разрежение за водяным экономайзером	Газоход, после водяного экономайзера	»
То же ¹	Разрежение за воздухоподогревателем	Газоход, после воздухоподогревателя	»
То же	Разрежение перед дымососом	Газоход, перед дымососом	»
Манометр (тягомер) мембранный, показывающий	Давление воздуха за вентилятором	Воздуховод, за вентилятором	»
То же	Давление воздуха за воздухоподогревателем с правой и левой стороны	Воздуховод, за воздухоподогревателем	»
»	Давление воздуха перед каждой горелкой	Воздуховод, перед горелкой	»
»	Давление воздуха перед каждой зоной цепной решетки	Воздуховод, перед зонами цепной решетки	»
»	Давление первичного воздуха в общем коробе	Общий воздуховод, перед горелками	»
Манометр (тягомер) мембранный, показывающий	Давление первичного воздуха перед каждой горелкой	Воздуховод первичного воздуха перед подачей пыли	»
Термометр сопротивления, милливольтметр показывающий ¹	Температура газов за пароперегревателем или котлом	Газоход, за пароперегревателем или котлом	»
То же	Температура газов за водяным экономайзером	Газоход, за водяным экономайзером	»
Термометр сопротивления ¹ , милливольтметр регистрирующий	Температура газов за воздухоподогревателем	Газоход, за воздухоподогревателем	»
Термометр сопротивления, милливольтметр показывающий	Температура вторичного воздуха до воздухоподогревателя	Воздуховод, за вентилятором вторичного воздуха	»
То же	Температура вторичного воздуха после воздухоподогревателя	Воздуховод, после воздухоподогревателя	»
Газоанализатор ¹ электрический регистрирующий	Содержание CO ₂ и CO + H ₂ , перед или за водяным экономайзером или за первой его ступенью	Газоход, перед или за экономайзером, или за первой его ступенью	»
Термометр сопротивления, милливольтметр показывающий	Температура в пылевом бункере для всех углей, кроме АШ	Бункер пыли	Щит управления
Показатель уровня пыли	Уровень пыли в бункере	Бункер пыли	На бункере пыли

Продолжение

Наименование прибора	Измеряемые величины	Место замера	Место установки
Для котлов паропроизводительностью до 20 т/час—два верхних указателя уровня воды—водомерные стекла Для котлов паропроизводительностью более 20 т/час: а) один верхний указатель уровня воды (контрольный); б) два сниженных указателя уровня воды; в) дифференциальный манометр—кольцевые весы, регистрирующий Для котлов со ступенчатым испарением; верхние указатели уровня воды Для котлов паропроизводительностью более 20 т/час: солемер Мостофина, электрический, регистрирующий	Уровень воды в барабане котла Солесодержание насыщенного пара	Барабан котла, чистый отсек Барабан котла, солёные отсеки Паропровод от котла к пароперегревателю	На барабане котла а) На барабане котла; б) на площадке обслуживания; в) щит управления На каждом солёном отсеке Щит управления
То же	Солесодержание перегретого пара	Паропровод пароперегревателя	То же
Амперметр	Ток электродвигателей дымососов	Электродвигатели дымососов	»
То же	Нагрузка по току электродвигателей вентиляторов вторичного воздуха	Электродвигатели вентиляторов вторичного воздуха	»
»	Нагрузка по току электродвигателей первичного воздуха	Электродвигатели вентиляторов первичного воздуха	»
»	Нагрузка по току электродвигателей питателей пыли	Электродвигатели питателей пыли	»
Манометр регистрирующий	Давление в магистральном паропроводе	Паропровод к турбине	На одном из щитов управления
Ваттметр показывающий	Суммарная нагрузка электростанции	Щит управления станции	Перед фронтом котлов у щитов управления
Часы	Время	—	То же

¹ При питании группы котлов из одного источника или из общего экономайзера замеры температуры питательной воды могут производиться на общем питательном трубопроводе этой группы с помощью одного регистрирующего прибора.
² При ширине котла более 6 м, а также при наличии разделительной стенки топки замеры должны производиться с правой и с левой сторон котельного агрегата.

В зависимости от типа основного усилителя гидравлические регуляторы разделяются на три группы: золотниковые дроссельные и струйные. Золотниковые регуляторы для теплотехнических процессов не применяются. Действие дроссельных регуляторов (фиг. 3) основывается на изменении давления вспомогательной жидкости, поступающей к исполнительному механизму регулятора при изменениях гидравлического сопротивления трубопровода. Эти регуляторы применяются для регулирования температуры, давления разных сред и уровня жидкостей; в котельных—для регулирования температуры пара в дроссельно-увлажнительных установках. Регулирующие клапаны такого регулятора для давления до 7 кг/см² имеют диаметры 100—250 мм. Пределы регулирования температуры—от 80 до 150°; точность ±1%. В струйных регуляторах (фиг. 4) используется энергия давления струи жидкости, вытекающей из трубки. Энергия давления вспомогательной жидкости преобразовывается в кинетическую энергию вытекающей струи. При попадании этой струи в

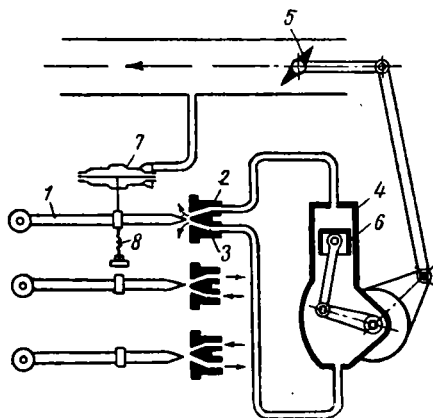


Фиг. 3. Схема гидравлического дроссельного регулятора: 1—тяга от измерительной системы; 2—сопло; 3—заслонка; 4—исполнительный механизм; 5—регулирующий клапан; 6—дроссель постоянного сечения

приёмное сопло происходит обратное преобразование кинетической энергии в потенциальную — давление.

Величина восстановленного давления вследствие отклонения струи может изменяться от некоторой максимальной величины до нуля.

Простой струйный регулятор не имеет обратной связи, регулируемый параметр поддерживается точно на заданном значении.



Фиг. 4. Схема гидравлического струйного регулятора: 1 — струйная трубка; 2, 3 — сопла; 4 — исполнительный механизм; 5 — регулирующий орган; 6 — поршень; 7 — измерительная система мембрана; 8 — пружинный датчик

Добавление устройства обратной связи превращает струйный регулятор в пропорциональный или изодромный.

Струйные регуляторы имеют одну или две измерительные системы, выполняя функции независимых и зависимых регуляторов (см. далее).

Эти регуляторы применяются для регулирования давления разных сред, уровня жидкости, скорости потока и расхода жидкости или газа, а также соотношения расходов. Струйные регуляторы часто используются для регулирования процессов горения и пылеприготовления и для регулирования давления в деаэраторах.

Источником вспомогательной энергии пневматических регуляторов служит энергия воздуха под давлением.

Управляющие и усилительные устройства этих регуляторов выполняются в виде золотниковых, дроссельных и струйных. Отечественными заводами выпускаются пневматические регуляторы с дроссельными усилителями.

Для регулирования тепловых процессов в котельных малой и средней мощности пневматические регуляторы распространения не получили.

Электрические регуляторы разделяются на чисто электрические, электромеханические и электронные (регуляторы с электронными усилителями выделяются в отдельную категорию).

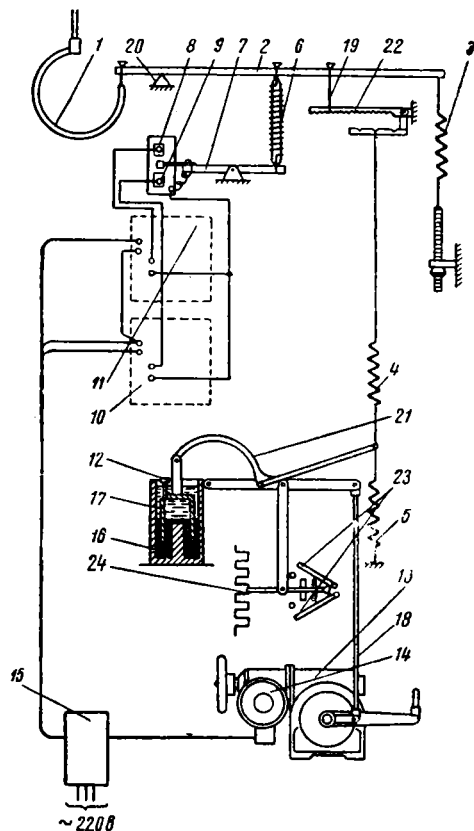
Действие регуляторов первой группы основано на принципе сравнения электрических величин; электромеханических — на принципе сравнения механических величин.

Для регулирования теплотехнических процессов в котельных установках обычно приме-

няются электромеханические и электронные регуляторы.

Электромеханический регулятор ЦКТИ (фиг. 5) действует на принципе механического сравнения моментов сил, приложенных к основному балансному рычагу со стороны измерительных устройств и противодействующих пружин.

В качестве измерительного устройства — чувствительного элемента применяются в зависимости от регулируемого параметра: манометрическая пружина, мембранное устройство, соленоид, термометрическая система с гармониковой мембраной.



Фиг. 5. Схема электромеханического регулятора ЦКТИ: 1 — манометрическая трубка; 2 — балансный рычаг; 3 — настроечная пружина; 4 — пружина обратной связи; 5 — уравнивающая пружина; 6 — стяжка; 7 — контактный рычаг; 8, 9 — неподвижные контакты; 10, 11 — промежуточные реле; 12 — игольчатый вентиль; 13 — редуктор; 14 — электродвигатель; 15 — пусковой контактор; 16 — стакан, заполненный в верхней части маслом, в нижней — ртутью; 17 — колокол; 18 — тяга; 19 — серьга; 20 — опора балансного рычага; 21 — рычаг обратной связи; 22 — гребенка; 23 — концевые ограничители; 24 — реостатный датчик указателя положения регулирующего органа

Исполнительный механизм регулятора состоит из электродвигателя переменного тока 220—380 в и двухступенчатого редуктора, угол поворота выходного вала которого равен 90°.

Регулятор поставляется с двумя моделями исполнительного механизма — с вращающим моментом 240 и 40 кгм.

Регуляторы ЦКТИ применяются в котельных установках для регулирования: процессов горения и пылеприготовления, питания котлов, давления в деаэраторах, давления и температуры в редукционно-охладительных установках.

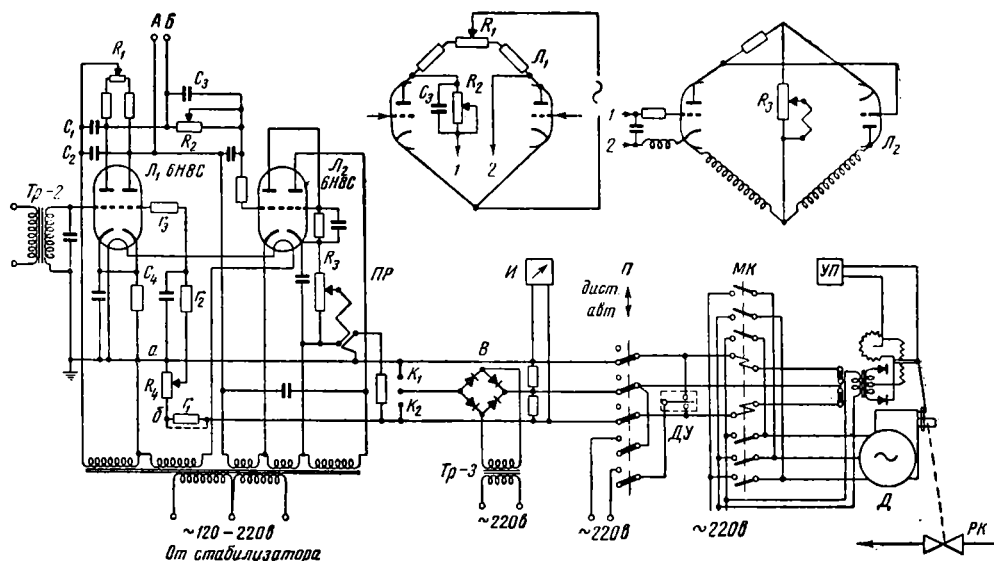
Электронный регулятор ВТИ (фиг. 6) действует на принципе сравнения электрических величин совместным применением магнитных и электронных усилителей.

процессов горения, пылеприготовления, питания котлов.

По характеру действия исполнительный орган различается:

регуляторы непрерывного действия, воздействующие на регулируемый параметр не будут иметь заданное значение;

регуляторы прерывистого



Фиг. 6. Упрощенная электрическая схема электронного регулятора ВТИ (для регулирования питания котла): *Tr-2*—трансформатор, получающий суммированный импульс от измерительного блока регулятора; *L1*—электронная лампа, включенная по схеме моста; *R1*—переменное сопротивление, включенное в вершине моста и используемое для подгонки обеих половин схемы; *C1* и *C2*—конденсаторы, служащие фильтром; *R2*—переменное настроечное сопротивление демфера; *C3* и *C4*—конденсаторы; *L2*—электронная лампа, включенная по схеме моста; *ПР*—катушка поляризованного реле; *K1* и *K2*—контакты; *R3*—переменное сопротивление, используемое для настройки величины зоны нечувствительности; *МК*—сдвоенный магнитный контактор; *Д*—реверсивный электродвигатель исполнительного механизма; *РК*—регулирующий клапан; *В*—выпрямитель; *Tr-3*—трансформатор, питаемый от сети 220 в; *R4*—потенциометр; *И*—вольтметр-индикатор, указывающий направление действия регулятора; *П*—переключатель дистанционного управления; *ДУ*—ключ дистанционного управления; *УП*—указатель положения регулирующего клапана

Регулирующая электронная установка состоит из следующих основных элементов:

а) первичных приборов, преобразующих измеряемые величины в электрический ток, воздействующий на регулятор;

б) электронного регулятора, в котором размещены: измерительное устройство, электронный усилитель, устройство обратной связи и управляющие устройства;

в) магнитного пускателя, который получает импульс от регулятора через переключатель и ключ дистанционного управления и производит включение сервомотора;

г) сервомотора, управляющего регулируемым органом;

д) регулирующего органа.

Электронный регулятор может применяться для регулирования разнообразных теплотехнических величин. В котельных большой и средней мощности эти регуляторы применяются преимущественно для регулирования

действия (только электрические), у которых регулирующий орган действует периодически.

По числу импульсов, воздействующих на поступление, регулирующей среды, регуляторы подразделяются на: однопulseные получающие импульс только от значения регулируемого параметра; двух- и трехимпульсные, снабжаемые несколькими чувствительными элементами, действующими на один регулирующий орган.

У двухимпульсного регулятора один из чувствительных элементов воспринимает отклонение параметра, другой — нагрузки.

При изменении нагрузки действие регулятора обеспечивает поддержание параметра. Действие импульса по нагрузке устанавливает соотношение между нагрузкой и положением регулирующего органа; импульс по

параметру приводит систему в состояние равновесия.

У трёхимпульсного регулятора чувствительные элементы воспринимают отклонение параметра, изменение нагрузки и поступления регулирующей среды. Совместное действие импульсов по нагрузке и поступлению регулирующей среды устанавливает постоянство соотношений между обеими величинами.

По характеру регулирования регуляторы подразделяются на: двух-, трёх- и многопозиционные, регулирующие органы которых при отклонении регулируемого параметра от заданного значения могут занимать соответственно два, три или несколько заранее определённых положений (позиций).

Наиболее простым и часто встречающимся регулятором этого типа является двухпозиционный, у которого регулирующий орган может занимать только два положения (обычно крайние).

При применении такого регулятора всегда происходят непрерывные колебания регулируемого параметра. Однако в некоторых случаях эти колебания по частоте и амплитуде оказываются в допустимых пределах для данного процесса и применение такого регулятора возможно.

Астатические регуляторы (без обратной связи), действие которых после отклонения регулируемого параметра продолжается до тех пор, пока параметр вновь не установится на прежнем значении. При равновесном состоянии системы регулируемый параметр имеет всегда одно и то же значение; регулирующий орган при этом будет находиться в положениях, соответствующих нагрузке.

У астатических регуляторов прямого действия скорость перестановки регулирующего органа пропорциональна величине отклонения параметра.

Статические регуляторы (с жёсткой обратной связью) в состоянии равновесия дают определённую зависимость между значением регулируемого параметра и положением регулирующего органа.

Каждому значению регулируемого параметра в определённом диапазоне этих значений соответствует определённое положение регулирующего органа.

В состоянии равновесия значение регулируемого параметра у статического регулятора не будет одинаковым и зависит от положения регулирующего органа.

Зависимость между значением регулируемого параметра и положением регулирующего органа чаще всего имеет прямолинейный характер и в этом случае перемещение регулирующего органа или изменение количества регулируемой среды будет пропорциональным величине изменения регулируемого параметра.

Скорость перемещения регулирующего органа пропорциональна скорости изменения параметра и не зависит от величины его отклонения.

Изодромные регуляторы (с гибкой обратной связью) сочетают свойства статического и астатического регуляторов. В первый момент после возникновения откло-

нения регулируемого параметра изодромный регулятор начинает действовать как регулятор астатического типа, приближаясь потом к условиям работы статических регуляторов.

Таким образом, в конечном итоге при наличии изодромного регулятора регулируемый параметр возвращается к исходному значению, в то время как регулирующий орган будет занимать произвольное положение. Скорость движения регулирующего органа у изодромного регулятора в каждый момент пропорциональна не только величине отклонения параметра, как это свойственно астатическому регулятору, но и скорости изменения параметра, как это свойственно регулятору статическому.

Регуляторы соотношения воспринимают изменения нагрузки и в соответствии с этими изменениями перемещают регулирующий орган, увеличивая или уменьшая подачу среды.

Регуляторы этого типа поддерживают на заданном значении не величину параметра, а пропорцию между нагрузкой и поступлением регулируемой среды.

Отклонение регулируемого параметра не воспринимается регулятором соотношения, поэтому работа его не гарантирует поддержание параметра на заданном значении.

Регуляторы соотношения могут применяться в тех случаях, когда каждому соотношению между нагрузкой и поступлением регулирующей среды соответствует определённое значение параметра, причём влияние побочных факторов исключено.

В табл. 3, 4, 5 приводятся характеристики аппаратуры для автоматического регулирования тепловых процессов в котельных установках.

АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ГОРЕНИЯ

Требования к системам автоматического регулирования работы котельных агрегатов и процесса горения

Автоматизация управления процессами работы котельной установки должна обеспечивать автоматические изменения её паропроизводительности соответственно отбору пара потребителями, т. е. нагрузке.

При автоматическом регулировании работы котельного агрегата должны быть соблюдены следующие основные требования:

а) параметры пара, т. е. давление и перегрев должны поддерживаться с минимальными отклонениями от нормы. Отклонение давления в котле допускается в пределах $\pm 0,2-0,3$ ат, температуры пара $\pm 5^\circ$;

б) уровень воды в барабане котла должен поддерживаться в заданных пределах;

в) процесс горения должен происходить наиболее экономично; безвозвратные потери в котельном агрегате q_2 , q_3 , q_4 и расход электроэнергии на собственные нужды должны быть минимальными. Наиболее экономичным процесс горения будет при оптимальном соотношении топливо-воздух, которое должно быть установлено для данного котельного агрегата в зависимости от вида топлива,

Т а б л и ц а 3

Аппаратура для гидравлических систем автоматического регулирования тепловых процессов, выпускаемая заводами Министерства чёрной металлургии СССР

Наименование прибора	Краткая техническая характеристика	Назначение	Тип	Пределы измерения мм вод. ст.
Регулятор давления ¹	Астатический, измерительный орган — мембрана. Мощность нормальная. Монтаж на щите. Угловая передача от пружинного датчика на щит	Для работы в системе автоматического регулирования процесса горения	РДНКА-5 РДНКА-15 РДНКА-25 РДНКА-100 РДНКА-250 РДНКА-630 РДНКА-1000	-1+5 -10+15 0-25 20-100 80-250 200-630 600-1000
То же	Астатический, измерительный орган — мембрана. Мощность нормальная с нещитовым датчиком	То же	РДНБА-5 РДНБА-15 РДНБА-25 РДНБА-100 РДНБА-250 РДНБА-630 РДНБА-1000	-1+5 -10+15 0-25 20-100 80-250 200-630 600-1000
То же ²	Астатический, измерительный орган — мембрана. Мощность усиленная. Монтаж на щите. Угловая передача от пружинного датчика на щит	То же	РДУКА-5 РДУКА-15 РДУКА-25 РДУКА-100 РДУКА-250 РДУКА-630 РДУКА-1000	-1+5 -10+15 0-25 20-100 80-250 200-630 600-1000
То же	Астатический, измерительный орган — мембрана. Мощность усиленная с нещитовым датчиком	То же	РДУБА-5 РДУБА-15 РДУБА-25 РДУБА-100 РДУБА-250 РДУБА-630 РДУБА-1000	-1+5 -10+15 0-25 20-100 80-250 200-630 600-1000
Регулятор давления	Сифонный. Зона нечувствительности не более +2% максимальной отметки шкалы	Для автоматического регулирования работы дегазатора	РДС-Д	0,05—0,5 кг/см ²
Регулятор соотношения ³	Мощность нормальная. Щитовой. Прямая передача от пружинного датчика на щит. Статическое давление для регуляторов 1 000 мм вод. ст. Давление масла перед струйным реле 6 кг/см ² . Зона нечувствительности —2,5% предельного значения регулируемого давления	Для регулирования соотношения топливо-воздух и для работы в системе автоматического регулирования процесса горения	РСНЩ-25 РСНЩ-63 РСНЩ-100 РСНЩ-250 РСНЩ-400 РСНЩ-630 РСНЩ-1000	25 63 100 250 400 630 1 000
То же ⁴	Мощность усиленная. Щитовой. Прямая передача от пружинного датчика на щит. Статическое давление для регуляторов 1 000 мм вод. ст. Давление масла перед струйным реле 6 кг/см ² . Зона нечувствительности 2,5% предельного значения регулируемого давления	То же	РСУЩ-25 РСУЩ-63 РСУЩ-100 РСУЩ-250 РСУЩ-400 РСУЩ-630 РСУЩ-1000	25 63 100 250 400 630 1 000
Главный регулятор нагрузки котельной	Статический. С разгруженной гармониковой мембраной. Воздушный. Датчик нещитовой. Рабочее давление 40 кг/см ² . Работает при минимальном давлении питающего воздуха 150 мм вод. ст. и максимальном 1 000 мм вод. ст. Нечувствительность не более 0,025 кг/см ²	Для работы в системе автоматического регулирования котельной установки	РГВБСР-40	20—40 кг/см ²
Командный регулятор нагрузки	Статический. С мембранными головками типа МН. Воздушный. Щитовой. Работает при минимальном давлении питающего воздуха 150 мм вод. ст. и максимальном — 1 000 мм вод. ст.	То же	РНВЩС-100	100 кг/см ²

Продолжение

Наименование прибора	Краткая техническая характеристика	Назначение	Тип	Пределы измерения мм вод. ст.
Командный регулятор нагрузки	Астатический. С мембранными головками типа МН. Воздушный. Щитовой. С дополнительным пружинным щитовым датчиком в правой мембранной головке (может быть включён как статический). Работает при минимальном давлении питающего воздуха 150 мм вод. ст. и максимальном 1 000 мм вод. ст. Рекомендуется иметь давление питающего воздуха не ниже 250 мм вод. ст. Давление питающего воздуха должно поддерживаться строго постоянным	Для работы в системе автоматического регулирования котельной установки	РНВЩА-100-ПК	100 кг/см ²
Одноимпульсный регулятор питания	Непосредственного действия. Рабочее давление: а) регулирующего клапана $P_K = 25 \text{ кг/см}^2$; б) термостата уровня $P_M = 34 \text{ кг/см}^2$. Условный проход $D_y = 50 \text{ мм}$. Пропускная способность 10+30 т/час. Нерегулируемый расход 0,25 т/час. Вес 140 кг	Для поддержания нормального уровня воды в верхнем барабане	ОРП-50	—
Двухимпульсный регулятор питания непосредственного действия	Импульсами являются: а) изменение расхода пара; б) изменение уровня воды в барабане котла. Рабочее давление: а) регулирующего клапана и мембранной головкой 25 кг/см ² ; б) термостата уровня 34 кг/см ² . Условный проход $D_y = 50 \text{ мм}$. Максимальная пропускная способность 35 т/час. Неравномерность $\pm 30 \text{ мм}$ и $\pm 100 \text{ мм}$ от среднего уровня. Вес 232 кг	То же	—	—
Трёхимпульсный регулятор питания непосредственного действия	Импульсами являются: а) изменение расхода пара; б) изменение расхода питательной воды; в) изменение уровня воды в барабане котла. Рабочее давление: 1) регулирующего клапана и мембранных головок 45 кг/см ² ; 2) термостата уровня и конденсационных бачков 34 кг/см ² . Условный проход $D_y = 100 \text{ мм}$. Пропускная способность (при перепаде давления на клапане 3 кг/см ²) 74 т/час. Уровень воды в барабане: $\pm 15 \div 20 \text{ мм}$ от среднего уровня; $\pm 50 \text{ мм}$ » » » В комплект регулятора входят: регулирующий клапан с двумя мембранными головками; термостат уровня; предохранительная пружина с талрепом; два конденсационных бачка. Вес регулятора 312 кг.	То же	—	—
Исполнительный механизм гидравлический, кривошипный	Диаметр цилиндра 80—100 мм. Ход поршня 200 мм. Угол поворота ведущего рычага 80°, 90°. Рабочее давление масла 6 кг/см ² . Крутящий момент при среднем положении 30 кгм, 42 кгм. Вес 43 кг	—	СК-80 СК-100	—
То же	Диаметр цилиндра 140 мм. Ход поршня 180 мм. Крутящий момент в зависимости от положения поршня 71—100 кгм. Вес 70 кг	—	СК-140	—

Продолжение

Наименование прибора	Краткая техническая характеристика	Назначение	Тип	Пределы измерения мм вод. ст.
Исполнительный механизм гидравлический, прямого хода	Диаметр цилиндра 80 и 120 мм. Ход поршня 250 мм. Перестановочное усилие при разности давлений 6 кг/см ² 200 и 600 кг. Вес 21 кг	—	СП- 80×250 СП-120×250	—
То же	Диаметр цилиндра 120 и 200 мм. Ход поршня 500. Перестановочное усилие при разности давлений 6 кг/см ² 600 кг. Вес 38 кг	—	СП-120×250 СП-200×500	—
Исполнительный механизм гидравлический, прямого хода, двухшточный	Диаметр цилиндра 120 мм. Ход поршня 765 мм. Перестановочное усилие при разности давлений 6 кг/см ² 1 000 кг. Вес 155 кг	—	СП-120×765× ×2	—
Исполнительный механизм гидравлический, кривошипный, с датчиком давления	Диаметр цилиндра 80 и 100 мм. Максимальный угол поворота 90°. Ход поршня 200 и 180 мм. Крутящий момент 30 и 72 кгм	—	СК-80, СКД-140	—
Исполнительный механизм гидравлический, кривошипный, с позиционером	Диаметр цилиндра 80 и 140 мм. Максимальный угол поворота 80. Ход поршня 200 и 180 мм. Крутящий момент 30 и 72 кгм	—	СКП-80 м СКП-140	—
Позиционер и датчик	Точность передачи угла поворота 5°	Для передачи движений от одного исполнительного механизма к другому на расстояние до 20 м	ПДК, ДДК	—
Маслонасосная установка	Производительность 18 л/мин. Рабочее давление масла 6 кг/см ² . Рабочая ёмкость бака 60 л. Электродвигатель переменного тока 380/220 в, 1 450 об/мин, 0,8 кВт	Для питания маслом двух регуляторов нормальной мощности	УМ-18	—
То же	Производительность 30 л/мин. Рабочее давление масла 6 кг/см ² . Рабочая ёмкость бака 60 л. Электродвигатель переменного тока 380/220 в, 1 450 об/мин, 1,1 кВт	Для питания маслом четырёх регуляторов нормальной мощности	УМ-30	—
То же	Производительность 60 л/мин. Рабочее давление масла 6 кг/см ² . Рабочая ёмкость бака 90 л. Электродвигатель переменного тока 380/220 в, 1 450 об/мин, 1,6—2,2 кВт	Для питания маслом восьми регуляторов нормальной мощности	УМ-60	—
Кран дистанционного управления	Рабочее давление масла до 6 кг/см ² . Внешний диаметр штуцера для присоединения труб 15 и 18 мм	—	КДУ-15 КДУ-18	—
Кран короткого замыкания	Максимальное давление масла 8 кг/см ²	—	КЗ-1	—
Кран переключения	То же	—	КП-1	—
Кран автоматический отсечный	Давление масла 6 кг/см ² . Полное перемещение золотника при давлении масла 2—2,5 кг/см ²	—	КА	—
Клапан сдвоенный автоматический, отсечный	Давление масла 6 кг/см ²	—	КАД	—

Продолжение

Наименование прибора	Краткая техническая характеристика	Назначение	Тип	Пределы измерения мм вод. ст
Комбинированный соленоидный клапан	Рабочее давление масла 6 кг/см ² . Питание 220 в	Для управления исполнительным механизмом	СК-3	—
Вентиль дроссельный, игольчатый с сервомотором	Предельный перепад 100 мм. Диаметр поршня 80 мм. Ход поршня 50 мм	Для пропорционирования потока воздуха, проходящего через диафрагму переменного сечения	ВДВС	—
Компрессор измерительный	Максимальная скорость вращения приводного вала 1450—1800 об/мин. Вращение правое	—	КИ	—
Привод мембранный к клапану безопасности	Давление 1 000 мм вод. ст.	—	ПМК	—
Редуктор	—	Для снижения давления, подводимого к регулятору сжатого воздуха и поддержания постоянства этой величины	П-280	—

¹ Выпускаются также с прямой передачей от пружинного датчика на щит — тип РДНЦА.

² Выпускаются также с прямой передачей от пружинного датчика на щит — тип РДНЦА.

³ Выпускаются также нещитового монтажа — тип РСНБ.

⁴ Выпускаются также нещитового монтажа — тип РСУБ.

способа его сжигания и конструкции топки (показателем соотношения топливо-воздух является содержание CO_2 в дымовых газах).

При уменьшении избытка воздуха против оптимального увеличиваются потери $q_3 + q_4$, при увеличении — возрастают потери q_2 , а также расход электроэнергии на работу дымососов и вентиляторов. Отклонение от нормы содержания CO_2 допускается $\pm 0,5\%$, расхода воздуха на 3—4% от максимального;

г) разрежение в верхней части топочной камеры должно поддерживаться в пределах 1—2 мм вод. ст. При больших величинах разрежения значительно увеличивается присос воздуха через неплотности обмуровки, меньшее разрежение приводит к выбиванию дымовых газов в помещение котельной.

Для выполнения указанных требований необходимо регулирование соответственно на нагрузке: подачи топлива и воздуха в топку; подачи воды в барабан котла; отсоса газов из котла, а также в зависимости от температуры пара регулирования подачи охлаждающей воды в пароохладитель.

Постоянный уровень воды в барабане котла поддерживается независимым автоматическим регулятором, так как при большой ёмкости барабанов котла нет необходимости в точной синхронизации паровой нагрузки и подачи воды, а изменение подачи воды почти не влияет на давление в котле и температуру перегрева пара.

Регулирование температуры пара производится также независимыми устройствами (температура пара обычно мало зависит от нагрузки).

Таким образом, вся система регулирования работы котельного агрегата разделяется на две независимых системы: регулирования

процесса горения и регулирования питания котла.

Схемы регулирования процесса горения

Система автоматического регулирования процесса горения для барабанных котлов представляет собой связанный между собой комплекс регуляторов, воздействующих на основные регулирующие органы котла.

Система автоматического регулирования состоит обычно из следующих регуляторов:

а) регулятора давления, реагирующего на изменение давления пара в главном паропроводе и управляющего подачей топлива в топку;

б) регулятора разрежения, воспринимающего изменения разрежения в топочной камере и воздействующего на тягу;

в) регулятора соотношения, управляющего подводом воздуха в топочную камеру в соответствии с подачей топлива;

г) регулятора перегрева, воспринимающего изменения температуры пара и воздействующего на подачу охлаждающей воды (при наличии у котла поверхностного или всprysкивающего пароохладителя).

В зависимости от конструктивных особенностей котельного агрегата и его вспомогательного оборудования в систему автоматического регулирования процесса горения могут входить дополнительные регуляторы.

Основным регулируемым параметром процесса горения в современных системах принимается величина давления пара в котле или главном паропроводе, которой заменяется соотношение нагрузка-топливо.

При установившемся режиме нагрузки давление в котле поддерживается постоянным. Изменение нагрузки приводит к нарушению

Таблица 4

**Аппаратура для электро-механических систем автоматического регулирования
тепловых процессов**

Наименование прибора	Краткая техническая характеристика	Назначение	Тип
Регулятор постоянного расхода газо-воздушной смеси	С гибкой обратной связью по положению регулирующего органа. Импульсный орган—дифференциальная мембрана. Регулируемый перепад до 300 мм вод. ст. Нечувствительность 1,6 мм вод. ст. Монтируется на редукторе МР или БР. Рабочий угол поворота выходного вала 90°. Питание — переменный ток 220 в	Для автоматического поддержания постоянного расхода газо-воздушной смеси через шаровую мельницу	РПС-49
Автоматический регулятор загрузки	С гибкой обратной связью по положению регулирующего органа. Импульсный орган — дифференциальная мембрана. Диапазон регулирования — перепад давления 100—400 мм вод. ст. Максимальная нечувствительность 6 мм вод. ст. Монтируется на редукторе МР или БР. Рабочий угол поворота выходного вала 90°. Время сервомотора 30 сек.	Для регулирования совместно с регулятором РПС-49, подачи сырого угля в шаровую барабанную мельницу в зависимости от сопротивления её по воздуху	АРЗ-1
Автоматический регулятор давления	С гибкой обратной связью по положению регулирующего органа. Изготавливается для работы с давлением от 18 до 120 ат. Импульсный орган — трубка Бурдона. Максимальная нечувствительность $\pm 0,5\%$. Устанавливается на редукторе МР или БР. Рабочий угол поворота выходного вала 90°. Питание — переменный ток 220 в	Для поддержания давления регулируемой среды при любой (в диапазоне регулирования) нагрузке регулируемого объекта путём изменения подачи регулируемого агента. Включается в систему регулирования процесса горения совместно с регуляторами КРВ, КРР и КИМ	КРД-1
Автоматический регулятор соотношения	С гибкой обратной связью по положению регулирующего органа. Имеет два импульсных органа — дифференциальную мембрану и соленоид. Нечувствительность регулятора: по току 6 мд, по давлению 3 мм вод. ст. Устанавливается на редукторе МР или БР. Рабочий угол поворота вала редуктора 90°. Питание — переменный ток 220 в	Для поддержания заданного соотношения двух величин—электрической и расхода газообразной среды путём воздействия на последнюю. Применяется для поддержания соотношения топливо-воздух	КРВ-1
Автоматический регулятор разрежения	С гибкой обратной связью по положению регулирующего органа. Импульсный орган — мембрана. Нечувствительность регулятора не превышает 2 мм вод. ст. Предел регулирования 6 мм вод. ст. Монтируется на редукторе БР или МР. Рабочий угол поворота выходного вала редуктора 90°. Питание — переменный ток 220 в	Для поддержания заданного значения разрежения	КРР-1
Исполнительный механизм	Каждому значению тока в цепи соленоида соответствует определённое положение регулирующего органа — жёсткая обратная связь. Импульсный орган — соленоид. Нечувствительность по току соленоида 6 ма. Монтируется на редукторе МР или БР. Рабочий угол поворота выходного вала редуктора 90°. Питание цепи соленоида — постоянный ток 110 в. Питание остальных цепей — переменный ток 220 в	Для привода регулирующих органов	КИМ-1
Регулятор низкой температуры	Импульсный орган регулятора — парожидкостный манометрический термометр. Измерительная система состоит из термобаллона и гармониковой мембраны. Изодромное устройство обеспечивает поддержание заданной температуры, величину которой можно корректировать. Выпускается в двух исполнениях — для регулирования температуры в пределах 65—80 и 65—105°	Для поддержания постоянной температуры аэросмеси за мельницей	РНТ

Продолжение

Наименование прибора	Краткая техническая характеристика	Назначение	Тип																		
Регулятор соотношения расходов	С жёсткой обратной связью. Выпускается на перепады: по левой мембране 100—400 мм вод. ст.; по правой мембране 20—100 мм вод. ст.	Для поддержания соотношения расходов двух каких-либо газов. Используется для регулирования загрузки барабанных шаровых мельниц	РСР																		
Автоматический регулятор питания	Двухимпульсный по уровню и расходу. Пределы импульса по расходу пара 45—100% максимального расхода. Нечувствительность регулятора по уровню — не более 20 мм вод. ст.; по расходу пара 10% максимального расхода. Пределы изменений уровня при максимальном расходе +90—50 мм вод. ст. и изменений нагрузки от 0 до 100%. Номинальный перепад давления на питательном клапане 3 кг/см². Дополнительные пределы колебаний перепада давления на клапане 2—8 кг/см². Нормальное исполнение регулятора с редуктором МР	Для регулирования подачи воды в котлы с давлением пара 34—75 ата при изменении нагрузки и уровня воды в барабане котла с поддержанием уровня в заданных пределах на всем диапазоне изменений нагрузки котла	АРП-IV																		
Регулятор низкого давления	<table><tr><td rowspan="4">Максимальное регулируемое давление ата</td><td colspan="2">Зона нечувствительности</td><td colspan="2">Максимальная неравномерность регулирования</td></tr><tr><td>по давлению</td><td>по температуре</td><td>по давлению</td><td>по температуре</td></tr><tr><td>мм вод. ст.</td><td>°C</td><td>мм вод. ст.</td><td>°C</td></tr><tr><td>3 1,37 2 до 1,2 Свыше 1,2 1,5 2</td><td>4 50 50 210 100 135</td><td>5 0,1 0,1 0,6 0,15 0,5</td><td>6 85 90 230 130 175</td><td>7 0,12 0,1 0,7 0,4 0,55</td></tr></table> <p>Питание — переменный ток 220/380 в. Монтируется на редукторе БР или МР</p>	Максимальное регулируемое давление ата	Зона нечувствительности		Максимальная неравномерность регулирования		по давлению	по температуре	по давлению	по температуре	мм вод. ст.	°C	мм вод. ст.	°C	3 1,37 2 до 1,2 Свыше 1,2 1,5 2	4 50 50 210 100 135	5 0,1 0,1 0,6 0,15 0,5	6 85 90 230 130 175	7 0,12 0,1 0,7 0,4 0,55	Для поддержания заданного давления или температуры насыщения. Может быть установлен на объектах с различной степенью самовыравнивания	—
Максимальное регулируемое давление ата	Зона нечувствительности		Максимальная неравномерность регулирования																		
	по давлению		по температуре	по давлению	по температуре																
	мм вод. ст.		°C	мм вод. ст.	°C																
	3 1,37 2 до 1,2 Свыше 1,2 1,5 2	4 50 50 210 100 135	5 0,1 0,1 0,6 0,15 0,5	6 85 90 230 130 175	7 0,12 0,1 0,7 0,4 0,55																
Механизм дистанционного управления	На выходном валу редуктора установлен кулачок с двумя рабочими профилями, дающими время сервомотора 30 и 90 сек. при углах поворота выходного вала редуктора соответственно на 90 и 270°. Питание механизма — переменный ток 220 в	Для дистанционного управления любыми регулирующими органами	КДУ-1																		
Магнитный пускатель	Действует на принципе перекидного выключателя, управляемого при помощи двух втягивающих катушек. Поставляется в комплекте с автоматическими регуляторами электромеханической и электронной систем	Для управления реверсивным короткозамкнутым электродвигателем 220, 380 в, мощностью 1 кВт	МКР-0																		
Следящий механизм	Обеспечивает постоянную синхронность перемещения регулирующих органов, управляемых регулятором и следящим механизмом	Для обеспечения синхронной работы регулирующих органов; применяется для дублирования работы любого регулятора	—																		
Контактор	Выпускается двух типов; с одной и двумя контактными панелями. Каждая панель имеет 32 контакта. При применении в системах автоматики котельных установок к контактору подключается групповой реостат	Для ступенчатого изменения сопротивления секционного реостата	СК																		

Продолжение

Наименование прибора	Краткая техническая характеристика	Назначение	Тип
Контактор с импульсным реостатом	Выпускается трёх типов, которые различаются количеством панелей	Объединяет в одном корпусе панели контактора и импульсного реостата	СКИ
Импульсный реостат	Секционный реостат, объединённый с контактором	Для передачи импульса по расходу топлива регулятору воздуха КРВ-I и исполнительному механизму КИП-II	РИ
Групповой реостат	Секционный реостат на 0,5—2,5 а	Для управления электродвигателями питателей пыли	РГ-I
Редукторы	Крутящий момент на выходном валу в кгм . . Число оборотов выходного вала в мин. Число оборотов входного вала в мин. Мощность электродвигателя в кВт	БР МР 24 000 5 000 0,5 0,5 1 400 1 400 0,45 0,2	Применяются в качестве сервомоторов регуляторов БР и МР

Таблица 5

Электронная аппаратура для систем автоматического регулирования тепловых процессов

Наименование прибора	Краткая техническая характеристика	Назначение	Тип	Пределы измерения мм вод. ст.
Дифференциальный манометр	Состоит из гармониковой мембраны (сильфона) и индукционного датчика, плунжер которого перемещается в зависимости от величины перепада давления, действующего на сильфон	Измерение величины перепада давления (разрежения) и превращения её в электрическую величину, подаваемую на вход измерительного блока электронных регуляторов ЭР-Ш. Применяется в качестве первичного прибора-датчика при регулировании уровня воды и расхода пара, воды и масла	ДМ-40 ДМ-100 ДМ-250 ДМ-400 ДМ-650 ДМ-1000	6—40 15—100 37,5—250 50—400 90—650 150—1 000
Чувствительный манометр	Состоит из трубчатой пружины и индукционного датчика, плунжер которого перемещается в зависимости от величины давления, действующего на трубку	Измерение величины давления и превращения её в электрическую величину, подаваемую на вход измерительного блока электронных регуляторов ЭР-Ш, ЭР-Ш-54. Применяется в качестве первичного прибора-датчика при регулировании давления воды, масла и газа	ЧМ-35 ЧМ-60 ЧМ-100 ЧМ-150	20—40 40—64 80—110 130—170
Дифференциальный тягомер	Состоит из мембранного механизма, сочленённого с индукционным датчиком, плунжер которого перемещается в зависимости от величины перепада давления, действующего на мембрану	Измерение величины перепада давления (разрежения) и превращение её в электрическую величину, подаваемую на вход измерительного блока электронных регуляторов ЭР-Ш, ЭР-Ш-54. Применяется в качестве первичного прибора-датчика при регулировании давления, разрежения и перепадов давления воздуха или газа	ДТ-20 ДТ-100 ДТ-200 ДТ-300	—20+20 —15+100 +30+200 +45+300
Термопара паровая скоростная	Состоит из малоинерционной стальной гильзы с электродами (хромель-копель-хромель) и клемника, помещённого в наружной части	Для применения в паропроводах с температурой до 550° при давлении до 180 кг/см ² и в воде при давлении до 210 кг/см ² . Применяется при измерениях скорости изменения температуры пара, воды, в качестве дополнительного первичного прибора-датчика на электронный регулятор при регулировании температуры пара, воды	ТПС	—

Продолжение

Наименование прибора	Краткая техническая характеристика	Назначение	Тип	Пределы измерения <i>мм вод. ст.</i>
Термопара газовая, скоростная	Состоит из малоинерционной стальной гильзы с открытым концом с электродами (хромель-алюмель-хромель) и клеммника, помещенного в наружной части	Для применения в средах с температурой до 700° при измерениях скорости изменения температуры воздуха или газа в качестве дополнительного первичного прибора-датчика на электронный регулятор при регулировании температуры воздуха или газов	ТГС	—
Датчик трансформатора	Первичный прибор для восприятия электрического импульса по величине тока	Входит в комплект электронного регулятора ЭР-ТТ или ЭР-ТТ-54	Д-ТТ	—
Электронный регулирующий прибор	Устройство для суммирования, преобразования и усиления электрических импульсов от первичных приборов — термопар типов: ТП, ТГ, ТПС и ТГС. Минимальная зона нечувствительности соответствует 1—2°. Питание — переменный ток 210±20 в, потребляемая мощность не более 12 ватт	Входит в комплект электронного регулятора для автоматического регулирования температуры	ЭР-Т-52, ЭР-Т-54	—
То же	Устройство для суммирования, преобразования и усиления электрических импульсов от первичных приборов-датчиков типов ДМ, 4М, ДП-I и ДП-II. Минимальная зона нечувствительности 2—7 мв переменного тока. Питание прибора — переменный ток 210±20 в. Потребляемая мощность не более 20 ватт	Входит в комплект электронного регулятора для регулирования давления, уровня и расхода	ЭР-Ш, ЭР-Ш-54	—
Электронный регулирующий прибор	Устройство для суммирования, преобразования и усиления электрических импульсов от термометра сопротивления. Минимальная зона нечувствительности соответствует 0,05°. Питание — переменный ток 210±20 в. Потребляемая мощность не более 12 ватт	Входит в комплект электронного регулятора для автоматического регулирования температуры	ЭР-С ЭР-С-54	—
То же	Устройство для суммирования, преобразования и усиления электрических импульсов от первичных приборов-датчиков: термопар и термобатарей типа ТБ. Минимальная зона нечувствительности соответствует 0,05°. Питание прибора — переменный ток 210±20 в. Потребляемая мощность не более 12 ватт	Входит в комплект электронного регулятора для регулирования температуры. Применяется главным образом в схемах автоматического регулирования работы прямоточных котлов	ЭР-ТБ	—
То же	Устройство для суммирования, преобразования и усиления электрических импульсов от первичного прибора-датчика типа Д-ТТ. Минимальная зона нечувствительности соответствует 3% номинального значения регулирующего тока. Питание прибора — переменный ток 210±20 в. Потребляемая мощность не более 12 ватт	Входит в комплект электронного регулятора для автоматического регулирования величины переменного тока в цепи. Применяется для автоматического регулирования процессов горения в котлах с шахтными мельницами	ЭР-ТТ ЭР-ТТ-54	—
Электронный импульсатор	Устройство, регулирующее среднюю скорость электродвигателей путем их периодического включения и выключения. В качестве первичных приборов могут применяться индукционный датчик ДП-I и реостатный датчик. Индукционный датчик встроен в механизм дистанционного управления КДУ-II. В качестве исполнительного механизма применяется электродвигатель с короткозамкнутым ротором, включаемый через магнитный пускатель	Для автоматического регулирования скорости цепных решёток	ЭРП-И	—

Продолжение

Наименование прибора	Краткая техническая характеристика	Назначение	Тип	Пределы измерения мм вод. ст.																		
	Зависимость между перемещением плунжера в датчике и относительной скоростью электродвигателя должна изменяться линейно с точностью $\pm 5\%$. Питание прибора — переменный ток 210 ± 20 в. Потребляемая мощность не более 25 вв																					
Электронный следящий прибор	Устройство, обеспечивающее синхронное перемещение двух регулирующих органов путём корректирования положения одного регулирующего органа по положению другого. В качестве первичных приборов могут применяться индукционный датчик типа ДП-1 либо ДП-11 и потенциометрический датчик постоянного тока. В качестве исполнительных служат механизмы дистанционного управления типа КДУ-1 и КДУ-11. Минимальная зона нечувствительности по постоянному напряжению не более 200 мв, по переменному напряжению — не более 16 мв. Питание прибора — переменный ток 210 ± 20 в. Потребляемая мощность не более 15 вв	Входит в комплект электронной следящей системы синхронизации автоматического регулирования	ЭСП	—																		
Механизм дистанционного управления	При повороте ключа дистанционного управления или при подаче импульса от электронного регулятора включается электродвигатель редуктора, перемещающего регулирующий орган. Питание — переменный ток 220 в	Предназначен для дистанционного управления любыми регулирующими органами	КДУ-1	—																		
Механизм дистанционного управления	Имеет встроенный индукционный датчик. Зависимость между углом поворота вала редуктора и напряжением индукционного датчика определяется профилем копира и может быть подобрана любой	Применяется в качестве сервомотора электронного регулятора с одновременной подачей импульса по положению управляемого или регулируемого органа электронному регулятору	КДУ-11	—																		
Следящий механизм	С помощью прибора обеспечивается синхронность перемещения управляемых регулятором и следящим механизмом регулирующих органов	Для обеспечения синхронной работы регулирующих органов и для дублирования работы любого регулятора	КСШ-III	—																		
Магнитный пускатель реверсивный	Действует на принципе перекидного выключателя, управляемого при помощи втягивающих катушек	Для управления реверсивными короткозамкнутыми электродвигателями 220/380 в мощностью 1 квт при числе включений не более 300 в час.	МКР-О	—																		
Редукторы	Скорость выходного вала — 1 об. в 2 мин. <table><tr><td></td><td>БР</td><td>МР</td></tr><tr><td>Крутящий момент на выходном валу, кгм</td><td>2 000</td><td>5 000</td></tr><tr><td>Число оборотов выходного вала в мин.</td><td>0,5</td><td>0,5</td></tr><tr><td>К.п.д.</td><td>0,315</td><td>0,225</td></tr><tr><td>Число оборотов входного вала в мин.</td><td>1 400</td><td>1 400</td></tr><tr><td>Мощность электродвигателя, квт</td><td>0,45</td><td>0,2</td></tr></table>		БР	МР	Крутящий момент на выходном валу, кгм	2 000	5 000	Число оборотов выходного вала в мин.	0,5	0,5	К.п.д.	0,315	0,225	Число оборотов входного вала в мин.	1 400	1 400	Мощность электродвигателя, квт	0,45	0,2	Применяются в качестве сервомоторов электронных регуляторов	БР и МР	—
	БР	МР																				
Крутящий момент на выходном валу, кгм	2 000	5 000																				
Число оборотов выходного вала в мин.	0,5	0,5																				
К.п.д.	0,315	0,225																				
Число оборотов входного вала в мин.	1 400	1 400																				
Мощность электродвигателя, квт	0,45	0,2																				
Примечание. В последнее время регуляторы выпускаются в корпусах двух типов: для одного и четырёх приборов. Вместе с корпусом для четырёх приборов поставляются подставка со стабилизатором напряжения, датчик — выносной. Индикатор действия заменяется коммутационными лампами, смонтированными на регулирующем приборе. В принципиальные схемы приборов 1952 г. введён ряд изменений, улучшающих их работу.																						

теплового равновесия и сопровождается отклонением давления пара от нормального значения, пропорциональным небалансу тепла.

В переходные периоды при изменении давления изменяется количество тепла, аккумулированного водой: увеличение нагрузки приводит к снижению давления, в котле выделяется некоторое дополнительное количество пара за счёт аккумулированного тепла; уменьшение нагрузки приводит к повышению давления и часть тепла аккумулируется водой.

При этом процесс восстановления величины давления пара, после отклонения её от нормы, в значительной степени зависит от переходного и передаточного запаздываний в регулируемых котельных агрегатах.

Большинство систем автоматического регулирования работы котельных установок с несколькими котлами имеют промежуточные командные органы — главные регуляторы, общие для всех автоматизированных котлов. Главный регулятор воздействует на соответствующие регуляторы отдельных котлов и управляет подачей топлива и воздуха в топку каждого котла.

Практическое применение имеют следующие схемы автоматического регулирования.

а) Регулятор расхода топлива и регулятор соотношения получают импульс от главного регулятора одновременно. При этом регулятор величины разрежения в топочной камере действует при её отклонении, а регулятор перегрева — при отклонении температуры пара.

Такая схема включения регуляторов носит название параллельно-последовательной или смешанной.

б) От главного регулятора импульс передаётся только регулятору расхода топлива.

В этой схеме регулятор соотношения действует в зависимости от изменения расхода топлива; регулятор разрежения в топочной камере — в зависимости от отклонения величины разрежения и регулятор перегрева — при отклонении температуры перегрева пара.

Такая схема включения регуляторов носит название последовательной.

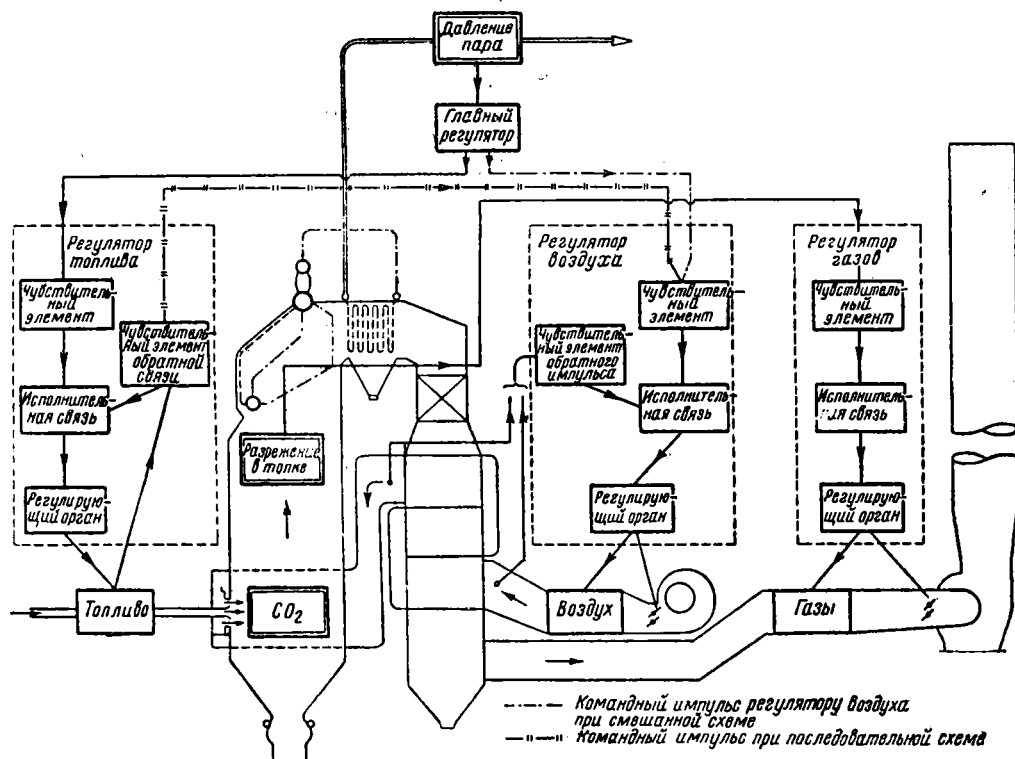
На фиг. 7 показаны смешанная и последовательная схема включения регуляторов процесса горения.

Расход топлива определяется обычно по положению органа, регулирующего подачу топлива. Непосредственное измерение расхода топлива возможно только в отдельных случаях — при работе на мазуте или газе.

Измерителем расхода воздуха чаще всего служит величина сопротивления воздухоподогревателя.

В качестве обратной связи регулятора соотношения топливо-воздух иногда используется расход газов, измеряемый по сопротивлению участка газового тракта котельного агрегата.

На точность работы регуляторов процесса горения дополнительно влияют: изменение качества топлива; изменение режима работы мельниц (факельное сжигание); шлакование и занос золой поверхностей нагрева; изменение присоса воздуха по газо-воздушному



Фиг. 7. Смешанная и последовательная схема включения регуляторов процесса горения (разрежение в топке поддерживается регулятором газов)

тракту. Поэтому при автоматическом регулировании процесса горения предусматривается возможность его ручного корректирования.

В некоторых схемах предусматривается автоматическое корректирование количества подаваемого в топку воздуха в зависимости от изменения качества топлива. Для этого устанавливается дополнительный регулятор, поддерживающий между паровой нагрузкой котла и подачей воздуха определённое соотношение.

Для автоматического регулирования процесса горения в топках котлов малой и средней мощности применяются преимущественно электромеханические и гидравлические регуляторы.

Электронные регуляторы находят применение лишь в последнее время.

Качество работы системы автоматического регулирования процесса горения в практических условиях оценивают путём анализа характера изменений: давления пара в главном паропроводе; содержания CO_2 в газах; разрежения в топочной камере.

Показателями работы системы являются:

- а) степень отклонения регулируемой величины от заданного значения при различных установившихся положениях регулируемой системы (статическая ошибка регулирования);
- б) величина максимального отклонения регулируемой величины во время перехода системы от одного установившегося положения к другому;
- в) время протекания процесса перехода с момента начала возмущения до достижения регулируемой величиной заданного значения;
- г) форма колебаний регулируемой величины после возмущения;
- д) характер изменения расхода регулируемой среды.

Регулирование процесса горения в топках с цепными решётками

Особенностью слоевого сжигания топлива на цепных решётках является значительный запас топлива на решётке, поэтому изменение нагрузки топки, а следовательно, и котла достигается наиболее быстро путём регулирования подачи под решётку воздуха.

Для этого обычно применяют схемы, предусматривающие воздействие регулятора давления пара (или главного регулятора) одновременно на регуляторы подачи топлива и воздуха, либо схемы, в которых регулятор давления пара воздействует на регулятор подачи воздуха, а регулятор подачи топлива получает импульс от регулятора воздуха. Разрежение в топке поддерживается регулятором тяги.

Регулятор, корректирующий соотношение пар-воздух, в целях упрощения системы регулирования обычно не устанавливается.

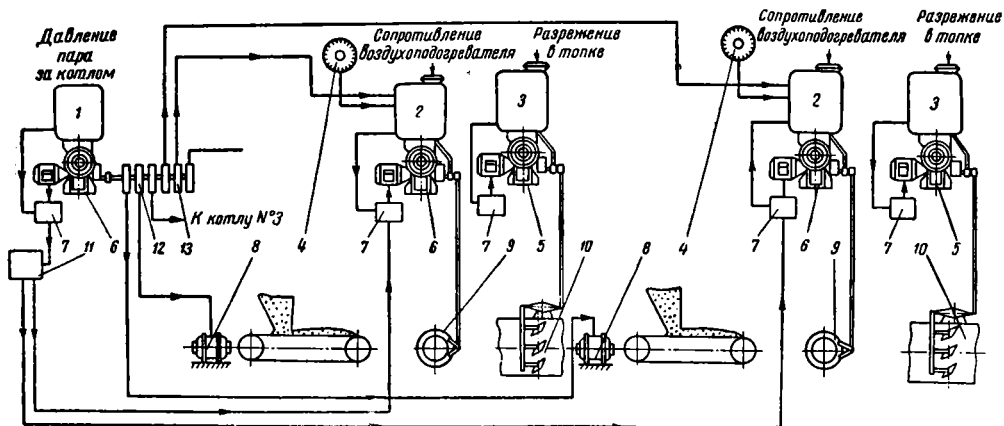
На фиг. 8 показана схема автоматического регулирования процесса горения для нескольких котлов с топками, имеющими решётки с приводами от электродвигателей постоянного тока. Схема предусматривает применение электромеханических регуляторов ЦКТИ.

Главный регулятор получает импульс от давления пара в паропроводе и управляет контакторами и импульсными реостатами.

Каждый контактор включён в цепь обмотки возбуждения соответствующего электродвигателя. Перемещение движка контактора изменяет скорость электродвигателя решётки, т. е. количество подаваемого в топку топлива.

Импульсные реостаты присоединены к регуляторам воздуха.

Подача воздуха зависит от положения движков реостатов и положения движков контакторов.



Фиг. 8. Схема автоматического регулирования процесса горения для нескольких котлов с топками, имеющими цепные решётки с электродвигателями постоянного тока: 1 — колонка регулирования давления; 2 — колонки регулирования воздуха; 3 — колонки регулирования разрежения; 4 — реостаты колонок регулирования воздуха; 5 — большие редукторы; 6 — малые редукторы; 7 — магнитные реверсивные контакторы; 8 — электроприводы решётки; 9 — направляющие аппараты вентиляторов; 10 — направляющие аппараты дымососов; 11 — реле связанного регулирования; 12 — контактор; 13 — импульсный реостат

В схеме предусмотрена возможность одновременного воздействия регулятора давления на подачу топлива и подачу воздуха в топочные камеры всех автоматизированных котлов данной установки.

Регулирование тяги осуществляется регулятором разрежения в верхней части топки.

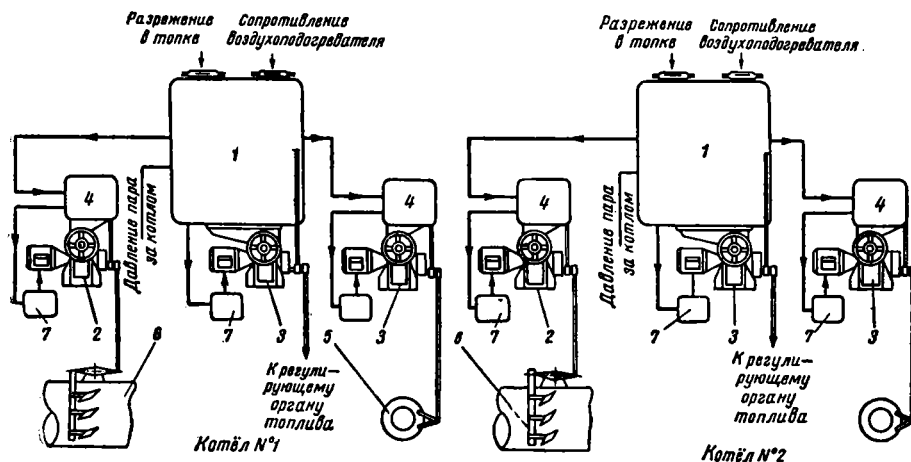
В тех случаях, когда нельзя замерить количество воздуха, подаваемого в топку, или не имеется воздухоподогревателя, применяют системы регулирования, в которых регулятор подачи воздуха поддерживает заданное соотношение топливо-расход газов; последний замеряется по перепаду давления на каком-либо участке газохода.

Регулятор процесса горения устанавливается на сервомоторе, который управляет органом, регулирующим подачу топлива.

Сервомоторы, управляющие подачей воздуха и тягой, располагаются у соответствующих регулирующих органов.

Регулятор давления пара управляет через сервомотор органом, регулирующим подачу топлива, и через реле связанного регулирования — исполнительным механизмом — сервомотором воздуха.

Регулятор соотношения воспринимает импульсы изменений расхода топлива и воздуха и, воздействуя на сервомотор, доводит соот-



Фиг. 9. Схема автоматического регулирования процесса горения для нескольких котлов малой или средней мощности с топками, имеющими цепные решётки: 1 — колонки регулирования горения; 2 — большие редукторы; 3 — малые редукторы; 4 — колонки дистанционного управления; 5 — направляющие аппараты вентиляторов; 6 — направляющие аппараты дымососов; 7 — магнитные реверсивные контакторы

Управление подачей воздуха в этом случае осуществляется регулятором разрежения.

На фиг. 9 показана схема автоматического регулирования процесса горения с применением электромеханических регуляторов ЦКТИ для нескольких котлов малой или средней мощности с топками, имеющими цепные решётки.

Система регулирования состоит из регулятора горения и двух колонок дистанционного управления.

Для каждого котла предусматривается установка самостоятельной системы регулирования процесса горения.

Регулятор процесса горения состоит из регулятора давления пара, регулятора соотношения топливо-воздух и регулятора разрежения.

Все регуляторы, а также распределительные и коммутационные устройства и элементы, расположение которых не связано с компоновкой оборудования котла, помещаются в одном корпусе.

На передней крышке регулятора находятся панели управления и ручка корректора соотношения топливо-воздух. На задней крышке смонтировано распределительное устройство.

ношение топливо-воздух до заданной величины.

Регулятор разрежения действует по ранее приведённой обычной схеме.

На фиг. 10 показана схема автоматического регулирования процесса горения с применением электрогидравлических регуляторов ЦКТИ для котлов малой мощности с топками, имеющими цепные решётки.

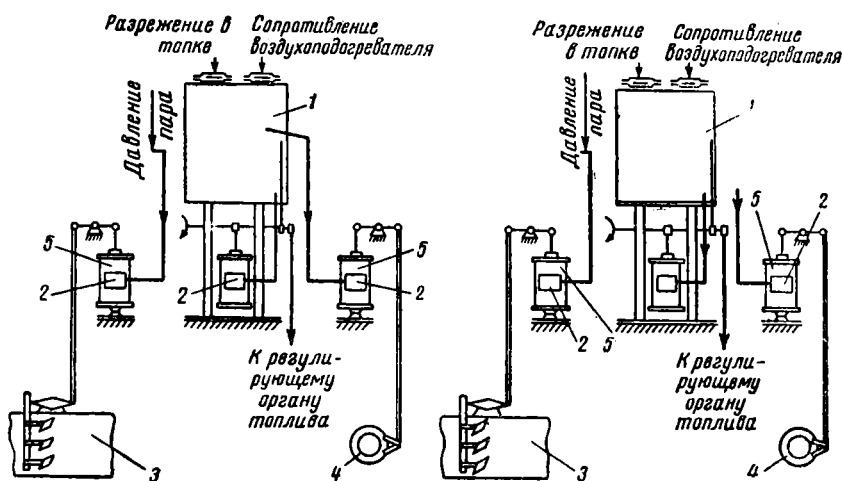
Система регулирования состоит из регулятора процесса горения, аналогичного показанному на фиг. 9, и трёх сервомоторов.

В регуляторе располагаются три электрических регулятора системы, распределительные и коммутационные устройства, а также панели управления регуляторами и сервомоторами.

Сервомоторы — гидравлические, с применением в качестве рабочего тела воды.

Перемещение золотника распределительного клапана сервомотора производится электрогидравлическим реле, связанным с регулятором.

Гидравлический сервомотор при давлении воды 1 кг/см^2 развивает усилие более 100 кг и имеет ход поршня 140 мм . Сервомотор топлива механически соединяется с органом, регулирующим подачу топлива. Перемещение



Фиг. 10. Схема автоматического регулирования процесса горения с применением электрогидравлических регуляторов ЦКТИ для котлов малой мощности с топками, имеющими цепные решётки: 1 — колонки регулирования процесса горения; 2 — электрогидравлические реле; 3 — направляющие аппараты дымососов; 4 — направляющие аппараты дувателей; 5 — гидравлические сервомоторы

механической связи последнего и сервомотора передаётся регулятору давления пара в качестве жёсткой обратной связи и регулятору соотношения топливо-воздух в качестве импульса по расходу топлива.

В электрической схеме колонки предусматривается связанная схема регулирования соотношения топливо-воздух.

Система имеет электрическое дистанционное управление.

Регулирование процесса горения в топках с полумеханическими решётками и пневмомеханическими забрасывателями

В топках с полумеханическими решётками и пневмомеханическими забрасывателями основное количество топлива сжигается на решётке; в топочном объёме сжигаются только наиболее мелкие частицы топлива. Поэтому для автоматического регулирования процесса горения в таких топках применяют схемы, аналогичные применяемым для котельных агрегатов со слоевым сжиганием топлива.

На фиг. 11 показана разработанная ЦНИИ МПС для котлов малой мощности упрощённая схема автоматического регулирования процесса горения с применением двух электропневматических регуляторов ЦКТИ — регулятора давления и регулятора разрежения.

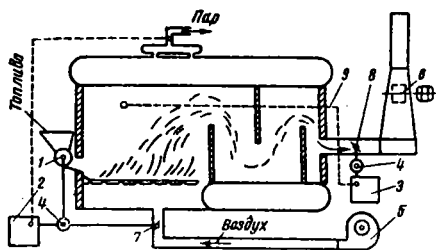
В схеме предусмотрена механическая, позиционная связь исполнительного механизма регулятора давления (сервомотора) с питателем забрасывателя и органом, регулирующим производительность дутьевого вентилятора.

Требуемое соотношение топливо-воздух устанавливается путём подбора определённого кинематического соотношения между жёсткими системами, воздействующими на питатель топлива и регулирующий орган вентилятора.

При изменении сорта или качества топлива это соотношение для сохранения оптимальной величины избытка воздуха изменяется вручную.

Регулятор разрежения поддерживает в топке постоянное разрежение, воздействуя на направляющий аппарат дымососа.

Схема ЦНИИ МПС дала в эксплуатации достаточно удовлетворительные результаты.



Фиг. 11. Схема автоматического регулирования процесса горения в топках с полумеханическими решётками и пневмомеханическими забрасывателями: 1 — питатель топлива; 2 — регулятор давления; 3 — регулятор разрежения; 4 — сервомоторы; 5 — вентилятор; 6 — дымосос; 7 — регулирующий заслонка; 8 — регулирующий шибер

Всесоюзным теплотехническим институтом («ВТИ») для котлов малой мощности с пневмомеханическими забрасывателями разработана система автоматического регулирования процесса горения с применением гидравлических регуляторов Московского энергомеханического завода МПС. Система состоит из двух независимых регуляторов: давления и разрежения. Рабочая жидкость — вода под давлением 1—2,5 кг/см². Регулятор давления управляет одновременно органами, регулирующими подачу в топку топлива и воздуха. Корректирование соотношения топливо-воздух осуществляется изменением длины рычага, соединяющего исполнительный механизм с органом, регулирующим подачу топлива. При применении этой системы регулирования изменение нагрузки котла на $\pm 10\%$ вызывает

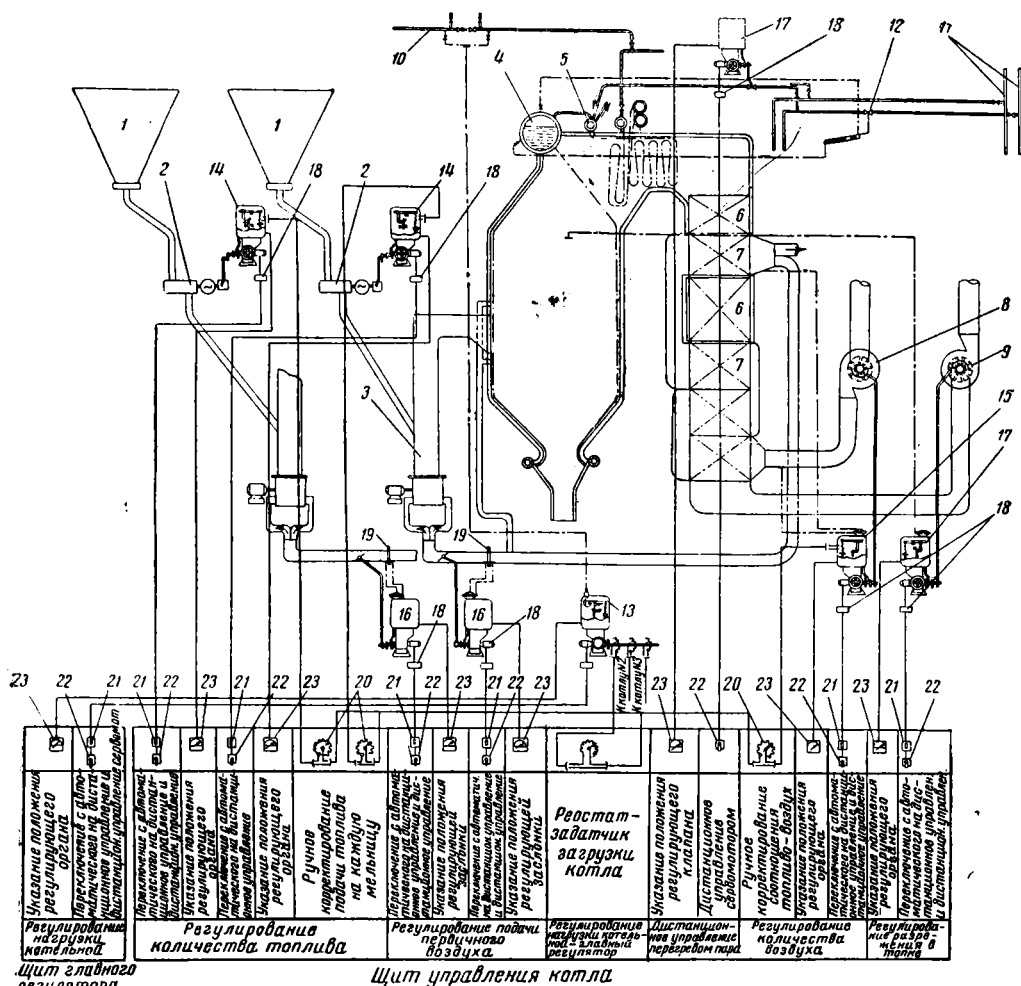
отклонение давления в котле от заданного не более чем на $\pm 1,5\%$.

Регулирование процесса горения в котлах с шахтно-мельничными топками и индивидуальными системами пылеприготовления

Процесс горения в топках котлов, имеющих систему пылеприготовления без промежуточных бункеров, непосредственно связан с режимом работы мельницы и поэтому регулирование процесса горения в таких установках совмещается с регулированием работы мельниц. В большинстве работающих на угле установок изменение подачи топлива сказывается на изменении производительности котла со значительным опозданием.

Отсутствие регулирования подачи проходящего через мельницу первичного воздуха может привести к перегрузке или недогрузке мельницы. Поэтому в установках с шахотно-мельничными топками регулирование подачи пыли в топку осуществляется путём изменения количества подаваемого первичного воздуха с регулированием одновременно тем самым и загрузки мельницы.

Необходимая тонкость помола (которая для данного топлива может меняться в сравнительно узких пределах) обеспечивается путём поддержания в заданных пределах скорости потока пылевоздушной смеси в шахте мельницы, что и определяет возможное изменение подачи первичного воздуха при любой нагрузке котла.



Фиг. 12. Схема автоматического регулирования процесса горения для котла с шахотно-мельничной топкой: 1 – бункер топлива; 2 – скребковый питатель с электродвигателем постоянного тока; 3 – шахтная мельница; 4 – барабан котла; 5 – пароподогреватель; 6 – воздушный экономайзер; 7 – воздушный подогреватель; 8 – дутьевой вентилятор; 9 – дымосос; 10 – общий паропровод; 11 – питательная магистраль; 12 – регулирующий клапан; 13 – колонка регулирования давления – главный регулятор; 14 – колонка регулирования подачи топлива; 15 – колонка регулирования подачи общего воздуха; 16 – колонка регулирования первичного воздуха; 17 – колонка регулирования разрежения; 18 – магнитные пускатели; 19 – диафрагма; 20 – реостат; 21 – переключатель; 22 – ключ управления; 23 – указатель положения.

Таким образом, схема регулирования процесса горения применительно к котлам с шахтно-мельничными топками дополняется регулятором первичного воздуха. Этот регулятор получает импульс в зависимости от количества первичного воздуха, замеряемого по перепаду давления на специальной диафрагме, установленной на воздуховоде первичного воздуха, и воздействует на шибер первичного или шибер вторичного воздуха.

На фиг. 12 показана схема автоматического регулирования процесса горения для котельного агрегата с шахтно-мельничной топкой для сжигания бурого угля с применением электромеханических регуляторов. Схемой предусматривается установка главного регулятора, регулятора топлива, регулятора соотношения топливо-воздух и регулятора первичного воздуха, поддерживающего в определенных пределах скорость потока воздуха в шахте мельницы.

При сжигании в шахтно-мельничных топках торфа изменение подачи топлива в мельницу сказывается на изменении производительности котла с небольшим запаздыванием. Тонина помола может изменяться в значительных пределах, без значительного влияния на величину потерь в топке.

Регулятор подачи первичного воздуха выполняет роль регулятора загрузки шахтной мельницы, поддерживая её постоянной путём изменения количества подаваемого первичного воздуха.

Схема регулирования процесса горения для котельных агрегатов с индивидуальными системами пылеприготовления, с барабано-шаровыми и среднеходными мельницами предусматривает дополнительный регулятор загрузки мельницы, который регулирует подачу

сырого угля таким образом, чтобы поддерживалось определённое соотношение между расходом первичного воздуха и сопротивлением мельницы.

На фиг. 13 показана схема автоматического регулирования процесса горения для котельного агрегата с индивидуальной системой пылеприготовления без промежуточного бункера.

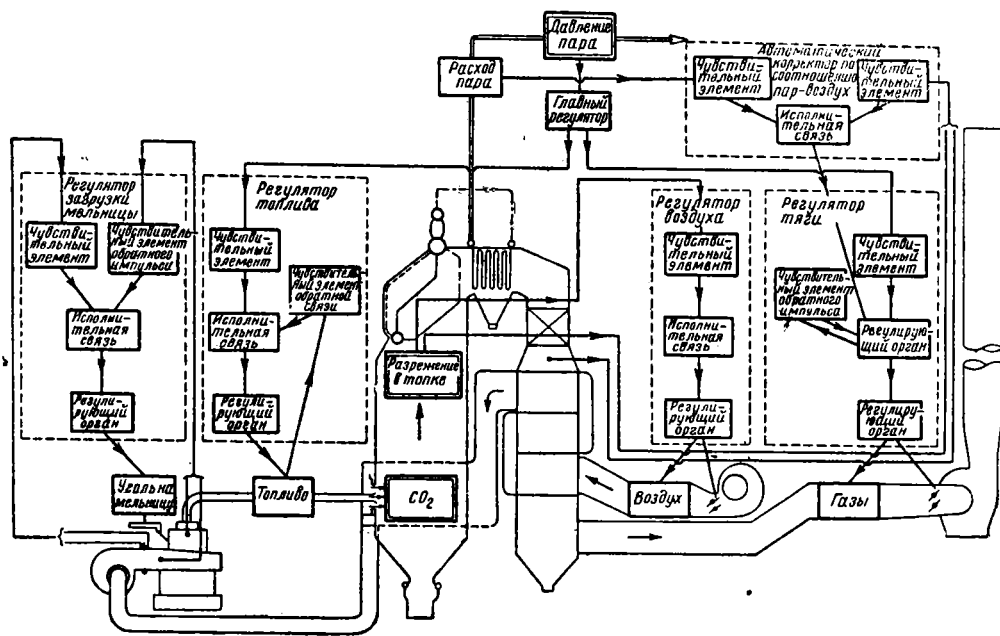
Регулирование процесса горения в пылеугольных топках

В установках, имеющих системы пылеприготовления с промежуточным бункером, регулирование процесса горения решается независимо от регулирования работы мельниц.

Система регулирования процесса горения состоит из регуляторов: давления, подачи топлива и воздуха, разрежения и, в ряде случаев, корректирующего процесс горения регулятора соотношения пар-воздух.

Количество подаваемого в топку топлива изменяется путём воздействия регулятора подачи топлива на скорость электродвигателей шнековых или дисковых питателей пыли, а также путём изменения количества работающих питателей. В этом случае для сохранения требуемого качества процесса горения необходимо корректировать количество подаваемого воздуха вручную или, что более целесообразно, — автоматически с помощью дополнительного регулятора соотношения пар-воздух.

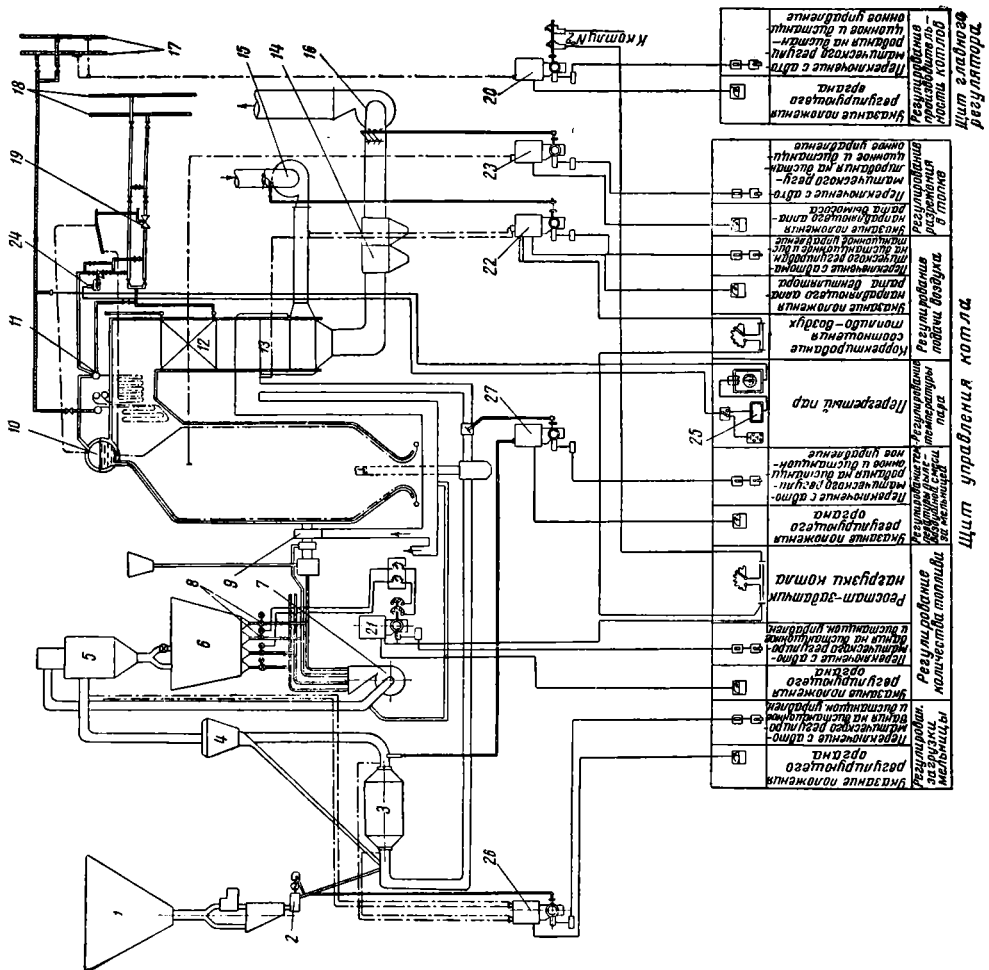
Схема автоматического регулирования процесса горения с применением электромеханических регуляторов для котельного агрегата средней мощности с пылеугольной топкой показана на фиг. 14.



Фиг. 13. Схема автоматического регулирования процесса горения для котла с индивидуальной системой пылеприготовления без промежуточного бункера

Условные обозначения:

- термолара
- измерительная диафрагма
- клапан управления
- переключатель
- указатель положения
- регулятор
- магистральный регулируемый пускатель
- пускатель
- пускатель с автоматическим пуском и регулируемым датчиком
- датчик давления или разрежения
- переключатель пар
- питательная вода
- импульсная проводка
- электропроводка



Фиг. 14. Схема автоматического регулирования процесса горения с применением электромеханических регуляторов для котла с пылеугольной топкой: 1 — бункер сырого угля; 2 — дисковый питатель с электроприводом постоянного тока; 3 — барабанно-шаровая мельница; 4 — сепаратор; 5 — циклон; 6 — бункер пыли; 7 — мельничный вентилятор; 8 — питатель пыли; 9 — пылеугольная горелка; 10 — барабан котла; 11 — парохладитель; 12 — водяной экономайзер; 13 — воздушный подогреватель; 14 — золоуловитель; 15 — дутьевой вентилятор; 16 — дымоход; 17 — общий паропровод; 18 — питательные магистрали; 19 — регулирующийся клапан; 20 — колонка регулирования давления топлива; 21 — колонка регулирования подачи воздуха; 22 — колонка регулирования разрежения в топке; 23 — исполнительный механизм регулятора перегрева пара; 24 — изометрическое устройство; 25 — колонка регулирования загрузки мельницы; 26 — колонка регулирования температуры газа; 27 — колонка регулирования температуры смеси воздушной смеси.

АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПЫЛЕПРИГОТОВЛЕНИЯ

Регулирование работы системы пылеприготовления с барабанно-шаровой мельницей и промежуточным бункером имеет целью поддержание оптимального режима процесса с обеспечением минимального расхода электроэнергии на помол, т. е. полной производительности мельницы при соблюдении заданной тонины помола и влажности пыли. При этом в целях взрывобезопасности температура аэропыли за мельницей должна быть ограничена.

Максимальная производительность системы пылеприготовления при заданной тонине помола поддерживается регулятором загрузки мельницы, который получает импульс от соотношения сопротивления мельницы и измерительного дроссельного органа, установленного в обеспыленном потоке системы. Это соотношение является косвенным показателем загрузки углём мельницы и количества проходящей через неё газо-воздушной смеси, т. е. показателем производительности пылесистемы и тонины помола.

Заданная конечная влажность пыли, имеющая особо важное значение при размоле влажных углей с большим содержанием летучих, поддерживается регулятором, который получает импульс от регулятора температуры аэропыли за мельницей. Эта температура является косвенным показателем влажности пыли.

Одновременно с помощью этого регулятора ограничивается температура аэропыли по условиям взрывобезопасности. При размолотых углей и антрацита регулятор температуры аэропыли обычно не устанавливается.

На фиг. 15 показана схема автоматического регулирования с применением электро-механических регуляторов, системы пылеприготовления с барабанно-шаровой мельницей для влажных взрывоопасных углей.

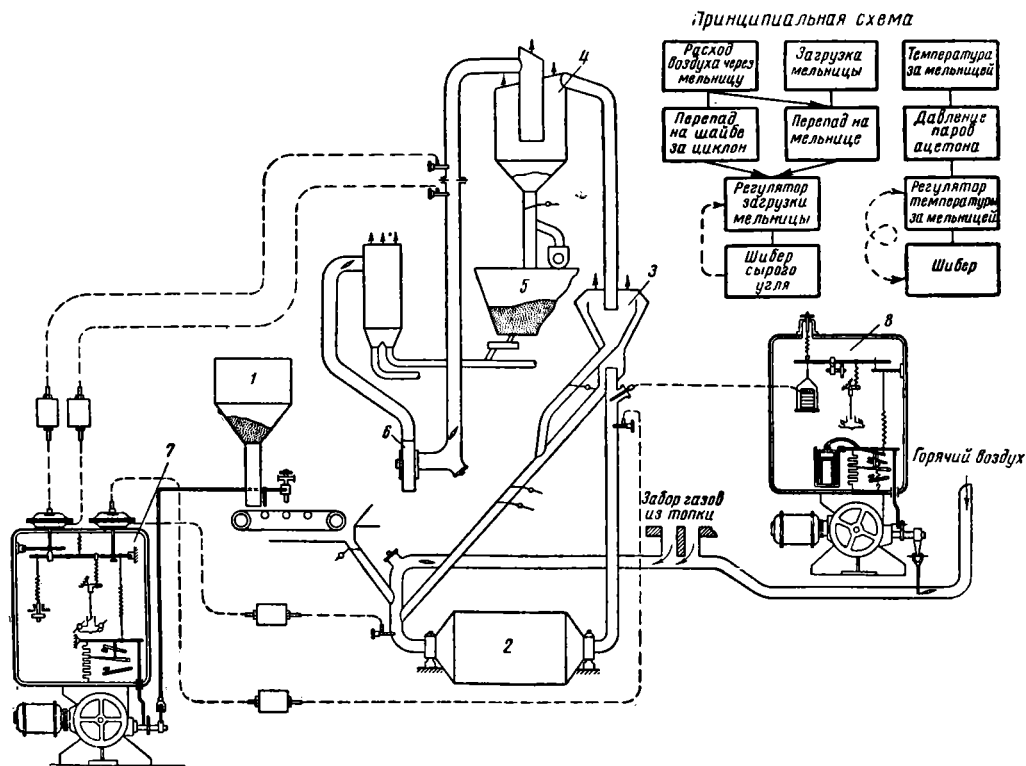
АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ПИТАНИЯ БАРАБАННЫХ КОТЛОВ

Автоматическое регулирование питания имеет целью обеспечить при установившемся режиме работы котла равенство за определённый промежуток времени между количествами подаваемой в котёл воды и выдаваемого из котла пара вместе с удаляемой при продувке водой.

При этом уровень воды в барабане, являющийся регулируемым параметром, должен поддерживаться при изменениях режима работы котла в заданных пределах. Допускаемое колебание уровня обычно составляет не более $\pm 100-125$ мм.

Причинами изменений уровня воды в барабане котла могут быть:

а) изменение количества выдаваемого из котла пара и в результате этого небаланс между выдачей пара и поступлением воды в барабан;



Фиг. 15. Схема автоматического регулирования работы системы пылеприготовления с барабанно-шаровой мельницей: 1 — бункер сырого угля; 2 — барабанно-шаровая мельница; 3 — сепаратор; 4 — циклон; 5 — бункер пыли; 6 — мельничный вентилятор; 7 — регулятор загрузки мельницы; 8 — регулятор температуры аэропыли за мельницей

б) изменение режима подачи воды из питающих магистралей вследствие перестановки питательного клапана или изменения давления перед ним или после него;

в) изменение нагрузки топки и связанное с этим значительное изменение объема паро-водяной эмульсии, заполняющей экранные и кипяtilьные трубы котла. В результате этого при снижении нагрузки система труб некоторое время поглощает воду из барабана котла, а при увеличении нагрузки выбрасывает в барабан некоторое количество воды;

г) изменение давления пара в барабане котла, в результате чего изменяется объем паро-водяной эмульсии, заполняющей систему труб котла. При повышении давления происходит сжатие паро-водяной эмульсии и вследствие увеличения теплосодержания воды и пара паропроизводительность котла несколько снижается, паросодержание котловой воды уменьшается с понижением уровня воды в барабане. В нормальных условиях изменение давления пара редко достигает значительной величины и поэтому на уровень воды в барабане влияет мало.

Все перечисленные факторы часто возникают в процессе работы котла одновременно.

Изменение уровня воды в барабане практически не отражается на поступлении в котёл воды и на отборе из него пара и поэтому небаланс между поступлением воды и расходом пара приводит к непрерывному изменению уровня с постоянной скоростью.

Таким образом, барабанный котёл, как объект автоматического регулирования уровня воды в барабане, характеризуется отсутствием явления самовыравнивания. Относительно большой объём воды в системе барабанного котла предопределяет, при нарушении установившегося режима работы котла, значительное запаздывание регулируемого параметра — уровня воды в барабане.

Котлы высокого давления имеют для автоматического регулирования более благоприятные характеристики: уменьшение разности в удельных объемах котловой воды и пара с увеличением давления снижает влияние факторов, вызывающих изменение уровня воды в барабане за счёт изменения объема заполняющей систему котла паро-водяной эмульсии.

Автоматическое регулирование количества подаваемой в котёл питательной воды и, следовательно, уровня воды в барабане, осуществляется различного типа регуляторами уровня. Подача воды регулируется путём изменения площади сечения отверстий в регулирующем клапане, установленном на трубопроводе, который соединяет питающую линию с водяным экономайзером или центральный водяной экономайзер с котлом.

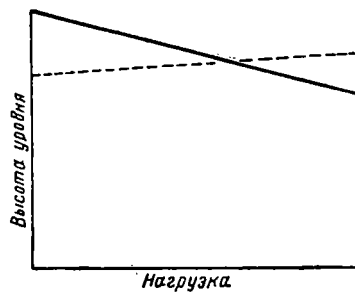
Одноимпульсные регуляторы

Одноимпульсный регулятор изменяет подачу воды в барабан котла в зависимости только от отклонения уровня в нём и является наиболее простым регулятором питания.

Обычно одноимпульсные регуляторы питания выполняются в виде статических регуляторов прямого действия.

У одноимпульсного регулятора прямого действия степень открытия регулирующего клапана зависит полностью от уровня воды в барабане и эти величины связаны между собой определённой однозначной зависимостью.

На фиг. 16 показана зависимость уровня от нагрузки при одноимпульсном регуляторе питания. Эта зависимость называется статической характеристикой регулирования.



Фиг. 16. Статическая характеристика регулирования питания

Максимальной нагрузке котла будет соответствовать наиболее пониженный уровень, при котором регулирующий клапан открыт на наибольшую величину. Наиболее высокий уровень будет при нулевой нагрузке.

Процесс регулирования при переходных режимах от одной нагрузки к другой сопровождается колебаниями уровня, соответствующими по статической характеристике изменениям нагрузки.

Разность между наиболее высоким уровнем и уровнем при максимальной нагрузке называют неравномерностью регулирования. С возрастанием неравномерности процесс регулирования улучшается, являясь более устойчивым.

Для надёжности работы котла необходимо, чтобы уровень воды в барабане изменялся в возможно меньших пределах, т. е. чтобы неравномерность регулирования была минимальной. Поэтому устанавливают минимальную величину неравномерности регулирования, при которой работа регулятора ещё устойчива и колебания уровня затухают достаточно быстро.

Устойчивое регулирование для многобарабанных котлов достигается при неравномерности регулирования в пределах 120—150 мм, так как в системах этих котлов имеется относительно большой объём воды, они работают при небольших тепловых напряжениях поверхностей нагрева и обладают значительной тепловой инерцией.

Резкие изменения форсировки топки такого котла также менее значительно влияют на уровень воды в барабане.

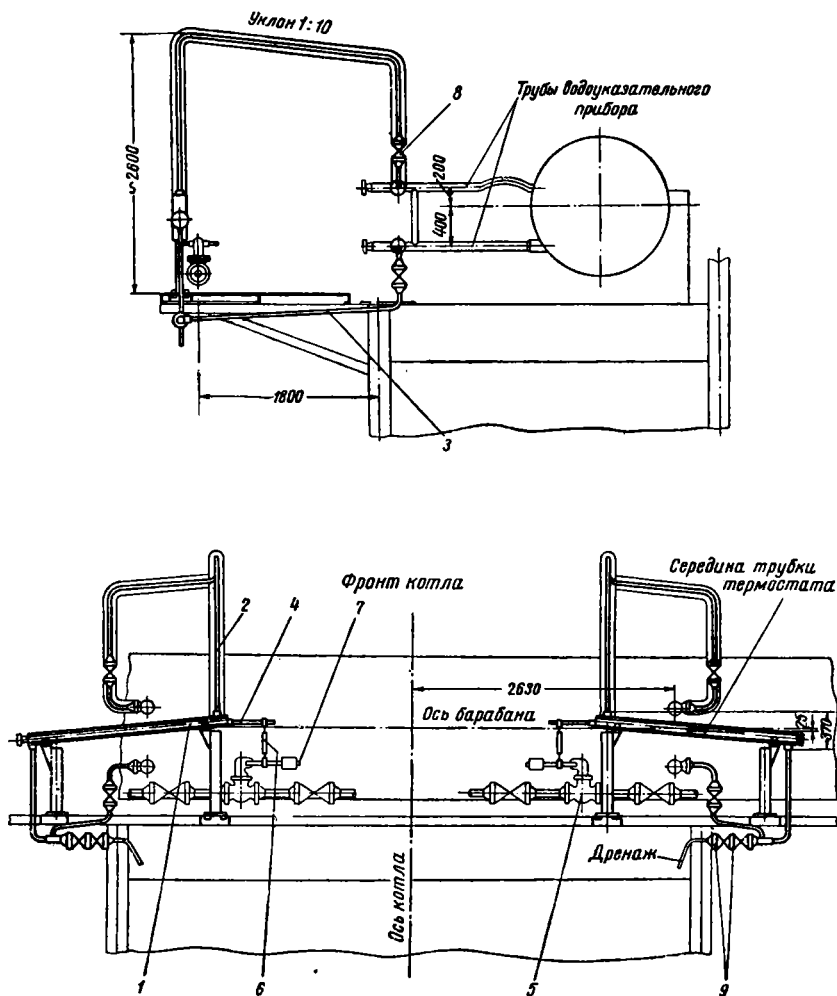
Для однобарабанных котлов большой производительности с малым объёмом воды необходима для устойчивости процесса большая неравномерность регулирования.

При применении здесь одноимпульсного регулятора в случаях резкой форсировки топки с нулевой величины и снижения форси-

ровки при резком сбросе нагрузки разность между самым высоким и самым низким уровнями воды в барабане (между величиной неравномерности регулирования и величиной повышения уровня) может оказаться недопустимой. Поэтому для таких котлов, при работе их с переменной нагрузкой, одноимпульсные регуляторы питания непригодны.

Нижняя часть термостата заполнена водой, верхняя — насыщенным паром. Длина термостата определяется температурой его стенок, а величина последней в свою очередь зависит от высоты уровня в термостате.

При увеличении нагрузки котла понижение уровня воды в барабане вызывает удлинение чувствительной трубки, которое и воздействует через систему механических связей



Фиг. 17. Схема установки одноимпульсного регулятора питания прямого действия с термостатической трубкой: 1—термостат; 2—соединительный паропровод; 3—соединительный трубопровод для воды; 4—угловой рычаг; 5—регулирующий клапан; 6—пружинный компенсатор; 7—рычаг регулирующего клапана; 8—запорный вентиль; 9—проводочные вентили

На фиг. 17 показана схема установки одноимпульсного регулятора прямого действия с термостатической трубкой. Чувствительный элемент регулятора — термостат представляет собой стальную трубку, установленную в наклонном положении около барабана котла. Верхний конец термостата соединен с паровым пространством барабана.

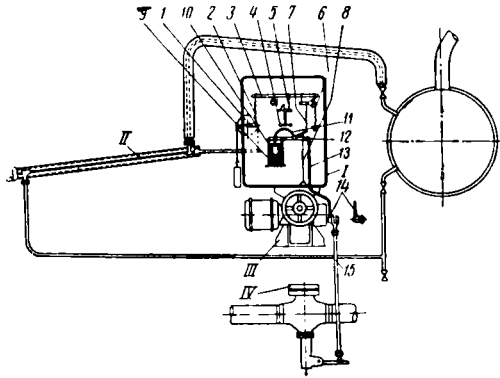
При нормальных условиях работы котла уровень воды в барабане и термостате находится приблизительно на одной горизонтали.

на регулирующий клапан, увеличивая степень его открытия и поступление воды.

Преимуществами термостатических трубок являются большие перестановочные усилия и отсутствие сальников в чувствительном элементе; недостатком — значительная тепловая инерция термостата, в результате которой развиваемый им регулирующий импульс значительно запаздывает, что является причиной возникновения в процессе регулирования колебаний уровня воды в барабане.

Для котлов большой производительности с высоким и повышенным давлением, работающих с относительно небольшими колебаниями нагрузки, применяются одноимпульсные регуляторы ЦКТИ косвенного действия с термостатической трубкой.

Действие регулятора основано на электро-механической схеме. Регулятор сконструирован на основе стандартной колонки, применяемой для автоматического регулирования процесса горения.



Фиг. 18. Схема установки одноимпульсного изодромного регулятора питания косвенного действия для котлов высокого давления: I—колонка регулирования; II—термостат; III—исполнительный механизм; IV—регулирующий клапан; 1—ролик; 2—пружина; 3—основной рычаг, суммирующий прямой и обратный импульсы; 4—электрозолотник первичного реле; 5—стержень, соединяющий электрозолотник с основным рычагом; 6—пружина настройки; 7—пружина обратной связи; 8—пружина механизма изодрома; 9—цилиндр механизма изодрома; 10—колокол механизма изодрома; 11—изогнутый рычаг; 12—рычаг обратной связи; 13—тяга; 14—кривошип; 15—тяга, соединяющая рычаги клапана и выходного вала регулятора

Схема установки этого регулятора показана на фиг. 18. При изменении нагрузки котла уровень воды в барабане автоматически корректируется изодромным устройством колонки регулирования.

В первой стадии процесса регулирования изодромный регулятор действует так же, как и одноимпульсный регулятор прямого действия с неравномерностью, а затем изодромное устройство постепенно возвращает уровень воды в барабане к первоначальному значению.

Процесс регулирования заканчивается после того, как будет достигнуто равенство между расходом пара и поступлением воды при первоначальном уровне.

Двухимпульсные регуляторы

Для обеспечения статической характеристики регулирования, при которой уровень воды в барабане поддерживается постоянным независимо от нагрузки котла или понижается по мере уменьшения нагрузки (см. пунктирную линию на фиг. 16) применяются двухимпульсные регуляторы питания.

Эти регуляторы снабжены двумя независи-

мыми, один из которых воспринимает изменения уровня воды в барабане, а другой — колебания нагрузки котла.

Действие обоих импульсов суммируется в механизме регулятора, после чего сумма импульсов воздействует на регулирующий клапан.

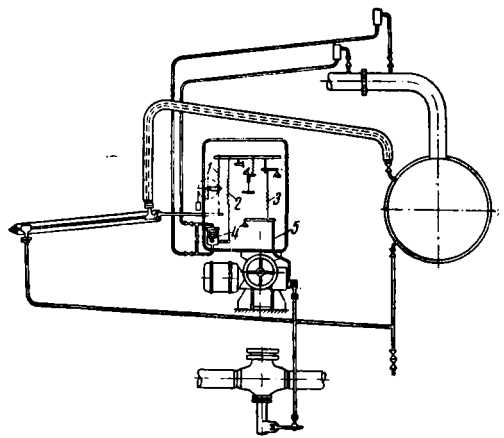
Воздействие импульса по нагрузке является основным и может быть произвольно увеличено или ослаблено, а величина уровня корректирует питание, давая дополнительный импульс в моменты, когда появляется расхождение между необходимым поступлением воды и расходом её через клапан.

На фиг. 19 показана схема двухимпульсного регулятора косвенного действия системы ЦКТИ, действующего по электро-механической схеме и предназначенного для котлов высокого и повышенного давления.

Чувствительным элементом регулятора, воспринимающим импульс по уровню воды в барабане, является трубка—термостат.

При понижении уровня трубка удлиняется, что приводит к замыканию электрической цепи в регуляторе и включению исполнительного механизма, действие которого увеличивает степень открытия регулирующего клапана.

В том же направлении происходит воздействие паромера, регулятора, воспринимающего импульс по нагрузке. Система обратной связи регулятора также начнёт перемещаться и будет действовать на отключение электрической цепи регулятора. При восстановлении равновесия системы произойдёт размыкание



Фиг. 19. Схема установки двухимпульсного регулятора питания косвенного действия ЦКТИ для котлов высокого давления: 1—пружина, передающая изменение длины чувствительной трубки термостата коромыслу регулятора; 2—пружина, связанная с рычагом паромера и также воздействующая на коромысло; 3—пружина обратной связи; 4—дифманометр паромера; 5—тяга обратной связи

электрической цепи регулятора и процесс открытия регулирующего клапана прекратится.

Двухимпульсные регуляторы питания применяются для котлов большой производительности с малым водяным объёмом при работе их с переменной нагрузкой.

При применении этих регуляторов влияние изменения давления воды в регулирующем клапане на уровень воды в барабане не устраняется.

Трёхимпульсные регуляторы

Трёхимпульсные регуляторы питания являются наиболее совершенными.

Регулирующий клапан регулятора находится под воздействием трёх величин: уровня воды в барабане, нагрузки котла и количества поступающей воды.

Повышение или понижение давления воды на регулирующем клапане не вызывает изменений уровня воды в барабане, так как влияние импульса по расходу воды приводит питательную систему в равновесие без участия импульса по уровню. При переходе котла на новую нагрузку в первую очередь действуют

импульсы по нагрузке и расходу воды. Импульс по уровню лишь приводит систему в равновесие.

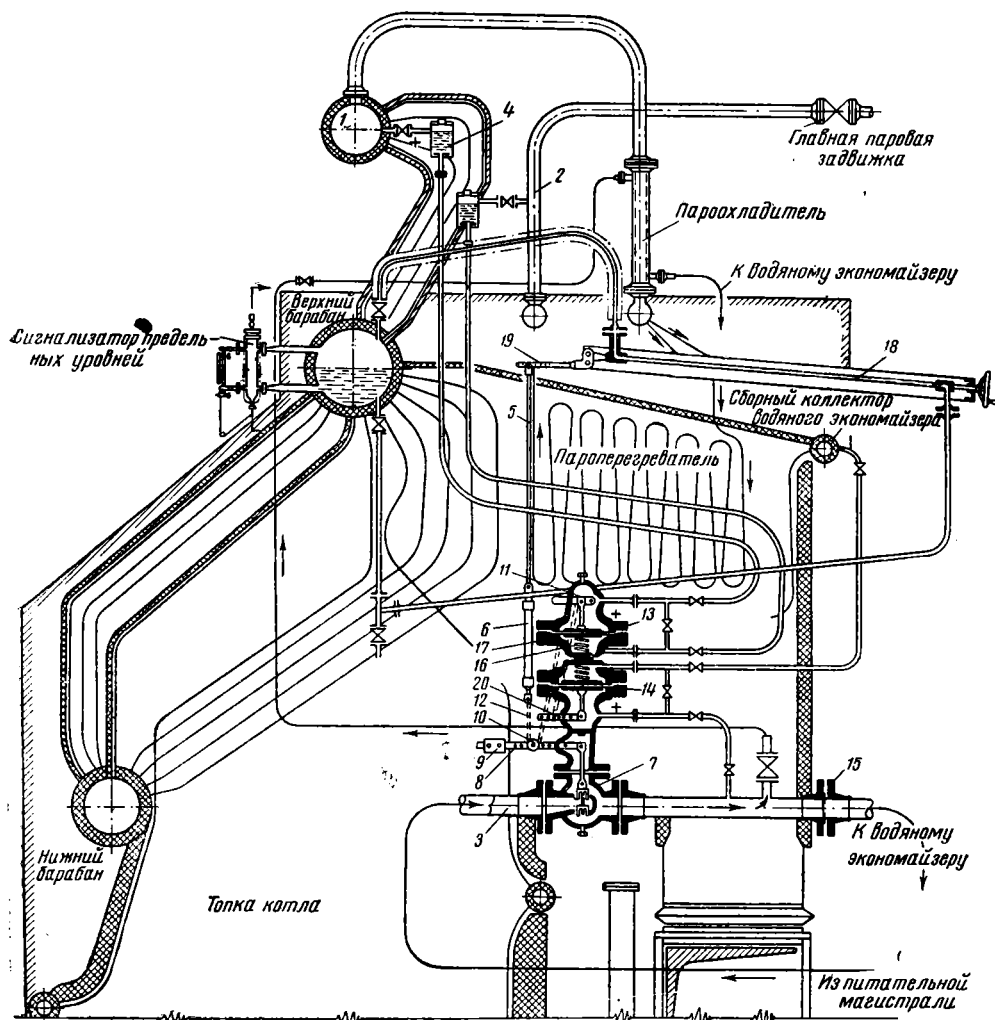
Трёхимпульсные регуляторы питания применяются преимущественно для котлов большой производительности, работающих при резких колебаниях нагрузки и давления воды в питательных магистралях.

Схема установки трёхимпульсного регулятора питания прямого действия показана на фиг. 20.

Расположение регулирующих клапанов на питательных трубопроводах

При автоматическом регулировании не менее 80% воды, поступающей в котёл, должно проходить через регулирующие клапаны.

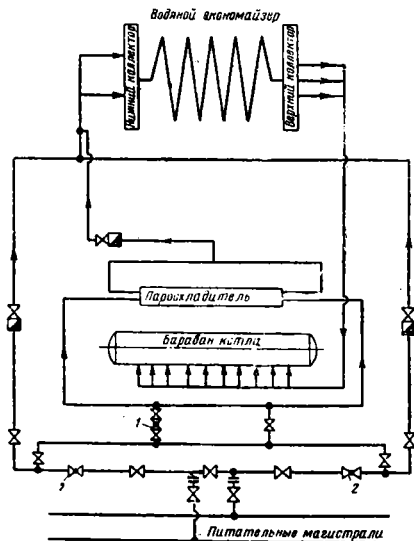
Для устойчивой работы регулятора питания сопротивление регулирующего клапана



Фиг. 20. Схема установки трёхимпульсного регулятора питания прямого действия: 1 — сухопарник котла; 2 — паропровод; 3 — питательная линия; 4 — конденсационный сосуд; 5 — тяга; 6 — предохранительная пружина; 7 — регулирующий клапан; 8 — рычаг клапана; 9 — груз рычага; 10 и 11 — ролики; 12 — цепь Галля; 13 — паровая мембранная головка; 14 — водяная мембранная головка; 15 — дроссельная диафрагма; 16 — пружина регулятора; 17 — паровая мембрана; 18 — термостат уровня; 19 — рычаг термостата; 20 — рычаг регулятора

должно быть при минимальной нагрузке котла не менее 2 ат.

На котлах малой мощности обычно устанавливают один регулирующий клапан, рассчитанный на пропуск всей питательной воды. На котлах производительностью 35 т/час и



Фиг. 21. Расположение регулирующих клапанов в схеме питательных трубопроводов котла средней мощности с одноимпульсным регулятором питания: 1 — клапан автоматического регулирования температуры перегрева; 2 — клапан автоматического регулирования питания

более применяют установку двух регулирующих клапанов, через каждый из которых поступает 50% питательной воды.

При наличии у котла поверхностного регулятора перегрева вода, направляемая на охлаждение пара, должна проходить также через регулирующий клапан.

Регулирующие клапаны и вентили для переключения с автоматического на ручное регулирование питания желательно располагать перед фронтом котла на площадке обслуживания.

На фиг. 21 показано расположение регулирующих клапанов в схеме питательных трубопроводов котла средней мощности с одноимпульсным регулятором питания.

Регулирование давления питательной воды

При применении одноимпульсных и двухимпульсных регуляторов питания определенная зависимость между уровнем воды в барабане и нагрузкой котла может быть получена только при поддержании постоянного давления в питательных трубопроводах или давления по обе стороны регулирующего клапана. Последнее обеспечивается с помощью дифференциальных регуляторов давления.

Двухимпульсный регулятор уровня в сочетании с дифференциальным регулятором давления обеспечивают качество процесса

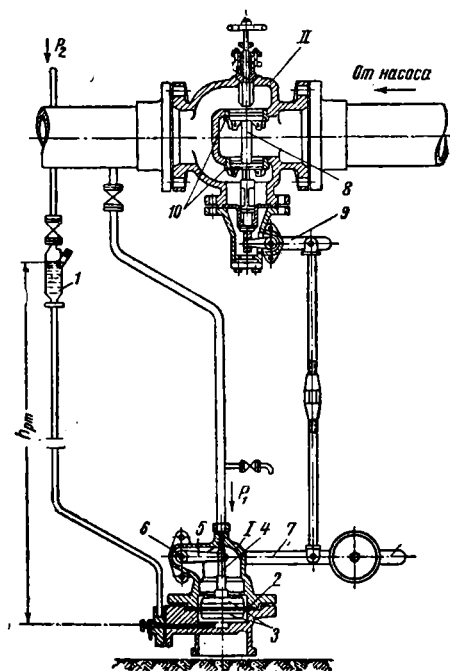
регулирования питания, эквивалентное применению трёхимпульсного регулятора.

Дифференциальные регуляторы давления могут применяться также для поддержания разности между величинами давления в питательном трубопроводе и главном паропроводе.

По способу снижения давления питательной воды дифференциальные регуляторы можно подразделить на два основных типа. Регуляторы одного типа действуют путём дросселирования излишка давления воды, создаваемого питательными насосами. Для постоянной работы этих регуляторов необходимо, чтобы насосы создавали всё время избыточное давление, что, однако, связано с перерасходом энергии.

Регуляторы другого типа воздействуют на производительность питательных насосов. Этот способ регулирования применим при питании котлов турбонасосами.

Применение регулирования турбонасосов по перепаду давления целесообразно, так как это во всех случаях даёт экономию расхода пара.



Фиг. 22. Схема установки дифференциального регулятора давления прямого действия: 1 — мембранный дифференциальный манометр; 2 — сосуд с ртутью; 3 — резиновая мембрана; 4 — направляющие поршни; 5 — шток поршня; 6 — кривошип; 7 — ось кривошипа; 8 — рычаг, связанный с регулирующим клапаном; 9 — внешний рычаг клапана, связанный с дифференциальным манометром; 10 — втулка поршня клапана

На фиг. 22 показана схема установки дифференциального регулятора давления прямого действия.

Ввиду того что установка дифференциального регулятора совместно с одноимпульсным или двухимпульсным регулятором питания

сложнее и дороже установки трёхимпульсного регулятора, такие установки широкого распространения не получили.

РЕГУЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ ДЕГАЗАТОРОВ

Широко применяемые в котельных установках смешивающие дегазаторы служат подогревателями и одновременно баками для питательной воды. Питательная вода в дегазаторе подогревается смешивающимся с ней паром. Освобождающиеся при подогреве воды газы с небольшим количеством пара удаляются в атмосферу. Дегазаторы работают при небольшом избыточном давлении и температуре несколько выше 100° .

Автоматическое регулирование работы дегазационных установок должно обеспечивать поддержание необходимой температуры воды или соответствующего этой температуре давления за счёт изменения количества подводимого в дегазатор пара. В дегазаторе атмосферного типа температуру воды необходимо поддерживать в пределах $102-104^{\circ}$ или избыточное давление $0,1-0,2 \text{ кг/см}^2$.

Работа дегазаторов регулируется по величине давления в головке дегазатора. Регулирование по температуре воды не применяется вследствие значительного запаздывания процесса и снижения поэтому его качества.

Уровень воды в баке дегазатора регулируется также автоматически за счёт изменения количества добавляемой в дегазатор химически очищенной воды.

Для регулирования давления в дегазаторе применяются гидравлические и электромеханические регуляторы. Уровень воды в баке дегазатора обычно регулируется поплавковыми регуляторами прямого действия. Схема регулирования работы дегазационной установки с применением электромеханического регулятора давления и поплавкового регулятора уровня показана на фиг. 23.

УПРАВЛЕНИЕ РАБОТОЙ И КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ ПИТАТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

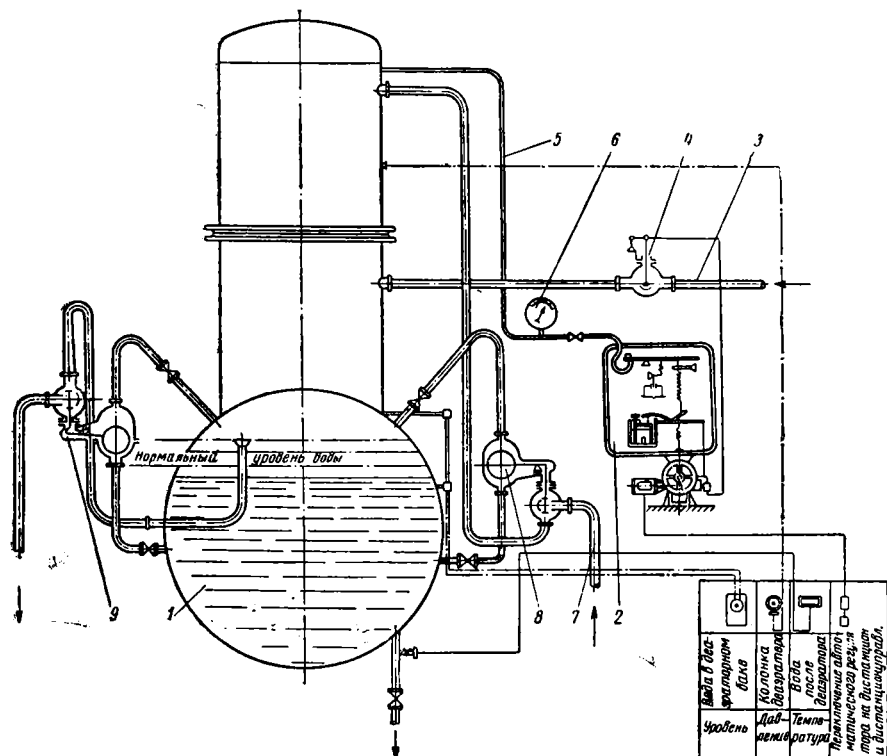
Управление питательными насосами, а также входящими в состав питательной установки дегазаторами обычно производится с общего щита, расположенного вблизи насосов.

На теплоэлектроцентралях питательные установки находятся в ведении машинного цеха.

На щите сосредоточиваются:

а) дистанционное управление электродвигателями насосов, регулирующими органами питательных насосов и основными запорными органами установки;

б) система световой и звуковой сигнализации согласно табл. 1;



Фиг. 23. Схема регулирования работы дегазационной установки: 1 — дегазатор; 2 — колонка регулирования давления; 3 — трубопровод греющего пара; 4 — регулирующий клапан; 5 — импульсная трубка; 6 — манометр; 7 — линия добавочной воды; 8 — регулятор уровня; 9 — автоматический клапан

в) контрольно-измерительные приборы, перечень которых, назначение и места установки согласно Правилам технической эксплуатации приводятся в табл. 6.

АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ РЕДУКЦИОННО-ОХЛАДИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Редукционно-охладительные установки (РОУ) служат для понижения давления и температуры пара путём дросселирования и впрыскивания в редуцированный пар охлаждающей воды.

Для управления этими процессами необходимо регулирование двух параметров — давления и температуры редуцированного пара.

Для автоматического регулирования работы РОУ применяются гидравлические и электромеханические регуляторы. Раздельное регулирование давления и температуры не обеспечивает удовлетворительных результатов.

В настоящее время применяется связанная система регулирования, при которой регулятор давления воздействует на дроссельный клапан и одновременно совместно с регулято-

Таблица 6

Контрольно-измерительные приборы питательной установки

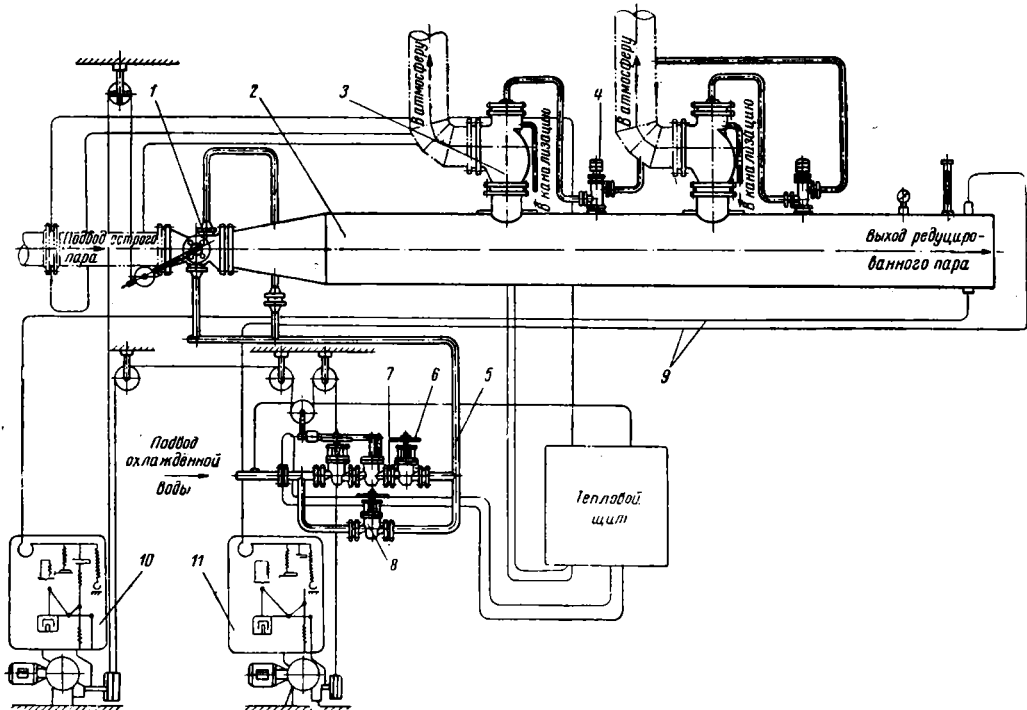
Наименование прибора	Измеряемые величины	Место замера	Место установки
<i>Питательный насос</i>			
Манометр показывающий	Давление воды перед насосом	Всасывающий патрубок насоса	Перед насосом
То же	Давление воды после насоса	Напорный патрубок насоса	После насоса
Ртутный термометр	Температура воды перед насосом	Всасывающий патрубок насоса	Перед насосом
То же	Температура подшипников насоса	Подшипники насоса с принудительной смазкой	Подшипники насоса
Манометр показывающий	Давление масла	Напорный маслопровод	Напорный маслопровод
Амперметр	Нагрузка электродвигателя по току	Электродвигатель насоса	Щит управления
Манометр показывающий	Давление воды после насоса	Общая напорная магистраль	То же
Термометр сопротивления, милливольтметр показывающий	Температура воды после насоса	То же	»
<i>Турбинный привод питательного насоса</i>			
Манометр показывающий	Давление пара до турбины	Паропровод до дроссельного клапана	»
То же	Давление пара в турбине	Турбина после дроссельного клапана	Турбина
»	Давление пара после турбины	Паропровод после турбины	Щит управления
»	Давление масла в системе регулирования и смазки	Маслопровод после масляного насоса	Маслопровод турбины
Термометр сопротивления, милливольтметр показывающий	Температура пара	Паропровод турбины	Щит управления
Ртутный термометр	Температура масла после турбины	Маслопровод до маслоохладителя	Маслопровод до маслоохладителя
То же	Температура масла до турбины	Маслопровод после маслоохладителя	Маслопровод после маслоохладителя
Ртутный термометр, термометр сопротивления, милливольтметр показывающий	Температура масла в подшипниках турбины	Подшипники турбины	Подшипники турбины и щит управления
Ртутный термометр	Температура масла в редукторе	Редуктор турбины	Редуктор турбины
Диафрагма, расходомер показывающий ¹	Расход пара на турбину	Паропровод к турбине	Щит управления
Тахометр стационарный	Число оборотов турбины	Вал турбины	Турбина
<i>Дегазатор²</i>			
Уровнемер показывающий	Уровень воды в баке дегазатора	Бак дегазатора	Щит управления
Манометр показывающий	Давление греющего пара	Паропровод к дегазатору	Паропровод к дегазатору
Манометр регистрирующий	Давление в дегазаторе	Дегазационная колонка	Щит управления
Термометр сопротивления, милливольтметр показывающий	Температура воды после дегазатора	Водопровод от бака дегазатора к насосам	То же
Манометр показывающий	Давление химически очищенной воды перед дегазатором	Водопровод химически очищенной воды	Водопровод после регулирующего клапана

¹ При постоянно работающем турбонасосе.

² Правилами технической эксплуатации эти приборы не регламентированы.

ром температуры — на регулирующий клапан подвода охлаждающей воды.
Такая схема регулирования с применением электромеханических регуляторов показана на фиг. 24.

Щит РОУ в котельных установках малой и средней мощности в целях удобства обслуживания желательно располагать рядом со щитом управления питательной установкой. В табл. 7 приводятся перечень, назначение



Фиг. 24. Схема регулирования работы редукционно-охладительной установки: 1 — редукционно-охладительный клапан; 2 — паропровод регулируемого пара; 3 — предохранительный клапан; 4 — предохранительный клапан пружинный; 5 — трубопровод охлаждающей воды; 6, 8 — запорные вентили на трубопроводе охлаждающей воды; 7 — регулирующий клапан водяной; 9 — импульсные линии; 10 — колонка регулирования давления; 11 — колонка регулирования температуры

Управление работой РОУ производится с общего щита, на котором сосредоточено дистанционное управление регулируемыми и запорными органами.

и места установки контрольно-измерительных приборов редукционно-охладительной установки с начальным давлением пара до 30 атм и конечным 7 атм.

Таблица 7

Контрольно-измерительные приборы редукционно-охладительной установки

Наименование прибора	Измеряемые величины	Место замера	Место установки
Диафрагма. Расходомер регистрирующий	Поступление пара	Паропровод к РОУ	Щит управления
Манометр показывающий	Давление поступающего пара	То же	То же
Ртутный термометр	Температура поступающего пара	»	Паропровод к РОУ
Манометр показывающий, манометр регистрирующий	Давление регулируемого пара	Паропровод после РОУ	Паропровод после РОУ Щит управления
Ртутный термометр, термометр сопротивления, милливольтметр регистрирующий	Температура регулируемого пара	То же	То же
Диафрагма. Расходомер регистрирующий	Расход охлаждающей воды	Водопровод, перед регулирующим клапаном	Щит управления
Манометр показывающий	Давление охлаждающей воды	То же	То же
Ртутный термометр	Температура охлаждающей воды	»	Водопровод перед регулирующим клапаном

ТОПЛИВНОЕ ХОЗЯЙСТВО КОТЕЛЬНЫХ И ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Большинство электростанций и котельных железнодорожного транспорта в качестве топлива используют антрацит, бурые и каменные угли. Поэтому в настоящем разделе рассмотрены сооружения и устройства топливного хозяйства только для указанных видов топлива.

Доставка топлива от мест добычи на базисные склады энергетических установок, как правило, осуществляется по железной дороге нормальной колеи.

Топливное хозяйство охватывает все устройства и сооружения, необходимые для разгрузки, приёма и подачи топлива в бункера котлов, а также для его хранения на складе, и состоит из трёх основных узлов:

1) склада топлива, предназначенного для его хранения; склад оборудован железнодорожными путями и устройствами для погрузочных работ и работ, связанных с укладкой топлива в штабели;

2) приёмно-разгрузочного устройства — для приёма и разгрузки вагонов с топливом и подачи его на тракт топливоподачи;

3) топливоподачи — для подачи топлива из приёмно-разгрузочного устройства или со склада в бункера котлов.

СКЛАДЫ ТОПЛИВА

Топливные склады разделяются на базисные и расходные.

Базисные склады предназначены для длительного хранения запасов топлива, которое расходуется из них только в периоды перебоев поступления топлива и при обновлении запасов в соответствии с допустимыми сроками хранения, установленными для данного вида топлива.

Расходные склады служат для разгрузки поступающего топлива и кратковременного хранения перед подачей его в котельную. Обычно базисные и расходные склады размещаются на общей территории, в непосредственной близости к котельной. В этом случае на территории склада выделяются отдельные площади для длительного хранения запасов топлива и для текущего расхода.

Для котельных и электростанций железнодорожных узлов следует по возможности использовать в качестве базисных топливные склады паровозного хозяйства.

Ёмкость базисного склада принимается из расчёта хранения запаса топлива, соответствующего не менее максимально-месячного расхода топлива котельной или электростанций.

Расходный склад рассчитывается на хранение трёхсуточного запаса топлива. Минимальные расстояния от склада топлива до зданий и сооружений, определяемые правилами пожарной безопасности, приведены в табл. 1.

При длительном хранении некоторых видов углей на открытых базисных складах (бурых углей, каменных углей марок Д, Г и ПЖ некоторых месторождений) возможно их самовозгорание.

Таблица 1

Расстояния между складом топлива и сооружениями

Ёмкость склада в т	Расстояния в м от границы склада до здания или сооружения		
	Категории огнестойкости		
	I—II	III	IV—V
До 500	6	8	12
От 500 до 5 000 . .	8	10	14
От 5 000 до 100 000	12	14	16

Примечания. 1. В табл. 1 указаны разрывы для склада каменных углей и антрацитов.

2. Для складов самовозгорающихся углей при высоте штабеля более 2,5 м разрывы, указанные в таблице для зданий IV и V степени огнестойкости, увеличиваются на 25%.

В качестве основного мероприятия против самовозгорания угля на базисных складах должна предусматриваться его послойная укладка в штабели с уплотнением каждого слоя толщиной от 1,0 до 1,5 м катками с удельным давлением 3 кг/см².

Уплотнение угля особенно тщательно необходимо производить сверху и в откосах штабеля.

Уплотнение штабелей можно производить бульдозерами, самоходными кранами или тракторами на гусеничном ходу, а также специальными катками, передаваемыми при помощи тракторов или других механизмов, имеющих на складах топлива.

Техническая характеристика прицепных гладких катков, применяющихся для укатки угля, приведена в табл. 2.

Таблица 2

Прицепные гладкие катки

Тип катка	Вес без догрузки	Вес с до- грузкой балластом	Габариты в мм			Ширина ука- тываемой полосы в мм
			дли- на	шири- на	вы- сота	
Д-126А	2 600	4 400	3 020	1 630	1 250	1 300
Д-130А	3 200	5 000	3 300	1 630	1 624	1 300

На механизированных складах топлива высота штабелей и размеры их в плане не ограничиваются и определяются возможностями механизмов, обслуживающих эти склады.

На немеханизированных складах угля высота штабелей не должна превышать значений, приведённых в табл. 3.

Склад должен быть оборудован весами для взвешивания поступающего топлива.

Площадь склада должна быть спланирована с уклоном, обеспечивающим отвод дождевых и талых вод за пределы территории склада.

Таблица 3

Высота штабелей

Род угля	Высота укладки при хранении в м	
	до двух месяцев	более двух месяцев
Бурый	2,0—2,5	1,5—2,0
Каменный (за исключением марки Т)	2,5—3,5	2,0—2,5
Каменный марки Т	3,5	2,5
Антрацит	Не ограничивается	

Постель для склада рекомендуется выполнять из плотно утрамбованного естественного грунта; при этом верхний слой его не должен содержать щепы, торфа и растительной земли. Площадку склада из естественного грунта можно покрывать изгарью или смесью глины со шлаком (шлако-глинистое основание) толщиной слоя 10—15 см с последующей плотной укаткой или утрамбовкой.

Применение для постели деревянного настила или других малотеплопроводных материалов не допускается.

Склады топлива должны быть оборудованы электрическим освещением и иметь подъезды согласно противопожарным правилам.

ПРИЁМНО-РАЗГРУЗОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА

На складах топлива для разгрузки вагонов должны предусматриваться специальные приёмно-разгрузочные устройства.

Приёмно-разгрузочные устройства рассчитываются на доставку топлива в большегрузных саморазгружающихся полувагонах типа «гондола». Для котельных (электростанций) с расходом топлива более 600 т/сутки вес состава с топливом принимается по действующим нормам МПС для соответствующей железной дороги.

При расходе топлива менее 600 т/сутки по согласованию с управлением железной дороги вес состава с топливом соответственно уменьшается до размеров не менее суточного расхода топлива котельной (электростанцией). Разгрузка прибывающих железнодорожных составов с топливом в приёмно-разгрузочное устройство допускается в три ставки. В небольших котельных разгрузка вагонов принимается в 1—2 ставки.

Основными видами приёмно-разгрузочных устройств являются:

- 1) разгрузочная эстакада (фиг. 1);
- 2) приёмные траншеи (фиг. 2);
- 3) приёмный бункер (фиг. 3).

На складах для влажных углей, расположенных в районах с суровыми климатическими условиями, приёмно-разгрузочные устройства выполняются закрытыми.

Высота разгрузочной эстакады (глубина траншеи) принимается:

При разгрузке в одну ставку	1,5 м
» » » две »	2,4 »
» » » три »	3,5 »

Длину фронта разгрузки рекомендуется принимать не более 125 м. Ёмкость фронта разгрузки должна составлять не менее 1,2 ёмкости поступающего состава с топливом.

При неглубоких приёмных траншеях и обслуживании их кранами с грейферными захватами ширина траншеи должна быть на 1,0 м больше длины грейфера в раскрытом состоянии.

Разгрузка в приёмный бункер осуществляется с передвижкой вагонов и поочерёдным открытием люков над бункером. Размеры приёмного бункера рассчитываются из условия одновременного открытия 2—3 люков с каждой стороны вагона.

При поступлении топлива в открытых платформах механизация их разгрузки может быть осуществлена при помощи разгрузочной машины системы Промтранспроекта, показанной на фиг. 4.

Техническая характеристика этой машины приведена в табл. 4.

Таблица 4

Разгрузочная машина системы Промтранспроекта

Показатель	Величина
Производительность разгрузки в т/час . .	400
Ширина скребка в мм	1 000
Ход скребка в мм	4 258
Скорость движения скребка в м/сек	0,62
Максимальное фронтное усилие на скребке в т	2,0
Вертикальный ход обоймы в мм	558
Скорость подъёма обоймы в м/сек	0,012
Мощность электродвигателя для продольного хода обоймы в кВт	14
То же для вертикального хода обоймы в кВт	2,8
Вес машины в кг	2 829

МЕХАНИЗАЦИЯ СКЛАДОВ ТОПЛИВА

Работа на складах топлива состоит из следующих операций:

1) разгрузки топлива из прибывающих вагонов;

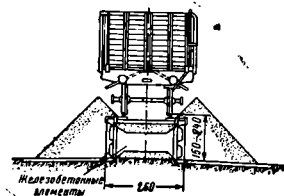
2) подачи топлива из приёмно-разгрузочного устройства на расходный склад или склад длительного хранения, штабелирование и укатка топлива;

3) погрузки топлива из приёмно-разгрузочных устройств или штабелей склада на транспортирующие устройства для подачи в дробильную установку или непосредственно в котельную.

Разгрузка топлива из прибывающих вагонов осуществляется в приёмно-разгрузочном устройстве. Остальные операции могут выполняться передвижными ленточными конвейерами, погрузчиками (автомобильными и тракторными), бульдозерами, поворотными самоходными кранами на гусеничном или железнодорожном ходу и скреперными установками.

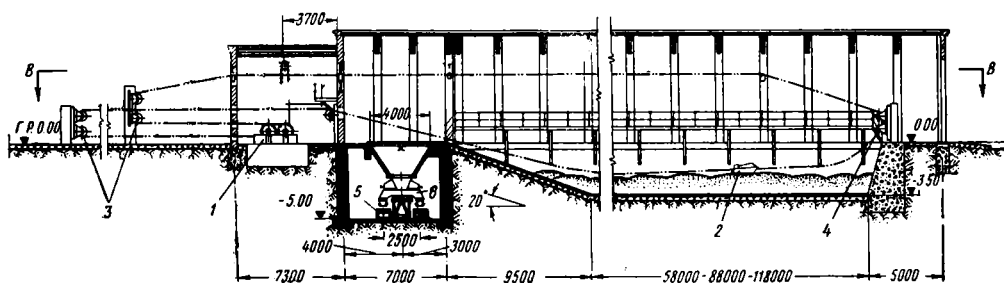
Передвижные ленточные конвейеры

Передвижные ленточные конвейеры применяются для обслуживания складов с суточным расходом топлива до 100 т и в качестве вспомо-

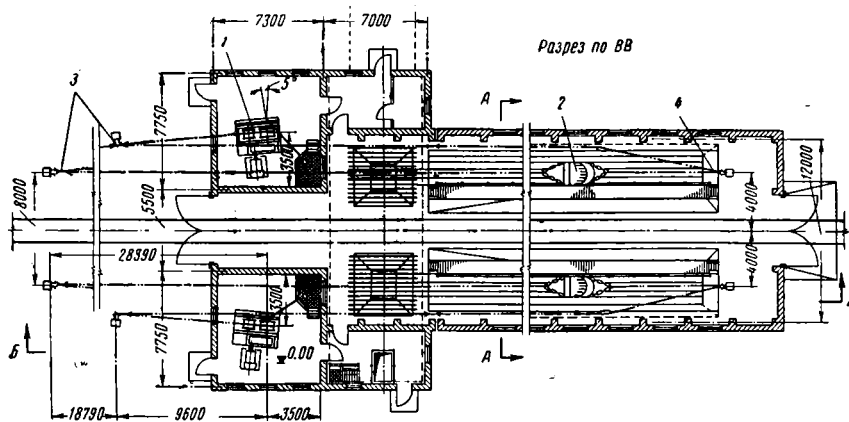


Фиг. 1. Разгрузочная эстакада

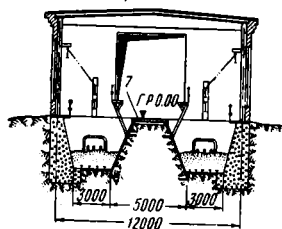
Разрез по ББ



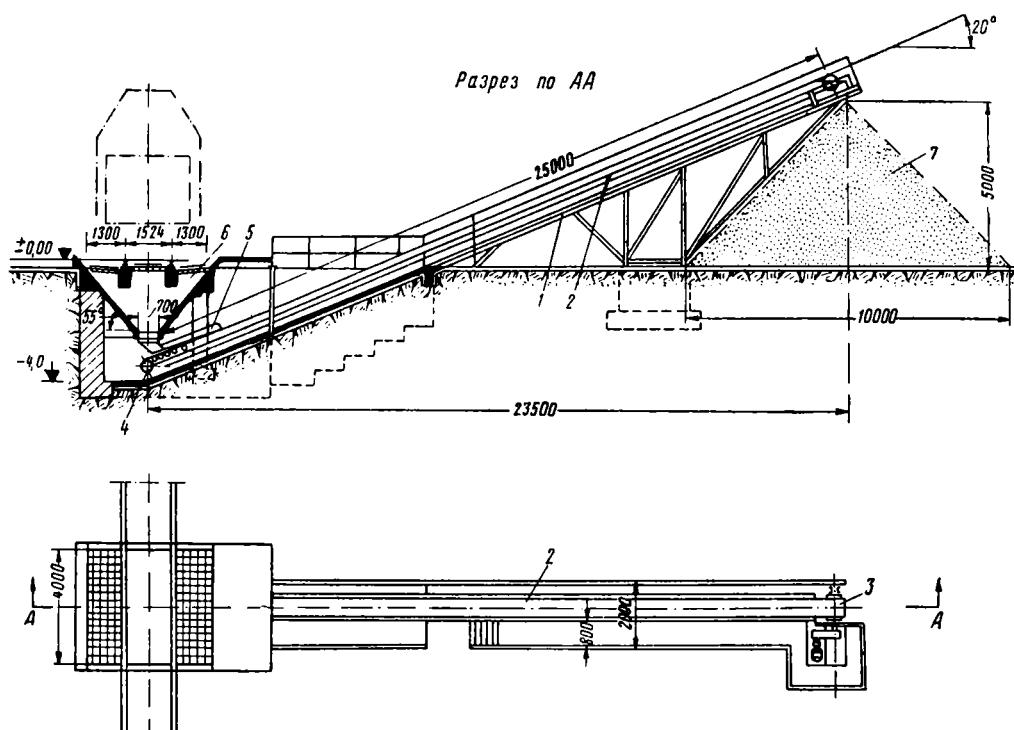
Разрез по ВВ



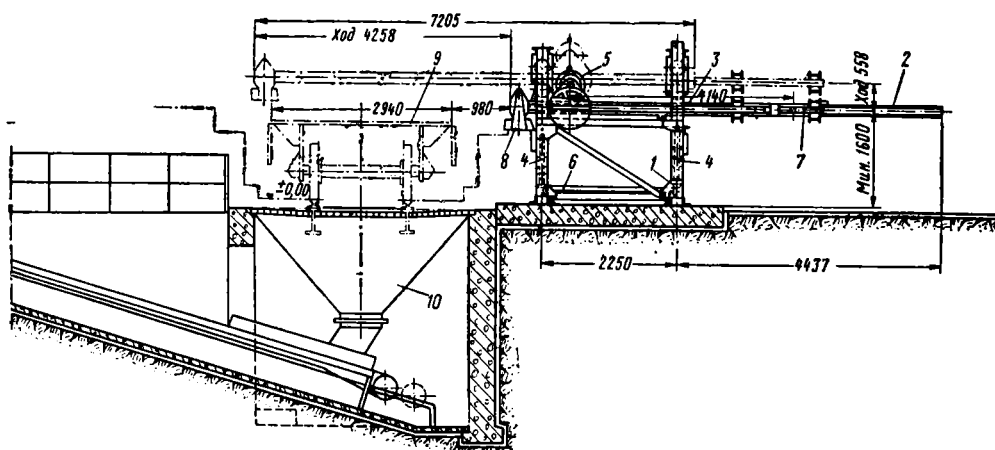
Разрез по АА



Фиг. 2. Приёмно-разгрузочное устройство, оборудованное скреперными установками: 1 — скреперная лебёдка; 2 — скрепер; 3 — головной пилон; 4 — хвостовой пилон; 5 — ленточный конвейер; 6 — двусторонний лотковый питатель; 7 — разгрузочная эстакада



Фиг. 3. Приёмный бункер: 1 — наклонная эстакада; 2 — ленточный конвейер; 3 — приводная станция ленточного конвейера; 4 — натяжная станция ленточного конвейера; 5 — загрузочное устройство конвейера; 6 — приёмный бункер; 7 — первичный штабель



Фиг. 4. Разгрузочная машина системы Промтранспроекта: 1 — станина разгрузочной машины; 2 — подвижная балка со скребком; 3 — обойма с роликами; 4 — домкраты для вертикального перемещения балки; 5 — привод продольного хода балки; 6 — привод вертикального хода балки; 7 — натяжное устройство; 8 — скребок; 9 — железнодорожная платформа; 10 — приёмный бункер

Таблица 5

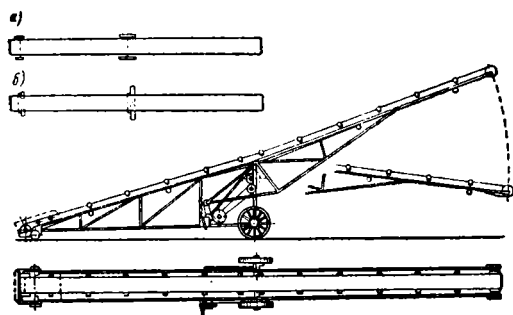
Передвижные ленточные конвейеры

Тип	Длина конвейера в м	Ширина ленты в мм	Высота подъема в м		Скорость ленты в м/сек	Мощность электродвигателя в кет	Вес в т
			максимальная	минимальная			
ПЛТ-500	15,0	500	5,01	0,5	2,5	4,3	1,4
ТЛП-10-500	10,0	500	3,68	0,5	2,5	2,8	0,87
ТЛП-15-500	15,0	500	5,01	0,5	1,5	2,8	1,15
Т-80	10,0	400	1,8	—	0,8	1,5	0,38
Т-45	15,0	500	5,01	0,5	1,2	3,2	1,1

Примечание. Высота подъема для конвейера Т-80 указана на колёсном ходу; при расположении конвейера на опорах высота подъема может быть увеличена до 3,8 м.

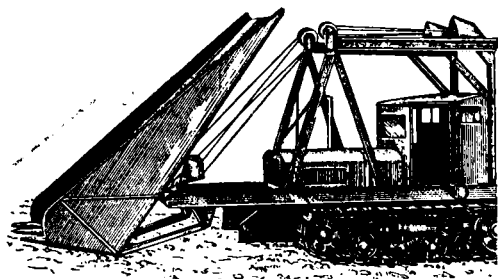
могательных или резервных механизмов для обслуживания более крупных складов топлива.

Конструкция передвижного ленточного конвейера показана на фиг. 5.



Фиг. 5. Передвижной ленточный конвейер «Ленинец»: а—продольное расположение колёс; б—поперечное расположение колёс

Характеристика передвижных ленточных конвейеров отечественного производства приведена в табл. 5.



Фиг. 6. Одноковшовый тракторный погрузчик типа Т-107

Погрузчики

Для погрузки и перемещения топлива на складах применяются самоходные одноковшовые погрузочные машины, тракторные погрузчики и автопогрузчики.

В качестве транспортных средств тракторные погрузчики следует применять на складах при перемещении топлива на расстояние не более 100—150 м.

Конструкция тракторного погрузчика показана на фиг. 6.

Характеристика тракторных погрузчиков отечественного производства приведена в табл. 6.

Таблица 6

Тракторные погрузчики

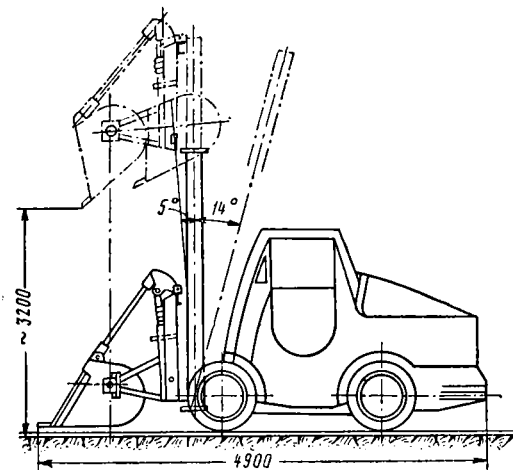
Наименование величин	Марка тракторного погрузчика	
	Т-107	Т-157
Ёмкость ковша в м³	4	2,8
То же с наращёнными бортами в м³	6	—
Грузоподъёмность в т	4	4
Скорость движения ковша в м/сек:		
наибольшая	1,34	1,08
наименьшая	0,29	0,30
Скорость движения погрузчика в км/час:		
передний ход	2,25—9,65	2,25—9,65
задний ход	2,66—8,75	2,66—8,75
Угол наклона днища ковша в градусах	42	45 и 50
Высота разгрузки в мм:		
с лотком	2 300	—
без лотка	3 600	2 300, 2 820, 3 050
без лотка с выдвинутым телескопом	4 400	—
Наибольшие поперечный и продольный уклоны рабочей площадки в градусах	5—15	5—15
Двигатель	КДМ-46	КДМ-46
Мощность двигателя в л. с.	80	80
Габаритные размеры погрузчика при нижнем положении ковша (без лотка) в мм:		
длина	7 250	6 820
ширина	2 500	3 250
высота	3 900	2 960
Ширина гусеницы в мм	500	500
Вес навесного оборудования в т	8,22	6,7
Удельное давление на грунт при гружёном погрузчике в кг/см²	0,83	1,0

Автопогрузчики используются обычно для подачи топлива со склада в приёмное устройство котельной или бункер дробильной установки.

Экономически целесообразно перевозить топливо автопогрузчиком на расстояние не более 500 м.

Автопогрузчики могут выполнять ряд вспомогательных работ на складе: разравнивание топлива, загрузку передвижных ленточных конвейеров при штабелировании топлива и пр.

Конструкция автопогрузчика показана на фиг. 7.



Фиг. 7. Автопогрузчик типа 4000-М

Характеристика автопогрузчиков отечественного производства приведена в табл. 7.

Таблица 7

Автопогрузчики

Наименование величин	Марка погрузчика	
	4000-М	4001-А
Грузоподъёмность в т	3,0	5,0
Ёмкость ковша в м³	1,0	1,5
Скорость подъёма груза в м/мин	8,5	8,5
Скорость передвижения автопогрузчика в км/час:		
без груза	7,5—40	9,8—35
с грузом	7,13—26	9,8—34
Угол наклона грузоподъёмника в градусах:		
вперёд	5	4
назад	14	12
Наименьший радиус поворота автопогрузчика в м	3,6	4,0
Наибольшая высота подъёма ковша в положении разгрузки в мм	3 200	3 100
Дорожный просвет в мм	260	300
Колея передних колёс в мм	1 650	1 740
Колея задних колёс в мм	1 415	800
Общая ширина погрузчика в мм	2 240	2 300
Высота погрузчика с опущенным ковшом в мм	3 200	3 280
Марка двигателя	ГАЗ-51	ГАЗ-51
Мощность в л. с.	72	72
Общий вес погрузчика в т	5,26	7,28

Бульдозеры

Бульдозеры используются для уборки топлива из отвалов разгрузочных эстакад, штабелирования, разравнивания и укатки угля на складе, а также для перемещения угля со склада к приёмному устройству котельной.

Радиус действия бульдозеров при перемещении топлива не должен превышать 150—200 м.

Бульдозеры выполняются с постоянным (90°) и переменным в плане углом установки отвала к продольной оси трактора. Для складов, оборудованных приёмно-разгрузочными эстакадами, целесообразно применять бульдозеры с переменным углом установки отвала.

Характеристика бульдозеров отечественного производства приведена в табл. 8.

Таблица 8

Бульдозеры

Наименование величин	Марка бульдозера		
	Д-159Б	Д-216	Д-259
Марка трактора	ДТ-54	КД-35	С-80
Размеры отвала в мм:			
высота	800	600	1 100
длина (ширина захвата ножами)	2 250	2 000	4 100
Наибольшее опускание ножей относительно опорной поверхности гусениц в мм	150	150	1 000
Угол установки отвала в плане к продольной оси трактора	90	90	62—90
Управление	Гидравлическое	Канатное	
Габаритные размеры бульдозера в сборе в мм:			
длина	4 250	—	6 360
ширина	2 250	—	3 680
высота	2 250	—	2 660
Вес в кг:			
навесного оборудования	800	—	2 885
общий	6 450	—	14 920

Самоходные поворотные грейферные краны

Грейферные краны изготавливаются на железнодорожном или гусеничном ходу.

Грейферные краны на железнодорожном ходу могут производить штабелирование, подачу топлива к приёмным устройствам, погрузку топлива в вагоны-бункера и транспортирование их к приёмным устройствам котельных.

Грейферные краны на гусеничном ходу могут выполнять все операции по обслуживанию склада — погрузку, штабелирование, разравнивание топлива и послойную укатку штабелей.

Применение кранов на гусеничном ходу позволяет обслуживать любую точку склада и даёт возможность уменьшить количество рельсовых путей на складе.

Производительность грейферных кранов изменяется в зависимости от условий их использования и резко снижается при значительном передвижении их по складу.

Средняя производительность кранов на железнодорожном и гусеничном ходу, снаб-

Таблица 9

Самоходные поворотные грейферные краны

Тип крана	Способ передвижения	Грузоподъёмность в т	Вылет стрелы в м	Ёмкость грейфера в м³	Скорость			Вес в т	Двигатель
					передвижения в км/час	вращения в об/мин.	подъёма грейфера в м/мин		
ПК ЦУМЗ-15	На железнодорожном ходу	10,0	4,0	1,5	5—12,4	2,5	52,8	53,8	Паровая машина 45 л. с. То же Двигатель внутреннего сгорания КДМ-46; 80 л. с. 5 электродвигателей суммарной мощностью 74,3 кВт
ПК-6	То же	2,7	12,0						
К-103	»	6,0	4,8						
		2,5	10,0						
ПК-2м	На гусеничном ходу	10,0	3,5		0,855	2,145	29,6	27,0	
		3,7	7,5						
		2,5	10,0						
ДЖД-10	На железнодорожном ходу	3,0	10,5		—	—	—	44,3	
		10,0	3,5						
		3,0	9,0						
		2,4	10,0						Паровая машина 67 л. с.

жённых грейферными ковшами ёмкостью 1,5 м³ при погрузке угля, составляет 40—50 т/час.

Самоходные грейферные краны рекомендуются применять для всех видов угля на базисных складах, расположенных в различных климатических районах, с суточным расходом топлива не менее 150—200 т.

Характеристика самоходных кранов отечественного производства приведена в табл. 9, грейферов, применяемых для самоходных кранов, — в табл. 10.

Таблица 10

Двухчелюстные двухканатные грейферы

Ёмкость в м³	Ширина в мм	Наибольший размер в открытом виде
1,25	1 320	2 000
1,5	1 250	2 760
1,75	1 380	2 850
2,50	1 490	3 280
3,00	1 890	3 160

Автомобили-самосвалы

При расстоянии базисного склада от котельной (электростанции) от 500 м до 3,5 км для подачи топлива к расходному складу или приёмному устройству котельной применяют автосамосвалы.

Характеристика автосамосвалов отечественного производства приведена в табл. 11.

Скреперные установки

Скреперные установки могут производить все операции по обслуживанию склада (кроме укатки штабелей), а также подавать топливо со склада в приёмные бункера дробильного устройства или непосредственно в бункера котлов.

Преимуществом скреперных установок является их простота, надёжность в работе, небольшая стоимость и возможность обслуживания складов угля неограниченной высоты. Недостатком является: измельчение угля при скреперовании, быстрый износ тяговых канатов и трудность ликвидации горящих очагов на складе, образовавшихся в ре-

Таблица 11

Автомобили-самосвалы

Наименование величин	Марка самосвала					
	ГАЗ-410	ЯС-3	ЗИС-5	ГАЗ-93	ЗИС-585	МАЗ-205
Грузоподъемность в т	1,2	4,0	3,0	2,25	3,5	5,0
Габаритные размеры в мм:						
длина	4 670	6 500	5 500	5 200	5 940	6 065
ширина	1 950	2 500	2 250	2 100	2 290	2 615
высота	1 960	2 550	2 160	2 130	2 175	2 430
Размеры грузовой платформы в мм:						
длина	1 820	3 180	2 400	2 300	2 550	3 000
ширина	1 420	1 900	1 900	1 800	2 060	2 000
высота	420	560	450	400	500	785
Мощность двигателя в л. с.	50	73	73	70	90	110
Наибольшая скорость в км/час	70	42	60	70	65	55
Радиус поворота в м	7,5	8,5	8,6	7,6	8,0	8,5
Топливо	Бензин			Дизельное		
Расход топлива на 100 км/час	21	45,5	35	22	40	35
Вес без груза в кг	1 920	5 820	3 450	3 100	4 210	6 700

зультате самовозгорания угля. На скреперных складах топлива, склонного к самовозгоранию, требуется особенно тщательная сплошная укатка штабелей.

Применение скреперных установок для складов угля с повышенной влажностью, расположенных в районах с суровыми климатическими условиями, вследствие скольжения скрепера при глубоком промерзании штабеля не рекомендуется.

Длина скреперования обычно принимается в пределах 25—150 м и лимитируется канатомкостью барабанов лебёдки.

При перемещении топлива по наклонной плоскости угол подъёма скрепера принимается не более 30°.

Производительность скреперной установки зависит от длины скреперования, ёмкости ковша и скорости перемещения скрепера.

Производительность скреперной установки может быть определена по формуле

$$Q = \frac{3600 \psi i \gamma \kappa}{L \left(\frac{1}{v_p} + \frac{1}{v_x} \right)} \text{ т/час,}$$

где v_x — скорость скрепера при холостом ходе в м/сек;

v_p — скорость скрепера при рабочем ходе в м/сек;

γ — насыпной вес угля в т/м³;

i — ёмкость скрепера в м³;

ψ — коэффициент заполнения скрепера; принимается для наклонных участков 0,8—1 и для горизонтальных — 1,25;

L — средняя длина скреперования в м; для секторного склада принимается равной 2/3 максимальной длины;

κ — коэффициент времени работы, учитывающий все производственные потери.

В зависимости от длины скреперования коэффициент κ можно принимать по табл. 12.

Тип лебёдки и параметры скреперной установки определяются по тяговому усилию.

Тяговое усилие S , отнесённое к валу лебёдки, при движении скрепера вверх по наклонной плоскости определяется из выражений:

для гружёного скрепера

$$S = \kappa (S_1 + S_2 + S_3 + S_4 + \sum S_5) \text{ кг,}$$

где κ — поправочный коэффициент, учитывающий сопротивления, вызываемые пересыпанием материала, неровностями поверхности, по которой движется скрепер, и пр., равный 1,4;

для порожнего скрепера

$$S_0 = \kappa_1 (S_2 + S_3 + S_4 + \sum S_5) \text{ кг,}$$

где κ_1 — поправочный коэффициент, равный 2,1.

Сопротивление веса перемещаемого материала и сопротивление вследствие трения материала о материал или настил скреперной эстакады

$$S_1 = i \psi \gamma (\sin \beta + f' \cos \beta) \text{ кг,}$$

Таблица 12

Значения коэффициента времени работы скрепера

Средняя длина скреперования в м	25	50	75	100	125	150
Коэффициент времени работы κ	0,6	0,65	0,7	0,74	0,77	0,8

где β — угол подъёма; при движении скрепера по горизонтальной плоскости $\beta = 0$;
 f' — коэффициент трения, обычно принимаемый для угля 0,55—0,60.

Сопротивление веса скрепера и сопротивление вследствие трения скрепера о материал или настил

$$S_2 = G (\sin \beta + f'' \cos \beta) \text{ кг,}$$

где G — вес скрепера в кг;

f'' — коэффициент трения скрепера о материал или настил, равный 0,45—0,50,

Сопротивление вследствие трения каната о материал или настил

$$S_3 = 2 L q_k f''' \cos \beta \text{ кг,}$$

где q_k — вес 1 пог. м каната в кг/м; в зависимости от тягового усилия лебёдки можно принимать равным 0,6—1,0 кг/м;

f''' — коэффициент трения каната о материал или настил, равный 0,4—0,5.

L — длина каната в м.

Сопротивление вследствие подтормаживания сматывающегося каната в расчётах можно принимать

$$S_4 = 100 \div 200 \text{ кг.}$$

Сопротивление при огибании канатом блока S_5 можно принимать: при угле обхвата $\alpha = 180^\circ$ 6—8% от натяжения, при угле обхвата $\alpha = 90^\circ$ 5—7%.

Для предварительных расчётов тягового усилия можно принимать:

для гружёного скрепера

$$S = (1,5 \div 1,6) i \psi \gamma \text{ кг;}$$

для порожнего скрепера

$$S_0 = (0,9 \div 0,95) i \psi \gamma \text{ кг.}$$

Потребная мощность электродвигателя лебёдки принимается по большему значению, определяемому из следующих формул:

при рабочем ходе скрепера

$$N = \frac{S v_p}{102 \eta} \text{ кВт,}$$

при холостом ходе скрепера

$$N_0 = \frac{S_0 v_x}{102 \eta} \text{ кВт,}$$

где v_p — скорость скрепера при рабочем ходе в м/сек;

v_x — скорость скрепера при холостом ходе в м/сек;

η — к. п. д. лебёдки, равный 0,85.

Ёмкость топливного склада при секторной конфигурации определяется по формуле

$$G = \pi L^2 H \frac{\alpha}{360} \gamma \text{ т,}$$

Таблица 13

Скреперные лебёдки

Тип лебёдки	Тяговое усилие в кг		Средняя скорость в м/сек		Канатомощность барабана в м	Электродвигатель		Диаметр каната в мм		Диаметр барабана в мм		Вес без электродвигателя в т	Ёмкость скрепера в м³
	на рабочем канате	на холостом канате	рабочего каната	холостого каната		мощность в кВт	число оборотов в минуту	рабочего	холостого	рабочего	холостого		
ЛА-10	750	—	1,0	1,6	100	10	—	—	—	—	—	—	0,5
ЛУ-15	802	—	1,2	1,68	140	15	1 500	13	11	290	385	0,85	0,5
СЛК-22 ^М	2 000	1 000	1,31	2,02	150	30	750	18	11,5	350	650	2,0	1,0
СЛК-32	3 000	1 500	1,43	2,25	185	52	750	20,5	13	400	750	4,46	1,5
СЭ-3	3 000	1 500	1,5	3,0	200	55	1 000	17	12,5	500	820	4,63	1,5

где H — высота штабеля в м;

L — радиус сектора в м;

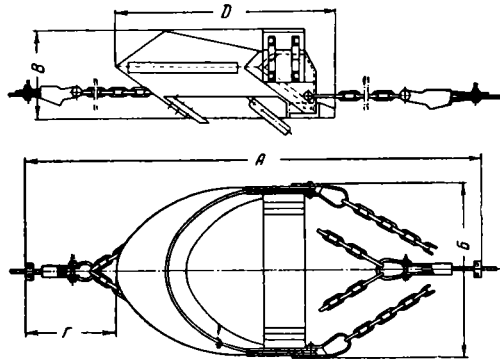
α — центральный угол площади сектора в градусах;

φ — коэффициент заполнения склада, равный 0,9;

γ — насыпной вес топлива в т/м³.

Характеристики скреперных лебёдок отечественного производства приведены в табл. 13.

Основные характеристики и размеры скреперов отечественного производства приведены на фиг. 8 и в табл. 14.



Фиг. 8. Скрепер

Таблица 14
Скреперы

Ёмкость скрепера в м³	Вес скрепера в кг	Габаритные размеры в мм				
		A	B	B	Г	Д
0,5	370	3 860	1 180	575	960	1 490
1,0	560	4 740	1 480	700	1 060	1 920
1,5	740	5 360	1 700	840	1 110	2 130
2,0	900	5 700	1 900	920	1 210	2 420
3,0	1 420	6 910	2 350	1 000	1 430	2 870

Головное устройство скреперной установки должно состоять из:

1) самоустанавливающихся в горизонтальной плоскости блоков;

2) рельсовых направляющих для вертикального перемещения блоков;

3) ручной лебёдки для подъёма и опускания блоков.

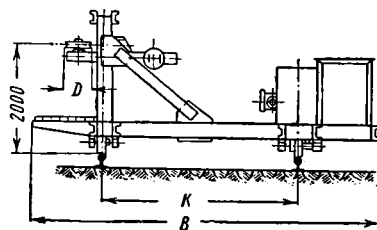
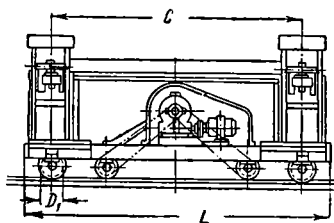
Основные параметры и размеры головных устройств согласно ГОСТ 5256—54 приведены в табл. 15.

Таблица 15

Головные устройства

Типо-размер головного устройства	Ёмкость скрепера в м³	Диаметр блока по дну канавки в мм	Вес в кг не более
ГУ1	1,0	400	1 700
ГУ2	2,0	500	3 100

Головные устройства устанавливаются перед скреперной лебёдкой на расстоянии, при котором отклонение каната во время работы от направления винтовой линии намотки на барабан не должно превышать 1 : 40.



Фиг. 9. Хвостовая передвижная тележка

Крепление хвостовых блоков производится следующими способами:

1) на малых складах переносный хвостовой блок подвешивается к неподвижным хвостовым стойкам высотой 1,5—2,0 м, устанавливаемым на расстоянии 6—8 м друг от друга;

Таблица 19

Хвостовые тележки

Типо-размер хвостовой тележки	Ёмкость скре- пера в м³	Скорость пере- движения в м/сек	Электродвигатель для передвижения		Ширина ко- леи по осям рельсов К	Длина L	Ширина В	Диаметр бло- ка D по дну канавки	Диаметр хо- довых колёс D₁	Расстояние между осями блоков С	Вес без проти- веса в кг не более
			Мощность в квт	Число оборотов в минуту							
в мм											
ХТ1	1,0	0,2	4,0	750	3 000	4 800	5 000	400	500	4 000	5 000
ХТ2	2,0	0,2	6,0	750	3 500	5 500	6 100	500	600	4 500	6 900

2) на более крупных складах хвостовой блок устанавливается на хвостовой тележке, перемещающейся по рельсовому пути, продолженному по внешнему краю склада, как это показано на фиг. 9.

Основные характеристики и размеры хвостовых тележек согласно ГОСТ 5256—54 приведены в табл. 16.

Хвостовые тележки должны рассчитываться на опрокидывающий момент, равный 1,2 максимального.

Рельсовый путь и элементы крепления рельсов должны рассматриваться на двухкратное максимальное усилие рабочего каната, допускаемое по перегрузочной способности электродвигателя скреперной лебёдки.

Узкоколейные вагонетки и откатные лебёдки

Для небольших котельных применяется подача топлива со склада к котельной в узкоколейных вагонетках, перемещаемых при помощи откатных лебёдок с электроприводом. В табл. 17 приведена характеристика откатных лебёдок.

Таблица 17

Откатные лебёдки

Тип лебёдки	Максимальное натяжение каната в кг	Диаметр каната в мм	Скорость каната в м/сек	Диаметр барабана в мм	Мощность электродвигателя в квт
МОЛ-1	1 250	13	0,8	1 030	15
МОЛ-2	2 400	18	0,75	1 130	20,5
ОЛ-1200/60А	2 000	18,5	1,0	1 200	28,0
ВГО-700/550	1 500	15,5	0,7—1,1	700	21,5

Размеры узкоколейных вагонеток приведены в табл. 18.

Опрокидные узкоколейные вагонетки

Ёмкость кузова в м³	Размеры в мм							Общий вес в кг	
	Ширина колёс	Длина		Ширина	Высота	Диаметр колёс	База	Длина люльки	
		тормозные	нетормозные						нетормозной
0,75	600	1 760	2 090	1 410	1 280	350	550	1 230	492
0,75	750	1 870	2 090	1 410	1 300	350	550	1 230	510
1,00	600	2 260	2 685	1 540	1 287	350	550	1 650	534
1,00	750	2 300	2 725	1 540	1 240	350	750	1 650	545

Таблица 18

СХЕМЫ МЕХАНИЗАЦИИ СКЛАДОВ ТОПЛИВА

Основными условиями, определяющими выбор схемы механизации склада, являются:

- 1) суточный расход топлива;
- 2) влажность топлива и климатические условия района расположения котельной (электростанции);
- 3) способ сжигания топлива (влияние дополнительного измельчения угля на складе на условия его сжигания);
- 4) наличие склада топлива железнодорожного узла, могущего служить базисным складом для котельной (электростанции);
- 5) размеры площадки котельной (электростанции) и расположение железнодорожных путей.

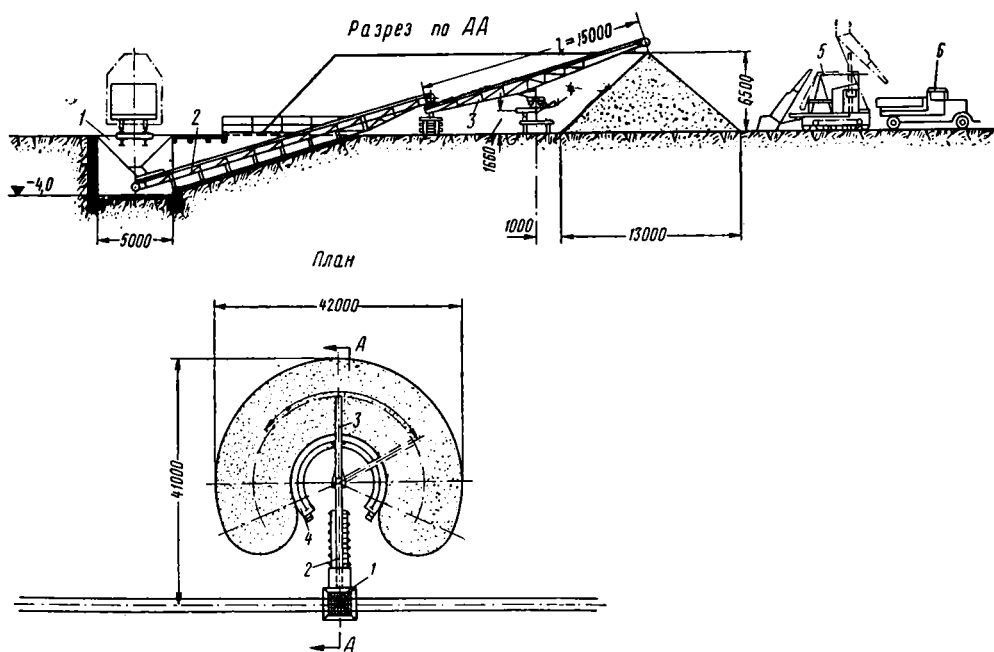
Выбор оптимальной схемы механизации склада топлива производится на основании технико-экономического сравнения различных вариантов схем (удовлетворяющих заданным условиям) по капитальным и годовым эксплуатационным затратам.

В табл. 19 приведены краткая характеристика, область применения и сравнительная оценка различных схем механизации складов топлива ряда действующих и запроектированных котельных и электростанций.

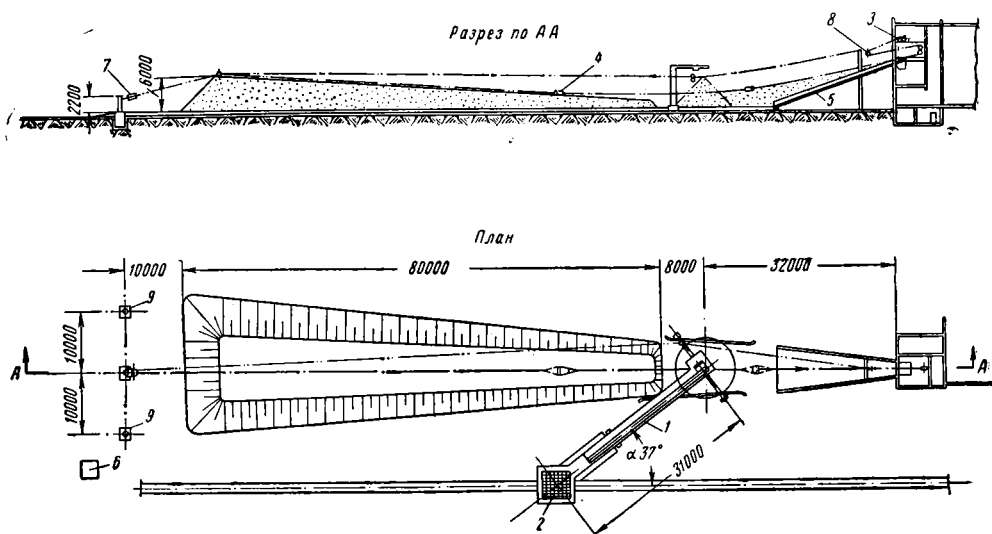
ПОДГОТОВКА И УЧЁТ ТОПЛИВА

Дробление топлива

Для устойчивого и экономичного процесса горения в механизированных топках максимальный размер кусков угля должен быть не более 35—40 мм при слоевом и не более 25 мм при камерном способе сжигания топлива. Поэтому рядовые угли, которыми снабжаются котельные и электростанции железнодорожного транспорта, необходимо предварительно дробить.



Фиг. 10. Базисный склад топлива, обслуживаемый передвижным ленточным конвейером и одноковшовым тракторным погрузчиком (схема С-1): 1—приёмный бункер; 2—стационарный ленточный конвейер; 3—передвижной ленточный конвейер; 4—эстакада для передвижения ленточного конвейера; 5—тракторный погрузчик; 6—автосамосвал



Фиг. 11. Базисный склад топлива при скреперной топливоподаче (схема С-2): 1—ленточный конвейер для выдачи топлива на склад; 2—приёмно-разгрузочное устройство; 3—скреперная лебёдка; 4—скрепер; 5—открытая скреперная эстакада; 6—маневровая лебёдка; 7—хвостовой блок; 8—головные блоки; 9—хвостовые столбы

Характеристика, область применения и сравнительная оценка схем механизации базисных складов топлива

Наименование приёмно-разгрузочного устройства и механизмов для выдачи топлива на склад	Наименование механизма для обслуживания склада топлива	Наименование механизмов для подачи топлива со склада к дробильной установке или к приёмному устройству топливopодачи	Рекомендуемая область применения	Преимущества	Недостатки
Приёмный бункер	Передвижной ленточный конвейер	Бульдозер при расстоянии возки топлива до 150—200 м Автопогрузчик при расстоянии возки топлива до 500 м Автосамосвал и автомобильный или тракторный погрузчик при расстоянии возки топлива 500—3 000 м	Схема С-1 (фиг. 10) Малые котельные и электростанции с суточным расходом топлива до 100 т Все виды углей во всех климатических районах	Небольшие первоначальные затраты	Расход жидкого топлива Недостаточная эксплуатационная надёжность автопогрузчика Небольшая ёмкость склада
Приёмный бункер	Скреперная установка	Скреперная установка	Схема С-2 (фиг. 11) Малые котельные и электростанции с суточным расходом топлива до 100 т Сухие каменные угли и антрациты во всех климатических районах Бурные и влажные каменные угли в районах с расчётной температурой наружного воздуха не ниже -26°C	Небольшие первоначальные затраты Малое количество механизмов, их высокая эксплуатационная надёжность	Дополнительное измельчение угля при скреперовании Трудность ликвидации горящих очагов на складе, образовавшихся в результате самовозгорания угля Небольшая ёмкость склада
Разгрузочная эстакада высотой 1,5—1,7 м	Скреперный грузчик	Вагонетки узкой колеи и скреперные грузчики при расстоянии возки топлива до 300 м Автосамосвалы, скреперные грузчики при расстоянии возки топлива 500—3 000 м	Схема С-3 (фиг. 12) Малые котельные и электростанции с суточным расходом топлива до 100 т Сухие каменные угли и антрациты во всех климатических районах Бурные и влажные каменные угли в районах с расчётной температурой наружного воздуха не ниже -26°C	Малое количество механизмов и их высокая эксплуатационная надёжность	Дополнительное измельчение угля при скреперовании Трудность ликвидации горящих очагов на складе Меньшее по сравнению со схемой С-2 количество топлива, приходящееся на единицу площади склада Необходимость углубления площади склада Большие по сравнению со схемой С-2 первоначальные затраты Небольшая ёмкость склада

Схема С-4 (фиг. 13)

Разгрузочная эстакада высотой 1,5—2,4 м	Передвижные ленточные конвейеры и автопогрузчик	Автопогрузчик	Котельные и электростанции с суточным расходом топлива до 150 т. Все виды углей во всех климатических районах	Небольшие первоначальные затраты Малое количество механизмов	Недостаточная эксплуатационная надёжность автопогрузчика Необходимость передвижения конвейера вручную
Передвижные ленточные конвейеры и автопогрузчик				Значительно большая по сравнению со схемами С-1, С-2 и С-3 ёмкость склада	Расход жидкого топлива

Схема С-5 (планировка склада аналогично фиг. 13)

Разгрузочная эстакада высотой 1,5—2,4 м	Бульдозер	Бульдозер	Котельные и электростанции с суточным расходом топлива до 150—200 т. Все виды углей во всех климатических районах	Меньшие по сравнению со схемой С-4 первоначальные затраты Малое количество механизмов и их высокая эксплуатационная надёжность Одинаковая со схемой С-4 ёмкость склада	Расход жидкого топлива
---	-----------	-----------	---	--	------------------------

Схема С-6 (фиг. 14)

Разгрузочная эстакада высотой 1,5 м	Поворотный грейферный кран на железнодорожном ходу	Передвижной бункер, загрузаемый и перемещаемый по эстакаде грейферным краном	Котельные и электростанции с суточным расходом топлива до 150 т. Все виды углей во всех климатических районах	Малое количество механизмов и их высокая эксплуатационная надёжность	Большие по сравнению со схемой С-5 первоначальные затраты Малая ёмкость склада топлива Невозможность производства работ краном во время разгрузки вагонов
-------------------------------------	--	--	---	--	---

Схема С-7 (фиг. 15)

Разгрузочная эстакада высотой 2,4 м	Поворотный грейферный кран на железнодорожном ходу	Передвижной бункер, загрузаемый грейферным краном при расстоянии возки топлива до 300 м Автосамосвал, загружаемый грейферным краном, при расстоянии возки топлива 500—3 000 м	Котельные и электростанции с суточным расходом топлива до 250—300 т. Все виды углей во всех климатических районах	Минимальное количество механизмов и их высокая эксплуатационная надёжность	Большие по сравнению со схемой С-6 первоначальные затраты
Поворотный грейферный кран на железнодорожном ходу				Значительно большая по сравнению со схемой С-6 ёмкость склада и лучшая манёвренность крана	Значительное количество рельсовых путей на складе

Продолжение

Наименование приёмно-разгрузочного устройства и механизмов для выдачи топлива на склад	Наименование механизма для обслуживания склада топлива	Наименование механизмов для подачи топлива со склада к дробильной установке или к приёмному устройству топливобоподачи	Рекомендуемая область применения	Преимущества	Недостатки
Приёмный бункер Наклонные ленточные конвейеры	Скреперная установка	Скреперная установка	<p align="center"><i>Схема С-8 (фиг. 16)</i></p> <p>Котельные и электростанции с суточным расходом топлива до 250 т Сухие каменные угли и антрациты во всех климатических районах Бурые и влажные каменные угли в районах с расчётной температурой наружного воздуха не ниже -26°C</p>		
Приёмные открытые траншеи глубиной до 3,5 м, оборудованные скреперными установками Поворотный грейферный кран на железнодорожном ходу	Поворотный грейферный кран на железнодорожном ходу	Поворотный грейферный кран и скреперные установки	<p align="center"><i>Схема С-9 (фиг. 17)</i></p> <p>Электростанции с суточным расходом топлива до 400 т Все виды углей в районах с расчётной температурой наружного воздуха не ниже -22°C</p>		
Разгрузочная станция высотой 2,4—3,5 м Бульдозер	Бульдозер	Бульдозер	<p align="center"><i>Схема С-10 (фиг. 18)</i></p> <p>Электростанции с суточным расходом топлива до 500 т Для всех видов углей в районах с расчётной температурой наружного воздуха не ниже -22°C</p>		
			<p>По сравнению со схемой С-7 несколько меньшие первоначальные затраты По сравнению со схемой С-7 относительно большая ёмкость склада при меньшей площади Высокая эксплуатационная надёжность механизмов</p>	<p>Дополнительное измельчение угля при скреперовании Трудность ликвидации горящих очагов на складе</p>	
			<p>Значительные первоначальные затраты</p> <p>Относительно малая ёмкость склада</p>		<p>Расход жидкого топлива</p>

Схема С-11 (фиг. 19)

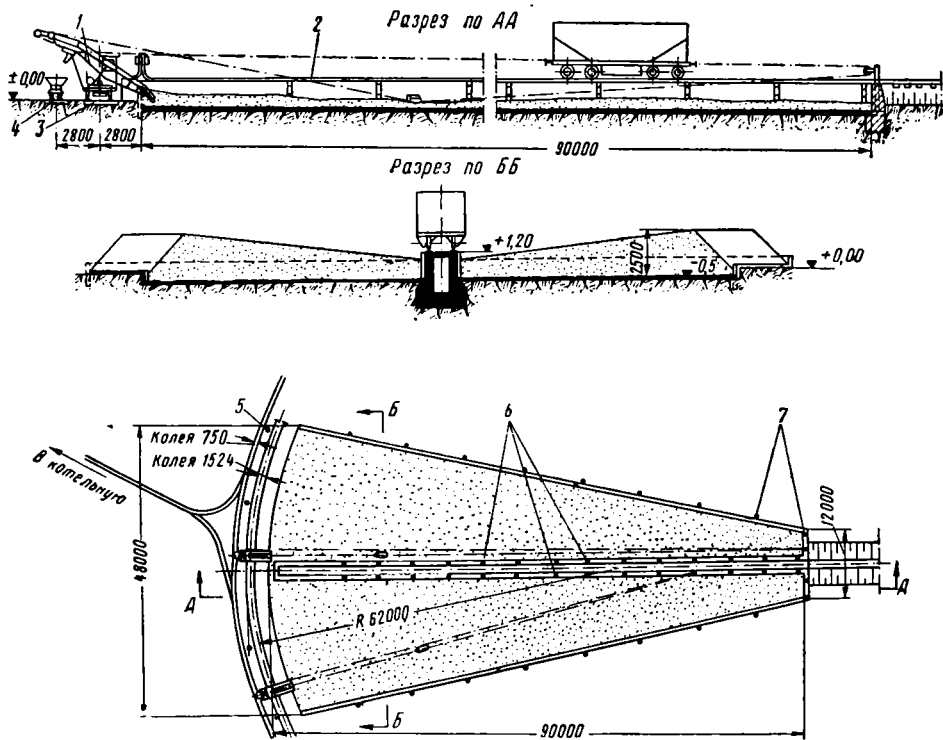
Приёмные закрытые траншеи глубиной 3,5 м, оборудованные скреперными установ- ками Ленточный конвейер топливоподачи	Бульдозер	Бульдозер	Электростанция с суточ- ным расходом топлива до 500 т Все виды углей в районах с расчётной температурой наружного воздуха ниже — 22°C	Высокая эксплуатацион- ная надёжность механизмов Большая ёмкость склада	По сравнению со схемой С-10 большие первоначаль- ные затраты
--	-----------	-----------	---	---	--

Схема С-12 (фиг. 20)

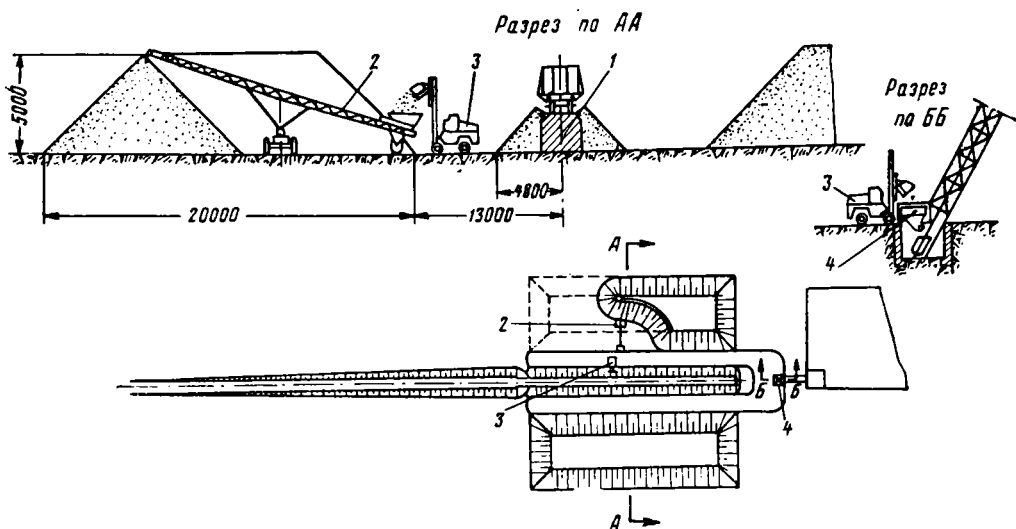
Разгрузочная ста- ка высотой 1,5 м Поворотный грей- ферный кран на гусе- ничном ходу и буль- дозер	Поворотный грей- ферный кран на гусе- ничном ходу и буль- дозер	Бульдозер и ленточный конвейер	Электростанция с суточ- ным расходом топлива до 1 000 т Бурные угли в районах с расчётной температурой на- ружного воздуха ниже — 22°C	Высокая эксплуатационная надёжность механизмов Большая ёмкость склада	Большие первоначальные затраты
---	--	-----------------------------------	---	---	-----------------------------------

Схема С-13 (фиг. 21 и 22)

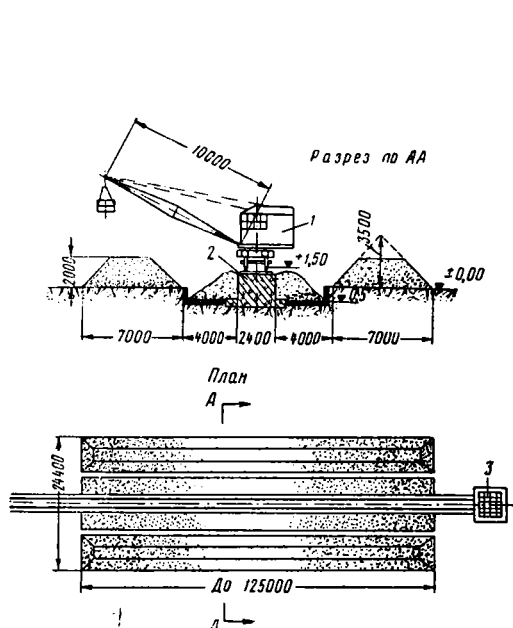
Приёмные открытые или закрытые тран- шеи глубиной 3,5 м, оборудованные скре- перными установками Ленточные конвейе- ры топливоподачи	Скреперная уста- новка	Скреперная установка	Электростанция с суточ- ным расходом топлива до 1 000 т При открытом приёмно- разгрузочном устройстве ка- менные угли и антрациты в районах с расчётной тем- пературой наружного воз- духа не ниже — 22°C При расчётной температу- ре наружного воздуха ниже — 22°C закрытое приёмно- разгрузочное устройство	Меньше по сравнению со схемой С-12 первоначальные затраты Высокая эксплуатацион- ная надёжность механизмов Большая ёмкость склада при малой занимаемой пло- щади	Дополнительное измельче- ние угля при скреперовании Трудность ликвидации го- рящих очагов, образовав- шихся в результате само- возгорания угля
--	---------------------------	----------------------	---	---	---



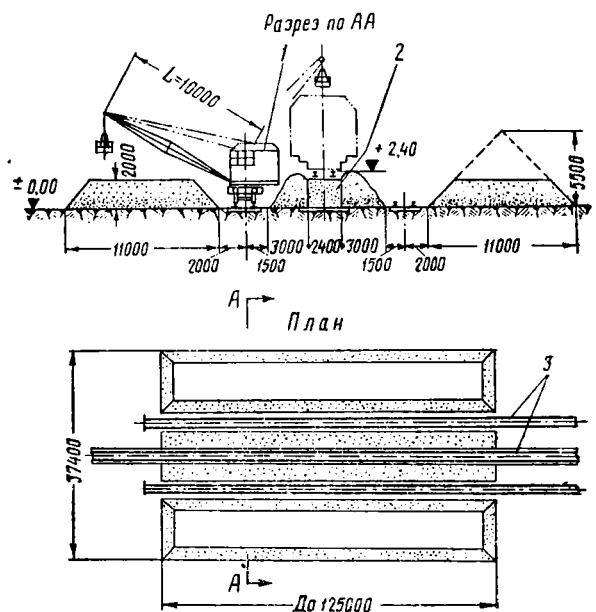
Фиг. 12. Базисный склад топлива, обслуживаемый передвижными скреперными грузчиками (схема С-3): 1—скреперный грузчик; 2—разгрузочная эстакада; 3—железнодорожный путь; 4—узкоколейный путь; 5—столбы для крепления каната; 6—скобы для крепления блока; 7—столбы для крепления блока



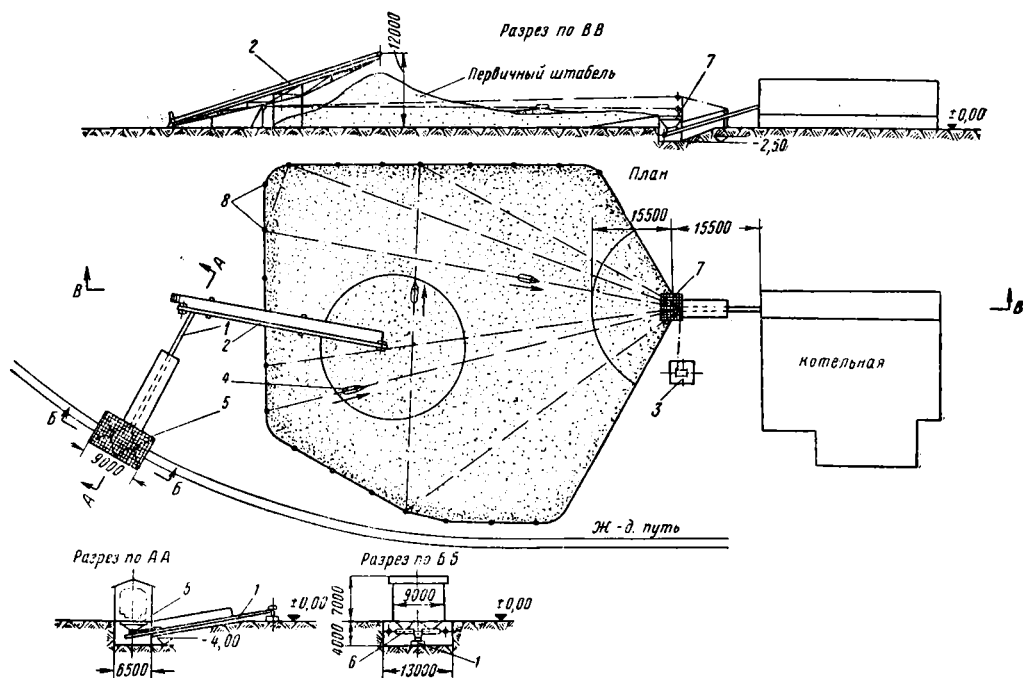
Фиг. 13. Базисный склад топлива, обслуживаемый передвижным ленточным конвейером и автопогрузчиком (схема С-4): 1—разгрузочная эстакада; 2—передвижной ленточный конвейер; 3—автопогрузчик; 4—приёмное устройство топливоподачи



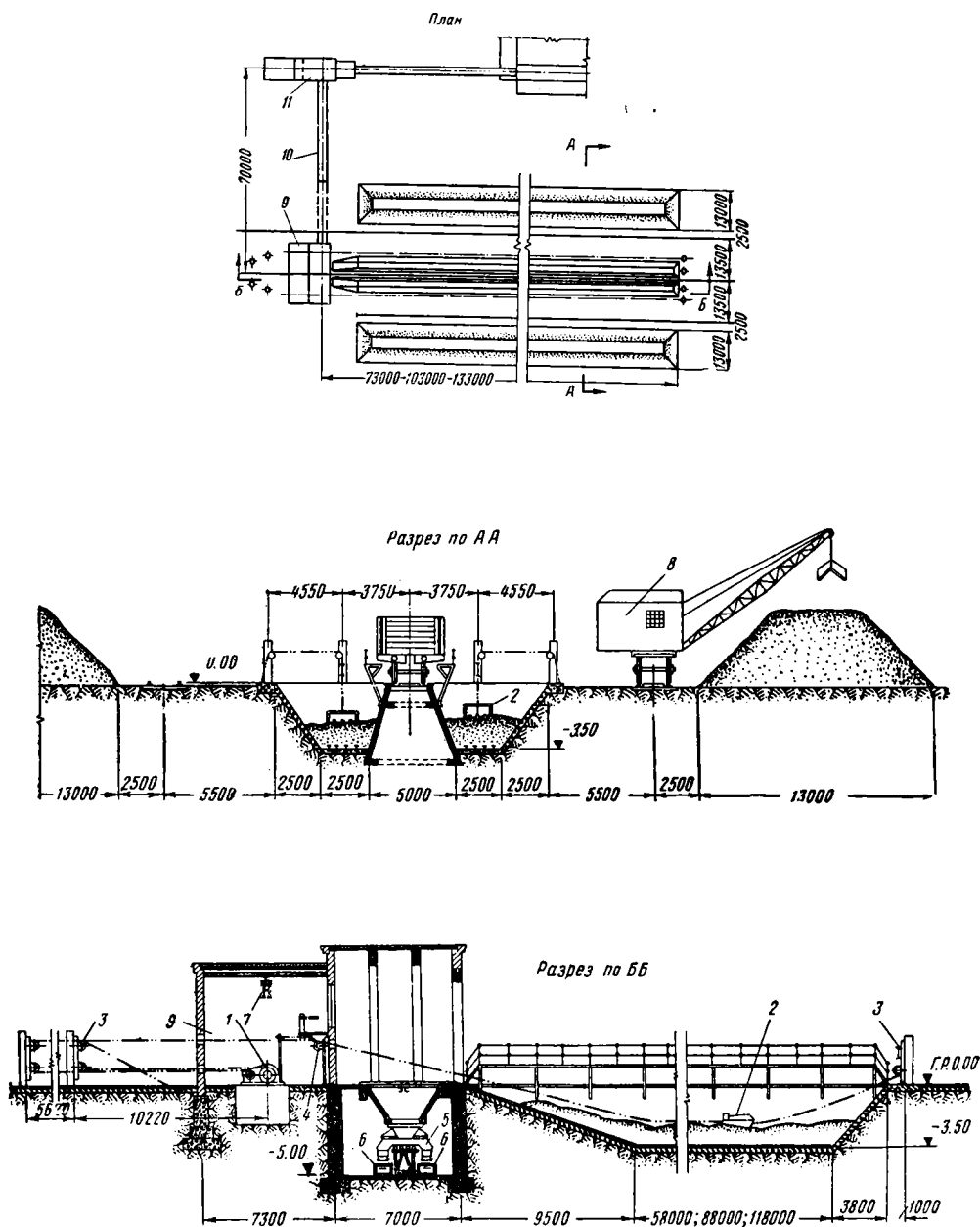
Фиг. 14. Базисный склад, обслуживаемый поворотным грейферным краном на железнодорожном ходу (схема С-6): 1 — грейферный кран на железнодорожном ходу; 2 — разгрузочная эстакада; 3 — приемное устройство топливоподачи



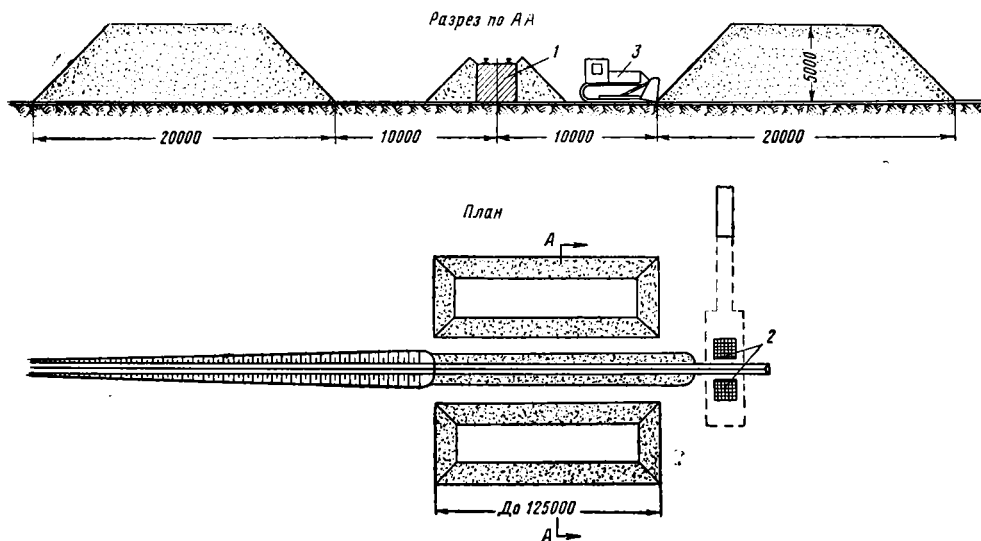
Фиг. 15. Базисный склад, обслуживаемый поворотным
грейферным краном на железнодорожном ходу (схе-
ма С-7): 1—грейферный кран на железнодорожном
ходу; 2—разгрузочная эстакада; 3—железнодорож-
ные пути



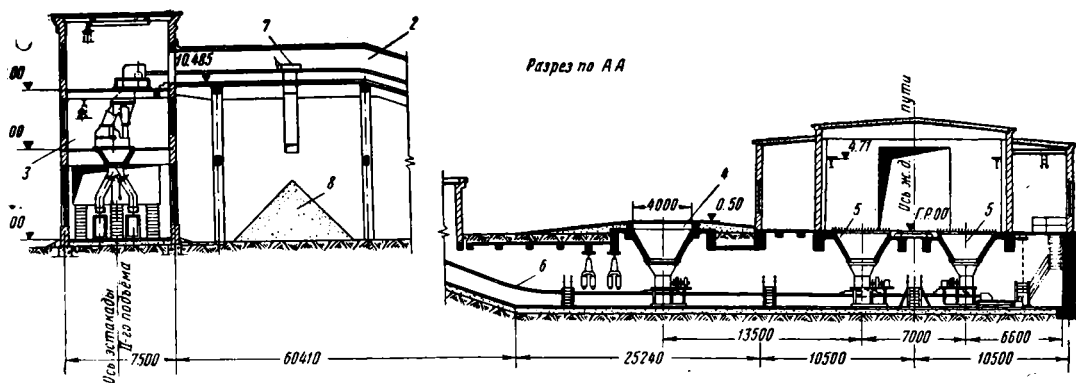
Фиг. 16. Базисный склад топлива, обслуживаемый скреперной установкой (схема С-8): 1—ленточный конвейер первого подъёма; 2—ленточный конвейер второго подъёма; 3—скреперная лебёдка; 4—скрепер; 5—приёмно-разгрузочное устройство склада; 6—лотковый питатель; 7—приёмное устройство топливносп. дачи; 8—столбы для крепления хвостовых блоков



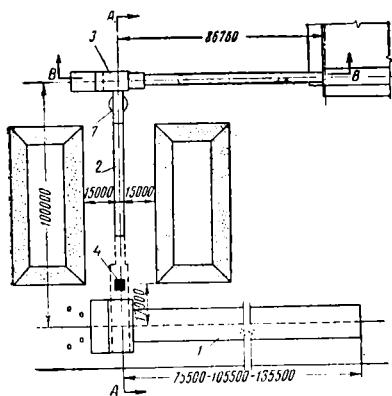
С ил. 17. Базисный склад, обслуживаемый поворотным грейферным краном на железнодорожном ходу с открытым приёмно-разгрузочным устройством (схема С-9): 1—скреперная лебёдка; 2—скрепер; 3—головной пилон; 4—хвостовой пилон; 5—двусторонний лотковый питатель; 6—ленточные конвейеры 1-го подъёма; 7—ручная кошка; 8—грейферный кран на железнодорожном ходу; 9—здание скреперных лебёдок; 10—наклонная эстакада конвейеров 1-го подъёма; 11—здание дробильной установки

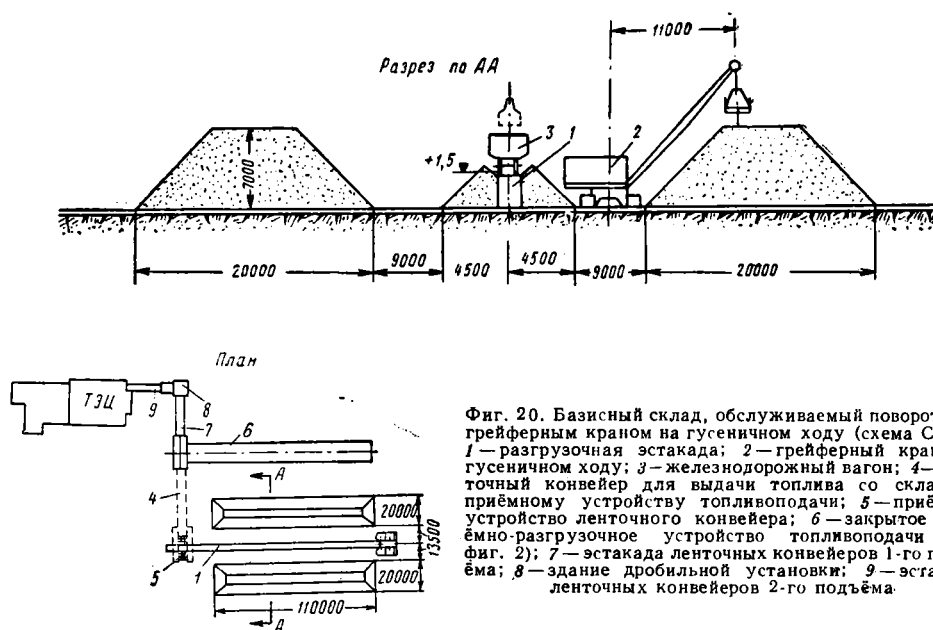


Фиг. 18. Базисный склад топлива, обслуживаемый бульдозером (схема С-10): 1 — разгрузочная эстакада; 2 — приемное устройство топливоподачи; 3 — бульдозер

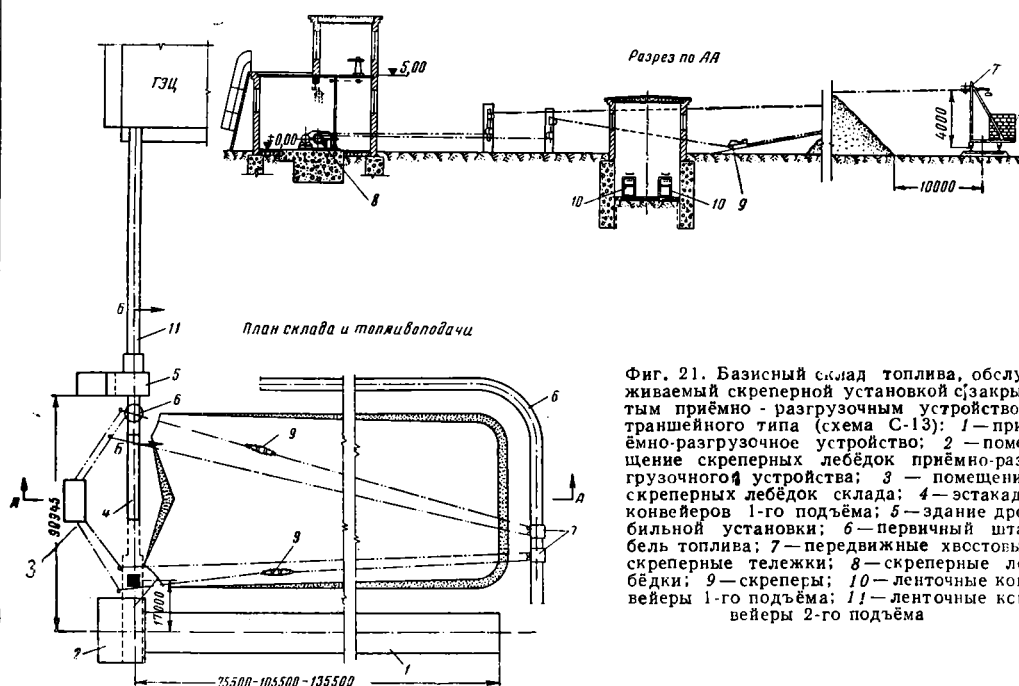


Фиг. 19. Базисный склад, обслуживаемый бульдозером, с закрытым приемно-разгрузочным устройством траншейного типа (схема С-11): 1 — приемно-разгрузочное устройство; 2 — эстакада ленточных конвейеров 1-го подъема; 3 — здание дробильной установки; 4 — приемное устройство для загрузки конвейеров 1-го подъема топлива со склада; 5 — приемное устройство для загрузки конвейеров 1-го подъема топлива с приемно-разгрузочных траншей; 6 — ленточный конвейер 1-го подъема; 7 — плужковый сбрасыватель в первичный штабель; 8 — первичный штабель для выдачи бульдозером топлива на склад

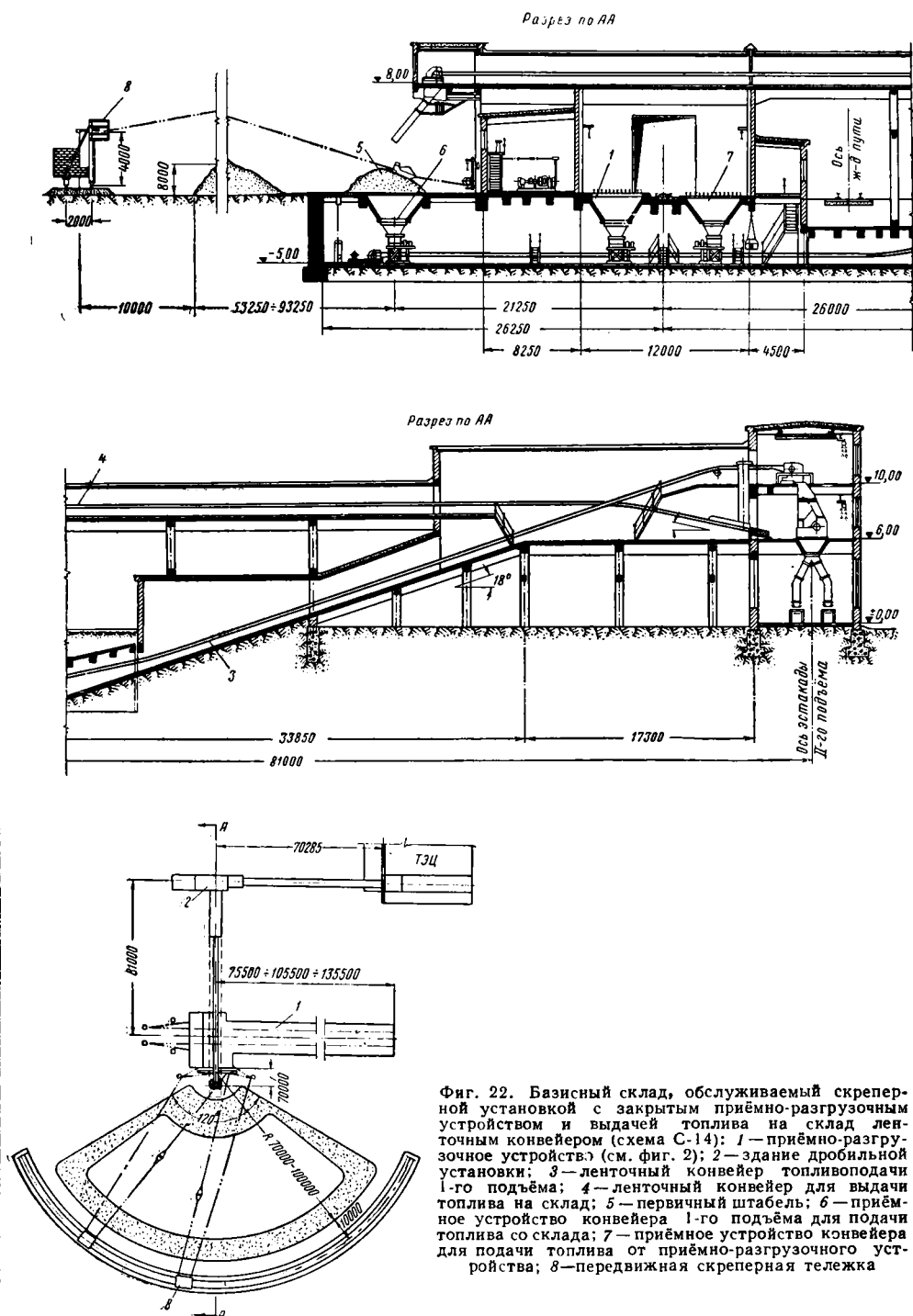


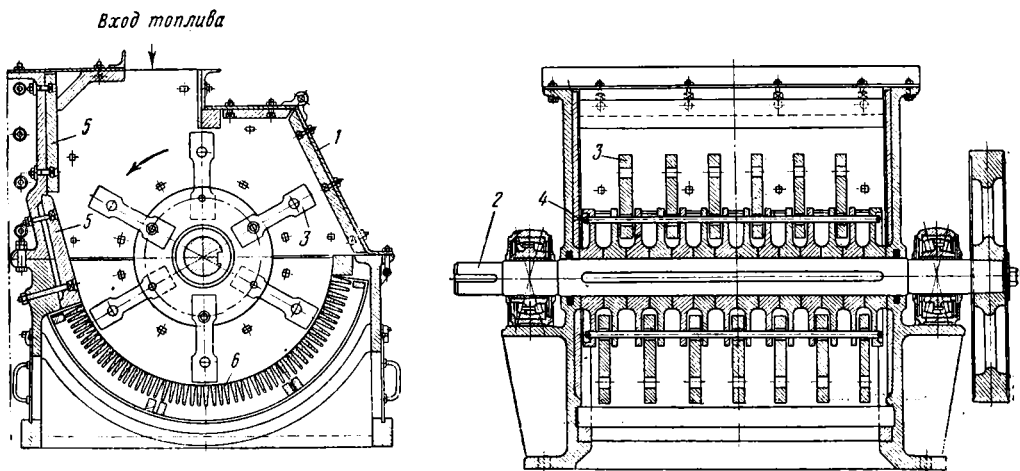


Фиг. 20. Базисный склад, обслуживаемый поворотным грейферным краном на гусеничном ходу (схема С-12): 1 — разгрузочная эстакада; 2 — грейферный кран на гусеничном ходу; 3 — железнодорожный вагон; 4 — ленточный конвейер для выдачи топлива со склада к приемному устройству топливоподдачи; 5 — приемное устройство ленточного конвейера; 6 — закрытое приемно-разгрузочное устройство топливоподдачи (см. фиг. 2); 7 — эстакада ленточных конвейеров 1-го подъема; 8 — здание дробильной установки; 9 — эстакада ленточных конвейеров 2-го подъема

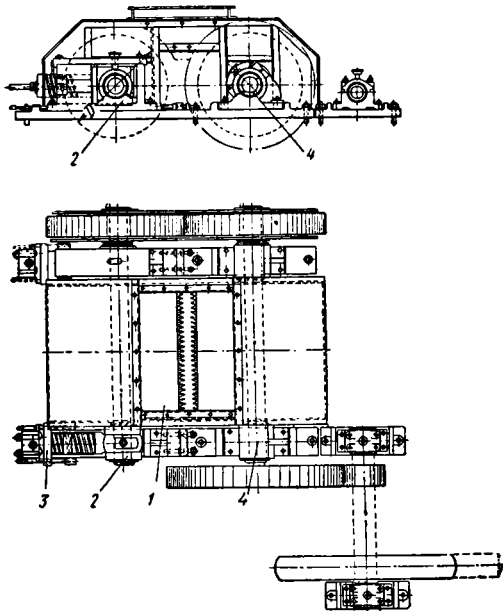


Фиг. 21. Базисный склад топлива, обслуживаемый скреперной установкой с закрытым приемно-разгрузочным устройством траншейного типа (схема С-13): 1 — приемно-разгрузочное устройство; 2 — помещение скреперных лебедок приемно-разгрузочного устройства; 3 — помещение скреперных лебедок склада; 4 — эстакада конвейеров 1-го подъема; 5 — здание дробильной установки; 6 — первичный штабель топлива; 7 — передвижные хвостовые скреперные тележки; 8 — скреперные лебедки; 9 — скреперы; 10 — ленточные конвейеры 1-го подъема; 11 — ленточные конвейеры 2-го подъема





Фиг. 23. Молотковая дробилка: 1 — корпус; 2 — вал с дисками; 3 — била; 4 — оси бил; 5 — отбойная плита; 6 — решётка



Фиг. 24. Зубчатая двухвалковая дробилка: 1 — валки; 2 — подвижная опора; 3 — пружина; 4 — неподвижная опора

Для дробления угля применяются молотковые и валковые дробилки.

Конструкция молотковой дробилки показана на фиг. 23.

Молотковые дробилки обеспечивают кратность дробления в пределах 8—10; они применяются для подготовки топлива к сжиганию в камерных топках.

Расход электроэнергии на дробление бурого и каменного угля в молотковых дробилках в зависимости от твёрдости угля и кратности дробления составляет 0,6—1,5 *квтч/т*.

Конструкция валковой дробилки показана на фиг. 24.

Валковые дробилки обеспечивают кратность дробления не более 4—5 и применяются для подготовки угля к сжиганию в слоевых топках.

Расход электроэнергии на дробление каменного и бурого угля в валковых дробилках составляет 0,25—0,4 *квтч/т*.

Для обеспечения нормальной работы дробилок необходима равномерная подача к ним топлива.

Характеристика дробилок отечественного производства приведена в табл. 20.

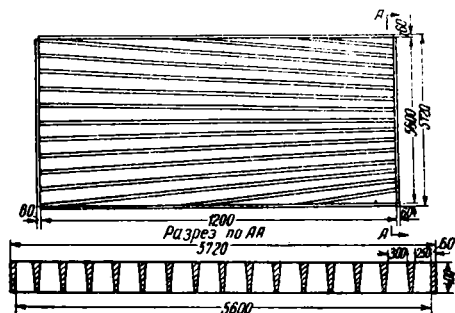
Таблица 20

Дробилки							
Марка	Тип	Диаметр ротора или валков	Длина ротора или валков	Число оборотов ротора или валков в об/мин	Производительность по углю в т/час	Размер кусков начальный конечный	Мощность электродвигателя в квт
		в мм				в мм	
ДДЗ-1 450 × 500	Двухвалковая зубчатая . .	450	500	64	35	<div>200 0—50</div>	8,0
ДДЗ-2 600 × 750	То же	600	750	50	60	<div>300 0—50</div>	20,0
СМ-431	Молотковая	800	600	1 000	24	<div>100 0—13</div>	55,0
СМ-19А	»	1 000	800	1 000	67/106	<div>200 0—40</div>	115,0

Отделение от топлива мелких фракций

Для отделения мелких фракций угля перед дроблением применяются неподвижные веерообразные решётки с расширяющимися щелями, устанавливаемые под углом 40—45° к горизонту.

Конструкция решётки показана на фиг. 25.



Фиг. 25. Веерообразная колосниковая решётка

При установке решётки необходимая производительность дробилки уменьшается и определяется по формуле

$$B_{др} = B_p - \eta_p B_m \text{ т/час,}$$

где $B_{др}$ — производительность дробилки в т/час;

B_p — количество топлива, поступающего на решётку, в т/час;

B_m — общее количество мелких фракций в топливе, поступающем на решётку с максимальным размером частиц, подлежащих отделению, в т/час;

η_p — коэффициент полезного действия решётки (отношение количества мелочи, проходящей через решётку, ко всей мелочи топлива), который принимается 0,75—0,9.

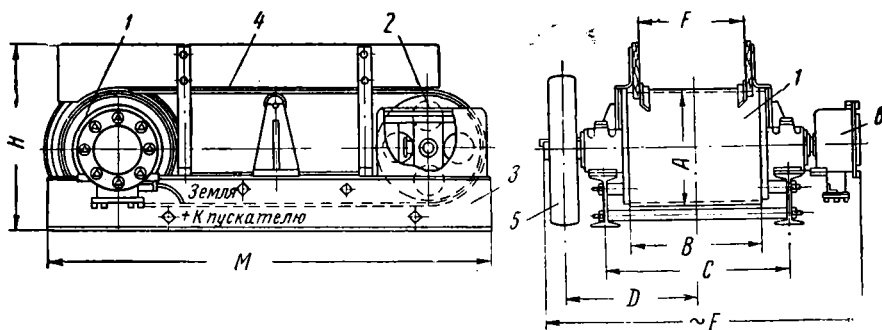
Отделение металлических предметов от топлива

Поступление металлических предметов вместе с топливом в питатели, дробилки и шахтные мельницы может вызвать их повреждение.

Для удаления металлических предметов из топлива применяются электромагнитные сепараторы, которые устанавливаются на тракте топливоподачи до дробилок, а в более ответственных и крупных установках — дополнительно и после дробилок.

При наличии ленточных конвейеров, расположенных до дробилок, устанавливаются электромагнитные шкивы, которые одновременно являются приводными барабанами конвейеров.

В топливоподачах, не имеющих ленточных конвейеров, перед дробилкой устанавливаются электромагнитные сепараторы шкивного типа, которые одновременно служат питателями топлива. Конструкция электромагнитных сепараторов шкивного типа показана на фиг. 26.



Фиг. 26. Электромагнитный сепаратор шкивного типа: 1 — электромагнитный приводной барабан; 2 — натяжной барабан; 3 — рама сепаратора; 4 — лента; 5 — шкив для привода сепаратора; 6 — подвод постоянного тока к электромагнитному барабану

Таблица 21

Электромагнитные шкивы

Марка	Размеры в мм							Прибли- тельный вес в кг	Напряжение постоянного тока в в	Потребле- мая мощ- ность в кат
	D	B	B ₁	L	L ₁	l ₁	d			
СМ-63	460	—	500	750	—	—	—	500	110/220	0,96
АМ-33У-1	500	950	800	1 100	1 750	155	80	1 000	110/220	1,15
АМ-41У-1	630	750	650	950	1 680	155	100	1 085	110/220	1,162
АМ-42У-1	630	945	800	1 140	1 875	155	100	1 430	110/220	1,283
АМ-44У-1	630	1 150	1 000	1 360	2 090	155	100	1 680	110/220	1,64

Таблица 22

Электромагнитные сепараторы шкивного типа

Марка	Размеры в мм								Прибли- зительный вес в кг	Напряжение постоянного тока в в	Потребная мощность для возбуж- дения в кВт	Мощность для привода барабана в л. с.	Число оборо- тов барабана в об/мин	Максималь- ная производи- тельность в т/час
	A	B	C	D	E	F	M	H						
АМ-33У	500	800	1 100	735	1 785	740	2 000	865	1 807	110/220	1,15	2,5	40	120
АМ-41У	630	650	950	705	1 720	600	2 350	1 050	2 394	110/220	1,162	2,0	40	120
АМ-42У	630	800	1 140	797	1 915	750	2 350	1 050	2 806	110/220	1,283	2,5	40	160
АМ-44У	630	1 000	1 360	912	2 130	930	2 350	1 050	3 384	110/220	1,64	4,0	40	180

Таблица 23

Электромагнитные подвесные сепараторы

Марка	Размеры в мм					Прибли- зительный вес в кг	Ширина ленты в мм	Напряжение постоянного тока в в	Потребляе- мая мощность в кВт
	L	L ₁	l	l	H				
П-40У	300	950	520	200	1 035	1 392	400	110/220	1,055
П-60У	500	950	520	200	1 035	1 518	600	110/220	1,055
П-90У	800	810	440	220	890	2 198	900	110/220	1,45

В более крупных и ответственных установках для более надёжного улавливания металлических предметов из топлива рекомендуется устанавливать электромагнитные шкивы в конвейерах и подвесные сепараторы, конструкция которых показана на фиг. 27.

Характеристики и размеры электромагнитных сепараторов отечественного производства приведены в табл. 21, 22 и 23.

Учёт топлива

Всё поступающее в котельную (электростанцию) топливо должно взвешиваться. Для взвешивания топлива применяются автоматические конвейерные, автоматические порционные или вагонеточные весы.

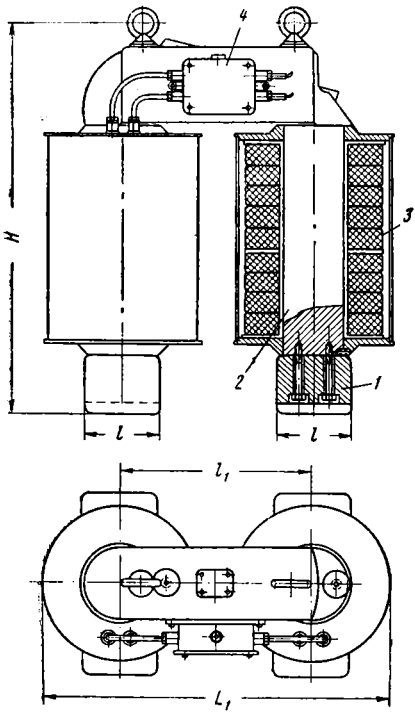
Автоматические конвейерные весы типа ЛТ изготавлиются для всех типо-размеров ленточных конвейеров с предельной погонной нагрузкой от 8 до 160 кг/м при любой скорости ленты в пределах до 2 м/сек. Весы можно устанавливать только на прямолинейных, горизонтальных или наклонных участках ленточного конвейера. Необходимая длина прямолинейного участка составляет 12 пролётов между грузовыми роlikопорами ±3 м.

Желательно устанавливать весы на расстоянии 6—8 пролётов от загрузочного устройства. Минимальное расстояние от выходного сечения загрузочного устройства до первой весовой роlikопоры составляет 3,0 м. Во всех случаях криволинейный участок конвейера должен начинаться и оканчиваться не ближе 5—6 пролётов от места установки весов.

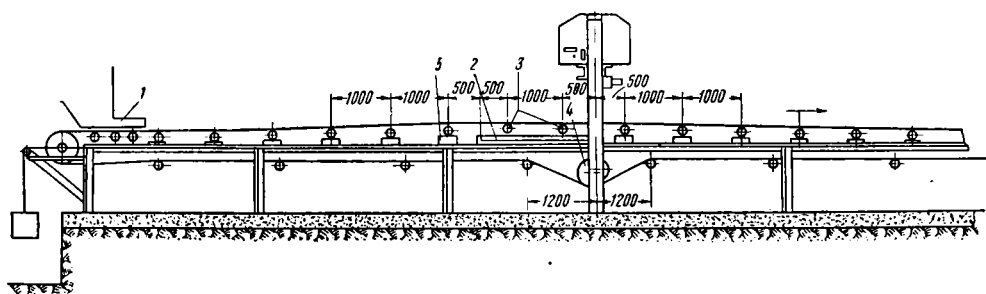
Схема установки конвейерных весов показана на фиг. 28. Возможность установки конвейерных весов ограничивается следующими условиями:

- 1) предельной погонной нагрузкой ленты, которая должна быть не менее 8 кг/м;
- 2) наличием на ленточном конвейере прямолинейного участка необходимых размеров.

Вследствие этих ограничений автоматические конвейерные весы находят применение только в более крупных котельных с часовым расходом топлива от 10 т и выше.



Фиг. 27. Подвесной магнитный сепаратор: 1 — полюсный наконечник; 2 — сердечник; 3 — электромагнитные катушки; 4 — подвод постоянного тока



Фиг. 28. Установка конвейерных весов: 1—загрузочное устройство конвейера; 2—грузоприёмная часть весов; 3—весовые роликоопоры; 4—приводной барабан весов; 5—подкладки

Автоматические порционные весы изготовляются для взвешивания угля кусками размером до 50 мм и устанавливаются только после дробилок или непосредственно за бункерами котлов. Весы этого типа неудовлетворительно работают на влажных углях. Для установки весов требуются значительные габариты. Характеристика автоматических порционных весов отечественного производства приведена в табл. 24.

Таблица 24

Автоматические порционные весы типа ДУ-200

Наименование величин	Величина
Производительность в $t/час$	20
Объем ковша в m^3	0,33
Вес порции в кг	200
Максимальный размер кусков взвешиваемого угля в мм	50
Габаритные размеры в мм	1 495 × 894 × 1 750

Вагонеточные весы применяются в котельных и электростанциях малой мощности при подаче топлива в вагонетках.

Характеристика вагонеточных весов отечественного производства приведена в табл. 25.

СРЕДСТВА МЕХАНИЗАЦИИ ТОПЛИВОПОДАЧИ

Электротельферы

Электротельферы применяются для подъема топлива на бункерную галерею и рас-

Таблица 25

Весы типа ВГ-5

Показатель	Величина
Наибольшая нагрузка в t	5
Габарит по фундаменту в плане в мм	3 440 × 3 090
Высота от платформы до оси коромысла в мм	1 323

пределения его по бункерам котлов. В качестве тары для топлива служат опрокидывающиеся кузовы вагонеток или специальные кубели с раскрывающимся дном.

Характеристики электротельферов отечественного производства приведены в табл. 26.

Согласно требованиям техники безопасности при тельферной топливоподаче необходимо: а) устройство специальной шахты с вертикальными направляющими (швеллерами), ограничивающими движение кузова вагонетки (кубеля) при подъеме; б) электрическая блокировка, исключающая возможность подачи напряжения к электродвигателю тельфера при открытой двери шахты; в) ограждение проема в бункерной галерее.

Производительность электротельфера определяется по формуле

$$Q = \frac{60 i \psi \gamma}{\frac{2h}{v_1} + \frac{2l}{v_2} + t_n + t_p} \quad t/час,$$

Таблица 26

Электротельферы

Индекс тельфера	Грузоподъемность в кг	Высота подъема в м	Скорость подъема в $m/мин$	Скорость передвижения в $m/мин$	№ профиля монорельсового пути	Минимальный радиус закругления монорельсового пути в мм	Мощность электродвигателя в $квт$	
							подъема	передвижения
ТВ-1	1 000	6	8	30	20—30	1,5	1,8	0,65
ТВ-2	2 000	6	8	30	20—30	1,5	3,5	0,65
ТВ-3	3 000	6	8	30	24а—45а	2,5	4,5	1,2

Примечание. Для большей высоты подъема электротельферы могут выполняться по специальному заказу.

Таблица 27

Насыпной вес угля

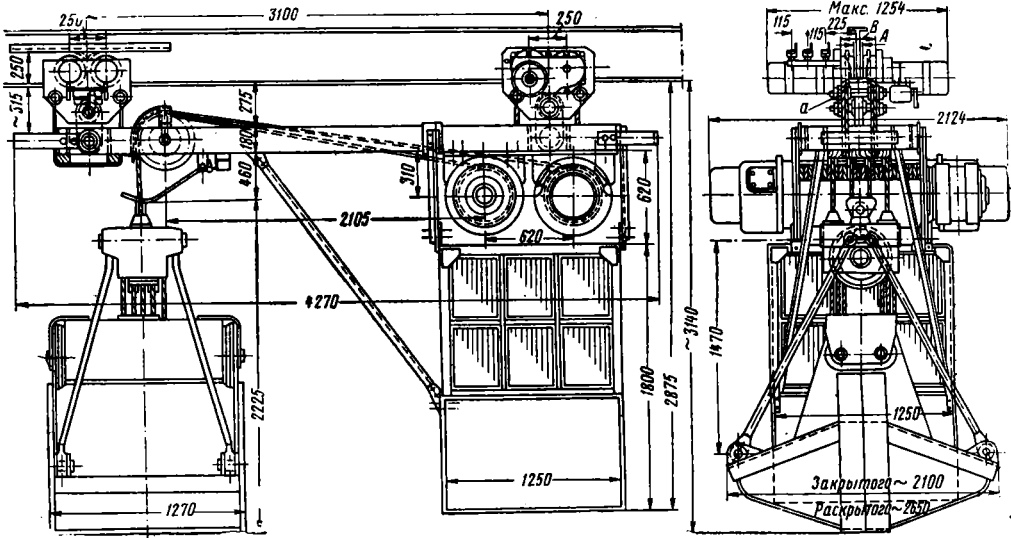
Вид угля	Насыпной вес в t/m^3
Антрацит	0,9—1,0
Каменный уголь	0,8—0,9
Бурый уголь	0,7—0,85

где i — ёмкость вагонетки или кюбеля в m^3 ;
 ψ — коэффициент заполнения вагонетки
или кюбеля (0,9);
 γ — насыпной вес угля в t/m^3 (см.
табл. 27);
 h — высота подъёма на бункерную гале-
рею в m ;

l — средняя длина перемещения по бун-
керной галерее в m ;
 v_1 — скорость подъёма в $m/мин$;
 v_2 — скорость перемещения электротель-
фера в $m/мин$;
 t_n — продолжительность установки кюбеля
под крюк с прицепкой к траверсе,
равная 1—1,5 мин.;
 t_p — продолжительность разгрузки и обрат-
ной выкатки вагонетки из шахты
электротельфера, равная 1—1,5 мин.

Однорельсовые грейферные тележки

Однорельсовые грейферные тележки пред-
назначаются для подъёма топлива на бун-
керную галерею и подачи его к бункерам
котлов.



Фиг. 29. Однорельсовая грейферная тележка типа ТМГ-301

Таблица 28

Однорельсовые грейферные тележки

Наименование величин	Тип тележки		Наименование величин	Тип тележки	
	ТМГ-201	ТМГ-301		ТМГ-201	ТМГ-301
Грузоподъёмность в t	2	3	Ширина тележки в mm	2 124	2 124
Ёмкость грейфера в m^3	0,75	1,5	Расстояние от нижней полки рельса до нижней кромки закрытого грейфера при его наивысшем положении в mm	3 165	3 140
Высота подъёма в m	20	20	Расстояние от нижней полки рельса до основания каби- ны в mm	2 875	2 875
Скорость подъёма в $m/мин$	16	16	Расстояние от нижней полки рельса до наивысшей точки тележки в mm	250	250
Скорость передвижения в $m/мин$	75	75	Профиль рельса-двутавр №	36—45	36—45
Мощность электродвигателя в $kвт$: подъёма	5	5,6	Раскрывание грейфера	Вдоль пути	Вдоль пути
передвижения	2,2×2	2,2×2	Вес тележки в $кг$	4 500	4 800
для замыкания грейфера	5	5,6	» грейфера » »	1 200	1 500
Наименьший радиус закруг- ления в m	4	4			
Наибольшее давление ходо- вого колеса на рельс в $кг$	700	750			
Длина тележки в mm	4 270	4 270			

Грейфер забирает топливо из траншей, куда его можно подавать различными транспортными устройствами (узкоколейные вагонетки, автосамосвалы, автопогрузчики, бульдозеры и др.).

Конструкция однорельсовой тележки показана на фиг. 29.

Характеристика однорельсовых тележек приведена в табл. 28.

Грузовые лифтовые подъемники

Лифтовые подъемники применяются в котельных при подаче топлива со склада в вагонетках.

Вагонетки с топливом вручную или при помощи мотовоза подаются в клеть подъемника, которая при помощи электролебёдки поднимает вагонетки на уровень бункерной галереи. Подача вагонеток к бункерам котлов осуществляется вручную по рельсовому пути, проложенному над бункерами.

Схема подъемника с двумя кабинами показана на фиг. 30. Характеристика лифтовых подъемников приведена в табл. 29.

Производительность лифтового подъемника определяется по формуле

$$Q = n \frac{60 i \psi \gamma}{\frac{2h}{v} + t_n + t_p} \text{ т/час,}$$

где n — число клетей подъемника;

i — ёмкость вагонетки в м^3 ;

ψ — коэффициент заголовнения вагонетки, обычно принимается равным 0,9;

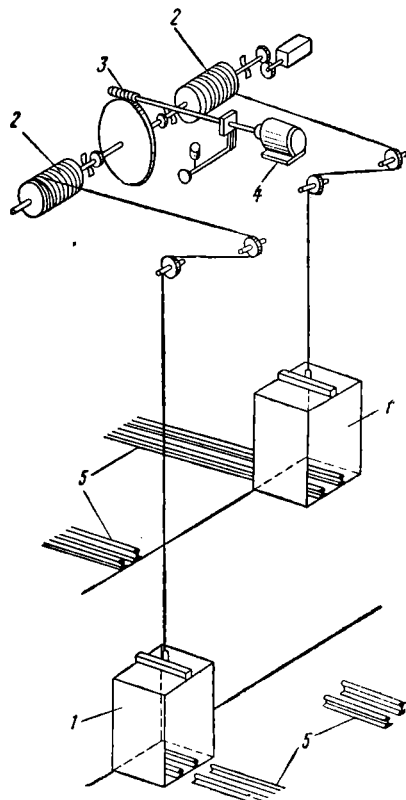
γ — насыпной вес угля в т/м^3 (см. табл. 27);

h — высота подъёма на бункерную галерею в м ;

v — скорость подъёма в м/мин ;

t_n — продолжительность установки вагонетки в шахту подъемника, равная 1,0 мин.;

t_p — продолжительность выкатки вагонетки из кабины, разгрузки, обратной откатки и выкатки из шахты подъемника, равная 3,0 — 3,5 мин.



Фиг. 30. Схема лифтового подъемника: 1 — кабины; 2 — лебёдки; 3 — червячная передача; 4 — электродвигатель; 5 — рельсовый путь

Таблица 29

Грузовые лифтовые подъемники

Грузоподъёмность в кг		Скорость подъёма в м/сек	Размеры клетки в мм		Внутренние размеры шахты в свету в мм				Ширина в мм	
					Противовес сбоку		Противовес сзади			
от	до		ширина	глубина	ширина	глубина	ширина	глубина	дверей	проёмов
250	1 000	0,5	1 000	1 000	1 600	1 200	1 400	1 350	1 000	1 050
250	1 000	0,5	1 000	1 500	1 600	1 700	1 400	1 850	1 000	1 050
500	1 500	0,5	1 500	1 500	2 100	1 700	1 900	1 850	1 400	1 450
500	1 500	0,5	1 500	2 000	2 100	2 200	1 900	2 350	1 400	1 450
1 000	1 500	0,5	2 000	2 000	2 600	2 200	2 400	2 350	1 800	1 850
1 000	1 500	0,5	2 000	2 500	2 600	2 700	2 400	2 850	1 800	1 850
1 000	1 500	0,5	2 000	3 000	2 600	3 200	2 400	3 350	1 800	1 850
—	2 000	0,5	2 000	2 000	2 750	2 200	2 400	2 450	1 800	1 850

Примечание. Высота клетки согласно ОСТ принимается 2 000 мм.

Лифтовые подъемники снабжаются электрооборудованием и электроаппаратурой, обеспечивающими автоматизацию пуска и остановки клетки, блокировку открывания и закрывания дверей и автоматическое ограничение хода клетки.

Скиповые подъёмники

Вертикальные или наклонные скиповые подъёмники служат только для подъёма топлива на бункерную галерею. Вертикально-горизонтальные скиповые подъёмники осуществляют подъём топлива на бункерную галерею и распределение его по бункерам котлов.

Последний тип скипового подъёмника является одним из наиболее рациональных механизмов для топливоподачи в малых котельных.

Скиповые подъёмники надёжны, просты по конструкции и занимают небольшую площадь, что весьма существенно в случае ограниченных размеров площадки котельной.

Скиповые подъёмники не изготавливаются комплектно, и это ограничивает их применение.

Для топливоподачи в котельных применяют скиповые подъёмники:

- 1) уравновешенные при помощи противовеса или второго скипа;
- 2) неуравновешенные.

Несмотря на более тяжёлые условия пуска и больший расход электроэнергии применяются главным образом более простые неуравновешенные скиповые подъёмники.

Нагрузка на тяговые канаты для неуравновешенного подъёмника определяется по формуле

$$P_1 = (T + S) + G + i_k l \text{ кг},$$

где T — вес порожнего скипа в кг;

G — грузоподъёмность в кг;

i_k — вес 1 пог. м тягового каната в кг;

l — неуравновешенная длина каната в м;

S — вес груза при наличии натяжного устройства в кг.

Тяговое усилие на барабане лебёдки при вертикальном движении скипа

$$P_2 = 1,1 P_1 \text{ кг},$$

где 1,1 — коэффициент, учитывающий сопротивление трения колёс скипа о направляющие рельсы.

Тяговое усилие на барабане лебёдки при наклонном движении скипа

$$P_3 = P_1 \sin \alpha + P_1 \cos \alpha f \text{ кг},$$

где α — угол наклона пути скипа к горизонту в градусах;

f — коэффициент трения ходовых частей скипа, равный при роликовых и шариковых подшипниках 0,004—0,008, при скользящих подшипниках — 0,01—0,015.

Потребная мощность электродвигателя лебёдки определяется по формуле

$$N = \frac{Pv}{75\eta} \text{ л. с.},$$

где v — постоянная скорость движения, которая для вертикального или наклонного скипа принимается 0,5—0,7 м/сек, а для вертикально-горизонтального — 0,4—0,5 м/сек;

η — к. п. д. установки, равный в среднем 0,6.

Производительность вертикально-горизонтального скипового подъёмника определяется по формуле

$$Q = \frac{60 i \psi}{\frac{2h + 2l}{v} + t_o} \text{ т/час},$$

где i — ёмкость скипа в м³;

ψ — коэффициент заполнения скипа, равный 0,9;

γ — насыпной вес угля, принимается по табл. 27;

v — скорость передвижения скипа, принимаемая для наклонного или вертикального подъёмника равной 0,5—0,7 м/сек и для вертикально-горизонтального подъёмника — 0,4—0,5 м/сек;

h — высота подъёма на бункерную галерею в м;

l — средняя длина передвижения скипа по бункерной галерее в м;

t_o — средние потери времени в движении скипа за полный цикл в мин. Для автоматической загрузки с автоматическим управлением $t_o = 0,25$ мин.; с полуавтоматическим управлением $t_o = 45$ мин.; для ручной загрузки без автоматического управления $t_o = 1,15$ мин.

Характеристика вертикально-горизонтального скипового подъёмника системы инженера П. И. Шевьёва приведена в табл. 30.

Таблица 30

Вертикально-горизонтальный скиповый подъёмник

Ёмкость ковша в м ³	Скорость движения ковша в м/сек	Максимальный ход ковша в м	Тяговое усилие в канате в кг	Производительность подъёмника (средняя) в м ³	Мощность электродвигателя в кВт	Транспортируемый материал
0,5	0,4	50	1 350	8,0	7,0	Сыпучий, фракции 0—80 мм, $\gamma = 1,0 \text{ т/м}^3$

Ковшовые элеваторы

Ковшовые элеваторы применяются в котельных для вертикального подъёма топлива на бункерную галерею. В этом случае распределение топлива по бункерам котлов производится ленточными конвейерами.

Для топливоподачи, как правило, используются элеваторы, у которых в качестве тягового органа служит цепь.

Применение ковшовых элеваторов целесообразно только для сухих дроблёных углей с кусками размером не более 100 мм. При перемещении влажного и прилипающего топлива ковши замазываются, а при работе на топливе с кусками размером более 100 мм резко снижается коэффициент заполнения ковшей.

Подачу топлива к элеватору следует осуществлять при помощи питателей; при непрерывном и равномерном питании элеватора увеличивается наполнение ковшей и уменьшается износ цепей и ковшей. Элеваторы занимают небольшую площадь.

При транспортировании топлива элеватором получается дополнительное измельчение

Таблица 31

Тихоходные ковшовые элеваторы

Тип элеватора	Производительность в $m^3/час$	Наибольшая высота элеватора при $\gamma = 1 m/m^3$	Скорость движения ковшей в $m/сек$	Мощность электродвигателя при наибольшей высоте элеватора в $квт$	Ковши	
					Шаг в $мм$	Емкость в $л$
ЦУ-250	22,3	33,0	0,5	2,9	200	3,3
ЦБ-350	50,0	30,5	0,4	5,01	250	10,3
ЦБ-450	85,0	29,0	0,4	9,5	320	22,4
ЦС-350-А	40,0	39,5	0,4	14,0	250	8,8

Примечания. 1. Производительность и наибольшая высота элеватора типа ЦУ-250 дана при коэффициенте заполнения ковшей $\psi = 0,75$ и объемном весе материала $\gamma = 1 m/m^3$, а для остальных типов при $\psi = 0,85$ и $\gamma = 1 m/m^3$.

2. Элеваторы типа ЦС-350-А могут быть поставлены заводом только при наличии специального разрешения министерства.

топлива. По сравнению со скиповыми подъемниками и ленточными конвейерами элеваторы работают менее надёжно.

Характеристика цепных ковшовых элеваторов приведена в табл. 31.

Производительность ковшового элеватора определяется по формуле

$$Q = 3,6 \frac{i}{a} \psi v \gamma \text{ т/час},$$

где i — ёмкость ковша в $л$;

a — шаг ковша в $м$;

v — скорость движения ковшей в $м/сек$ (см. табл. 31);

γ — насыпной вес топлива в $т/м^3$ (см. табл. 27);

ψ — коэффициент заполнения ковшей; для угля с кусками размером до 50 $мм$ принимается 0,6—0,8 и размером более 50 $мм$ — 0,4—0,6.

Потребная мощность на приводном валу элеватора определяется по формуле

$$N = \frac{QH}{367} \left(1,15 + \frac{\kappa}{\gamma} \right) \text{ квт},$$

где Q — производительность элеватора в $т/час$;

H — высота подъёма топлива в $м$;

γ — насыпной вес топлива в $т/м^3$ (см. табл. 27);

κ — коэффициент производительности, принимаемый по данным табл. 32.

Таблица 32

Коэффициент производительности

Производительность в $m^3/час$	20—40	40—80	80—150
Значение коэффициента κ	0,75	0,65	0,55

Ленточные конвейеры

Ленточные конвейеры могут быть с плоскими и желобчатыми лентами. Конвейеры с плоскими лентами при одинаковой ширине имеют меньшую производительность, но конструктивно более просты, менее подвержены износу и применяются в топливоподачах малой производительности.

Ширину ленты выбирают в зависимости от необходимой производительности кон-

вейера; она должна быть не менее: для дроблёного угля 500 $мм$, для недроблёного угля 650 $мм$.

Загрузку и разгрузку топлива можно производить в любом месте ленточного конвейера. Для разгрузки ленточных конвейеров служат передвижные плужковые сбрасыватели или барабанные разгрузочные тележки. При барабанных разгрузочных тележках ленты изнашиваются меньше.

При производительности до 10—15 $т/час$ можно принимать более простые плужковые сбрасыватели.

Скорость ленты не должна превышать 1,5—2,0 $м/сек$. При наличии на конвейере плужкового сбрасывателя скорость ленты не должна превышать 1,25—1,5 $м/сек$.

Угол наклона ленты конвейера к горизонту не должен превышать 18° для недроблёного угля и 20° для дроблёного.

Для поддержания постоянного натяжения ленты служат натяжные устройства — винтовые (ручные) или грузовые (автоматические).

Винтовые натяжные устройства применяются для конвейеров небольшой производительности при длине не более 75 $м$.

Ход натяжения принимают для горизонтального конвейера 1% и для наклонного — 1,5%.

Ленточные конвейеры устанавливаются в закрытых эстакадах. Высоту внутреннего сечения эстакады принимают 2 200 $мм$. При установке в эстакаде одного ленточного конвейера предусматривают с одной стороны проход шириной 1 000 $мм$, а с другой стороны монтажный зазор шириной 500 $мм$. При установке на эстакаде двух ленточных конвейеров должен быть проход между ними шириной не менее 1 000 $мм$. Между конвейером и стеной эстакады должны быть монтажные зазоры шириной 500 $мм$, а при ленточных конвейерах шириной 800 $мм$ и более — проходы шириной 700 $мм$.

Производительность конвейера с плоской лентой определяется по формуле

$$Q = 180 B^2 v \gamma \text{ т/час},$$

где B — ширина ленты в $м$;

γ — насыпной вес топлива в $т/м^3$ (см. табл. 27);

v — скорость движения ленты в $м/сек$.

При желобчатой ленте производительность конвейера удваивается.

Производительность наклонных конвейеров уменьшается в зависимости от угла наклона: при угле наклона до 18° — на 10% и при угле наклона до 20° — на 15%.

Мощность на валу приводного барабана определяется по формулам: при роlikоопорах на подшипниках качения:

$$N_6 = \frac{7,4 \kappa L v + 2 Q L + 37 Q H}{10\,000} + N_{сбр} \text{ л. с.},$$

при роlikоопорах на подшипниках скольжения

$$N_6 = \frac{11,5 \kappa L v + 2,6 Q L + 37 Q H}{10\,000} + N_{сбр} \text{ л. с.},$$

где κ — коэффициент, приведённый в табл. 33;

L — длина конвейера в м;

v — скорость движения конвейера в м/сек;

Q — производительность конвейера в т/час;

H — высота подъёма конвейера в м;

$N_{сбр}$ — мощность, теряемая на сбрасывание, в л. с.

Таблица 33

Значения коэффициента κ при различной ширине ленты

Ширина ленты в мм	500	650	800	1 000	1 200
Значение коэффициента κ	32	40	52	70	85

Значение $N_{сбр}$ принимают: для сбрасывателя стационарного или с ручным передвижением двухбарабанного типа

$$N_{сбр} = 0,275 N_6 + 0,007 Q \text{ л. с.},$$

для самоходного сбрасывателя двухбарабанного типа

$$N_{сбр} = 0,275 N_6 + 0,007 Q + 0,5 \text{ л. с.},$$

для сбрасывателя плужкового типа

$$N_{сбр} = 0,01 Q, \text{ но не менее } 0,5 \text{ л. с.}$$

Для коротких конвейеров необходимая мощность на валу приводного барабана увеличивается:

Для $L < 15 \text{ м}$ на 20%

» L от 15 до 30 м » 10%

» L » 30 » 45 м » 5%

Значение коэффициента κ_1

Род барабана и атмосферные условия	Угол обхвата в градусах							
	180	210	240	270	300	330	360	380
Обточенный барабан и влажная атмосфера	2,15	1,93	1,76	1,63	1,54	1,46	1,38	1,36
То же и сухая атмосфера	1,64	1,50	1,40	1,32	1,28	1,22	1,20	1,16
Барабан с деревянной футеровкой и сухая атмосфера	1,50	1,38	1,30	1,24	1,19	1,15	1,13	1,11
Барабан с ленточной (тканой) футеровкой и сухая атмосфера	1,40	1,30	1,23	1,18	1,14	1,13	1,09	1,07

Мощность электродвигателя для привода ленточного конвейера определяется по формуле

$$N_9 = 1,2 \frac{N_6}{\eta} \text{ 0,736 квт},$$

где 1,2 — коэффициент, учитывающий тяжёлые условия работы;

η — к. п. д. привода (принимается по табл. 34).

Таблица 34

К. п. д. привода

Тип привода	η
Редуктор с двумя парами зубчатых передач	0,83
То же с тремя парами зубчатых передач	0,83
Ремённая передача	0,96

Для обеспечения достаточной гибкости ленты в поперечном направлении необходимое количество прокладок выбирают по табл. 35.

Таблица 35

Количество прокладок в зависимости от ширины ленты

Ширина ленты в мм	500	650	800	1 000	1 200
Количество прокладок	3—6	4—7	5—8	6—10	7—12

Выбранное по табл. 35 число прокладок проверяют расчётом из условия механической прочности по формуле

$$i = \frac{S_{наб}}{\sigma B},$$

где B — ширина ленты в см;

σ — допускаемое усилие на 1 см ширины одной прокладки, зависящее от сорта бельтинга; в среднем можно принимать 5,5 кг/см;

$S_{наб}$ — натяжение набегающей на приводной барабан ленты, определяется из выражения

$$S_{наб} = \kappa_1 P \text{ кг},$$

где κ_1 — коэффициент, определяется по табл. 36;

Таблица 36

P — тяговое усилие на приводном барабане, определяется из выражения

$$P = 1,2 \frac{N_6 \cdot 75}{v} \text{ кг},$$

где N_6 — мощность на валу приводного барабана в л. с.;

v — скорость ленты в м/сек.

Вес 1 пог. м конвейерной ленты определяется по формуле

$$q = 0,0011 B (\delta i + h) \text{ кг},$$

где B — ширина ленты в мм;

δ — толщина прокладки (1,25—1,45) мм;

i — число прокладок;

h — суммарная толщина рабочей и холостой обкладок, равная 4 мм.

Характеристика стандартных ленточных конвейеров приведена в табл. 37.

Питатели

Питатели предназначены для равномерной подачи топлива из бункеров и приёмных воронок к различным транспортным устройствам, с одного транспортного устройства на другое, в дробилки и топки котлов.

Производительность питателя и пределы его регулирования должны быть согласованы со связанным с ним транспортирующим устройством или оборудованием. Конструкцию питателя выбирают в зависимости от физических свойств перемещаемого топлива (влажность, крупность кусков), назначения питателя и условий его работы.

В системе топливоподачи до дробилки для подачи угля, содержащего крупные куски, применяются качающиеся лотковые питатели.

Характеристика лотковых питателей приведена в табл. 38 и 39.

Таблица 37

Ленточные конвейеры с лентой шириной 400, 500, 650 и 800 мм
(для максимальной производительности)

Тип конвейера	Ширина ленты в мм	Диаметр приводного барабана в мм	Максимальный крутящий момент на валу приводного барабана в кг/см	Скорость ленты в м/сек	Мощность на валу приводного барабана в кВт	Производительность конвейера в м³/час		Число оборотов приводного барабана в минуту	Передающее отношение привода при электродвигателе при $n = 1000$ об/мин	Редукторы для передачи максимального крутящего момента		Мощность электродвигателя в кВт
						лента плоская	лента желобчатая			Тип	Передающее число	
4050	400	500	12 800	0,8	3,94	20	40	30	31,5	РМ-500	31,5	4,4
				1,0	4,9	25	50	37,5	25	РМ-500	23,34	5,4
				1,25	5,2	31,5	63	47,5	20	РМ-500	20,49	6,9
				1,6	7,9	40	80	60	16	РМ-500	15,75	8,8
				0,8	5,0	31,5	63	30	31,5	РМ-500	31,5	5,6
5050	500	500	16 000	1,0	6,3	40	80	37,5	25	РМ-500	23,34	7
				1,25	7,8	50	100	47,5	20	РМ-500	20,49	8,7
				1,6	10,0	63	125	60	16	РМ-500	15,75	11,2
				0,8	6,6	50	100	30	31,5	РМ-650	31,5	7,3
				1,0	8,2	63	125	37,5	25	РМ-650	23,34	9,1
6550	650	500	20 800	1,25	10,3	80	160	47,5	20	РМ-650	20,49	11,3
				1,6	13,1	100	200	60	16	РМ-650	15,75	14,6
				0,8	7,4	50	100	23,6	40	РМ-650	40,17	8,2
				1,0	9,3	63	125	30	31,5	РМ-650	31,5	10,3
				1,25	11,6	80	160	37,5	25	РМ-650	23,34	12,9
6563	650	630	29 800	1,6	14,8	100	200	47,5	20	РМ-650	20,49	16,4
				1,0	11,4	100	200	30	31,5	РМ-650	31,5	12,6
				1,25	14,3	125	250	37,5	25	РМ-650	23,34	15,9
				1,6	18,3	160	320	47,5	20	РМ-650	20,49	20,3
				2,0	22,8	200	400	60	16	РМ-650	15,75	25,4

* Приведённые мощности соответствуют крутящему моменту при к. п. д. привода, равном 0,9.

Таблица 38

Лотковые питатели Лаптевского завода

Тип питателя	Ширина питателя в мм	Высота питателя в мм	Длина подвижного днища в мм	Максимальный размер кусков в мм при их содержании		Производительность в т/час	Число оборотов кривошипа в об/мин	Передающее число редуктора	Мощность электродвигателя в кВт	Вес питателя без электродвигателя и редуктора в кг
				до 10%	более 10%					
0	500	500	1 600	250	200	18—70	47	20,49	3,8	747
1	750	500	1 600	350	300	27—110	47	20,49	3,8	848
2	750	750	1 950	400	350	40—160	47	20,49	3,8	1 050
3	1 000	750	2 200	500	450	55—220	47	20,49	5,5	1 328
4	1 250	900	2 550	700	550	90—320	47	20,49	11,0	1 869

Таблица 39
Лотковый двусторонний питатель

Наименование величин	Исполнение редуктора		
	I	III	V
Передающее число редуктора РМ-400	48,57	31,5	20,49
Число качаний лотка в минуту	19,2	29,5	45,4
Производительность питателя в м ³ /час при ходе лотка:			
57 мм	17	26	40
75 »	23	34	53
106 »	32	48	74
130 »	40	60	91
150 »	46	69	105
Электродвигатель; мощность в кВт	2,8		
число об/мин.	930		
Ширина лотка в мм	850		
Наибольшая высота открывания затвора в мм	500		

Для подачи дробленого угля из бункеров в шахтомельничные топки или мельницы систем пылеприготовления применяются скребковые питатели конструкции завода «Комега». Характеристика скребковых питателей приведена в табл. 40.

Для сухих каменных углей и антрацитов, не содержащих крупных кусков, можно применять дисковые питатели завода «Комега», техническая характеристика которых приведена в табл. 41.

СХЕМЫ МЕХАНИЗАЦИИ
ТОПЛИВОПОДАЧИ

Основными условиями, определяющими выбор схемы механизации топливоподачи, являются:

- 1) часовой расход топлива;
- 2) характеристика топлива и способ его сжигания;

3) размеры площадки котельной (электростанции);

4) климатические условия района расположения котельной (электростанции).

Выбор рациональной системы механизации топливоподачи производится на основании технико-экономического сравнения различных вариантов схем, удовлетворяющих заданным условиям.

В табл. 42 приведена краткая характеристика, область применения и сравнительная оценка различных схем механизации топливоподачи ряда действующих и запроектированных котельных и электростанций.

ОСНОВНЫЕ УКАЗАНИЯ ПО
ПРОЕКТИРОВАНИЮ СИСТЕМ
ТОПЛИВОПОДАЧИ

1. Расчётная часовая производительность системы топливоподачи электростанций или котельной принимается равной, при трёхсменной её работе, расходу топлива всех установленных котлов при работе их с номинальной нагрузкой и с учётом 100% расширения котельной.

2. Топливоподача электростанций, оборудованных агрегатами мощностью более 1500 кВт, как правило, осуществляется по двухниточной системе; при этом каждая нитка рассчитывается на расчётную часовую производительность системы топливоподачи.

3. Однониточная система топливоподачи применяется:

- 1) на электростанциях, оборудованных агрегатами мощностью более 1500 кВт только для сухих, высококалорийных углей и на электростанциях с агрегатами меньшей мощности для всех видов углей при условии создания в бункерах каждого котла запаса топлива не менее чем на 16 часов работы котла с номинальной нагрузкой;
- 2) в производственно-отопительных котельных для всех видов углей при условии созда-

Скребковые питатели завода «Комега»

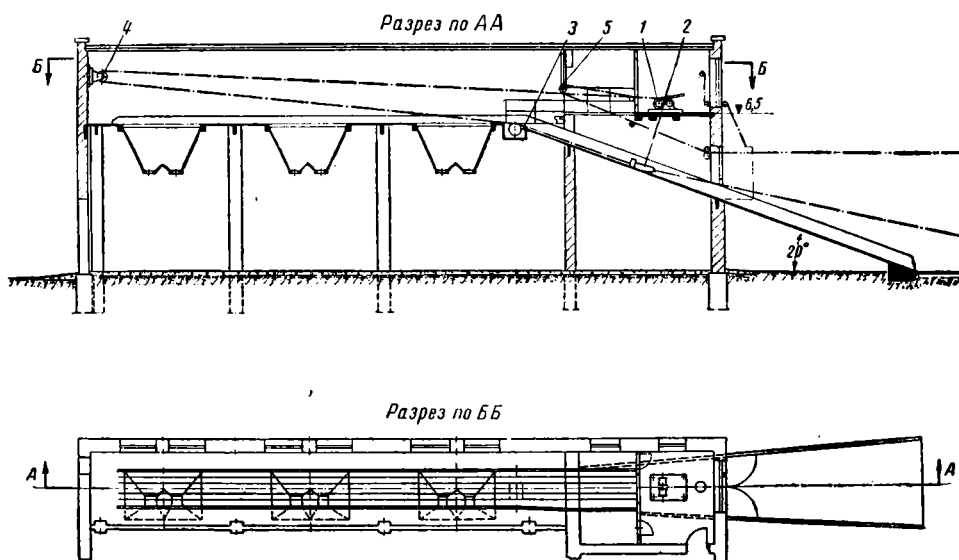
Таблица 40

Тип питателя	Ширина скребков	Расстояние между осями валов	Производительность в т/час	Высота слоя топлива в мм	Скорость скребков в м/сек	Электродвигатель		Вес питателя без электродвигателя в кг
						Мощность в кВт	Число оборотов в об/мин	
СПУ-500	500	1 680	10	50—150	0,127—0,044	3,2	1 500—600	1 300
	500	4 060	10	50—150	0,127—0,044	3,2	1 500—600	1 850
СПУ-700	700	1 680	25	50—150	0,127—0,044	3,2	1 500—600	1 400
	700	4 060	25	50—150	0,127—0,044	3,2	1 500—600	2 200

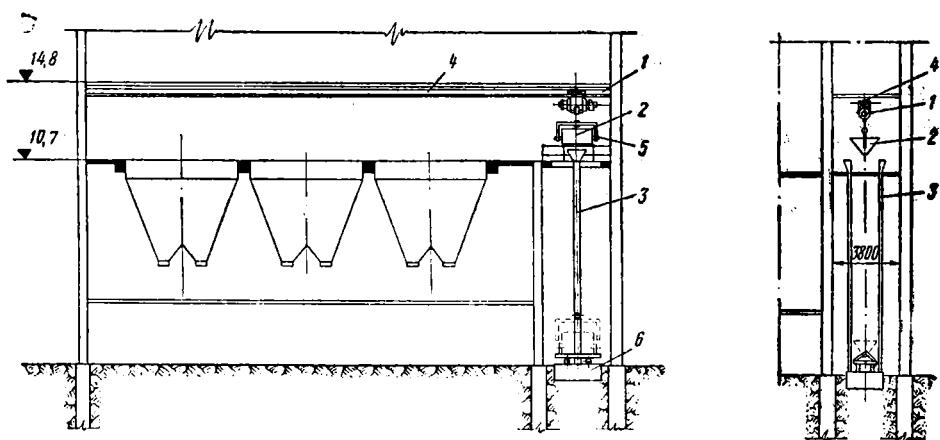
Дисковые питатели завода «Комега»

Таблица 41

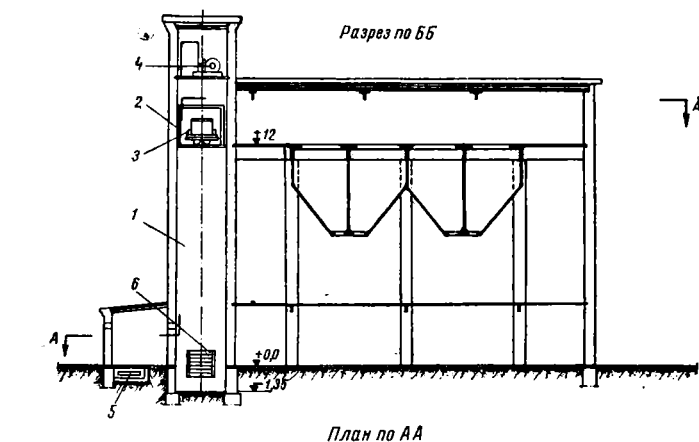
Тип питателя	Диаметр тарелки в мм	Производительность питателя в т/час	Передающее число редуктора	Электродвигатель		Число об/мин диска	Вес питателя без электродвигателя в кг
				Потребляемая мощность в кВт	Число оборотов об/мин		
ПСУ-600/5	600	5	1/132	2	960	7,3	700
ПСУ-600/10	600	10	1/66	2	960	14,5	707
ПСУ-850/20	850	20	1/66	2	960	14,5	900
ПСУ-850/30	850	30	1/66	2	960	14,5	970



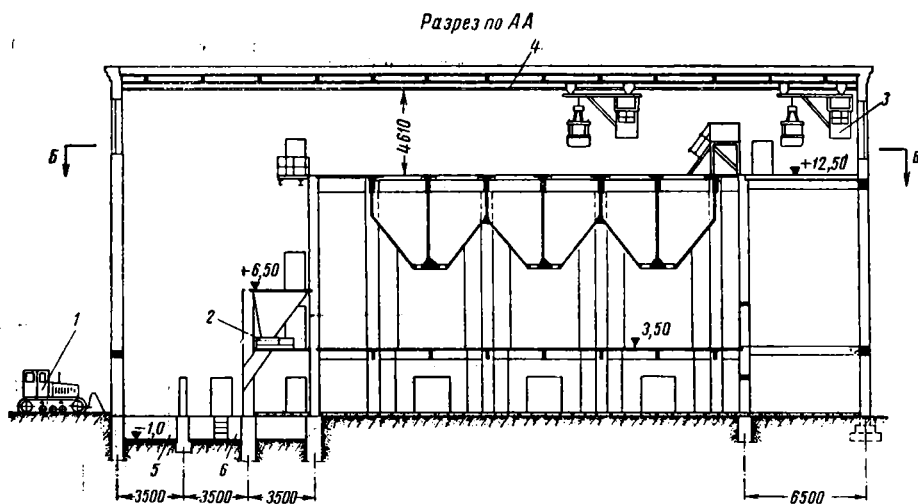
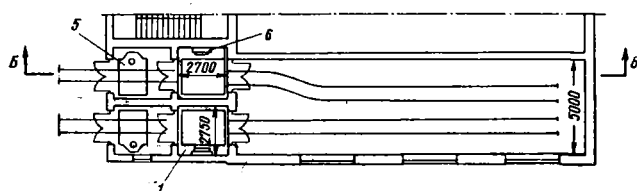
Фиг. 31. Скреперная топливоподача (схема Т-1): 1 — скреперная лебёдка; 2 — скрепер; 3 — опорный ролик; 4 и 5 — головные блоки



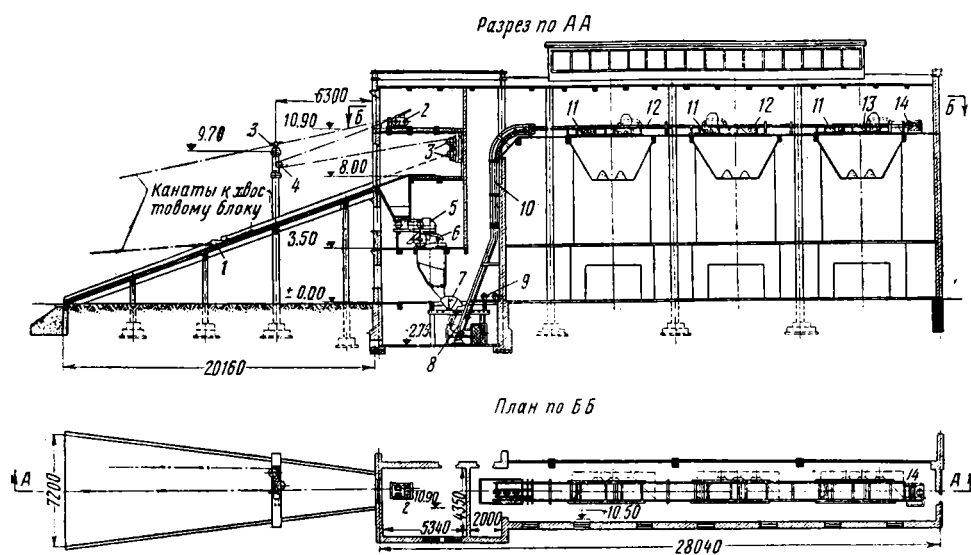
Фиг. 32. Тельферная топливоподача (схема Т-2): 1 — электротельфер; 2 — кузов вагонетки; 3 — направляющие шины; 4 — монорельс; 5 — коромысло; 6 — вагонеточные весы



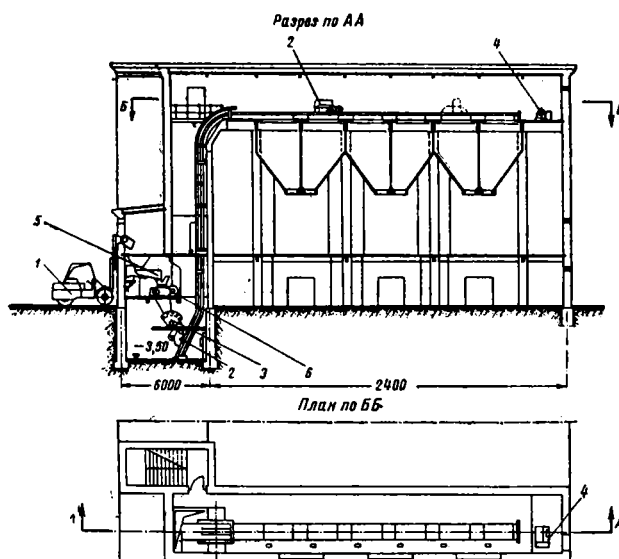
Фиг. 33. Топливоподача с лифтовыми подъемниками (схема Т-3): 1 — шахта подъемника; 2 — клеть подъемника; 3 — узкоколейная вагонетка; 4 — лебедка подъемника; 5 — вагонеточные весы; 6 — противовес



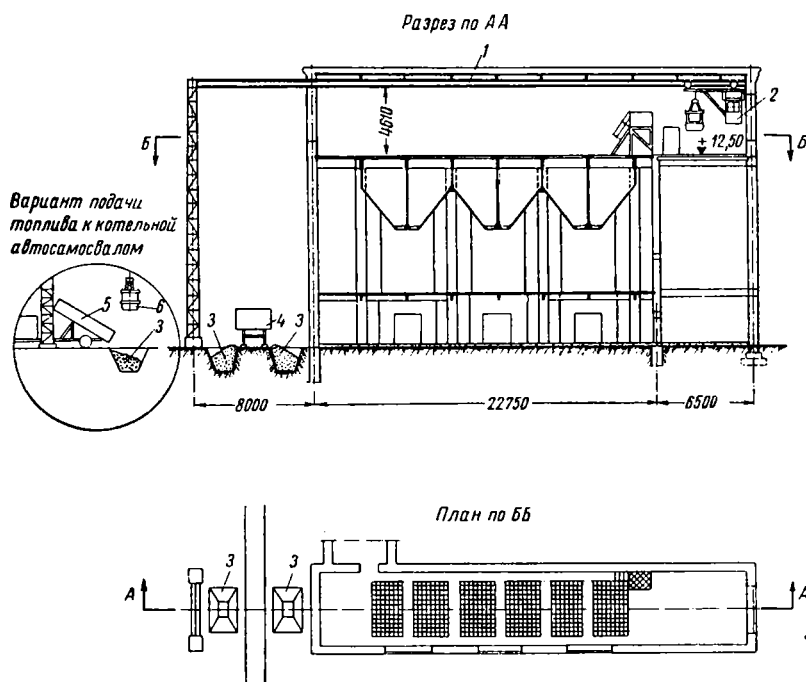
Фиг. 34. Топливоподача с монорельсовыми грейферными тележками (схема Т-4): 1 — бульдозер; 2 — валковая зубчатая дробилка; 3 — монорельсовая грейферная тележка; 4 — монорельс; 5 — отсек недробленого угля; 6 — отсек дробленого угля



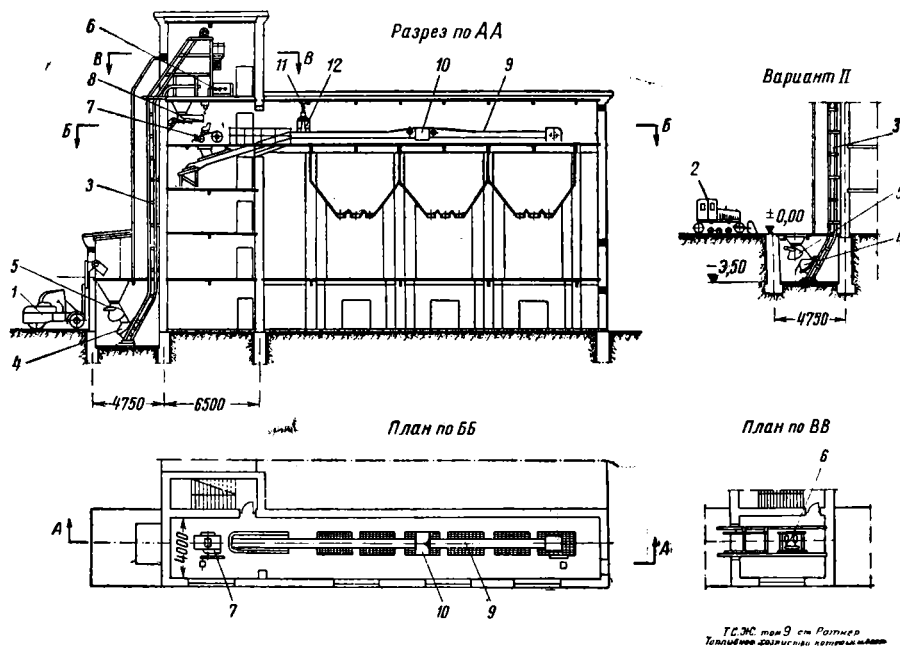
Фиг. 35. Скреперно-скиповая топливоподача (схема Т-5): 1 — скрепер; 2 — скреперная лебёдка ЛУ-15; 3 и 4 — пилоны головных блоков; 5 — электромагнитный сепаратор шкивного типа; 6 — двухвалковая зубчатая дробилка; 7 — дозатор скипового подъёмника; 8 — ковш скипового подъёмника; 9 — натяжное устройство подъёмника; 10 — направляющие рельсы подъёмника; 11 и 12 — разгрузочные промежуточные секции; 13 — разгрузочная конечная секция; 14 — лебёдка скипового подъёмника



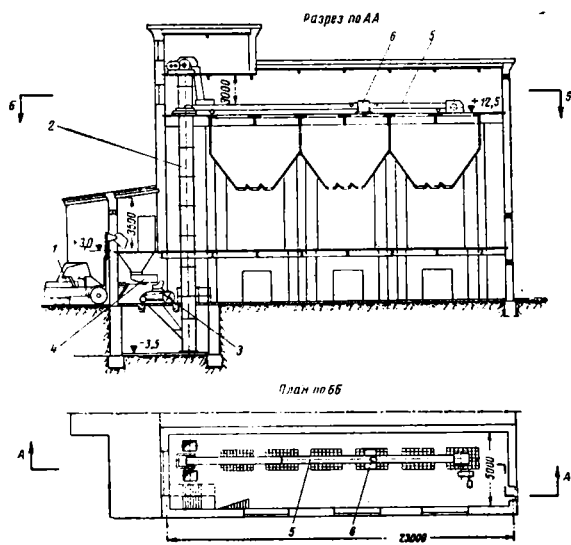
Фиг. 36. Скиповая топливоподача (схема Т-6): 1 — автопогрузчик; 2 — ковш подъёмника; 3 — дозатор; 4 — лебёдка подъёмника; 5 — лотковый питатель; 6 — двухвалковая зубчатая дробилка



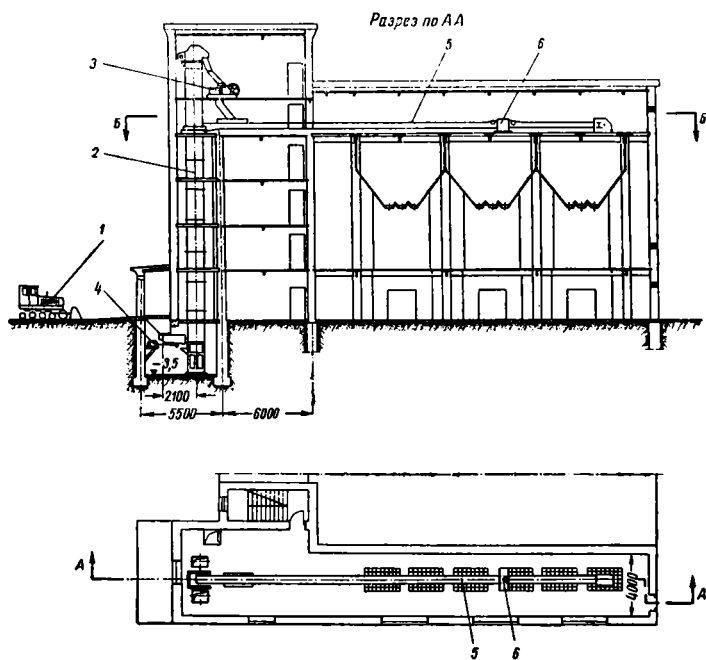
Фиг. 37. Топливоподача с монорельсовыми тележками с грейферным захватом (схема Т-7): 1 — монорельс; 2 — монорельсовая грейферная тележка; 3 — приёмное устройство топливоподачи; 4 — саморазгружающийся вагон; 5 — автосамосвал; 6 — грейфер



Фиг. 38. Скипово-конвейерная топливоподача (схема Т-8): 1 — автопогрузчик; 2 — бульдозер; 3 — вертикальный скиповый подъёмник; 4 — ковш подъёмника; 5 — автоматический секторный затвор; 6 — лебёдка скипового подъёмника; 7 — двухвалковая зубчатая дробилка; 8 — лотковый питатель; 9 — ленточный конвейер; 10 — сбрасыватель; 11 — ручная кошка; 12 — подвесной магнитный сепаратор



Фиг. 39. Элеваторно-конвейерная топливоподача (схема Т-9): 1—автопогрузчик; 2—ковшовый элеватор; 3—двухвальцовая зубчатая дробилка; 4—лотковый питатель; 5—ленточный конвейер; 6—плужковый сбрасыватель



Фиг. 40. Элеваторно-конвейерная топливоподача (схема Т-10): 1—бульдозер; 2—ковшовый элеватор; 3—двухвальцовая зубчатая дробилка; 4—лотковый питатель; 5—ленточный конвейер; 6—плужковый сбрасыватель

Таблица 42

Характеристика, область применения и сравнительная оценка схем механизации топливоподачи

Расположение дробильной установки	Система подачи топлива со склада к дробильной установке или приёмному устройству топливоподачи	Система подачи топлива на бункерную галерею и распределения топлива по бункерам котлов	Рекомендуемая область применения	Преимущества	Недостатки
Дробильная установка отсутствует	—	Скреперная установка, обслуживающая также склад топлива (см. схему С-2, фиг. 11)	<p>Схема Т-1 (фиг. 31)</p> <p>Промышленные котельные с расчётным расходом топлива до 3 т/час в тех случаях, когда не требуется дробление топлива</p> <p>Каменные угли и антрацит во всех климатических районах и бурые угли в районах с расчётной температурой наружного воздуха не ниже -26°C</p>	<p>Малые первоначальные затраты</p> <p>Малое количество механизмов и их высокая эксплуатационная надёжность</p> <p>Минимальное количество обслуживающего персонала</p>	<p>Дополнительное измельчение угля при скреперовании</p> <p>Необходимость свободной площадки в непосредственной близости к котельной для размещения скреперной эстакады и склада топлива</p>
То же	Вагонетки узкой колеи. Мотовозная тяга или канатная откатка	Электрогребель для подъёма кузова вагонетки или кюбеля с раскрывающимся дном	<p>Схема Т-2 (фиг. 32)</p> <p>Промышленные котельные с расчётным расходом топлива до 5 т/час в тех случаях, когда не требуется дробление топлива</p> <p>Все виды углей во всех климатических районах</p>	<p>Малые первоначальные затраты</p> <p>Малое количество механизмов</p> <p>Возможность установки на стеснённой площадке</p>	<p>Подача вагонеток в шахту электрогребеля вручную</p> <p>Недостаточно удовлетворительные санитарные условия для обслуживающего персонала</p> <p>Необходимость увеличения высоты бункерной галереи</p>
*	Вагонетки узкой колеи. Мотовозная тяга или канатная откатка	Лифтовые подъёмники для подъёма вагонеток с топливом на бункерную галерею; подача вагонеток к бункерам котлов вручную	<p>Схема Т-3 (фиг. 33)</p> <p>Промышленные котельные с расчётным расходом топлива до 5 т/час в тех случаях, когда не требуется дробление топлива</p> <p>Все виды углей во всех климатических районах</p>	<p>Возможность расположения на стеснённой площадке котельной</p>	<p>По сравнению со схемой Т-2, большие первоначальные затраты</p> <p>Применение частично физического труда</p>
В здании котельной	Бульдозер при расстойки возки топлива 150—200 м. Автопогрузчик при расстойки возки топлива до 500 м	Монорельсовая тележка с грейферным захватом для подачи топлива к дробильной установке и к бункерам котлов	<p>Схема Т-4 (фиг. 34)</p> <p>Промышленные котельные и малые электростанции с расчётным расходом топлива до 5—10 т/час (в зависимости от типа монорельсовой тележки)</p>	<p>Небольшие первоначальные затраты</p> <p>Малое количество механизмов и их высокая эксплуатационная надёжность</p> <p>Возможность осуществления</p>	<p>Недостаточно удовлетворительные санитарные условия для обслуживающего персонала</p> <p>Увеличение кубатуры здания котельной</p>

В отдельном блоке со стороны постоянного торца котельной	Автосамосвал при расстоянии возки топлива 500—3 000 м	Вертикально-горизонтальный скиповый подъемник с ковшом ёмкостью 0,5 м ³	Все виды углей в районах с расчётной температурой наружного воздуха не ниже —22°C	ния при стеснённой площадке котельной Возможность подачи топлива к приёмному устройству котельной различными транспортными средствами	Дополнительное измельчение угля при скрепировании Необходимость свободной площадки в непосредственной близости к котельной для раздачи скрепленной эстакады и склада топлива Необходимость индивидуального изготовления скипового подъемника
В отдельном блоке со стороны постоянного торца котельной	Скреперная установка, обслуживающая также склад топлива (см схему С-2, фиг. 11)	Вертикально-горизонтальный скиповый подъемник с ковшом ёмкостью 0,5 м ³	Промышленные котельные и малые электростанции с расчётным расходом топлива до 6 т/час Каменные угли и антрациты во всех климатических районах и бурые угли в районах с расчётной температурой наружного воздуха не ниже —26°C	Небольшие первоначальные затраты Меньше по сравнению со схемой 1-4 количество обслуживающего персонала и лучшие санитарные условия его работы Возможность полной автоматизации скипового подъемника	Недостаточная эксплуатационная надёжность автопогрузчика и невозможность подачи топлива к дробильной установке иными средствами транспорта Расход жидкого топлива Необходимость индивидуального изготовления скипового подъемника
Дробильная установка отсутствует	Бульдозер при расстоянии возки топлива до 150—200 м Автопогрузчик при расстоянии возки топлива до 500 м Автосамосвал при расстоянии возки топлива 500—3 000 м Узкоколейные вагоны	Монорельсовая тележка с грейферным захватом	Промышленные котельные и малые электростанции с расчётным расходом топлива до 6 т/час Все виды углей во всех климатических районах	Меньше по сравнению со схемой 1-3 первоначальные затраты Более полная механизация по сравнению со схемой 1-2 Высокая эксплуатационная надёжность механизмов Возможность подачи топлива к приёмному устройству котельной различными транспортными средствами	Недостаточно удовлетворительные санитарные условия для обслуживающего персонала
На бункерной галерее между разгрузочным устройством скипового подъемника и ленточным конвейером	Автопогрузчик при возке топлива до 500 м. Бульдозер при расстоянии возки топлива до 150—200 м Автосамосвал при расстоянии возки топлива 500—3 000 м	Вертикальный скиповый подъемник и горизонтальный ленточный конвейер	Промышленные котельные и электростанции с расчётным расходом топлива до 10—15 т/час (в зависимости от ёмкости ковша подъемника) Все виды углей во всех климатических районах	Относительно меньше первоначальные затраты по сравнению с другими схемами Возможность подачи топлива к приёмному устройству топливоподдачи различными транспортными средствами	Недостаточная эксплуатационная надёжность автопогрузчика Необходимость индивидуального изготовления скипового подъемника Усложнение строительных конструкций бункерной галереи в связи с установкой дробилки

Схема Т-5 (фиг. 35)

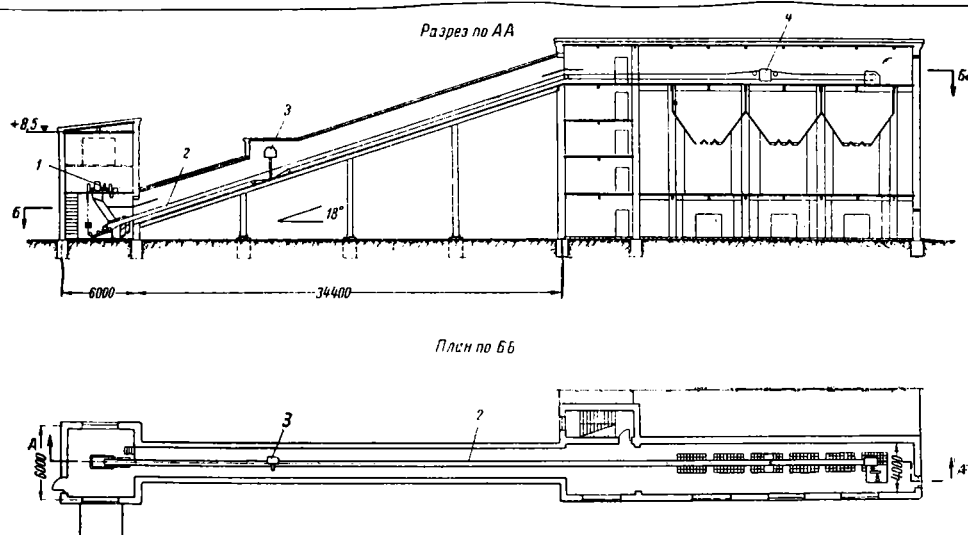
Схема Т-6 (фиг. 36)

Схема Т-7 (фиг. 37)

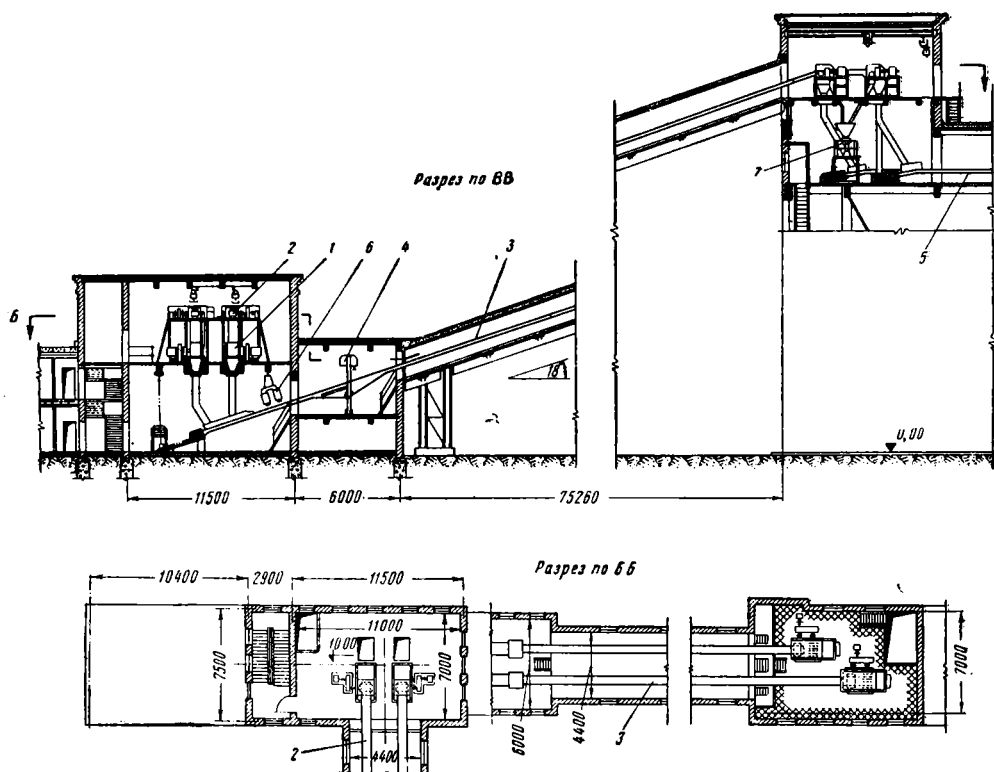
Схема Т-8 (фиг. 38)

Продолжение

Расположение дробильной установки	Система подачи топлива к дробильной установке или приёмному устройству топливopодачи	Система подачи топлива на бункерную галерею и распределения топлива по бункерам котлов	Рекомендуемая область применения	Преимущества	Недостатки
В отдельном блоке со стороны постоянного торца котельной	Автопогрузчик	Ковшовый элеватор и горизонтальный ленточный конвейер	<p>Схема Т-9 (фиг. 39)</p> <p>Промышленные котельные и электростанции с расходом топлива до 15 т/час</p> <p>Сухие каменные угли и антрациты во всех климатических районах</p>		
	Бульдозер при расстоянии возки топлива до 150—200 м. Автосамосвал при расстоянии возки топлива 500—3 000 м	Ковшовый элеватор (типа БЦ-350) и горизонтальный ленточный конвейер	<p>Схема Т-10 (фиг. 40)</p> <p>Для промышленных котельных электростанций с расчётным расходом топлива до 25 т/час</p> <p>Для сухих каменных углей кусками размером до 100—150 мм во всех климатических районах</p>		
	В отдельном помещении над бункерной галереей			Значительно меньшие капитальные затраты по сравнению со схемой Т-12 с применением конвейерной топливopодачи	Недостаточная эксплуатационная надёжность автопогрузчика
В отдельном здании	Ленточный конвейер к дробильной установке	Ленточный конвейер	<p>Схема Т-11 (фиг. 41)</p> <p>Промышленные котельные и электростанции с расчётным расходом топлива до 30 т/час</p> <p>Все виды углей во всех климатических районах</p>		
	Скреперная установка или бульдозер к приёмному устройству топливopодачи			Значительно меньшие капитальные затраты по сравнению со схемой Т-12 с применением конвейерной топливopодачи	Необходимость дублирования ковшового элеватора в связи с недостаточной его эксплуатационной надёжностью
				Возможность размещения топливopодачи на ограниченной по размерам площадке	Усложнение строительных конструкций бункерной галереи в связи с установкой дробилки
В отдельном здании	Ленточный конвейер к дробильной установке	Ленточный конвейер	<p>Схема Т-12 (фиг. 42)</p> <p>Электростанции с расчётным расходом топлива более 30 т/час</p> <p>Все виды углей во всех климатических районах</p>		
	Скреперная установка, бульдозер или ленточный конвейер (см. фиг. 19—22) к приёмным устройствам топливopодачи			По сравнению со схемой Т-9 и Т-10 более высокая надёжность	Бóльшие первоначальные затраты по сравнению со схемами Т-9 и Т-10
				Высокая эксплуатационная надёжность	Необходимость наличия свободной площадки значительных размеров для размещения устройств топливopодачи
В отдельном здании	Ленточный конвейер к дробильной установке	Ленточный конвейер			
	Скреперная установка, бульдозер или ленточный конвейер (см. фиг. 19—22) к приёмным устройствам топливopодачи			Наличие устройств для автоматического отбора проб топлива	Наиболее значительные первоначальные затраты по сравнению со всеми ранее указанными схемами
					Необходимость наличия свободной площадки значительных размеров для размещения устройств топливopодачи



Фиг. 41. Конвейерная топливоподача (схема Т-11): 1 — дробилка; 2 — ленточный конвейер; 3 — конвейерные весы; 4 — плужковый сбрасыватель



Фиг. 42. Конвейерная топливоподача (схема Т-12): 1 — молотковая дробилка; 2 — ленточный конвейер первого подъема; 3 — ленточный конвейер второго подъема; 4 — конвейерные весы; 5 — распределительный ленточный конвейер; 6 — подвесной электромагнитный сепаратор; 7 — механическое устройство для отбора проб топлива

ния в бункерах запаса топлива не менее чем на 8 часов работы каждого котла с номинальной нагрузкой.

При одноконтурной системе топливоподачи расчётная производительность топливоподачи определяется исходя из двухсменного режима её работы.

4. Все механизмы топливоподачи должны быть заблокированы между собой, система блокировки должна обеспечивать возможность включения любого механизма только после включения механизма, расположенного впереди него по ходу движения топлива. Отключение механизмов должно обеспечиваться только в обратном порядке.

При аварийной остановке какого-либо механизма автоматически должны отключаться все механизмы, расположенные перед ним по ходу движения топлива.

Включение и отключение механизмов, расположенных до промежуточного бункера по ходу топлива, может быть не зависящим от работы механизмов, расположенных после него.

5. В качестве мероприятий по борьбе со смерзанием и потерей сыпучести топлива в системе топливоподачи должны предусматриваться:

1) отопление всех помещений топливоподачи и устройство в них отопления для поддержания температуры $+5^{\circ}\text{C}$ на эстакадах и $+10^{\circ}\text{C}$ в остальных помещениях;

2) достаточные выходные сечения и углы наклона — стенок бункеров для всех углей не менее 55° и пересыпных течек для сухих углей не менее 55° , для влажных — не менее 60° ;

3) установка в местах, где чаще всего застревает топливо, электровибраторов или устройств люков для шуровки топлива.

6. В качестве мероприятий для обеспыливания тракта топливоподачи должны быть предусмотрены:

1) устройство укрытий и уплотнений в местах пересыпки топлива;

2) устройство механической вентиляции от укрытий в местах пересыпки или обеспыливание при помощи пара, выпускаемого в пересыпные течки или в нижнюю часть бункера.

ОТДЕЛЬНЫЕ УКАЗАНИЯ ПО ОБСЛУЖИВАНИЮ СКЛАДОВ ТОПЛИВА И ТОПЛИВОПОДАЧИ

1. В каждом штабеле должен храниться уголь только одной марки. Совместное хранение в штабеле углей разных марок не допускается.

Встречается устройство в штабелях вентиляционных каналов и вытяжных труб для охлаждения хранящихся в них углей. Кровлю штабеля желательно делать с небольшим уклоном к краям для стока воды.

Каждый штабель должен быть снабжён двумя укреплёнными таблицами с указанием номера, марки топлива, места добычи, времени закладки штабеля.

При хранении всех углей, кроме антрацитов и тощих, должен производиться систематический контроль температуры внутри штабеля.

Для замера температуры штабели разбивают на квадраты со сторонами, равными 6—10 м, и замер производят в точках пересечения сторон квадратов. Расстояние трёх первых рядов точек замеров от края подошвы штабеля (в плане) берётся 1,5; 3 и 6 м.

Для измерения температуры внутри штабеля в них устанавливаются стальные трубы диаметром 25 мм. Нижние концы труб должны отстоять от основания штабеля не более чем на 500 мм, верхние — выступать над его поверхностью на 200 мм. Нижние концы труб заваривают, верхние прикрывают плотными пробками. Замеры производятся через каждые 1,5 м высоты штабеля.

Для большинства углей критическая температура самовозгорания 60°C . Разогревание углей при температуре $45\text{—}60^{\circ}\text{C}$ ведёт к уменьшению его теплотворности.

Внешними признаками ненормального поведения топлива в штабелях являются:

1) в зимнее время появление проталин на снежном покрове штабеля;

2) в летнее время появление ранним утром на поверхности штабеля влажных пятен;

3) в летнее время быстрое высыхание отдельного места на поверхности штабеля и образование сухого пятна после дождя;

4) выделение из слоя угля продуктов разложения (дымок).

Для прекращения самонагрева угля в штабеле необходимо приостанавливать его окисление путём прекращения доступа воздуха внутрь штабеля. Это достигается многократной утрамбовкой штабеля в месте очага и около него. После этого поверхность штабеля над очагом покрывают тонким слоем жидкой глины (1—2 см).

Если какой-либо участок штабеля разогрелся настолько, что указанных мер недостаточно, необходимо изъять из штабеля и охладить разогревшийся уголь, разбрасывая его слоем не толще 0,5 м. Допускается в этом случае заливка разогревшегося топлива водой.

При условии, если температура в штабелях поддерживается в нормальных пределах и строго соблюдаются правила хранения углей, допускаются следующие сроки хранения:

Бурые и прочие угли	6—8 месяцев
Угли марки Т	до 12 »
Антрациты	» 2 лет

Разгрузку склада и обновление запасов углей желательно производить в периоды наиболее постоянной влажности воздуха. Не рекомендуется закладывать штабели в периоды со сравнительно высокой дневной температурой или с ночной температурой ниже нуля (весной и летом).

Начатый штабель запасного склада следует израсходовать в возможно короткий срок.

2. В зависимости от структуры управления топливоподача обслуживается персоналом топливно-транспортного цеха или котельной.

Рабочие места персонала устанавливаются в зависимости от системы топливоподачи и степени её автоматизации.

При централизованном управлении механизмами топливоподачи на щите управления должна быть нанесена её схема с показателями работы или остановки механизмов.

В обязанности дежурного персонала входит пуск и остановка механизмов, принятие мер по устранению дефектов в механизмах, наблюдение за их работой и контроль за возможно полным использованием оборудования. Механизмы должны быть остановлены немедленно в следующих случаях:

- 1) разрыв ленты транспортёра, пластин транспортёров, цепей и лент элеваторов;
- 2) сход с рельсов роликов транспортёров; попадание в транспортные устройства крупных посторонних предметов;
- 3) поломка зубьев в шестерённых передачах;
- 4) чрезмерный нагрев подшипников (выше 65°C);
- 5) поломка направляющих в транспортёрах;
- 6) намечающийся отрыв троса лебёдок;
- 7) спадание тросов лебёдок с направляющих роликов;
- 8) забивание тракта топливом;
- 9) появление дыма из электродвигателей.

Для стыкования лент транспортёров следует применять способ горячей вулканизации. Дежурный персонал должен уделять особое внимание смазке трущихся деталей механизмов, проверяя периодически подшипники, не допуская их нагрева выше 45—50°C.

Периодичность смазки подшипников должна быть установлена специальной инструк-

цией в зависимости от условий работы механизмов.

Всю систему топливоподачи следует пустить вхолостую и лишь после нескольких минут холостой работы систему можно нагружать топливом.

Во всех местах топливоподачи нужно соблюдать чистоту. Не следует допускать скопления пыли. Должны быть приняты все указанные меры для обеспыливания тракта топливоподачи.

В места, где возможно оседание пыли, должен быть обеспечен свободный подход. Рабочие места должны быть оборудованы сигнализацией и телефонной связью.

При эксплуатации топливоподачи осмотры с устранением обнаруженных дефектов должны осуществляться:

- 1) роликоопор — один раз в квартал;
- 2) несущих и тяговых канатов канатных дорог — ежедневно;
- 3) вагонеток (внешний осмотр) — ежедневно;
- 4) вагонеток с разборкой ходовой части — один раз в 6 месяцев;
- 5) системы блокировки механизмов и тормозов механизмов — два раза в месяц.

Капитальный ремонт механизмов топливного хозяйства должен производиться один раз в год, текущий ремонт — три раза в год

ЗОЛОУЛАВЛИВАНИЕ

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Вместе с дымовыми газами, выбрасываемыми через дымовые трубы, в атмосферу выносятся летучая зола и мелкие частицы несгоревшего топлива. Количество, характер и фракционный состав уноса в газообразных продуктах сгорания зависят от характеристики топлива, способа его сжигания, типа топочного устройства и нагрузки котельных агрегатов.

Примерное содержание и фракционный состав уноса в дымовых газах в зависимости от указанных условий приведены в табл. 1.

Значительные массы уноса в дымовых газах загрязняют атмосферный воздух и ухудшают санитарно-гигиенические условия посёлков и городов, расположенных вблизи котельных. Поэтому все вновь строящиеся и реконструируемые электростанции и котельные с расходом топлива более 1,0 т/час согласно санитарным нормам должны быть оборудованы устройствами для улавливания летучей золы.

Помимо улучшения санитарно-гигиенических условий, улавливание из дымовых газов абразивной летучей золы предохраняет дымососы от преждевременного износа. Необходимость оборудования золоулавливающими установками котельных, обслуживающих вагоноремонтные заводы и вагонные депо, диктуется также технологическими условиями, так как выпадение на их территории массы летучей золы ухудшает качество покраски ремонтируемых вагонов.

В промышленных котельных и электростанциях малой и средней мощности, как правило, применяют механические способы улавливания летучей золы из дымовых газов. В настоящее время преимущественное распространение получили следующие типы механических золоуловителей: 1) батарейные циклоны; 2) циклоны системы НИИОГАЗ.

Степень очистки газов от золы характеризуется общим и фракционным коэффициентом очистки. Общим коэффициентом очистки газа называется отношение весового количества уловленной золы к весовому количеству золы, поступившей в золоуловитель:

$$\tau_o = \frac{G_{вх} - G_{фр вх}}{G_{вх}} 100\%,$$

где $G_{вх}$ — содержание золы в газе до поступления в золоуловитель в кг/час;

$G_{фр вх}$ — содержание золы в газе после выхода из золоуловителя в кг/час.

Фракционным коэффициентом очистки газа называется отношение весового количества уловленных частиц золы данной фракции к весовому количеству частиц золы такой же фракции, поступивших в золоуловитель:

$$\tau_{фр} = \frac{G_{фр вх} - G_{фр фр вх}}{G_{фр вх}} 100\%,$$

где $G_{фр вх}$ — содержание золы в газе данной фракции до поступления в золоуловитель в кг/час;

$G_{фр фр вх}$ — содержание золы в газе данной фракции после выхода из золоуловителя в кг/час.

Таблица 1

Характеристика летучей золы (по данным НИИОГАЗ)

Способ сжигания топлива	Вид топлива	Запылённость газа в г/м³	Фракционный состав золы по весу в %										Удельный вес пыли γ _д в г/см³
			Размер пылинок в микронах										
			0-5	>5-10	>10-15	>15-20	>20-30	>30-40	>40-60	>60-90	>90		
В пылевидном состоянии (шаровая мельница)	Подмосков- ный уголь	~ 25	28,2	15,8	8,0	5,5	11,5	10,0	13,0	8	—	2,3—2,4	
Слоевой (механические ре- шётки)	То же	~ 4	1,3	3,7	1,5	3,5	9,0	22,0	37,0	22,0	—	~ 2,3	
В пылевидном состоянии (недожог ~ 30%)	Тошские угли	До 40	13,2	10,8	7,0	6,0	10,5	10,0	20,5	22,0	—	~ 2,2	
В пылевидном состоянии (недожог ~ 7%)	То же	> 15	4,5	9,5	33,0	19,0	13,0	7,0	6,0	8,0	—	2,2—2,3	
В пылевидном состоянии (шаровая мельница)	Антрацито- вый штыб	> 40	8,5	18,0	10,0	7,0	11,0	10,0	18,5	17,0	—	2,1—2,3	
Слоевой (топки с ручным обслуживанием)	Рядовой антрацит	От 0,5 до 5	1,4	1,6	2,5	3,5	7,0	8,0	11,0	14,0	51,0	—	
Слоевой (топки с ручным обслуживанием)	Подмосков- ный уголь	От 1 до 5	19,5	14,0	6,1	7,6	10,5	7,9	10,1	10,8	13,5	2,0—2,2	
В пылевидном состоянии (шахтно-мельничная топка)¹	То же	~ 20	5,0	15,0	12,0	11,0	16,5	10,0	12,5	5,0	13,0	—	
Слоевой (топка с паровоз- ным стокером)	»	3—5	17,7	10,8	7,4	8,2	11,0	7,2	12,5	13,5	11,7	2,24	

¹ По данным ВТИ.

БАТАРЕЙНЫЕ ЦИКЛОНЫ

Отдельные циклонные элементы, собранные в общем корпусе, снабжённом пылевым бункером, образуют секцию батарейного циклона.

Количество секций и число входящих в них элементов определяются расчётом соответственно количеству газа, поступающего в батарейный циклон, и режиму работы установки.

Общий вид батарейного циклона показан на фиг. 1. Для золоулавливания применяются циклонные элементы диаметром 100, 150 и 250 мм. Наиболее высокую степень очистки дают циклонные элементы диаметром 100 мм; с увеличением диаметра степень очистки уменьшается.

Для циклонных элементов применяются два типа направляющих аппаратов:

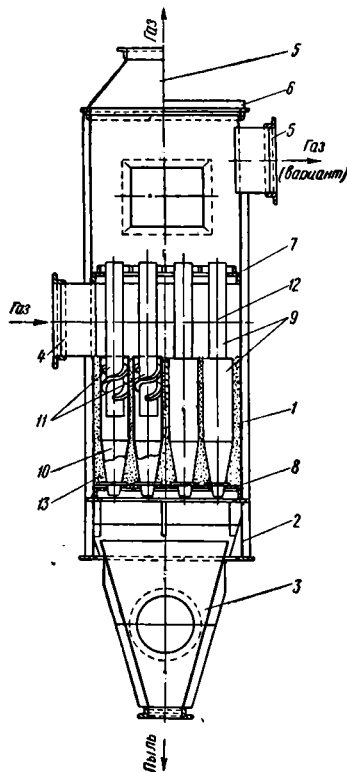
- 1) «Винт» с двумя винтовыми лопастями, наклонёнными под углом 25° (фиг. 2, а);
- 2) «Розетка» с восемью лопатками, наклонёнными под углом 25 или 30° (фиг. 2, б).

Циклонные элементы с направляющим аппаратом «Розетка» обеспечивают более высокую степень очистки.

Температура газа при входе в батарейный циклон не должна превышать 400° и должна быть не менее чем на $20\text{--}25^\circ$ выше точки росы.

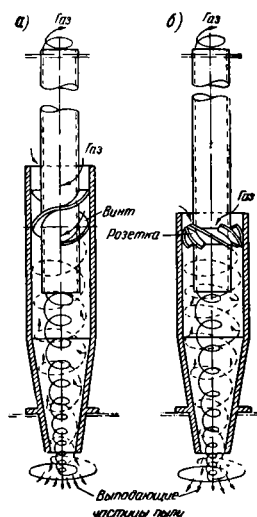
Батарейные циклоны с элементами диаметром 100 мм рекомендуется устанавливать для улавливания тонкой пыли и при расходе газа не менее $2500 \text{ м}^3/\text{час}$, с элементами диаметром 150 мм при расходе газа не менее $7500 \text{ м}^3/\text{час}$ и с элементами диаметром 250 мм при расходе газа не менее $25000 \text{ м}^3/\text{час}$.

При меньшем количестве очищаемого газа более целесообразно устанавливать циклоны НИИОГАЗ.



Фиг. 1. Батарейный циклон: 1—кожух; 2—опорный пояс; 3—бункер; 4—диффузор входа газа; 5—конфузор выхода газа; 6—крышка; 7—верхняя опорная решётка; 8—нижняя опорная решётка; 9—циклонный элемент; 10—корпус элемента; 11—направляющий аппарат; 12—выхлопная труба; 13—засыпка просеянным шлаком

При выборе типа и размера циклонного элемента рекомендуется учитывать слипаемость пылей.



Фиг. 2. Схема движения газа в циклонном элементе с направляющим аппаратом: А — типа «Винт»; Б — типа «Розетка»

По степени слипаемости пыли разделяются на группы, приведённые в табл. 2.

Таблица 2

Слипаемость различных пылей

Группа I	Группа II	Группа III
Неслипающиеся пыли	Слабослипающиеся пыли	Среднеслипающиеся пыли
Шлаковая пыль	Летучая зола с недожогом более 30% при пылевидном сжигании каменных углей Летучая зола при слоевом сжигании любых углей	Летучая зола без недожога (зола подмосковных углей)

Допускаемая запылённость газа перед батарейным циклоном слабослипающимися пылями (группа II) не должна превышать величин, указанных в табл. 3.

Таблица 3

Допускаемая запылённость газа слабослипающимися пылями

Тип элемента	Диаметр элемента в мм	Допускаемая запылённость газа не выше в г/м³	Тип элемента	Диаметр элемента в мм	Допускаемая запылённость газа не выше в г/м³
«Винт»	100	25	«Розетка»	100	15
»	150	50	То же	150	35
»	250	100	»	250	75

Для пылей I группы допускаемая запылённость газа может в 2—3 раза превышать величины, указанные в табл. 3.

Для пылей III группы допускаемая запылённость газа должна быть в два раза меньше величин, указанных в табл. 3.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ БАТАРЕЙНОГО ЦИКЛОНА

Технологический расчёт батарейного циклона сводится к определению общего коэффициента очистки газа и запылённости его на выходе из батарейного циклона.

Общий коэффициент очистки газа при известных фракционных коэффициентах с достаточной для практики точностью определяется по формуле

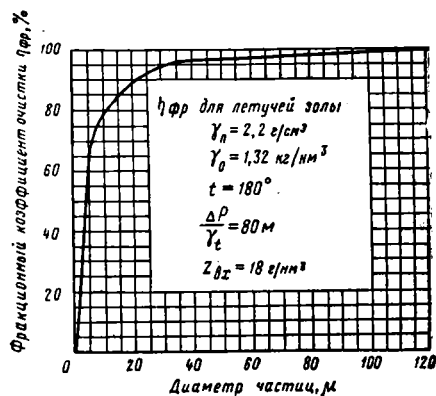
$$\eta_0 = \frac{\eta_{фр1} \Phi_1}{100} + \frac{\eta_{фр2} \Phi_2}{100} + \frac{\eta_{фр3} \Phi_3}{100} + \dots + \frac{\eta_{фрn} \Phi_n}{100},$$

где $\eta_{фр1}, \eta_{фр2}, \eta_{фр3}, \dots, \eta_{фрn}$ — фракционные коэффициенты очистки газа;

$\Phi_1, \Phi_2, \Phi_3, \dots, \Phi_n$ — содержание частиц летучей золы данных фракций по весу в %, причём

$$\Phi_1 + \Phi_2 + \Phi_3 + \dots + \Phi_n = 100\%.$$

Фракционный состав летучей золы принимается по табл. 1, а фракционные коэффициенты очистки — по графику фиг. 3, получен-



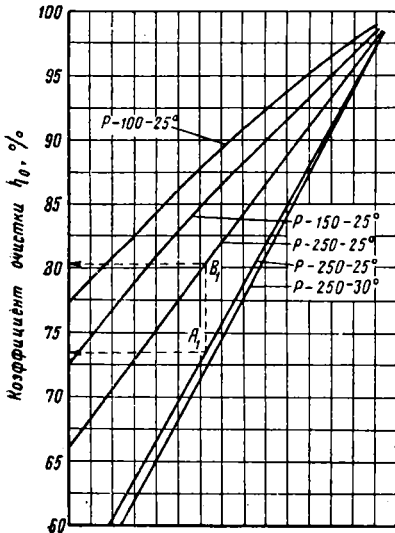
Фиг. 3. Фракционные коэффициенты очистки газа в батарейном циклоне диаметром 250 мм с направляющим аппаратом «Винт» под углом 25°

ному для батарейного циклона, имеющего элементы диаметром 250 мм, с направляющими аппаратами «Винт» под углом 25° при удельном весе пыли $\gamma_n = 2,2 \text{ г/см}^3$ и отношении гидравлического сопротивления циклона к удельному весу газа $\frac{\Delta P}{\gamma_t} = 80 \text{ м}$.

Величину общего коэффициента очистки следует затем пересчитать по сводному графику фиг. 4 для выбранного типа циклонного элемента.

Если параметры, для которых получены значения $\eta_{фр}$, приведённые на графике фиг. 3,

отличны от параметров, для которых рассчитывается величина общего коэффициента очистки, то расчёт следует вести по величинам

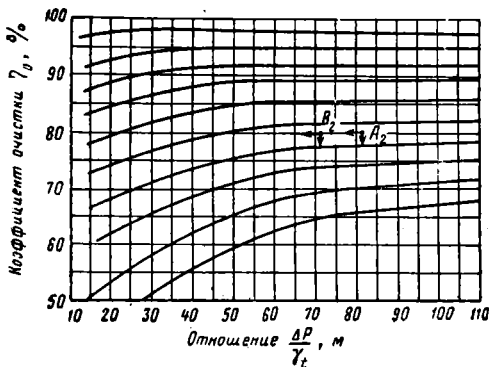


Фиг. 4. График для пересчёта коэффициента очистки газа η_0

Условные обозначения

- $P-100-25^\circ$ — элемент диаметром 100 мм с «Розеткой», угол 25°
 $P-150-25^\circ$ — элемент диаметром 150 мм с «Розеткой», угол 25°
 $P-250-25^\circ$ — элемент диаметром 250 мм с «Розеткой», угол 25°
 $P-250-30^\circ$ — элемент диаметром 250 мм с «Розеткой», угол 30°
 $P-250-25^\circ$ — элемент диаметром 250 мм с «Винтом», угол 25°

$\eta_{фр}$, а затем полученную величину общего коэффициента очистки откорректировать по графикам фиг. 5 и 6.



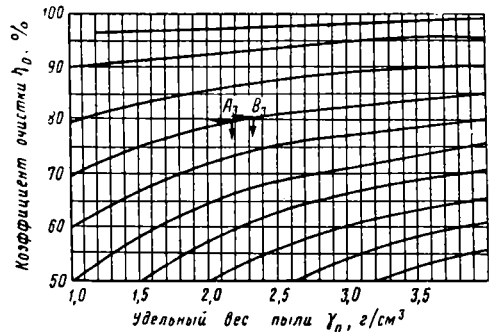
Фиг. 5. График зависимости коэффициента очистки газа η_0 от величины $\frac{\Delta P}{\gamma_t}$

Запылённость газа на выходе из батарейного циклона определяется по формуле

$$Z_{вых} = Z_{вх} \left(1 - \frac{\eta_0}{100}\right) \text{ г/н.м}^3,$$

где η_0 — общий коэффициент очистки газа циклоном;

$Z_{вх}$ — запылённость газа на входе в циклон в г/н.м^3 .



Фиг. 6. График зависимости коэффициента очистки газа η_0 от удельного веса летучей золы γ_n

АЭРОДИНАМИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ БАТАРЕЙНОГО ЦИКЛОНА

Гидравлическое сопротивление батарейного циклона, считая от входа дымовых газов в газораспределительную камеру до выхода газов из камеры очищенного газа, определяется по формуле

$$\Delta P = \xi \frac{\gamma_t W_y^2}{2g} \text{ мм вод. ст.},$$

где γ_t — удельный вес дымовых газов, проходящих через батарейный циклон при температуре $t^\circ \text{C}$, в кг/м^3 ;

W_y — условная скорость дымовых газов, отнесённая ко всему сечению циклонного элемента, в м/сек ;

g — ускорение силы тяжести, равное $9,81 \text{ м/сек}^2$;

ξ — коэффициент сопротивления батарейного циклона, отнесённый к условной скорости W_y .

По данным НИИОГАЗ коэффициент сопротивления принимается:

для направляющих аппаратов «Винт» $\alpha = 25^\circ$, $\xi = 85$;

для направляющих аппаратов «Розетка» $\alpha = 25^\circ$, $\xi = 90$;

для направляющих аппаратов «Розетка» $\alpha = 30^\circ$, $\xi = 65$.

При аэродинамическом расчёте батарейного циклона определяется число циклонных элементов по заданному объёму газа. Для этого должны быть известны параметры дымовых газов, определены допустимые гидравлические потери и выбраны тип и диаметр циклонного элемента.

Объём дымовых газов, проходящих через один элемент q_p , и необходимое количество циклонных элементов N определяются соответственно по формулам:

$$q_p = 3,48 D^2 \sqrt{\frac{\Delta P}{\gamma_t \xi}} \text{ м}^3/\text{сек};$$

$$N = 0,287 \frac{Q_p}{D^2} \sqrt{\frac{\gamma_t \xi}{\Delta P}},$$

где Q_p — объём дымовых газов, поступающих на очистку в батарейный циклон, в $\text{м}^3/\text{сек}$;

D — внутренний диаметр корпуса циклонного элемента в м ;

γ_t — удельный вес дымовых газов, проходящих через батарейный циклон при температуре $t^\circ \text{С}$, в $\text{кг}/\text{м}^3$;

ξ — коэффициент сопротивления батарейного циклона;

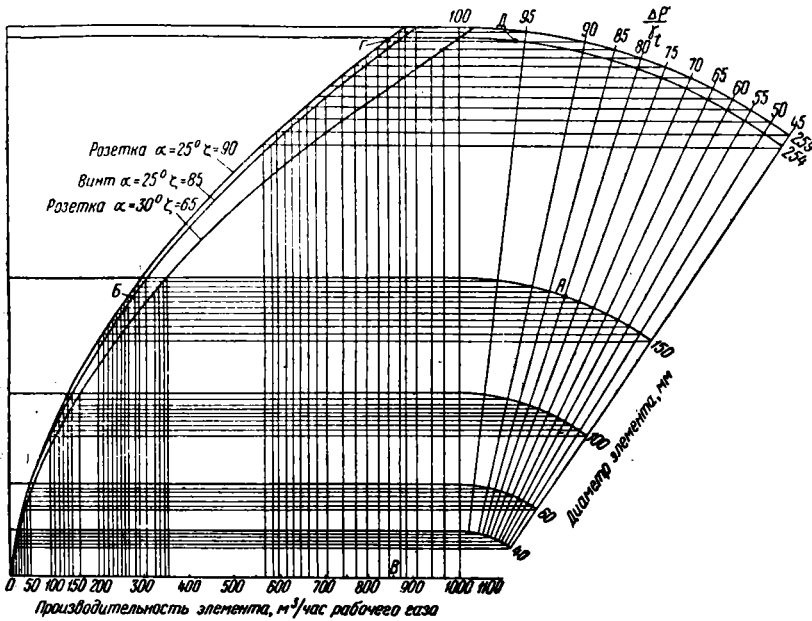
ΔP — гидравлическое сопротивление батарейного циклона в мм вод. ст.

меньше 55 м , однако при этом условная скорость W_y газа в элементе должна быть не ниже 2,2—2,5 $\text{м}/\text{сек}$, так как при меньших скоростях возможно забивание циклонных элементов летучей золой.

Гидравлические сопротивления элементов могут быть приближённо определены по номограмме фиг. 7.

ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ УСТАНОВКИ БАТАРЕЙНЫХ ЦИКЛОНОВ

Для котельных с переменной нагрузкой (производственно-отопительных котельных) батарейные циклоны выполняются с различ-



Фиг. 7. Номограмма для расчёта производительности и гидравлического сопротивления циклонных элементов

На основании технико-экономических соображений и надёжности работы батарейных циклонов трест «Газоочистка» рекомендует принимать отношение гидравлического сопротивления к удельному весу в пределах:

$$\frac{\Delta P}{\gamma_t} = 55 \div 75 \text{ м.}$$

В этих пределах находится область оптимальной работы циклонов. При отношении $\frac{\Delta P}{\gamma_t}$ более 75 м рост гидравлического сопротивления циклона не сопровождается существенным повышением эффективности его работы, а при $\frac{\Delta P}{\gamma_t}$ меньше 55 м значительно снижается коэффициент очистки газа циклоном (см. фиг. 3).

При слоевом способе сжигания топлива отношение $\frac{\Delta P}{\gamma_t}$ можно принимать несколько

ным количеством элементов в секциях и с возможностью включения или отключения соответствующих секций в зависимости от нагрузки.

Для равномерного распределения газа число циклонных элементов в одном ряду по ходу газа не должно превышать восьми, а перпендикулярно газовому потоку — не более двенадцати.

Каждая секция батарейного циклона должна иметь отдельный бункер с золовым затвором. Угол наклона стенок бункера принимается в пределах 55—60°.

При необходимости установки в одной секции более 60 элементов (не более десяти в ряду по ходу газов и не более шестнадцати в ряду перпендикулярно направлению газового потока) золовой бункер следует разделять на две части перегородкой, перпендикулярной направлению движения газового потока. Перегородка должна оканчиваться на расстоянии 200—250 мм от золовыпускного отверстия бункера.

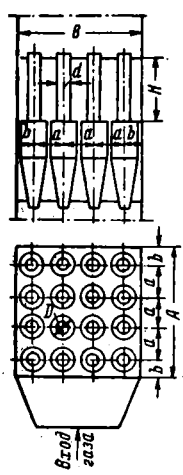
Таблица 4

Рекомендуемые типо-размеры секций батарейных циклонов

5 рядов в глубину ПС-5				6 рядов в глубину ПС-6			
Тип секции	Число элементов в ряду	Общее число элементов в секции	Примечание	Тип секции	Число элементов в ряду	Общее число элементов в секции	Примечание
ПС-5-25	5	25	Для элементов диаметром 100 мм Для элементов диаметром 150 мм	ПС-6-36	6	36	Для всех типов элементов
ПС-5-30	6	30		ПС-6-42	7	42	
ПС-5-35	7	35	ПС-6-48	8	48		
ПС-5-40	8	40	Для всех типов элементов	ПС-6-54	9	54	
ПС-5-45	9	45		ПС-6-60	10	60	
8 рядов в глубину ПС-8				10 рядов в глубину ПС-10			
ПС-8- 64	8	64	Для всех типов элементов В бункере рекомендуется ставить перегородку Устройство перегородки в бункере обязательно	ПС-10-100	10	100	Для всех типов элементов Устройство перегородки в бункере обязательно Рекомендуется устройство двух бункеров в секции
ПС-8- 72	9	72		ПС-10-110	11	110	
ПС-8- 80	10	80		ПС-10-120	12	120	
ПС-8- 88	11	88		ПС-10-130	13	130	
ПС-8- 96	12	96		ПС-10-140	14	140	
ПС-8-104	13	104		ПС-10-150	15	150	
ПС-8-112	14	112		ПС-10-160	16	160	

Высота распределительной камеры определяется расчётом. Высота камеры очищенного газа принимается по конструктивным соображениям из условий монтажа выхлопных труб.

Для обеспечения равномерного распределения газа по всему сечению газораспределительной камеры подвод газа к последней выполняется при помощи диффузора шириной не менее, чем расстояние между осями крайних элементов, и высотой, равной высоте распределительной камеры.



Фиг. 8. Схема устройства газораспределительной камеры

Угол раскрытия диффузора следует принимать не более 15°, при большем угле необходимо предусматривать установку в диффузоре направляющих устройств для равномерного распределения газа по всему сечению входной камеры (направляющие лопатки или спрямляющие поток решётки).

Выход газа из батарейного циклона может быть осуществлён через боковое отверстие или через отверстие, симметрично расположенное в верхней крышке камеры очищенного газа; при этом подвод газа осуществляется через конфузор.

Для возможности отключения отдельных секций на входе и выходе каждой секции должны устанавливаться шиберы.

В табл. 4 приведены рекомендуемые трестом «Газоочистка» типовые секции прямоугольных батарейных циклонов.

Циклонные элементы komponуются в плане обычно в виде прямоугольника по схеме, показанной на фиг. 8.

Расстояние между стенками кожуха по глубине определяется по формуле

$$A = (n_1 - 1) a + 2b \text{ мм},$$

где n_1 — число элементов в ряду по глубине;
 a — расстояние между осями элементов в мм, которое принимается по данным табл. 5;
 b — расстояние от оси крайнего элемента до стенки корпуса в мм (табл. 5).

Расстояние между стенками кожуха по ширине определяется по формуле

$$B = (n_2 - 1) a + 2b \text{ мм},$$

где n_2 — число элементов в ряду по ширине;

Таблица 5

Расстояние между элементами в мм

Тип направляющего аппарата	Условный диаметр циклонных элементов	Диаметр выхлопной трубы	a	b
«Розетка»	250	133	280	170
»	150	83	180	120
»	100	59	130	95
«Винт»	250	159	280	170

a и b — соответственно расстояния между осями элементов и от оси крайнего элемента до стенки кожуха (принимаются по табл. 5).

Высота кожуха газораспределительной камеры определяется по формуле

$$H = \frac{Q_p}{KW_{gx}[(a-d)n_2 + 0,06]} \text{ м,}$$

где K — число секций батарейного циклона;
 Q_p — объем рабочего газа, поступающего в батарейный циклон, в $\text{м}^3/\text{сек}$;

n_2 — число элементов в ряду по ширине;
 a — расстояние между осями элементов в мм;

d — диаметр выхлопной трубы в м;

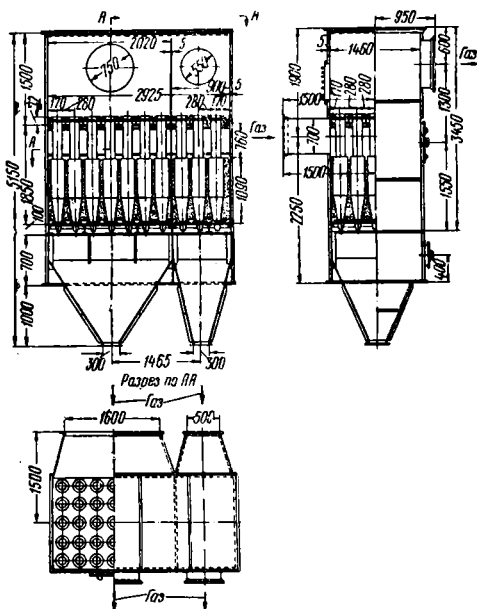
W_{gx} — скорость газа на входе, в живом сечении газораспределительной камеры в $\text{м}/\text{сек}$.

Для предотвращения эрозии первых рядов выхлопных труб W_{gx} должна быть не более 14 $\text{м}/\text{сек}$.

Скорость газа во входном сечении газораспределительной камеры должна быть

$$W_2 \leq 6 W_y,$$

где W_y — условная скорость в полном сечении корпуса циклонного элемента в $\text{м}/\text{сек}$.



Фиг. 9. Конструкция двухсекционного батарейного циклона

Конструкция двухсекционного батарейного циклона, предназначенного для котельной с переменной нагрузкой, показана на фиг. 9.

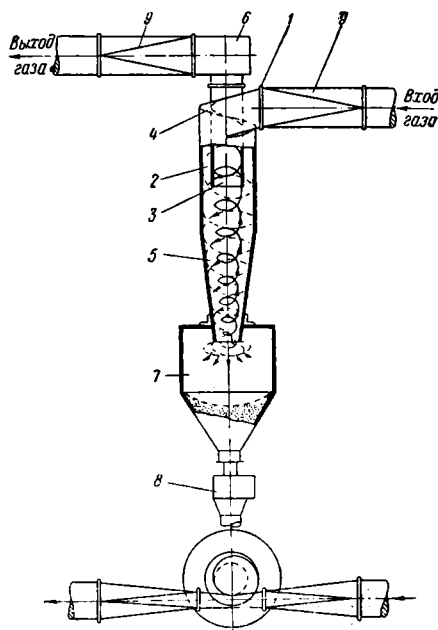
ЦИКЛОНЫ НИИОГАЗ

Устройство циклона системы НИИОГАЗ показано на фиг. 10.

Трестом «Газоочистка» разработано четыре типа циклонов:

1) ЦН-15 с углом наклона крышки с выходным патрубком — 15° ;

2) ЦН-15-У, аналогичный циклону ЦН-15, но с меньшим габаритом по высоте (укороченный);



Фиг. 10. Циклон НИИОГАЗ: 1 — входной патрубок; 2 — корпус циклона; 3 — выхлопная труба; 4 — винтовая крышка циклона; 5 — корпус циклона (конусная часть); 6 — улитка для вывода газа из циклона; 7 — бункер; 8 — пылевой затвор; 9 — переход

3) ЦН-24 с углом наклона крышки с входным патрубком — 24° ;

4) ЦН-11 с углом наклона крышки с входным патрубком — 11° .

Основным типом циклона для улавливания летучей золы из дымовых газов является циклон ЦН-15.

Установка менее эффективного, укороченного циклона ЦН-15-У допускается для очистки дымовых газов только при наличии габаритных ограничений в котельной.

Высокопроизводительный циклон ЦН-24 по сравнению с циклоном ЦН-15 обладает значительно меньшим коэффициентом очистки и поэтому может быть использован только для очистки газа от крупнодисперсных частиц.

Наиболее эффективную очистку газа обеспечивает циклон ЦН-11, однако гидравлическое сопротивление его почти в два раза превышает сопротивление циклона ЦН-15, вследствие чего он применяется только в котельных с особо повышенными требованиями к очистке дымовых газов.

Несколько циклонов можно объединить в группу с общим подводом и отводом газа и общим бункером для сбора золы. Количество циклонов в группе не должно превышать восьми независимо от их диаметра. Предельная производительность группы из

восьми циклонов диаметром 800 мм составляет 50 000 м³/час рабочего газа.

Для циклонов ЦН-24, предназначенных для улавливания грубой золы, производительность группы из восьми циклонов диаметром 1 000 мм составляет около 100 000 м³/час рабочего газа.

В табл. 6 приведены значения коэффициентов очистки газа циклонами НИИОГАЗ и элементами батарейных циклонов в зависимости от диаметра частиц летучей золы.

Таблица 6

Значения фракционных коэффициентов очистки газа

Тип циклона	Диаметр цикло-на в мм	Коэффициент очи-стки в %		
		Диаметр частиц в микронах		
		5	10	20
ЦН-15	800	50	85	97,5
То же	600	55	87	98
»	400	69	89	98,5
»	200	77	93	99
»	100	83	95	99,5
ЦН-15-у	800	40	81	97
То же	200	70	91	99
ЦН-24	1 000	30	70	96
То же	500	41	79	97
ЦН-11	800	63	90	98
То же	100	85	97	99,8
Элемент с «Винтом»	250	63	78	91
» с «Розеткой»	250	72	84	93
»	150	78	88	95
»	100	82	91	96

Из этой таблицы видно, что при размере частиц летучей золы 10 м циклон ЦН-15 диаметром 800 мм работает с эффективностью, равной элементу батарейного циклона с направляющим аппаратом «Розетка» диаметром 250 мм.

При размере частиц золы от 20 м и более все типы циклонов НИИОГАЗ работают эффективнее элементов батарейных циклонов.

При преобладании частиц размером около 5 м циклоны типа ЦН-15 и ЦН-11 очищают газ примерно так же, как элементы батарейных циклонов с направляющим аппаратом «Розетка» равного диаметра.

Расход металла для очистки 1 000 м³/час рабочего газа составляет: для циклонов НИИОГАЗ — 110—140 кг; для батарейных циклонов — 200—250 кг.

Циклоны НИИОГАЗ более надёжны в эксплуатации, чем элементы батарейного циклона; они допускают очистку газа с большим содержанием золы и более просты в изготовлении.

Однако батарейные циклоны обладают меньшими габаритами, чем группа циклонов НИИОГАЗ.

Для обеспечения надёжной работы циклонов НИИОГАЗ допускаемая запылённость газа для неслипающихся и слабослипающихся пылей (I и II группы по табл. 2) не должна превышать величин, указанных в табл. 7.

Таблица 7

Допускаемая запылённость газа слабослипающимися пылями

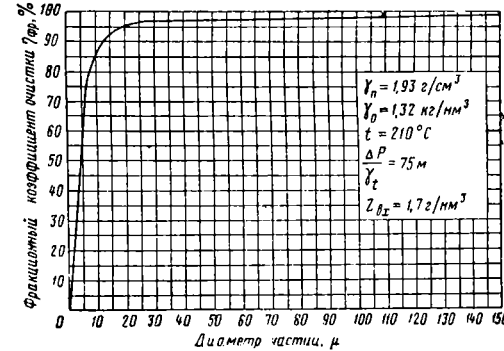
Диаметр циклона в мм	Допускаемая запылённость газа не выше в г/мм³
800	400
600	300
400	200
200	150
100	60

Для среднеслипающихся пылей (III группа по табл. 2) допускаемая запылённость газа должна быть в два раза меньше величин, указанных в табл. 7.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ ЦИКЛОНОВ НИИОГАЗ

Технологический расчёт циклонов НИИОГАЗ сводится к определению общего коэффициента очистки газа и запылённости его на выходе из циклона по тем же формулам, что и для батарейного циклона.

При этом фракционный состав летучей золы принимается по табл. 1, а фракционные коэффициенты очистки — по графику фиг. 11,

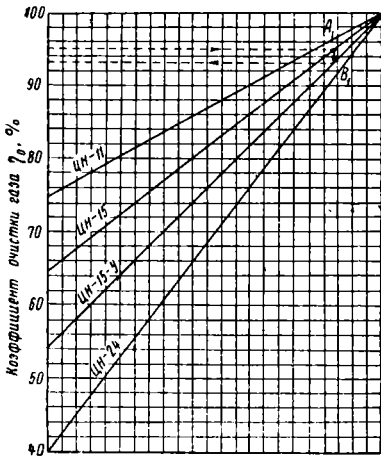


Фиг. 11. Фракционные коэффициенты очистки газа циклоном НИИОГАЗ типа ЦН-15 диаметром 600 мм

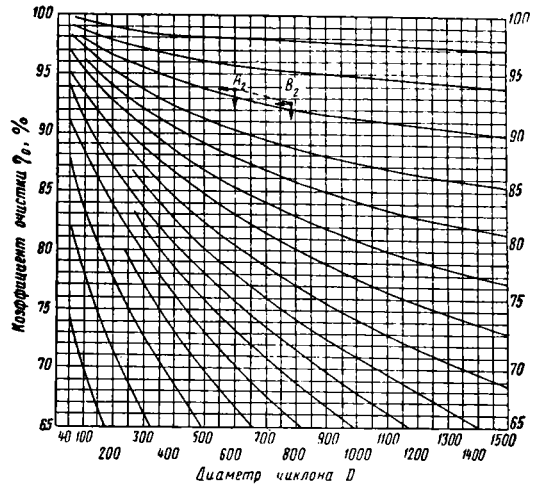
полученному для циклона типа ЦН-15 диаметром 600 мм при удельном весе пыли γн = 91,3 г/см³ и отношении гидравлического сопротивления циклона к удельному весу газа $\frac{\Delta P}{\gamma_t} = 75 \text{ м}$.

Полученную величину общего коэффициента очистки следует затем пересчитать по сводному графику фиг. 12 для выбранного типа циклона.

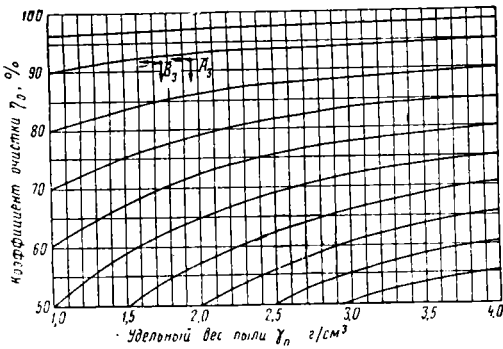
Если параметры, для которых получены значения γфр, приведённые на графике фиг. 11, отличны от параметров, для которых рассчитывается величина общего коэффициента очистки, то расчёт следует вести по величинам γфр, а затем откорректировать по графикам фиг. 13—15.



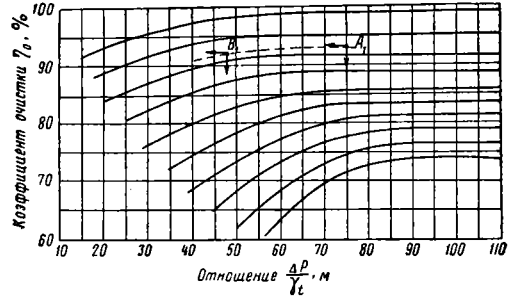
Фиг. 12. График для пересчёта коэффициента очистки газа



Фиг. 13. График зависимости коэффициента очистки газа η_0 от диаметра циклона



Фиг. 14. График зависимости коэффициента очистки газа η_0 от удельного веса летучей золы



Фиг. 15. График зависимости коэффициента очистки газа η_0 от величины $\frac{\Delta P}{\gamma_t}$

АЭРОДИНАМИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ ЦИКЛОНОВ НИИОГАЗ

Гидравлическое сопротивление циклона или группы циклонов, считая от входа газа в циклон до выхода газа из циклона (без учёта сопротивления подводящих и отводящих газопроводов, переходов и отводящих коллекторов), определяется по формуле

$$\Delta P = \xi \frac{\gamma_t W_y^2}{2g} \text{ мм вод. ст.},$$

где γ_t — удельный вес дымовых газов при температуре $t^\circ \text{C}$ в кг/м^3 ;

W_y — условная скорость дымовых газов, отнесённая к поперечному сечению цилиндрической части циклона, в м/сек ;

g — ускорение силы тяжести, равное $9,81 \text{ м/сек}^2$;

ξ — коэффициент сопротивления циклона, отнесённый к условной скорости W_y .

По данным НИИОГАЗ, коэффициент сопротивления ξ принимается:

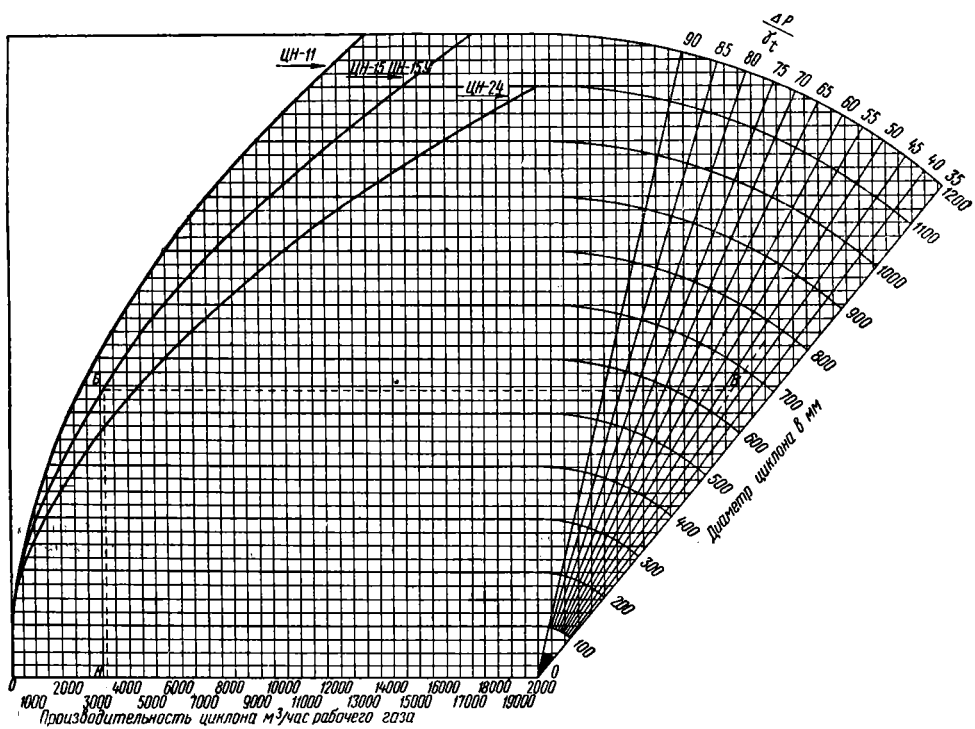
Для циклона ЦН-15	105
» » ЦН-15-У	110
» » ЦН-24	60
» » ЦН-11	180

Для группы параллельно включённых циклонов коэффициент сопротивления принимается на 10% больше, чем для одиночного циклона, независимо от числа циклонов в группе.

Объём дымовых газов, проходящих через один циклон, q_p и необходимое количество циклонов в группе определяются, как и для батарейного циклона.

Гидравлическое сопротивление циклонов НИИОГАЗ рекомендуется в пределах величины отношения $\frac{\Delta P}{\gamma_t} = 55 \div 75 \text{ м}$.

Гидравлические сопротивления и производительность циклонов могут быть приближённо определены по номограмме фиг. 16.



Фиг. 16. Номограмма для определения производительности и гидравлического сопротивления циклонов НИИОГАЗ

Размеры циклонов НИИОГАЗ

Таблица 8

Наименование размера	Обозначение размера	Тип циклона			
		ЦН-15	ЦН-15-У	ЦН-24	ЦН-11
Угол наклона крышки и патрубка циклона . . .	α°	15	15	24	11
Внутренний диаметр циклона	D мм	40—800	200—800	400—1 000	40—800
Высота входного патрубка (внутренний размер) . . .	a »	$0,66 D$	$0,66 D$	$1,11 D$	$0,48 D$
Высота входной трубы с фланцем	h_m »	$1,74 D$	$1,5 D$	$2,11 D$	$1,56 D$
Высота цилиндрической части корпуса циклона . . .	$h_{ц}$ »	$2,26 D$	$1,51 D$	$2,11 D$	$2,08 D$
Высота конуса циклона	h_k »	$2 D$	$1,5 D$	$1,75 D$	$2 D$
Высота внешней части выхлопной трубы	$h_{в}$ »	$0,3 D$	$0,3 D$	$0,4 D$	$0,3 D$
Общая высота циклона	H »	$4,56 D$	$3,31 D$	$4,26 D$	$4,38 D$
Наружный диаметр выхлопной трубы	d »	$0,6 D$	$0,6 D$	$0,6 D$	$0,6 D$
Внутренний диаметр золувыпускного отверстия . . .	d_1 »	$(0,3—0,4) D$	$(0,3—0,4) D$	$(0,3—0,4) D$	$(0,3—0,4) D$
Ширина входного патрубка в циклоне (внутренний размер)	b »	$0,2 D$	$0,2 D$	$0,2 D$	$0,2 D$
Ширина входного патрубка на входе (внутренний размер)	b_1 »	$0,26 D$	$0,26 D$	$0,26 D$	$0,26 D$
Длина входного патрубка	l	$0,6 D$	$0,6 D$	$0,6 D$	$0,6 D$
Диаметр по средней линии циклона	$D_{ср}$	$0,8 D$	$0,8 D$	$0,8 D$	$0,8 D$
Высота установки фланца	$h_{фл}$	$(0,24—0,32) D$	$(0,24—0,32) D$	$(0,24—0,32) D$	$(0,24—0,31) D$

Примечания. 1. Угол наклона крышки считается по линии $D_{ср}$.
2. В циклонах диаметром до 400 мм высоту $h_{в}$ следует принимать 120 мм.
3. Толщину стенки выхлопной трубы следует принимать не более $0,2 \sqrt{D}$.
4. Большое значение для d_1 следует принимать для малых диаметров циклонов или большой запыленности газа.
5. В циклонах диаметром до 150 мм к высоте h_m и $h_{в}$ прибавляется 30 мм.

ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ УСТАНОВКИ ЦИКЛОНОВ НИИОГАЗ

Циклоны НИИОГАЗ можно устанавливать как на всасывающем, так и на нагнетательном участке газохода.

Температура газа, поступающего в циклон, допускается до 400°C и должна быть выше точки росы на 20—25°C.

Для отопительных и производственно-отопительных котельных с переменным характером нагрузок необходимо предусматривать устройства (заглушки) для отключения части циклонов при уменьшении нагрузки.

Установка для этой цели шиберов на входных патрубках или выхлопных трубах цикло-

нов не допускается. Не допускается также устройство затворов или задвижек у пылевыпускных отверстий циклонов.

Подвод и отвод газа к отдельному циклону следует осуществлять прямыми газоходами.

При установке циклонов в группу для равномерного распределения газа между ними необходимо соблюдать равенство сопротивлений каждого из циклонов, входящих в группу.

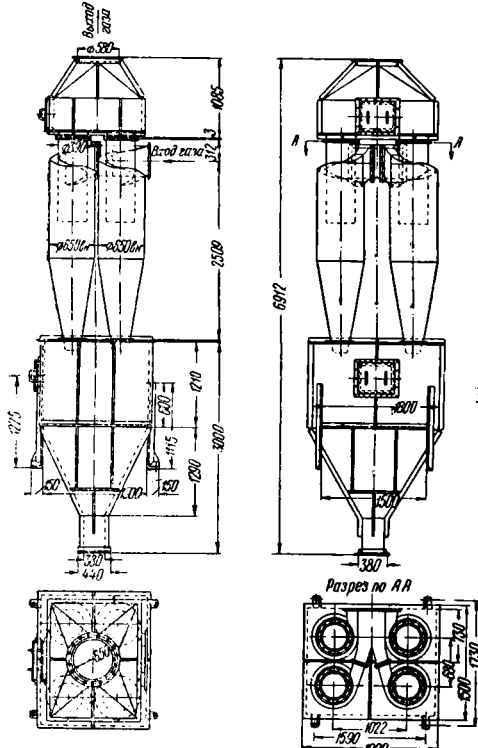
Подвод и отвод газа из коллекторов следует выполнять плавными переходами.

При необходимости устройства поворота газа перед входом в циклон или коллектор рекомендуется в колене или отводе устанавливать направляющие лопатки.

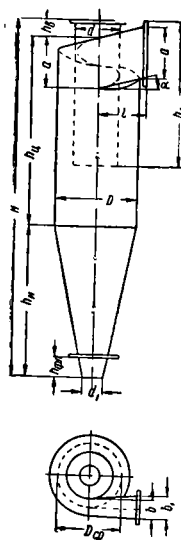
Компоновка группы циклонов НИИОГАЗ показана на фиг. 17.

Размеры циклонов НИИОГАЗ согласно нормам треста «Газоочистка» приведены на фиг. 18 и в табл. 8.

Размеры внутренних диаметров нормализованных циклонов НИИОГАЗ приведены в табл. 9.



Фиг. 17. Компоновка группы циклонов НИИОГАЗ типа ЦН-15



Фиг. 18. Размеры циклонов НИИОГАЗ

Размеры внутренних диаметров циклонов

Таблица 9

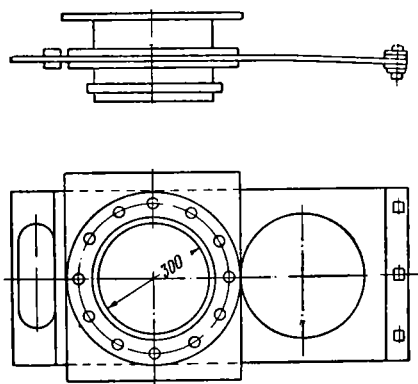
Тип циклона	Внутренние диаметры циклонов D в мм										
ЦН-15	40	60	80	100	150	200	250	300	350	400	450
ЦН-15-У	—	—	—	—	—	200	250	300	350	400	450
ЦН-11	40	60	80	100	150	200	250	300	350	400	450
ЦН-24	—	—	—	—	—	—	—	—	—	400	450

Продолжение

Тип циклона	Внутренние диаметры циклонов D в мм										
ЦН-15	500	550	600	650	700	750	800	—	—	—	—
ЦН-15-У	500	550	600	650	700	750	800	—	—	—	—
ЦН-11	500	550	600	650	700	750	800	—	—	—	—
ЦН-24	500	550	600	650	700	750	800	850	900	950	1 000

УСТРОЙСТВА ДЛЯ РАЗГРУЗКИ ЗОЛЫ

Для обеспечения нормальной работы золоуловителя требуется регулярное и надёжное удаление летучей золы из сборного бункера, так как переполнение последнего влечёт за собой уменьшение коэффициента очистки газа и забивание циклонов (циклонных элементов) пылью.

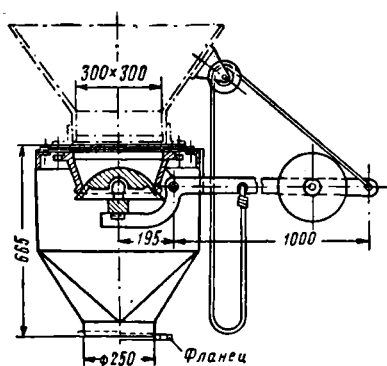


Фиг. 19. Шиберный самоочищающийся затвор

Устройство для разгрузки золы должно обеспечивать необходимую герметичность при перепаде давления до ± 100 мм вод. ст.

Подсос воздуха в бункере при работе золоуловителя под разрежением вызывает резкое снижение коэффициента очистки газа, а при работе золоуловителя под давлением ведёт к выбросу пыли в окружающую среду.

Для периодической выгрузки пыли из бункера золоуловителя применяются:



Фиг. 20. Шаровой затвор

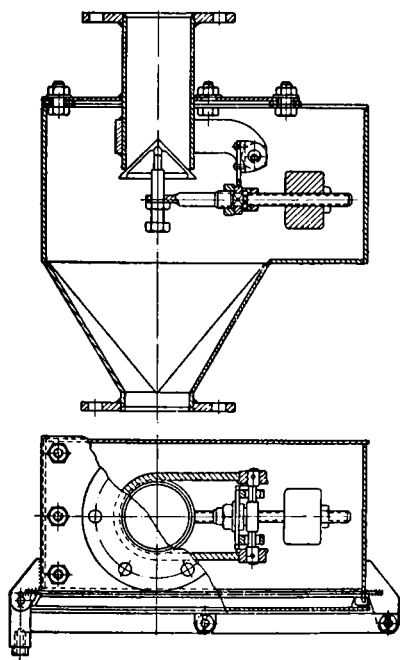
- а) шиберные самоочищающиеся затворы с отверстием в заслонке (фиг. 19);
- б) шаровые затворы (фиг. 20).

Для непрерывной выгрузки пыли применяются:

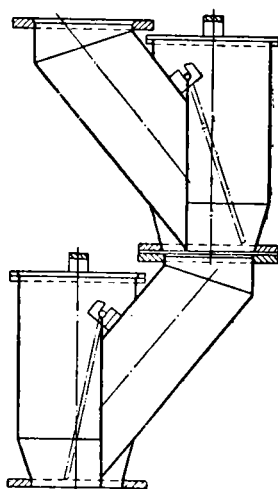
- а) затворы-мигалки горизонтальные (фиг. 21) и вертикальные (фиг. 22).

Выгрузка пыли через затворы-мигалки происходит автоматически, в зависимости от высоты слоя пыли над ними и разрежением;

- б) лопастные затворы (фиг. 23).

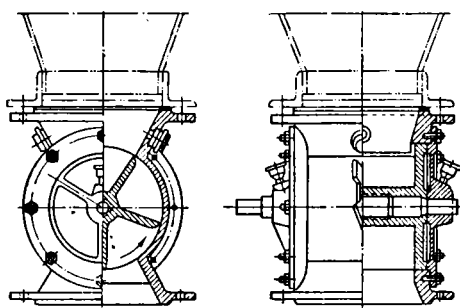


Фиг. 21. Затвор-мигалка горизонтальный

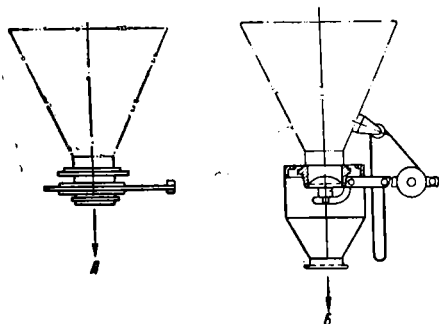


Фиг. 22. Затвор-мигалка вертикальный

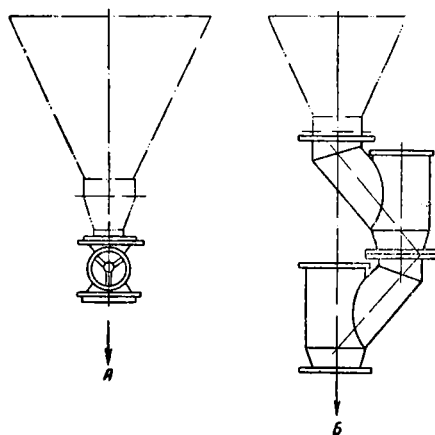
Лопастные затворы рекомендуется применять для неслипающихся и слабослипающихся пылей, а остальные затворы — для всех видов пылей.



Фиг. 23. Чугунный лопастной затвор



Фиг. 24. Схема установки бункерных затворов для периодического удаления летучей золы при перепадах давления до 100 мм вод. ст.: А — с шиберным затвором; Б — с шаровым затвором



Фиг. 25. Схема установки бункерных затворов для непрерывного удаления летучей золы при перепадах давления до 100 мм вод. ст.: А — с лопастным затвором; Б — с затвором-милгалкой

Схема установки бункерных затворов для периодического удаления летучей золы показана на фиг. 24 и для непрерывного удаления летучей золы — на фиг. 25.

Периодический транспорт пыли должен производиться в закрытых герметических вагонетках или автомашинах (с матерчатым фильтром для очистки вытесняемого воздуха).

ШЛАКО-ЗОЛОУДАЛЕНИЕ ИЗ КОТЕЛЬНЫХ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Применяются следующие способы механизации шлако-золоудаления: 1) механический, 2) пневматический, 3) гидравлический и комбинированные способы, 4) пневмо-механический, 5) пневмо-гидравлический.

На ТЭЦ большой и средней мощности широко применяется гидравлическое шлако-золоудаление, которое обеспечивает в котельной хорошие санитарно-гигиенические условия и транспортирование золы и шлака непосредственно к месту постоянного золоотвала без промежуточной перегрузки.

В промышленных котельных и на электростанциях малой мощности преимущественно применяются механический, пневматический и пневмо-механический способы шлако-золоудаления, которые, как показал опыт их эксплуатации, работают достаточно надёжно и эффективно.

Гидравлическое шлако-золоудаление в промышленных котельных и на электростанциях малой мощности применяется только в исключительных случаях вследствие:

1) необходимости больших начальных капитальных затрат;

2) большого расхода воды при эксплуатации;

3) необходимости разместить вблизи котельной золоотвал на срок не менее 10—15 лет, который требует большой площади.

Количество шлака и золы, которое необходимо удалить из котельной, может быть определено на основании данных, приведённых ниже.

Полный выход очаговых остатков в котельной определяется по формуле

$$G = B \left(\frac{A_p}{100} + \frac{q_4 Q_n^p}{100 \cdot 8100} \right) \text{ т/час,}$$

где B — максимальный часовой расход топлива в т/час;

A_p — зольность топлива на рабочую массу в %;

q_4 — потери тепла от механического недожога топлива в %;

Q_n^p — теплотворность топлива, отнесённая к рабочей массе, в ккал/кг.

Распределение очаговых остатков по элементам котельного агрегата может быть принято следующее:

- а) в шлаковых бункерах:
при камерном сжигании угля — 10—15%;
при слоевом сжигании угля — 60—70%;
б) в бункерах газоходов котельного агрегата — 5—10%.

Остальное количество золы частично улавливается золоуловителями, а частично выбрасывается через дымовую трубу в атмосферу.

Количество золы, улавливаемой золоуловителем, зависит от его конструкции, характеристики и способа сжигания топлива.

В табл. 1 приведены примерные значения к. п. д. золоуловителей различных типов.

Таблица 1
К.п.д. золоуловителей

Тип золоуловителя	К п.д. золоуловителя в %
Батарейные циклоны и циклоны НИИОГАЗ	70—80
Жалюзийные золоуловители	50—70
Электрофилтры	90—95

Примечание. Верхние пределы значений к.п.д. следует принимать при слоевом способе сжигания топлива, нижние — при камерном.

МЕХАНИЧЕСКОЕ ШЛАКО-ЗОЛОУДАЛЕНИЕ

При механическом шлако-золоудалении в качестве основных средств механизации применяются:

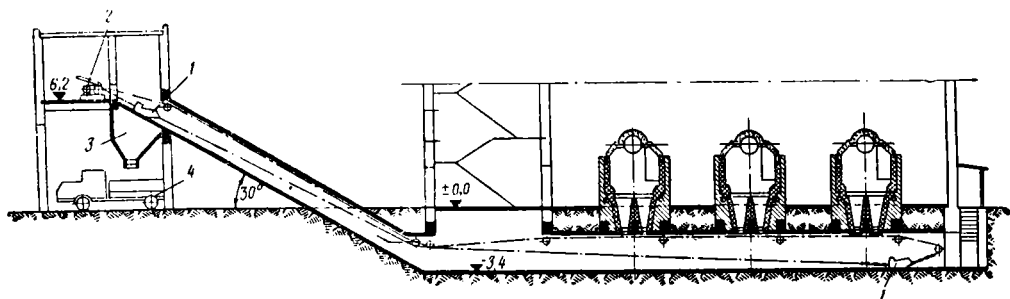
- 1) скреперные установки,
- 2) скиповые подъемники,
- 3) шнеки,
- 4) шлако-выгрузатели.

Скреперные установки

Система скреперного золоудаления (фиг. 1) состоит из скреперной канавы, расположенной под шлаковыми бункерами, наклонной эстакады с лотком, бункера для сбора очаговых остатков и скрепера, перемещающегося при помощи лебёдки и тяговых канатов.

Шлак после заливки его водой из специального оросительного устройства сбрасывается из шлаковых бункеров в скреперную канаву и при рабочем ходе скрепера подаётся в сборный бункер, установленный вне здания котельной. Транспортирование очаговых остатков к месту постоянного золоотвала осуществляется в автосамосвалах или в железнодорожных вагонах.

Для предотвращения смерзания увлажнённого шлака при низких температурах в районах с расчётной температурой наруж-



Фиг. 1. Продольный разрез по скреперному золоудалению: 1 — скрепер; 2 — скреперная лебёдка; 3 — сборный бункер; 4 — автосамосвал

Насыпной вес очаговых остатков приведён в табл. 2.

Таблица 2
Насыпной вес очаговых остатков

Род очаговых остатков	Насыпной вес в т/м³
Сухой шлак	0,85—1,0
Летучая зола (сухая)	0,6—0,7
Мокрый шлак и зола	2,2—2,4

Исходя из приведённых выходов очаговых остатков, наличия промежуточных ёмкостей и желаемого режима работы, определяется часовая производительность системы шлако-золоудаления.

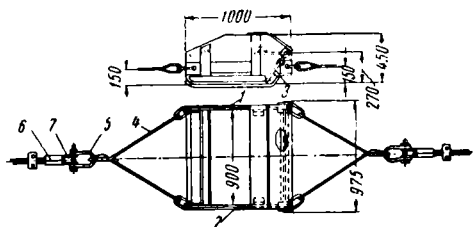
ного воздуха ниже —22° сборный бункер выполняется с обогревом паром или устанавливается в отапливаемом помещении.

Ёмкость сборного бункера выбирают в зависимости от организации и расстояния возки очаговых остатков к месту постоянного золоотвала, в среднем ёмкость бункера должна обеспечивать хранение очаговых остатков, получившихся при 10—12 час. работы котельной.

Для перемещения скрепера наиболее подходящей является лебёдка типа ЛУ-15, техническая характеристика которой приведена в разделе справочника «Топливное хозяйство котельных и электростанций».

Потребная мощность электродвигателя скреперной лебёдки и производительность скреперной установки определяются по формулам, приведённым в том же разделе.

Конструкция скрепера для шлакоудаления ёмкостью 0,35 м³ показана на фиг. 2.



Фиг. 2. Общий вид скрепера с шарнирной стенкой ёмкостью 0,35 м³: 1 — стенка левая; 2 — стенка правая; 3 — шарнирная стенка; 4 — тяг; 5 — скоба; 6 — коуш; 7 — клин

Преимуществом скреперного золоудаления является простота устройства и надёжность работы; основным недостатком — относительно быстрый износ тяговых канатов.

Скиповые подъёмники

Горизонтально-вертикальный скиповый подъёмник осуществляет подачу очаговых остатков в сборный бункер непосредственно из шлаковых бункеров котлов, как это показано на фиг. 3.

Работа скипового подъёмника может быть полностью автоматизирована. Управление подъёмником осуществляется с рабочего места кочегара и не требует специального обслуживающего персонала.

Потребная мощность электродвигателя и производительность скипового подъёмника определяются по формулам, приведённым

в разделе «Топливное хозяйство котельных и электростанций».

Достоинством шлакоудаления при помощи скипового подъёмника является надёжность работы механизмов и возможность автоматизации процесса шлако-золоудаления. Скиповые подъёмники не изготавливаются отечественной промышленностью; их необходимо изготовлять на месте установки.

Шнеки

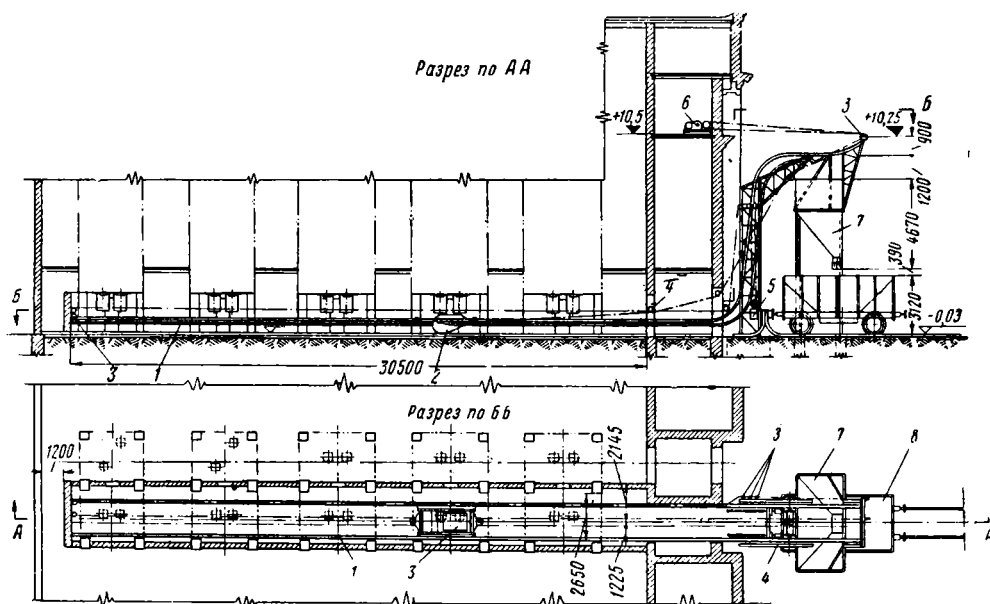
Шлакоудаление с применением только скрепера или скипа осуществимо в тех случаях, когда шлаковые и золотые бункеры котлов расположены вдоль золотого помещения, примерно на одной оси.

При большем количестве поперечно расположенных золотых бункеров (например в топках с цепными решётками или с шурующими планками) или при наличии дополнительных точек выхода золы (бункеры хвостовых поверхностей нагрева, золоуловителей и пр.) механическое шлако-золоудаление не может быть осуществлено при помощи только одного механизма.

В этом случае механизация шлако-золоудаления может быть достигнута при сочетании скреперной установки или горизонтально-вертикального скипового подъёмника с шнеками, устанавливаемыми под золотыми бункерами (поперёк котельной).

Для уменьшения пыления летучая зола, транспортируемая шнеком, увлажняется водой, подаваемой в шнек на расстоянии 1,5—2,0 м от места выгрузки.

Характеристика смачивающихся шнеков, выпускаемых Белохолуницким заводом имени Ленина, приведена в табл. 3.

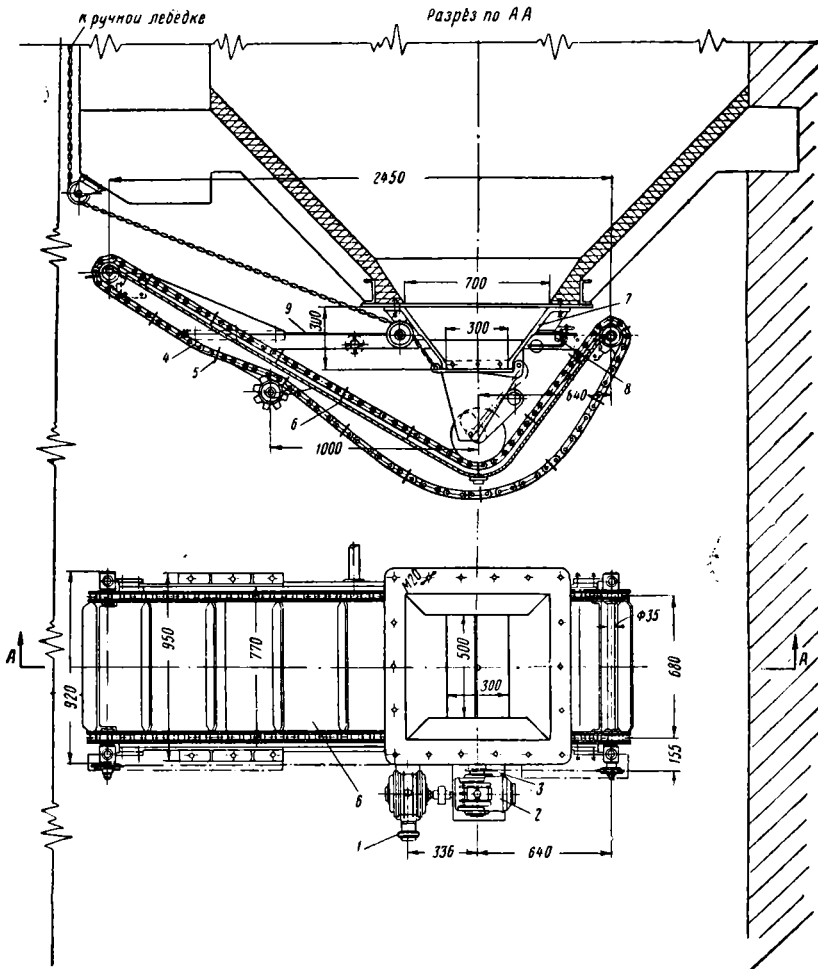


Фиг. 3. Золоудаление с вертикально-горизонтальным скиповым подъёмником: 1 — направляющие подъёмника; 2 — скип; 3 — блоки; 4 — отклоняющие барабаны; 5 — груз для натяжения каната; 6 — лебедка подъёмника; 7 — сборный бункер; 8 — железнодорожный вагон

Таблица 3

Смачивающие шнеки

Диаметр шнека в мм	Шаг винта в мм	Максимальное число оборотов вала шнека в об/мин			Производительность при коэффициенте наполнения в м³/час			Диаметр вала в мм	Наружные размеры патрубков в мм			Нормальная длина секций в мм
		неабразивных материалов лёгких	неабразивных материалов тяжёлых	абразивных материалов тяжёлых	0,4	0,25	0,125		загрузочного	разгрузочного	разгрузочного с шибером	
					неабразивных материалов лёгких	неабразивных материалов тяжёлых	абразивных материалов тяжёлых					
200	160	140	110	71	16,8	7,6	2,7	40/45 50/55	296×296	266×266	266×266	1 500 2 000 2 500
300	240	112	80	50	44,7	20,4	13	50/55 65/70	412×412	356×356	358×358	1 500 2 000 2 500
400	320	100	71	50	96,2	42,6	24	65/70 75/80	515×515	448×448	460×430	2 000 2 500 3 000



Фиг. 4. Шлаковыгрузатель со скребковым конвейером: 1—электродвигатель; 2—червячный редуктор; 3—звѣздочка; 4—цепь; 5—скребки; 6—корпус шлаковыгрузателя; 7—зольник с крышкой; 8—автоматический клапан на подводе воды; 9—верхняя крышка шлаковыгрузателя

Производительность шнека определяется по формуле

$$Q = 60 \frac{\pi D^2}{4} S n \varphi \text{ м}^3/\text{час},$$

где D —наружный диаметр винта шнека в м;
 S —шаг винта в м;

n —число оборотов винта в мин.;

φ —коэффициент наполнения жёлоба, принимаемый для золы 0,125.

Потребная мощность электродвигателя для привода горизонтального шнека определяется по формуле

$$N = \frac{Q \gamma L W}{270 \cdot 0,86} \text{ л. с.},$$

где Q —производительность шнека в м³/час;

γ —насыпной вес в т/м³;

L —длина шнека в м;

W —коэффициент, учитывающий все сопротивления при перемещении материала в шнеке, принимаемый для золы равным 4,0.

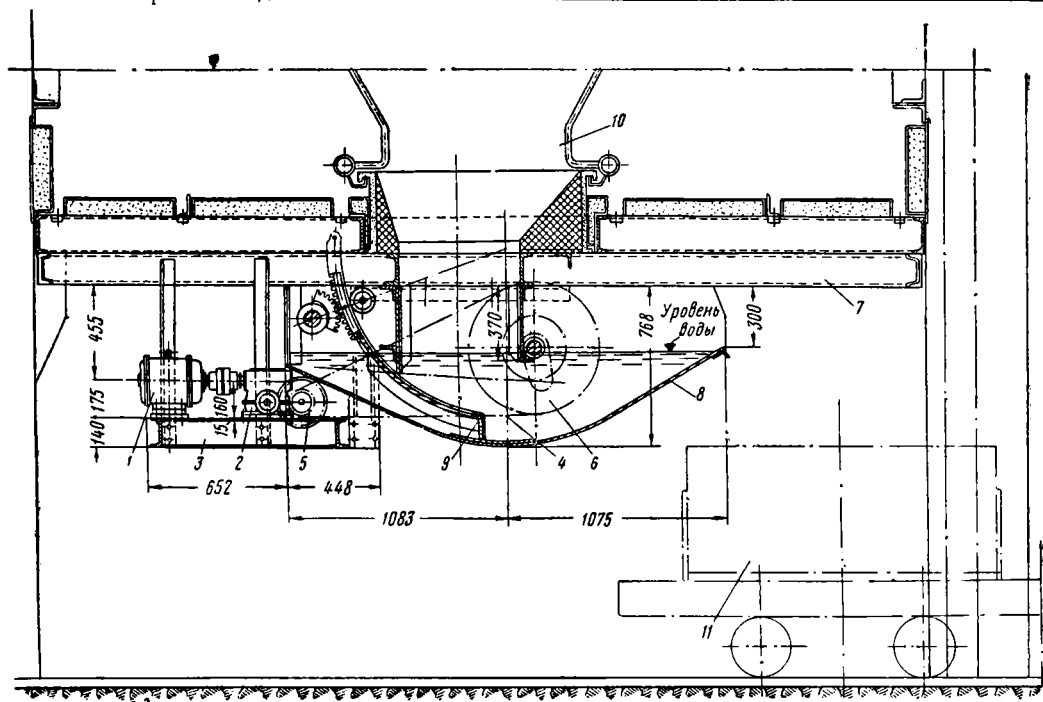
Шлаковыгрузатель может производить разгрузку шлака в скреперную канаву, вагонетки узкой колеи или в другие средства транспорта для удаления шлака за пределы котельной.

Характеристика шлаковыгрузателя со скребковым конвейером приведена в табл. 4.

Таблица 4

Шлаковыгрузатель со скребковым конвейером

Наименование величин	Величина
Производительность в т/час	5,0
Скорость движения тяговой цепи в м/сек	0,28
Мощность электродвигателя [в кет	0,52
Вес без воды в кг	1 215
Габаритные размеры в м	2 690×1 350×1 150



Фиг. 5. Шлаковыгрузатель толкающего типа: 1—электродвигатель; 2—редуктор; 3—рама под электродвигатель и редуктор; 4—цепь; 5—малая звездочка; 6—большая звездочка; 7—рама шлаковыгрузателя; 8—корпус шлаковыгрузателя; 9—толкатель; 10—шлаковая воронка котла; 11—вагонетка

Шлаковыгрузатели

Шлаковыгрузатели служат для увлажнения и разгрузки шлака из бункеров топок.

Шлаковыгрузатель с цепным скребковым конвейером конструкции Транстехпроекта показан на фиг. 4. Заполненный водой корпус шлаковыгрузателя образует гидравлический затвор, устраняющий возможность присоса воздуха в топку. Горячий шлак, попадая в воду, гранулируясь, распадается на мелкие куски. Благодаря обильному смачиванию шлака устраняется пыление и в зольном помещении создаются хорошие санитарно-гигиенические условия.

Имеются и другие конструкции шлаковыгрузателей, работающие по указанному принципу, в частности проверенный в эксплуатации шлаковыгрузатель толкающего типа конструкции Энергочермета, который показан на фиг. 5.

ПНЕВМАТИЧЕСКОЕ ШЛАКО-ЗОЛОУДАЛЕНИЕ

Принципиальная схема и оборудование

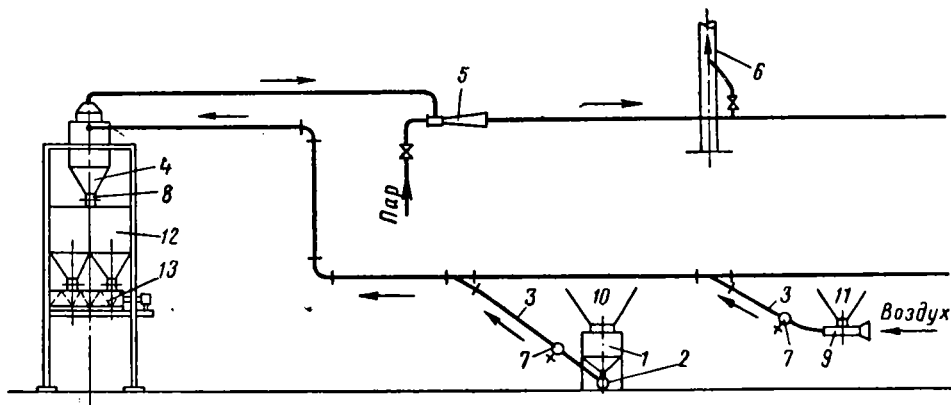
При большом количестве точек выхода очажговых остатков и их разбросанности осуществление системы механического шлако-золо-

удаления связано со значительными затруднениями, вызываемыми необходимостью применения большого количества механизмов.

В таких случаях шлако-золоудаление целесообразно выполнять при помощи пнев-

матического транспорта. Пневматический транспорт шлака можно надёжно осуществлять при размере кусков, не превышающем 20—25 мм.

Поэтому при выходе шлака кусками размером более 20—25 мм в системе пневмозолоудаления необходима установка дробилок.



Фиг. 6. Принципиальная схема пневмозолоудаления: 1—шлакодробилка; 2—шлакоприёмник; 3—трубопроводы для транспортирования золы и шлака; 4—циклон; 5—паровой эжектор; 6—дымовая труба; 7—пробковые краны; 8—клапан-мигалка; 9—золоприёмник; 10—шлаковый бункер котла; 11—бункер золоуловителя; 12—сборные бункеры для золы и шлака; 13—смазывающие шнеки

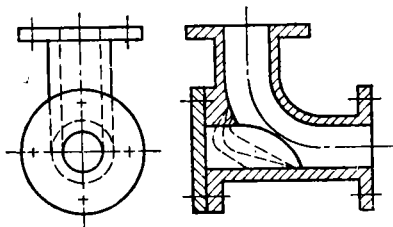
матического или комбинированного пневмомеханического транспорта.

Для шлако-золоудаления применяется, как правило, всасывающая система пневматического транспорта, принципиальная схема которой показана на фиг. 6.

Недостатком пневматического шлако-золоудаления является сильный износ золошлакопроводов. При рационально запроектированной системе, правильном монтаже и эксплуатации срок службы шлако-золопроводов может быть удлинён до 1,5—2 лет.

Для шлако-золопроводов обычно применяют стальные трубы. Однако, учитывая меньшую подверженность чугунных труб абразивному действию золы и шлака, желательно шлако-золопроводы выполнять из толсто-стенных чугунных труб.

Особенно сильному износу подвержены колена, тройники, переходы и пр. Поэтому все фасонные части системы, как правило, должны быть выполнены чугунными с утолщёнными стенками.

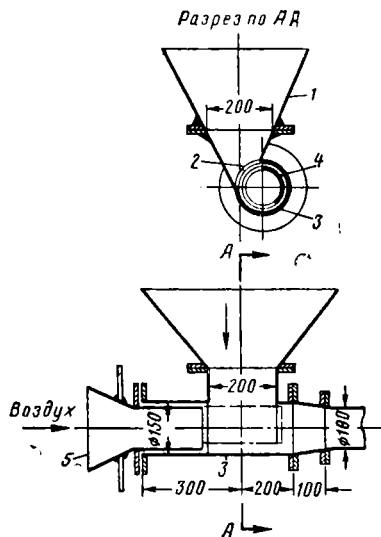


Фиг. 7. Чугунное колено со шлаковой подушкой

На фиг. 7 показана рациональная конструкция чугунного колена со шлаковой подушкой. В таком колене в процессе работы шлако-золопровода патрубок частично заполняется золой и шлаком, которые в дальнейшем

предохраняют его от износа. Наличие ревизионного лючка облегчает чистку колена при образовании пробок.

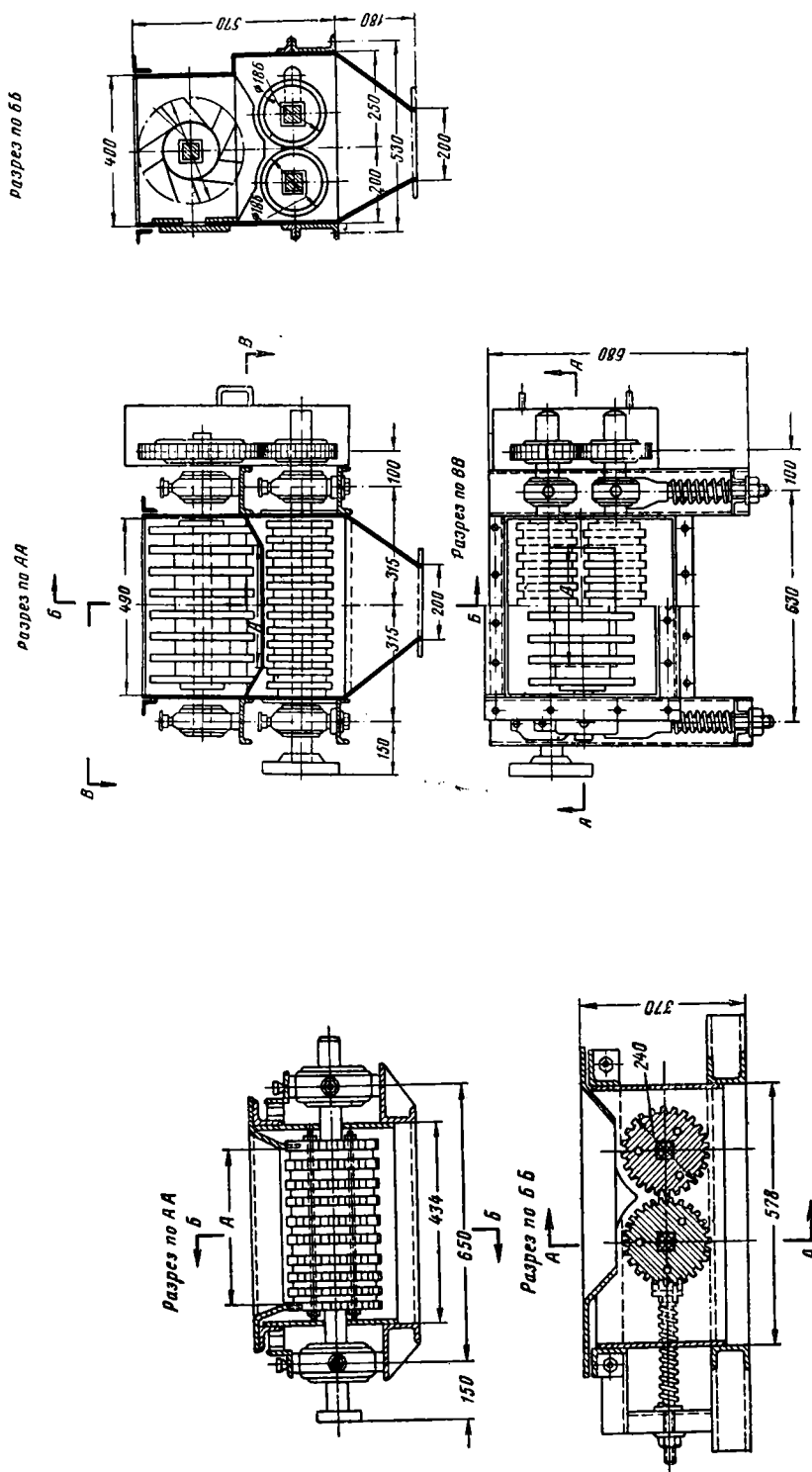
На фиг. 8 показана горизонтальная приёмная насадка для золы и шлака.



Фиг. 8. Горизонтальная приёмная насадка: 1—бункер; 2—щель; 3—корпус насадки; 4—сектор затвора; 5—воздухоподающая труба

При начальном размере кусков шлака до 120 мм могут применяться двухвалковые дробилки. Конструкция двухвалковой дробилки показана на фиг. 9.

Валки имеют диаметр 240 мм и высоту зубьев 20 мм. Мощность на валу дробилки 3,0 квт. Число оборотов валков — 75 об/мин.



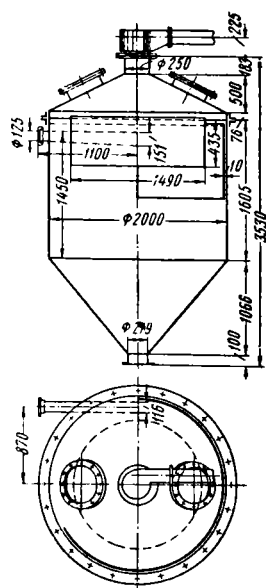
Фиг. 10. Трёхвалковая шлаковая дробилка

Фиг. 9. Двухвалковая шлаковая дробилка

Таблица 7

Паровые шестисопловые эжекторы

Произво- дитель- эжектора по воздуху в кг/час	Создавае- мое разре- жение в мм вод. ст.	Расход пара в кг/час	Параметры рабочего пара		Размеры насадки в мм								Размеры сопла в мм					Вес эжектора в кг		
			P_1 атм	$t^{\circ} \text{C}$	L_1	L_2	L_3	L_4	L_5	L_6	L_7	D_1	D_2	D_3	d_1	d_2	l_1		l_2	l_3
600	3 400	570	12	320	82	135	217	110	540	500	1 292	100	55	95	5,0	12,0	33	32	45	205
670	5 000	850	10	280	75	185	260	75	540	500	1 292	100	57	95	6,2	12,0	38	37	50	205
1 000	4 000	850	10	280	71	189	260	77	540	500	1 292	100	62	95	6,2	12,0	38	37	50	205
1 100	3 400	850	12	320	60	105	165	80	600	576	1 448	100	61	118	6,6	11,5	42	41	54	245
1 500	2 900	680	10	230	60	145	205	80	600	576	1 448	100	65	118	5,2	9,5	43	42	55	245



Фиг. 14. Циклон

Ёмкость сборного бункера разгрузочного устройства рассчитывается на хранение 10—12-часового запаса очаговых остатков, поступающих из котельной.

Расчёт системы пневмозолоудаления

Для надёжной работы пневматического транспорта начальная скорость транспортирования материала должна быть больше скорости витания отдельных частиц, которая зависит от размера, формы этих частиц и их удельного веса. По опытным данным, скорость транспортирования может быть принята: для золы $v_s \geq 11 \text{ м/сек}$; для шлака $v_{ш} \geq 25 \text{ м/сек}$.

Концентрация золы или шлака в воздушном потоке принимается

$$\mu = 3,5 \div 7 \text{ кг/кг.}$$

Количество воздуха, засасываемого в пневмосистему, определяется по формуле

$$G_{\theta} = \frac{G_{\text{расч}} \cdot 1000}{\gamma_{\theta} \mu} \text{ нм}^3/\text{час},$$

где $G_{\text{расч}}$ — расчётная производительность установки в т/час ;
 μ — концентрация шлака в кг/кг ;
 γ_{θ} — удельный вес воздуха в кг/нм^3 .

Диаметр шлако-золопровода определяется из выражения

$$D = \sqrt{\frac{4G_{\theta}}{3600 \pi v}} \text{ м},$$

где G_{θ} — количество засасываемого воздуха в $\text{нм}^3/\text{час}$;
 v — скорость воздуха в м/сек .

По условиям эксплуатационной надёжности и уменьшения потери напора рекомендуется диаметр трубопровода принимать для шлака не менее 125 мм и для золы не менее 100 мм.

Если полученный по формуле диаметр шлако-золопровода оказывается менее рекомендуемого, то пересчитывается количество засасываемого в систему воздуха и соответственно ему определяется действительная концентрация золы или шлака по формуле

$$\mu = \frac{G_{расч} \cdot 1000}{G_{вд} \gamma_{в}} \text{ кг/кг,}$$

где $G_{расч}$ — расчётная производительность установки в т/час;

$G_{вд}$ — действительное количество воздуха, засасываемого в пневмосистему, в $\text{м}^3/\text{час}$;

$\gamma_{в}$ — удельный вес воздуха в $\text{кг}/\text{м}^3$.

Температура шлака, золы и воздуха при входе в пневмосистему принимается: шлака при входе в приёмную насадку 100—200°С; золы в бункерах под хвостовыми поверхностями нагрева и золоуловителями 120°С; воздуха, засасываемого из помещения котельной, 20°С.

Начальное давление воздуха принимается $P_1 = 745 \text{ мм рт. ст.}$

Температура смеси шлака или золы с воздухом в шлако-золопроводе определяется по формуле

$$t_{см} = \frac{G_{ш} C_{ш} t_{ш} + G_{в} C_{в} t_{в}}{G_{ш} C_{ш} + G_{в} C_{в}} \text{ } ^\circ\text{C,}$$

где $G_{ш}$ — весовое количество шлака в $\text{кг}/\text{час}$;

$G_{в}$ — весовое количество воздуха в $\text{кг}/\text{час}$;

$C_{ш}$ — теплоёмкость шлака, равная 0,18 $\text{ккал}/\text{кг } ^\circ\text{C}$;

$C_{в}$ — теплоёмкость воздуха, равная 0,24 $\text{ккал}/\text{кг } ^\circ\text{C}$;

$t_{ш}$ — температура шлака в $^\circ\text{C}$;

$t_{в}$ — температура воздуха в $^\circ\text{C}$.

В связи со значительной потерей напора в системе весь тракт пневмозолоудаления разбивается при расчёте на отдельные участки, для которых определяются действительные параметры воздуха.

Скорость воздуха v_1 и удельный вес γ_1 в начале первого участка шлакопровода определяются с учётом поправок на давление воздуха и температуру смеси $t_{см}$.

Предварительно задаваясь сопротивлением 1-го участка $H_1 \text{ мм вод. ст.}$, можно получить разрежение в конце этого участка:

$$P_2 = P_1 - \frac{H_1}{13,6} \text{ мм рт. ст.}$$

Скорость воздуха v_2 и его удельный вес γ_2 в конце первого участка также определяются с учётом поправок на разрежение P_2 и температуру воздуха.

В качестве расчётных принимаются средние значения для скорости и удельного веса воздуха в начале и конце участка

$$v_{ср} = \frac{v_1 + v_2}{2} \text{ и } \gamma_{ср} = \frac{\gamma_1 + \gamma_2}{2}.$$

Аналогично определяются скорости воздуха и удельные веса на остальных участках.

Потери напора на отдельных участках шлако-золопроводов и элементах пневмосистемы определяются по общей формуле

$$\Delta P = \xi \frac{v_{ср}^2 \gamma_{ср}}{2g} \text{ мм вод. ст.,}$$

где ξ — приведённый коэффициент сопротивления определяется по табл. 8;

$v_{ср}$ — средняя скорость воздуха для данного участка в $\text{м}/\text{сек}$;

$\gamma_{ср}$ — средний удельный вес воздуха при данной температуре в $\text{кг}/\text{м}^3$.

Таблица 8

Приведённый коэффициент сопротивления

Характер сопротивления	Приведённый коэффициент сопротивления
Потери в приёмной насадке:	
а) для золы	$\xi = 5,35 \pm 0,92 \mu$
б) для шлака	$\xi = 2,35 \pm 0,4 \mu$
Потери в начале горизонтального участка на разгон частиц:	
а) для золы	$\xi = 0,63 \pm 2,12 \mu$
б) для шлака	$\xi = 0,55 \pm 1,14 \mu$
Потери на трение при движении смеси по горизонтальному трубопроводу:	
а) для золы	$\xi = (1 \pm 0,7\mu) \lambda_0 \frac{l_i}{D}$
б) для шлака	$\xi = (1 \pm 1,1\mu) \lambda_0 \frac{l_i}{D}$
Потери на трение при движении смеси по вертикальному трубопроводу:	
а) для золы	$\xi = (1 \pm 0,91\mu) \lambda_0 \frac{l_0}{D}$
б) для шлака	$\xi = (1 \pm 1,21\mu) \lambda_0 \frac{l_0}{D}$
Местные потери на повороте при переходе из горизонтального в вертикальный участок с учётом разгона частиц после поворота	$\xi = 0,25 \pm 1,25\mu$
Местные потери на повороте при переходе из вертикального участка на горизонтальный	$\xi = 0,25 \pm 0,5\mu$
Местные потери на повороте при движении смеси по трубопроводу	$\xi = 0,25 \pm 0,57 \mu$
Потери в циклоне	$\xi = 1,15$
Потери в пылеуловителе	$\xi = 3,6$

Примечание. В табл. 8 приняты следующие обозначения:

μ — концентрация золы или шлака в кг/кг;

l_1 — длина горизонтального трубопровода в м;

l_2 — длина вертикального трубопровода в м;

D — диаметр трубопровода в м;

λ_0 — коэффициент трения, который определяется из выражения

$$\lambda_0 = \left(\frac{0,55}{l_2 \frac{R_1}{8}} \right)^2.$$

Суммарное сопротивление всей установки (разрежение перед эжектором)

$$H = \Delta P_{\text{нас}} + \Delta P_{\text{разг}} + \Delta P_{\text{гор}} + \Delta P_{\text{верт}} + \\ + \Delta P_{\text{пов}} + \Delta P_{\text{гор.-верт}} + \Delta P_{\text{верт.-гор}} + \\ + \Delta P_{\text{ц}} + \Delta P_{\text{л}}.$$

Это сопротивление увеличивается на 10—15% на неучтённые потери напора и по полученному разрежению в системе подбирается соответствующий типоразмер парового эжектора.

ГИДРОЗОЛОУДАЛЕНИЕ

Наиболее распространённые в СССР системы низконапорного и смешанного гидрозолоудаления состоят из следующих частей:

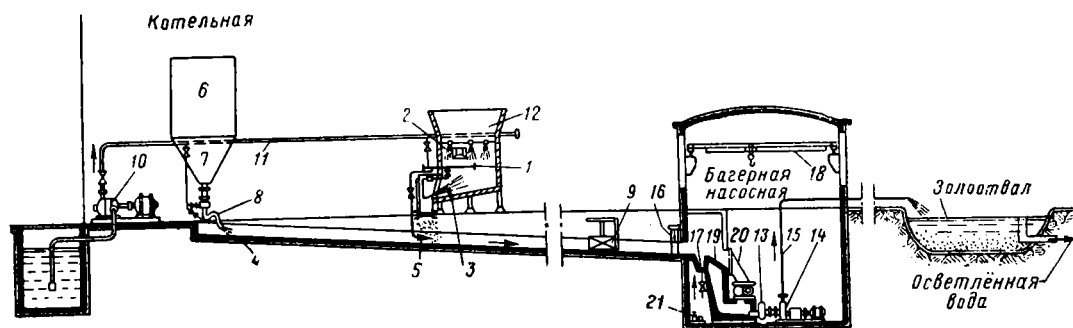
1) золоудаления в пределах котельной, где производится смачивание золы и шлака и смыв их в каналы, по которым гидромасса самотёком поступает к багерным (шламовым) насосам или гидроаппаратам системы инж. Москалькова;

2) внешнего золоудаления, где гидромасса при помощи багерных (шламовых) насосов или гидроаппаратов системы Москалькова перекачивается по напорным трубопроводам на золоотвал, в котором оседают шлак и зола. Осветлённая вода из золоотвала перетекает в ближайший водоём или используется для повторного смыва.

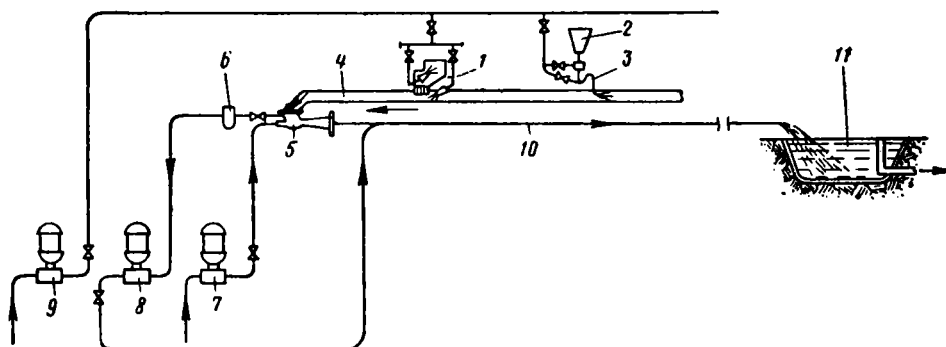
При благоприятном рельефе местности гидромасса поступает из котельной на золоотвал самотёком по каналам.

Схема низконапорной системы гидрозолоудаления с багерными насосами показана на фиг. 15.

Схема смешанной системы гидрозолоудаления с аппаратами инж. Москалькова показана на фиг. 16.



Фиг. 15. Схема низконапорной системы гидрозолоудаления с багерными насосами: 1 — шлакоосмывная шахта; 2 — брызгально-оросительное устройство; 3 — смывное сопло; 4 — шлакозоловый канал; 5 — побудительное сопло; 6 — золоуловитель; 7 — бункер золоуловителя; 8 — золоосмывной аппарат; 9 — переключающий шибер; 10 — смывной насос; 11 — трубопровод смывной воды; 12 — шлаковый бункер котла; 13 — вторичный металлоуловитель; 14 — багерный насос; 15 — шлако-золопровод; 16 — шандора; 17 — предварительный металлоуловитель; 18 — кран-балка; 19 — решётка; 20 — шлакодробилка; 21 — дренажный насос



Фиг. 16. Схема смешанной системы гидрозолоудаления с гидроаппаратами системы инж. Москалькова и песковыми насосами: 1 — шлакоосмывная шахта; 2 — бункер золоуловителя; 3 — золоосмывной аппарат; 4 — шлако-золоосмывной канал; 5 — гидроаппарат; 6 — металлоуловитель; 7 — насос эжектирующей воды; 8 — песковый насос; 9 — смывной насос; 10 — шлакозолопровод; 11 — золоотвал

ГИДРОЗОЛОУДАЛЕНИЕ ВНУТРИ КОТЕЛЬНОЙ

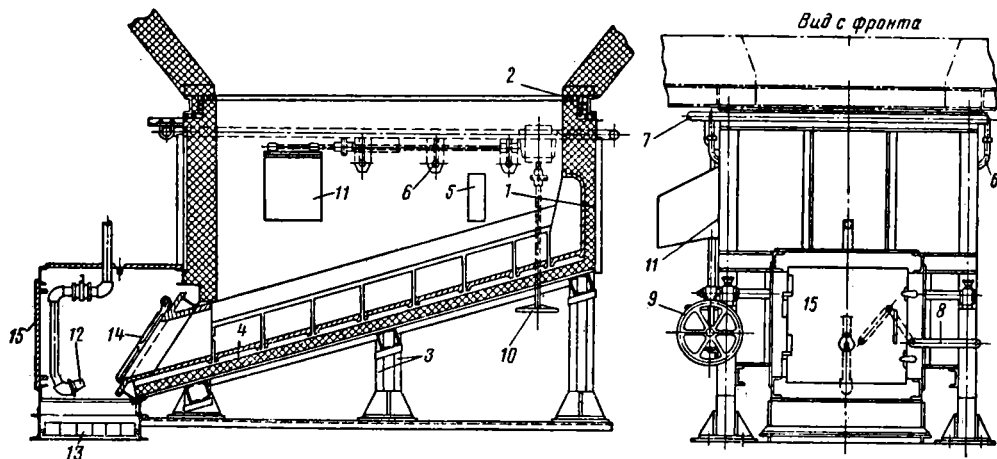
Шлакосмывные шахты

Шлакосмывные шахты служат для смыва и гашения шлака, выпадающего из топочной камеры, и выполняются двух типов — одно-

Основным недостатком указанных аппаратов является смачивание золы в бункерах и образование золовых затворов.

На фиг. 19 показан смывной аппарат конструкции инж. Смирнова; характеристика этого аппарата приведена в табл. 10.

Аппарат ВС по сравнению с аппаратом Б-150-Т и АТ-150-Т более компактен имеет



Фиг. 17. Шлакосмывная шахта одностороннего смыва: 1—металлический кожух шахты; 2—асбестовый компенсатор между шахтой и бункером; 3—опоры; 4—облицовка пода шахты; 5—смотровой и шуровочный лючки; 6—труба к брызгальным головкам; 7—трубопровод к брызгальному устройству; 8—механизм для качания смывного сопла; 9—привод затвора; 10—привод выпускного затвора; 11—затвор для аварийного выпуска шлака; 12—смывное сопло; 13—решётка над каналом; 14—затвор; 15—дверца

стороннего и двустороннего смыва. На фиг. 17 показана шахта одностороннего смыва, применяющаяся для котлов малой и средней паропроизводительности.

Шлакосмывные шахты устанавливаются в зольном помещении под шлаковыми бункерами. Горловина шлаковых бункеров должна быть размером не менее 600×600 мм.

Смывый из шахты шлак поступает через решётку в шлако-золосмывной канал, где подхватывается струёй воды, подаваемой через побудительное сопло, и транспортируется потоком воды к багерной насосной или насосной с центральными гидроаппаратами системы Москалькова. Оставшиеся на решётке крупные куски шлака дробятся вручную и сбрасываются в канал.

Производительность шахты одностороннего смыва составляет 6 т/час шлака при расходе воды на смывное сопло $36 \text{ м}^3/\text{час}$ при напоре не менее 50 м вод. ст.

Золосмывные устройства

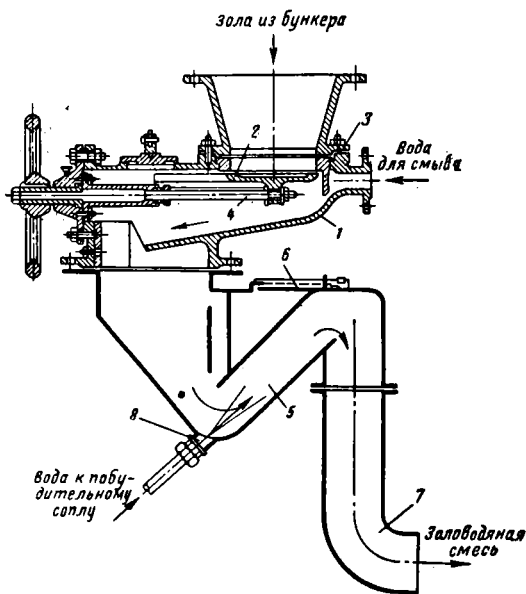
Для увлажнения и смыва золы в каналы системы гидрозолоудаления применяются золосмывные устройства.

До последнего времени наиболее широко применялись золосмывные аппараты типов Б-150-Т и АТ-150-Т.

Общий вид аппарата типа Б-150-Т показан на фиг. 18.

Характеристика золосмывных аппаратов, выпускаемых Кусинским механическим заводом, приведена в табл. 9.

меньший вес и устраняет возможность смачивания золы в бункерах.

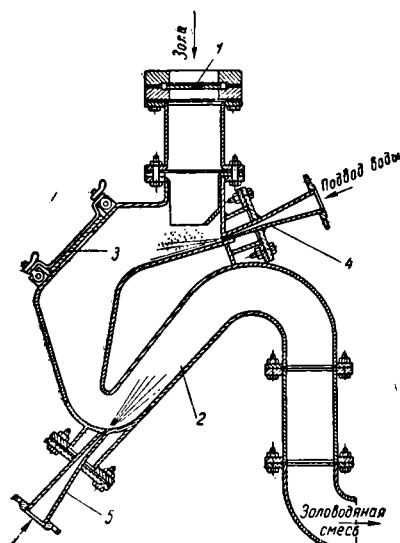


Фиг. 18. Золосмывной аппарат типа Б-150-Т: 1—корпус аппарата; 2—шибер; 3—распределительное устройство для направления потока воды; 4—шток шибера; 5—гидравлический затвор; 6—смотровой люк; 7—труба для сброса золо-водяной смеси; 8—побудительное сопло

Таблица 9

Золосмывные аппараты

Тип аппарата	Б-150-Т		АТ-150-Т	
	Проект- ные дан- ные	Данные испытаний	Проект- ные дан- ные	Данные испытаний
Производитель- ность по золе в т/час	1,8	1,62—12,5	1,8	2—4,4
Кратность смы- ва в м ³ /т	10—12	2,63—5,55	12	4,4—10,5
Давление воды перед аппаратом в м вод. ст.	30—40	20—35	30—40	15—24



Фиг. 19. Золосмывной аппарат типа ВС:
1 — шибер; 2 — гидравлический затвор;
3 — люк; 4 — верхнее сопло;
5 — нижнее сопло

При малом количестве удаляемой золы и малом расходе воды все указанные золосмывные аппараты работают неудовлетворительно. Золосмывные аппараты должны работать при расходе воды не менее 20 м³/час, что приводит к высокой кратности смыва.

Для удаления золы крупных фракций вместо золосмывных аппаратов могут устанавливаться затворы-мигалки. Конструкция затвора-мигалки показана на фиг. 20. При этом зола поступает из бункера непосредственно в шлако-золосмывной канал.

Таблица 10

Золосмывной аппарат системы инж. Смирнова

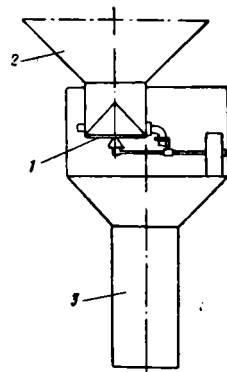
Тип аппарата	ВС $\frac{175}{200}$
Давление воды перед аппаратом в м вод. ст.	35—40
Средняя производительность в т/час.	10—18
Кратность смыва в м ³ /т	2,5—2
Вес аппарата в кг	98

В настоящее время широко применяются пневмо-гидравлические смывные устройства, состоящие из пневмоклапана, показанного на фиг. 21 и водоструйного эжектора, создающего разрежение в системе. В качестве рабочего тела в эжекторе служит вода, проходящая через сопла под давлением 60—70 м вод. ст.

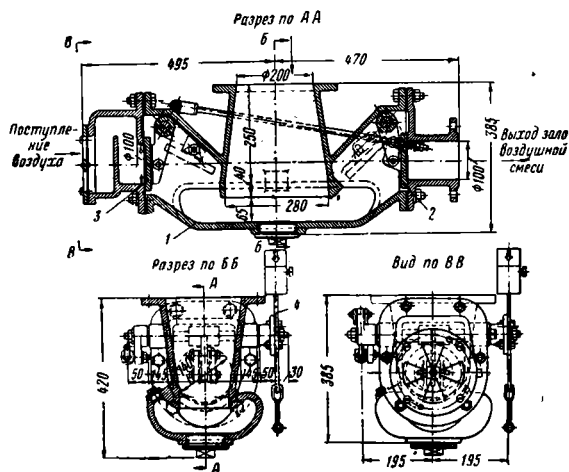
Засасываемая зола смешивается в диффузоре с водой, после чего гидромасса удаляется в золо-смывные каналы.

Характеристика пневмо-гидравлического золосмывного устройства приведена в табл. 11.

Обычно для нескольких пневмоклапанов (в пределах одного котлоагрегата) устанавливается один водоструйный эжектор. Установка эжектора показана на фиг. 22.



Фиг. 20. Золовый затвор-мигалка:
1 — мигалка;
2 — золовый бункер;
3 — золопускной короб



Фиг. 21. Пневматический клапан Φ 100 мм: 1 — корпус клапана; 2 — клапан на выходе золовоздушной смеси; 3 — клапан на входе воздуха; 4 — рычаг управления клапаном

Шлако- и золосмывные каналы

Для транспортирования гидрозола-шлаковой смеси в пределах котельной в зольном помещении прокладывают каналы с уклоном в направлении движения потока; уклон шлаковых каналов должен быть не менее 1,25—1,5%, золовых — не менее 1—1,25%.

Начальное заглубление шлаковых каналов принимается не менее 0,5 м, золовых — не менее 0,4 м.

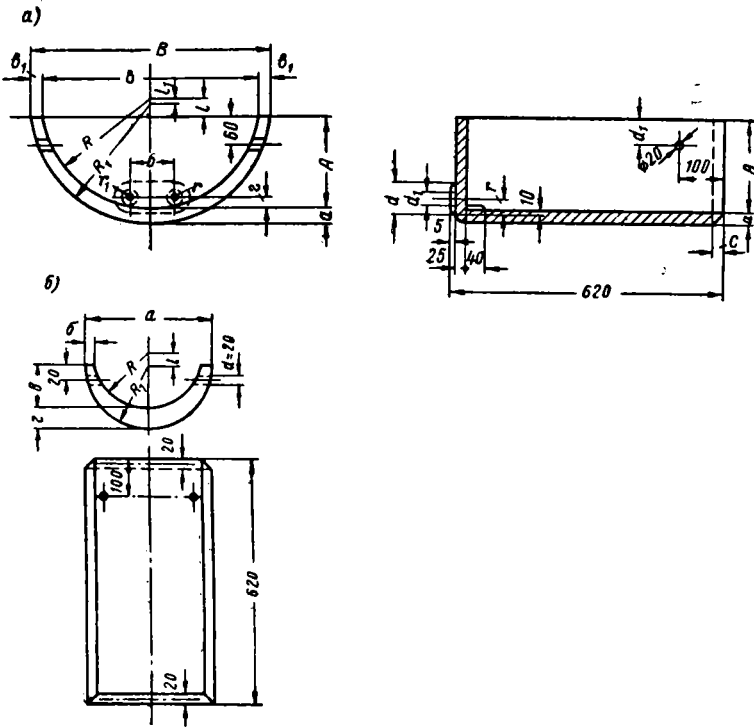
Каналы обычно выполняются из железобетона и для предохранения от износа облицовываются базальтовыми (фиг. 23) или чугунными (фиг. 24) плитами.

Габаритные размеры базальтовой облицовки и чугунных плит приведены в табл. 12—14.

Таблица 13

Размеры базальтовой облицовки

Р а з м е р ы в м м											№ детали		Вес одной детали в кг	
условный радиус прохода R	№ профиля	R ₁	R ₂	a	b	e	г	д	e	длина L	деталь А	деталь Б	деталь А	деталь Б
125	I	125	125	370	260	225	35	28	30	360	26	27	13,7	8,8
150	II	150	150	415	290	225	35	30	30	360	28	29	14,3	9,1
200	IV	259	105	490	400	225	40	38	35	360	32	33	23,1	11,5
250	VI	325	130	630	460	300	50	45	40	$\frac{360}{240}$	$\frac{36}{-}$	$\frac{38}{37}$	$\frac{33}{-}$	$\frac{15,7}{10,5}$



Фиг. 24. Облицовка съемных каналов чугунными плитами: а—торцовая]
плита облицовки; б—плита для прямых участков

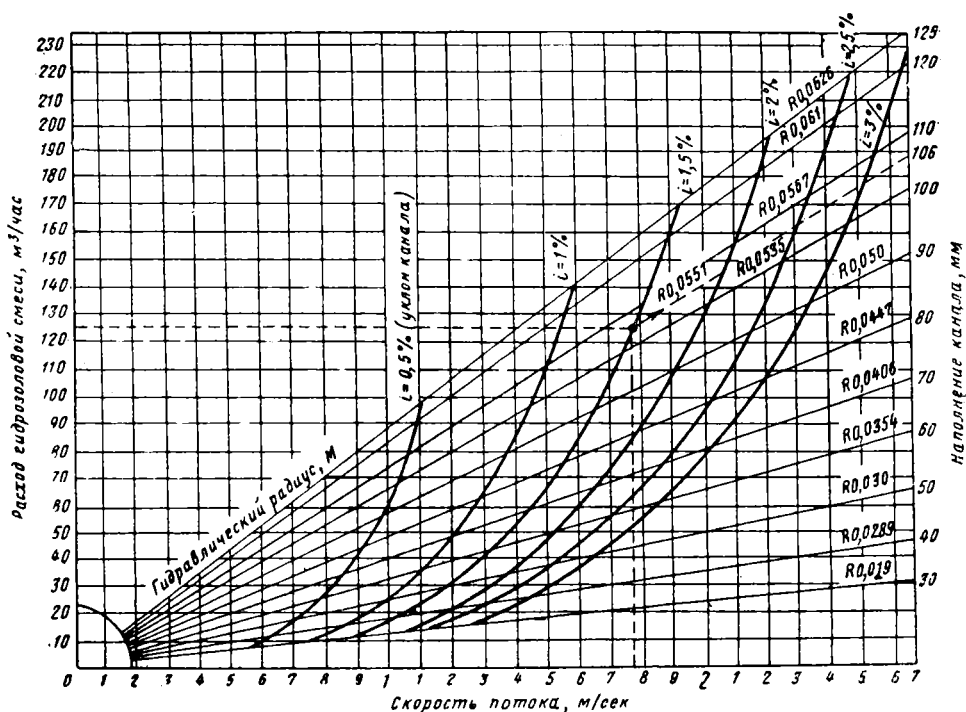
Таблица 14

Размеры торцовых чугунных плит

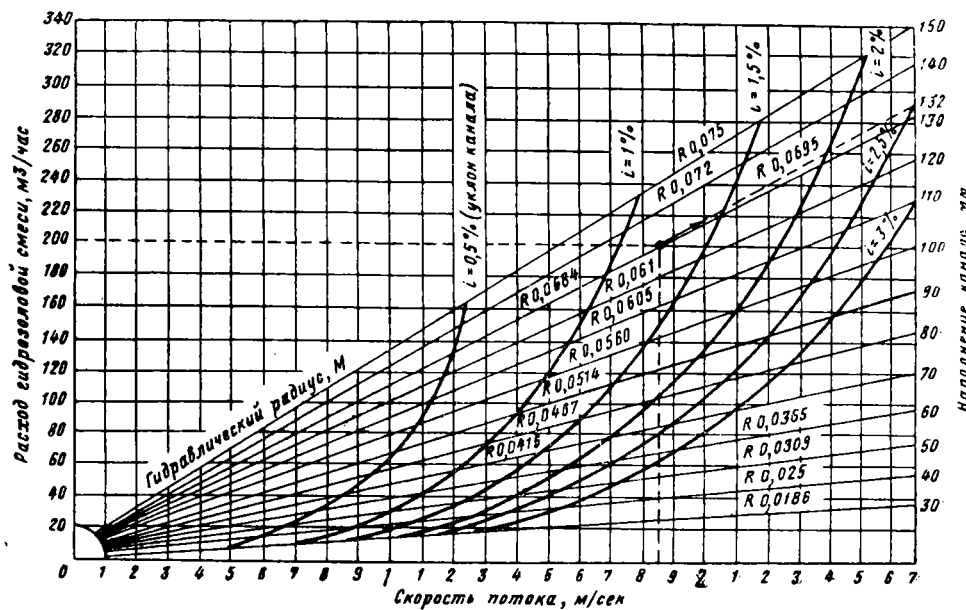
Р а з м е р ы в м м																		Вес в кг
R	R ₁	A	B	b	b ₁	a	l	l ₁	г	d	d ₁	a ₁	б	r	r ₁	c		
125	140	110	280	248	16	30	15	—	15	80	33,25	40	60	40	22	15	47,6	
150	165	135	330	298	16	30	15	—	20	80	33,25	40	75	40	22	15	58,7	
200	218	160	433	393	20	30	40	12	21	85	42	60	80	42,5	27	17	85	
250	272	210	543	493	25	40	40	18	25	95	48	60	100	47,5	30	20	131,5	

П р и м е ч а н и е. Плиты выполняются из зеркального или белого чугуна.

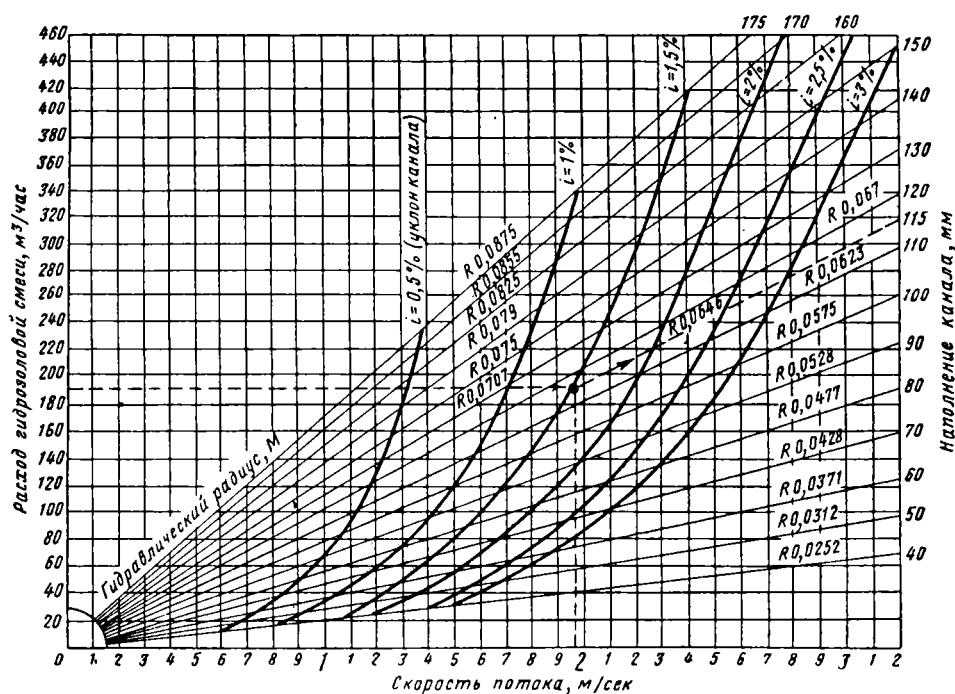
Примечание. Плиты выполняются из зеркального или белого чугуна.



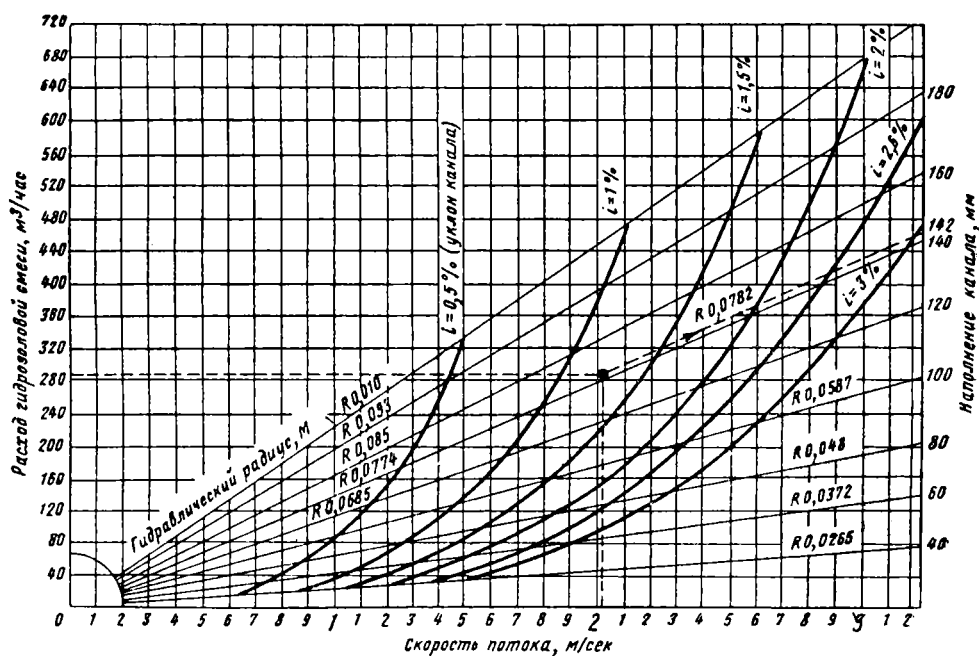
Фиг. 25. Номограмма для расчёта смывных каналов с условным радиусом облицовки $R_0 = 125$ мм



Фиг. 26. Номограмма для расчёта смывных каналов с условным радиусом облицовки $R_0 = 150$ мм



Фиг. 27. Номограмма для расчёта смывных каналов с условным радиусом облицовки $R_0 = 175$ мм



Фиг. 28. Номограмма для расчёта смывных каналов с условным радиусом облицовки $R_0 = 200$ мм

Таблица 15

Расход воды через сопла											
Производительность в м³/час	Размеры в мм									α градусов	
	d₂	a	b	d₁	l	d₃	d₄	c	e		
5 6 7 8	6 8 9 10	Побудительное сопло для труб d = 1 1/4"									
		18	24	24	62	27	41,91	72	55	24	
10 12 14 18	11 12 13 15	Побудительное сопло для труб d = 1 1/2"									
		20	26	38	70	33	47,8	78	50	20	
14 17 20 22 25 28 30	13 14 15 16 17 18 19	Побудительное сопло для труб d = 2"									
		22	28	42	100	44	59,62	90	75	20	
30 35 40 45 50 55	19 20 22 23 25 25	Смывное сопло для труб d = 2 1/2"									
		25	35	48	125	58	75,2	120	95	20	

Смывные и побудительные сопла, смывные насосы

Смывные сопла устанавливаются в шлакосмывных шахтах для смыва шлаков. Вместе с трубой сопла укреплены в специальной соединительной муфте, позволяющей перемещать сопло подобно маятнику, что способствует лучшему смыву шлака из шахт.

На поворотах шлаковых и золовых каналов, при увеличении сечения канала, в местах соединения каналов под решётками шлакосмывных шахт и в прочих местах, где ожидается выпадение из потока золы и шлаков, устанавливаются побудительные сопла.

Под решёткой шлакосмывной шахты устанавливается побудительное сопло с расходом воды 50 м³/час.

Сопла имеют коническую форму круглого сечения (фиг. 29) и выполняются из чугуна или бронзы.

Давление воды перед соплом должно быть 30—50 м вод. ст.

Производительность сопла определяется по формуле

$$Q = \varphi f \sqrt{2gH} \text{ м}^3/\text{час},$$

где f — площадь выходного сечения сопла в м²;

g — ускорение силы тяжести в м/сек²;

H — напор перед соплом в м вод. ст.;

φ — коэффициент расхода сопла при $l \geq (3,5 - 4) d$

$$\varphi = 0,82,$$

где l — длина сопла в м;

d — диаметр выходного сечения сопла в м.

В табл. 15 приведены расходы воды через сопла при напоре 50 м вод. ст. по данным завода «Экономайзер».

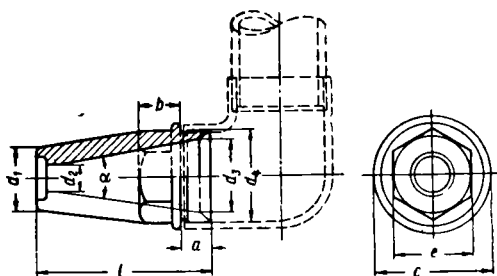
Таблица 16
Расчёт режима смыва

Наименование	Размерность	Место выпадения очаговых остатков	
		Шлаковая шахта	Бункер под золоуловителем
Распределение очаговых остатков	%	15	64
Количество выпадающих очаговых остатков на один котёл	т/час	0,48	2,06
Число бункеров на один котёл	шт.	1	2
Количество выпадающих очаговых остатков на один бункер	т/час	0,48	1,03
Объём бункера	м³	4,5	9
Коэффициент заполнения бункера	—	0,9	0,9
Насыпной вес шлака и золы	т/м³	0,85	0,6
Время наполнения одного бункера	час.	7,2	4,7
Число установленных аппаратов на один котёл	шт.	1	2
Общее число установленных аппаратов	»	3	6
Число одновременно работающих аппаратов	»	1	3
Производительность одного аппарата	т/час	6	14
Кратность смыва	м³/т	6	3
Расход воды на один аппарат	м³/час	36	42
Период смыва (время между двумя смывами)	час.	4	4
Продолжительность смыва одного аппарата	»	0,32	0,29
Продолжительность смыва всех аппаратов за один цикл	»	0,96	0,58
Время, затрачиваемое на операции с шиберами и вентильями	»	0,1	0,1
Общее время, затрачиваемое в смену на смыв шлака и золы из-под всех установленных котлов	»	2,38	1,36

Потребное количество воды для внутреннего золоудаления, производительность смывных насосов и побудительных сопел определяются расчётом режима смыва.

В табл. 16 приведён примерный расчёт режима смыва для котельной с тремя котлами паропроизводительностью по 35 $t/час$ при сжигании подмосковного угля в шахтомельничных топках. Котлы оборудованы золоуловителями с к. п. д. 0,75. Для смыва золы применены аппараты типа ВС.

Выход очаговых остатков составляет 3,2 $t/час$ на один котёл.



Фиг. 29. Смывное и побудительное сопла

Соответственно приведённому в табл. 16 расчёту расход воды при смыве золы составляет:

$$\begin{aligned} \text{на золосмывные аппараты } 3 \cdot 14 \cdot 3 &= 126 \text{ м}^3/\text{час} \\ \text{» побудительное сопло} &19 \text{ »} \end{aligned}$$

Всего 145 $\text{м}^3/\text{час}$

Расход гидросмеси в золовых каналах при удельном весе плотной массы золы 2,0 $t/\text{м}^3$ составляет

$$145 + \frac{3 \cdot 14}{2} = 166 \text{ м}^3/\text{час}.$$

Золовый канал принимается с условным радиусом обшивки 150 мм и уклоном 1,2‰. По номограмме фиг. 26 скорость гидросмеси в канале равна 1,7 $\text{м}/\text{сек}$ и высота наполнения канала 112 мм.

При смыве шлака расход воды составляет:

$$\begin{aligned} \text{на смыв шлака в шахте} &36 \text{ м}^3/\text{час} \\ \text{» побудительное сопло} &50 \text{ »} \\ \text{» орошение шлака} &3 \text{ »} \end{aligned}$$

Всего 89 $\text{м}^3/\text{час}$

Расход гидросмеси в шлаковом канале составляет

$$89 + \frac{6}{2} = 92 \text{ м}^3/\text{час}.$$

Шлаковый канал принимается с условным радиусом обшивки 125 мм и уклоном 1,4‰.

По номограмме фиг. 25 скорость гидросмеси в канале равна 1,6 $\text{м}/\text{сек}$ и высота наполнения канала 90 мм.

Эксплуатационная кратность смыва равна:

$$\text{при смыве золы } \frac{145}{14 \times 3} = 3,5 \text{ м}^3/\text{т};$$

$$\text{при смыве шлака } \frac{89 + 2 \cdot 3}{6} = 16,8 \text{ м}^3/\text{т}$$

В качестве смывных насосов могут быть использованы центробежные электрические насосы, характеристика которых приведена в табл. 17.

Таблица 17

Центробежные электрические насосы для смыва

Тип насоса	Производительность в $\text{м}^3/\text{час}$	Напор в м	Характеристика электродвигателя	
			Мощность в квт	Число оборотов в $\text{об}/\text{мин}$
4К-6	135	72,5	48	3 000
Комсомолец	150	60	45	1 500
ГИМ	150	60	45	1 500
4НДв	180	84	60	3 000
6НДс	216	68	60	3 000
6НДс	216	79	79	3 000
6НДс	250	66	60	3 000
6НДс	250	77	79	3 000

ВНЕШНЕЕ ГИДРОЗОЛУДАЛЕНИЕ

Система низкого давления с багерными насосами

Система низкого давления с багерными насосами для совместного удаления золы и шлака обычно применяется в тех случаях, когда золоотвал находится в пределах радиуса действия одной багерной насосной станции.

При характеристике выпускаемого в настоящее время багерного насоса, приведённой в табл. 18, расстояние транспортирования гидрошлако-золовой смеси обычно не превышает 2,0—2,2 км.

Таблица 18

Багерный насос

Наименование величин	Величина
Производительность в $\text{м}^3/\text{час}$	600
Развиваемый напор в м вод. ст.	45
Мощность электродвигателя в квт	240
Число оборотов электродвигателя в $\text{об}/\text{мин}$	730

Этот же насос при обточке ротора может работать с производительностью 300 $\text{м}^3/\text{час}$ при напоре 28 м вод. ст.

К багерным насосам должен поступать дроблёный шлак кусками размером не более 25 мм.

Поэтому на тракте гидрозолоудаления, до насосов, устанавливаются шлаковые дробилки. Техническая характеристика одно-валковой дробилки типа ШД-12, выпускаемой отечественными заводами, приведена в табл. 19.

Конструкция этой дробилки показана на фиг. 30.

На тракте гидрозолоудаления между шлакодробилками и багерными насосами устанавливаются металлоуловители, работающие по принципу осаждения в воде предметов с большим удельным весом.

Таблица 19
Шлакодробилка типа ШД-12

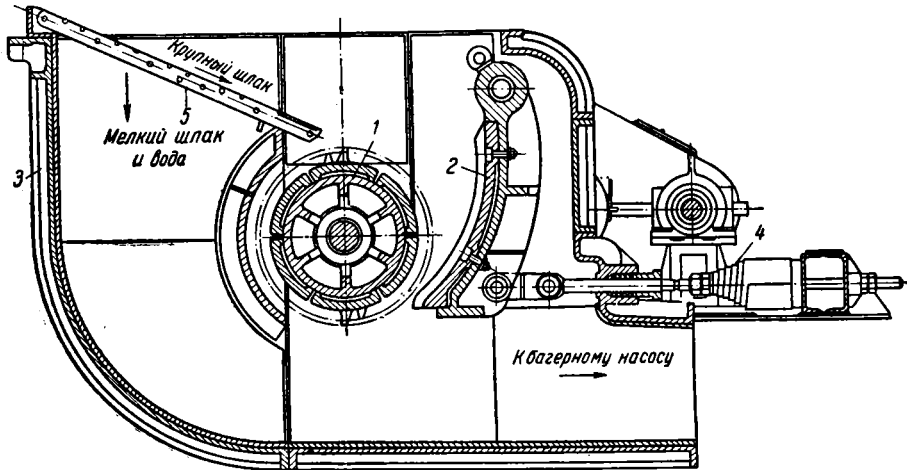
Наименование величин	Величина
Производительность по сухому шлаку в т/час	12
Размеры поступающих кусков в мм	200
Размеры выходящих кусков в мм	25
Мощность электродвигателя в л. с.	28

Конструкция металлоуловителя показана на фиг. 31.
Багерные насосные, как правило, выпол-

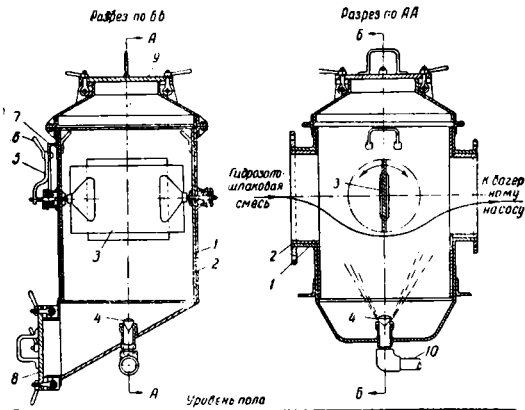
няются двухблочные, причём один блок является рабочим, а второй резервным.
Багерные насосы обычно устанавливаются в отдельном помещении, вне здания котельной.
Компоновка багерной насосной показана на фиг. 32.

Смешанная система с гидроаппаратами системы инж. Москалькова

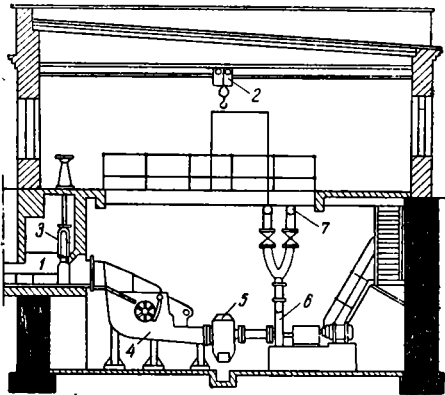
Эта система применяется для совместного транспортирования золы и шлака на золоотвал или только шлака.
Совместный транспорт золы и шлака, при помощи гидроаппаратов инж. Москалькова может быть рекомендован только для котельных со слоевым способом сжигания топлива, у которых выход шлака намного превышает выход золы.



Фиг. 30. Одновалковая шлаковая дробилка типа ШД-12: 1 — барабан с зубьями; 2 — дробильная щёка; 3 — корпус дробилки; 4 — натяжные пружины; 5 — решётка



Фиг. 31. Металлоуловитель: 1 — стальной корпус металлоуловителя; 2 — броневые плиты; 3 — лопасть для регулирования потока; 4 — клапан; 5 — рукоятка; 6 — барашек; 7 — стальная дуга со щелью для барашка; 8 — нижний люк; 9 — верхний люк; 10 — труба для подачи воды



Фиг. 32. Багерная насосная: 1 — канал; 2 — ручная таль; 3 — шандора; 4 — шлакодробилка типа ШД-12; 5 — металлоуловитель; 6 — багерный насос; 7 — шлако-золопроводы

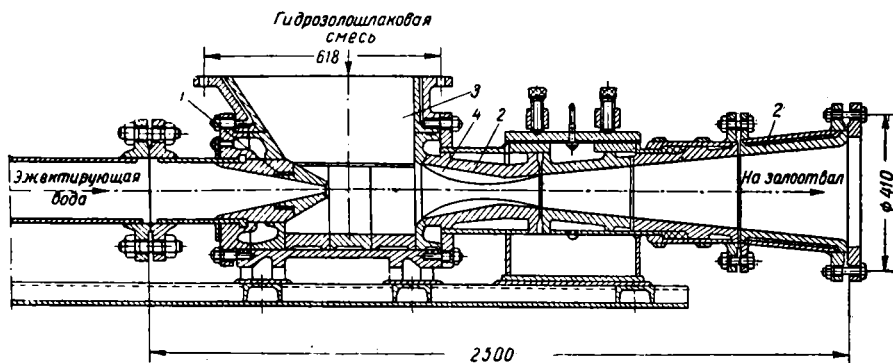
Для котельных с камерным способом сжигания топлива рекомендуется применять комбинированную схему шлако-золоудаления, в которой транспортирование шлака на золотвал осуществляется при помощи гидроаппаратов и золы — при помощи песковых насосов.

Такая комбинированная схема (см. фиг. 16) при камерном сжигании топлива даёт значительную экономию расхода воды и электроэнергии по сравнению со схемой совместного удаления золы и шлака одними гидроаппаратами.

Техническая характеристика гидроаппарата инж. Москалькова (модель № 2) приведена в табл. 20; конструкция гидроаппарата показана на фиг. 33.

Таблица 20
Гидроаппарат модели № 2

Наименование величин	Величина
Производительность аппарата по сухому шлаку в $m^3/час$. . .	До 50
Давление эжектирующей воды до аппарата в at	» 64
Вес аппарата в кг	1 300



Фиг. 33. Гидроаппарат (модель № 2) системы инж. Москалькова: 1 — напорное сопло; 2 — элементы диффузора; 3 — приёмная воронка; 4 — рёбра диффузора

В системе с гидроаппаратами удаление золы и шлаков в пределах котельной осуществляется, как и в системе с багерными насосами, при помощи шлакосмывных шахт и золосмывных аппаратов.

Для работы гидроаппарата не требуется предварительное дробление шлака, так как крупные куски шлака разбиваются в первом элементе диффузора за счёт энергии струи эжектирующей воды. Это является существенным преимуществом гидроаппарата. Недостатками систем с гидроаппаратами являются большой расход эжектирующей воды и электроэнергии, а также быстрая изнашиваемость аппарата.

Особенно сильному износу подвержен первый элемент диффузора, который приходится заменять после четырёх дней непрерывной работы.

Гидроаппараты размещаются в пределах котельной в приямок глубиной 3—4 м или в отдельном помещении, расположенном в непосредственной близости от котельной.

Как правило, в системе гидрозолоудаления устанавливаются два гидроаппарата, один из которых является рабочим и второй резервным.

Компоновка насосной с гидроаппаратами показана на фиг. 34.

Таблица 21

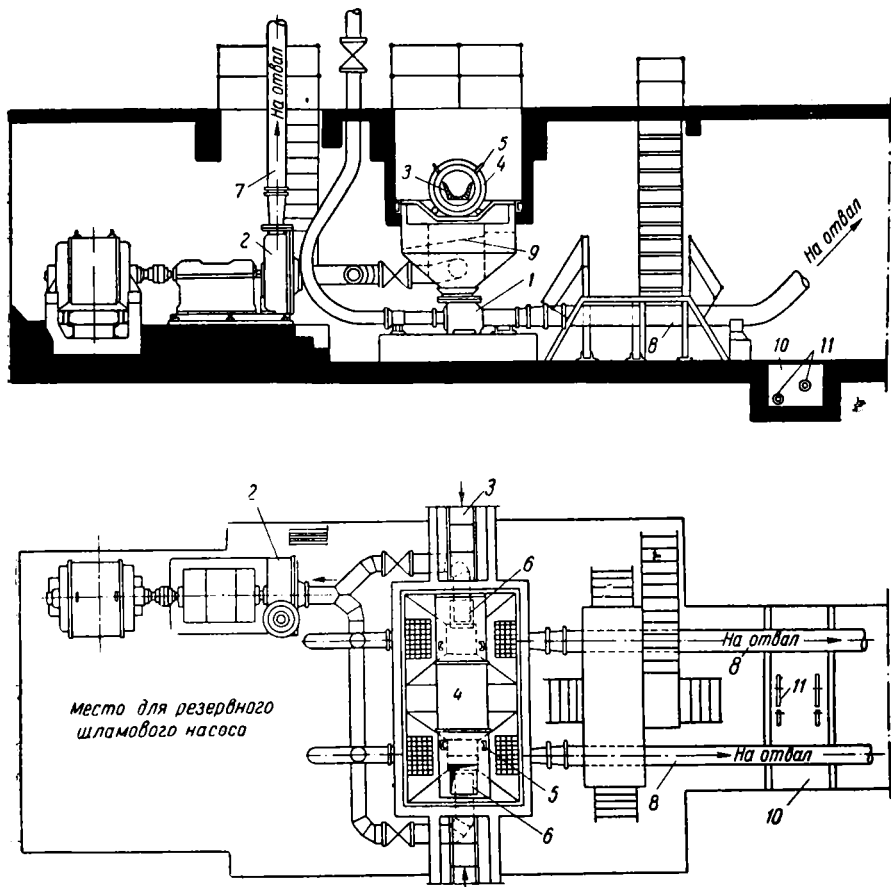
Насосы для подачи эжектирующей воды

Тип насоса	Число колес										Производительность в $m^3/час$	Число оборотов электродвигателя в об/мин
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
АЯП-150:												
напор в м вод. ст.	120	180	240	300	360	420	480	540	600	660	150	1 450
мощность в $kвт$. . .	95	135	180	220	265	310	355	400	440	480	150	1 450
вес в кг	1 389	1 562	1 735	1 908	2 082	2 255	2 428	2 600	2 775	2 950	150	1 450
АЯП-300:												
напор в м вод. ст.	100	150	200	250	300	350	400	—	—	—	300	1 450
мощность в $kвт$. . .	140	200	265	330	390	460	520	—	—	—	300	1 450
вес в кг	1 400	1 568	1 735	1 903	2 070	2 240	2 408	—	—	—	300	1 450
АЯП2-300:												
напор в м вод. ст.	120	180	240	300	360	420	480	540	600	660	300	1 450
мощность в $kвт$. . .	160	235	310	390	465	540	620	700	770	840	300	1 450
вес в кг	1 500	1 695	1 895	2 090	2 290	2 485	2 685	2 880	3 075	3 270	300	1 450

Для подачи к гидроаппаратам эжектирующей воды могут быть использованы насосы, характеристика которых приведена в табл. 21.

Для транспортирования гидромассы

непосредственно на золоотвал в комбинированной системе гидрозолоудаления с гидроаппаратами применяются песковые насосы, характеристика которых приведена в табл. 22.



Фиг. 34. Насосная с гидроаппаратами системы инж. Москалькова и шламовыми насосами
1—гидроаппарат; 2—шламовый насос; 3—золовой канал; 4—труба для переключения;
5—ручки для поворота переключающей трубы; 6—отверстия в переключающей трубе;
7—золопровод; 8—золо-шлакопровод; 9—металлоуловитель; 10—дренажный приямок;
11—эжекторные дренажные насосы

Песковые насосы

Таблица 22

Марка насоса	Средняя подача, в м³/час				Число оборотов в об/мин (числитель) и мощность электродвигателя в кВт (знаменатель)								
	Содержание твёрдых частиц в %				При полном напоре в м								
					6	9	12	15	18	21	24	27	30
2НП . . .	40	32	25	23	1 035 6,8	1 180 6,8	1 350 9,1	1 480 9,1	1 620 11,4	1 740 11,4	1 850 16,8	—	—
4НП . . .	113	102	80	68	—	775 16,8	885 16,8	930 21,6	1 015 21,6	1 095 25,0	1 175 29,0	1 245 36,4	1 315 44,0
6НП . . .	227	194	160	136	—	—	715 29,0	785 29,0	850 36,4	915 44,0	980 44,0	1 035 53,0	1 085 65,0

Расчёт внешней системы гидрозолоудаления. Самотёчная система

При этой системе транспорт гидромассы на золоотвал осуществляется самотёком — по двум параллельным лоткам.

Каждый из лотков рассчитывается на 100%-ный расход гидромассы.

Гидравлический расчёт лотков производится аналогично расчёту смывных каналов внутри котельной.

Низконапорная система с багерными и шламовыми насосами

При этой системе транспорт гидромассы на золоотвал осуществляется по напорным трубопроводам, выбираемым по ГОСТ 301—50 при толщине стенки 10—12 мм.

Напорные трубопроводы выполняются в две нитки, из которых одна рабочая, вторая резервная. Каждая нитка золопроводов рассчитывается на 100%-ный расход гидромассы.

Расчёт системы сводится к выбору диаметра шлако-золопроводов и определению характеристик багерных и шламовых насосов. Производительность насосов выбирается по количеству перекачиваемой ими гидромассы. Необходимый напор насоса определяется из выражения

$$H = h_{ш} + h_z \gamma_{гс} \text{ м вод. ст.},$$

где $h_{ш}$ — потеря напора в трубопроводе при транспортировании гидромассы на золоотвал в м вод. ст.;

h_z — геодезическая высота подъёма гидромассы в м вод. ст.;

$\gamma_{гс}$ — удельный вес гидромассы в кг/м³.

Потеря напора в трубопроводе при транспортировании гидромассы определяется из выражения

$$h_{ш} = \beta h_0 \text{ м вод. ст.},$$

где h_0 — потеря в трубопроводе для чистой воды в м вод. ст.;

β — коэффициент, учитывающий наличие в воде шлака и золы.

Значения коэффициента β в зависимости от содержания золы или шлака приведены на графике фиг. 35.

При совместном транспортировании золы и шлака

$$\beta = \beta_{ш} + \beta_z - 1,$$

где $\beta_{ш}$ — коэффициент, соответствующий наличию в гидромассе только шлака;

β_z — коэффициент, соответствующий наличию в гидромассе только золы.

Концентрация золы и шлака определяется из выражений

$$\mu_z = \frac{G_z}{Q_{гс}} \%;$$

$$\mu_{ш} = \frac{G_{ш}}{Q_{гс}} \%,$$

где G_z и $G_{ш}$ — весовые количества сухих золы и шлака в т/час;

$Q_{гс}$ — весовое количество гидромассы в т/час.

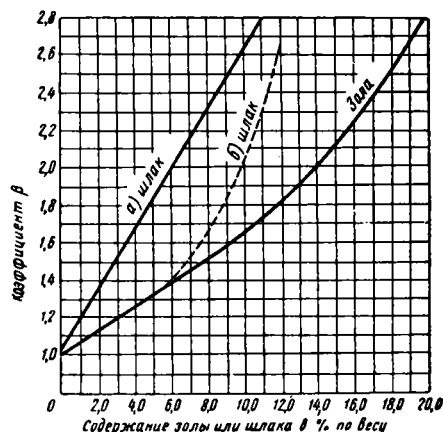
Потеря напора для чистой воды определяется по формуле

$$h_0 = 10,3 n^2 \frac{Q^2}{d^{5,33}} \text{ м вод. ст.},$$

где n — коэффициент шероховатости поверхности стенок труб, принимаемый равным 0,012;

Q — расход воды в м³/сек;

d — внутренний диаметр трубопровода в м.



Фиг. 35. Зависимость коэффициента β от содержания золы или шлака в гидросмеси: а — шлак при перекачке гидромассы багерными насосами; б — шлак при перекачке гидромассы гидроаппаратами

На основании опытных данных скорости в трубопроводах при транспортировании золы и шлака или только шлака кусками размером до 30 мм принимаются в пределах 1,5—1,7 м/сек, при транспортировании одной золы 1 м/сек.

Для упрощения расчётов в табл. 23 приведены потери напора в трубопроводах для чистой воды в зависимости от диаметра и скорости воды в трубопроводе.

Примечание. В таблице приняты следующие условные обозначения:

100 h_0 — потеря напора на 100 м длины трубопровода в м вод. ст.;

Q — расход воды в л/сек;

v — скорость воды в м/сек;

d — внутренний диаметр трубопровода в мм.

Смешанная система с гидроаппаратами системы инж. Москалькова

В этой системе, как и в низконапорной с багерными насосами, напорные трубопроводы для транспортирования гидромассы на золоотвал выполняются в две нитки, каждая из которых рассчитывается на 100%-ный расход гидромассы.

Расчёт системы сводится к определению диаметра шлако-золопровода, характеристики эжектирующего насоса и диаметра диффузора гидроаппарата.

Таблица 23

Потери напора на 100 м длины трубопроводов в зависимости от диаметра и скорости воды

d	v=1,0 м/сек			v=1,5 м/сек			v=1,7 м/сек		
	Q	100h _в	v	Q	100h _в	v	Q	100h _в	v
125	12,5	1,52	1,02	18,5	3,33	1,51	21,0	4,29	1,71
150	18,0	1,20	1,02	26,5	2,59	1,50	30,0	3,31	1,70
200	32,0	0,81	1,02	48,0	1,82	1,53	54,0	2,30	1,72
250	50,0	0,601	1,02	74,0	1,32	1,51	84,0	1,70	1,71
300	72,0	0,466	1,02	106	1,00	1,50	120	1,29	1,70
350	98,0	0,388	1,02	144	0,84	1,50	164	1,09	1,71
400	128,0	0,322	1,02	188	0,694	1,50	215	0,904	1,71

Общее количество гидромассы до аппарата определяется из выражения

$$Q'_{гс} = Q_{см} + \frac{G_{ш} + G_{з}}{\gamma} = Q_{см} + Q_{шз} \text{ м}^3/\text{час},$$

где $Q_{см}$ — количество смывной воды в $\text{м}^3/\text{час}$; $G_{ш}$ и $G_{з}$ — весовые количества транспортируемых золы и шлака в $\text{т}/\text{час}$; γ — удельный вес плотной массы шлака и золы, равный 2,2 — 2,4 $\text{т}/\text{м}^3$.

Количество гидромассы за гидроаппаратом определяется из выражения

$$Q''_{гс} = Q'_{гс} + Q_{эж} \text{ м}^3/\text{час},$$

где $Q_{эж}$ — количество эжектирующей воды, принимается в пределах 0,35 — 0,65 $\text{м}^3/\text{час}$.

В связи с подсосом в шлакопровод через воронку гидроаппарата воздуха количество гидромассы с воздухом в начале шлакопровода составит

$$Q'_{гсв} = Q''_{гс} + Q''_{в} \text{ м}^3/\text{час},$$

где $Q''_{гс}$ — количество гидромассы за гидроаппаратом, без учёта воздуха, в $\text{м}^3/\text{час}$;

$Q''_{в}$ — количество подсасываемого воздуха при 760 мм рт. ст. и 0° в $\text{м}^3/\text{час}$; в расчётах принимается в размере 75% объёма гидромассы.

Вследствие уменьшения статического давления в шлакопроводе наличие воздуха в гидромассе приводит к увеличению её объёма по длине шлакопровода.

Расчётные скорости в шлакопроводе принимаются:

на входе

$$v_1 = 1,75 \text{ м/сек};$$

на выходе

$$v_2 = 2,35 \text{ м/сек}.$$

Давление на выходе принимается $P_2 = 11 \text{ м вод. ст.}$

Диаметр шлакопровода определяется из выражения

$$d = \sqrt{\frac{Q''_{гсв}}{3600 \cdot 0,785 v_2}} \text{ м},$$

где $Q''_{гсв}$ — количество гидромассы на выходе из шлакопровода, составляющее

$$Q''_{гсв} = Q''_{гс} + Q''_{в} \frac{10}{11} \text{ м}^3/\text{час}.$$

Диаметр шлакопровода выбирается по ГОСТ 301—50, после чего определяется действительная скорость гидромассы на выходе.

Объём гидромассы на входе в шлакопровод определяется из выражения

$$Q'_{гсв} = Q''_{гсв} \frac{1,75}{v_2} \text{ м}^3/\text{час},$$

где v_2 — действительная скорость гидромассы на выходе из шлакопровода в м/сек .

Потеря напора $h_{ш}$ в шлакопроводе определяется по формулам, приведённым в расчёте низконапорной системы с багерными насосами, при этом расходы и скорости гидромассы принимаются средние на входе и выходе из шлакопровода

$$v_{ср} = \frac{v_1 + v_2}{2} \text{ м/сек};$$

$$Q_{гсв}^{ср} = \frac{Q'_{гсв} + Q''_{гсв}}{2} \text{ м}^3/\text{час}.$$

Давление гидромассы в начале шлакопровода должно составлять

$$P_1 = P_2 + h_{ш} + h_2 \gamma_{гсв}^{ср} \text{ м вод. ст.},$$

где P_2 — давление на выходе из шлакопровода, принимаемое равным 11 м вод. ст.;

$h_{ш}$ — потеря напора в шлакопроводе в м вод. ст.;

h_2 — геодезическая высота подъёма гидромассы в м вод. ст.;

$\gamma_{гсв}^{ср}$ — средний удельный вес гидромассы в шлакопроводе.

Действительная скорость гидромассы на входе в шлакопровод составит

$$v_1 = \frac{Q_{гс}'' + Q_{гс} \frac{10}{P_1}}{3600 \cdot 0,785 d^2} \text{ м.сек.}$$

Если полученная скорость значительно отличается от принятой ранее, то расчёт под лежит уточнению¹.

Действительное сопротивление шлако-золопровода

$$H_{ш} = P_1 - 10 \text{ м вод. ст.}$$

К. п. д. гидроаппарата определяется по формуле

$$\eta_{гд} = 0,7 \frac{G_{гс} \cdot 100}{G_{с.м} + G_{шз} + G_{гс} + G_{гс}} \%,$$

где G со всеми индексами — соответственно весовые количества смывной воды, шлака и золы, эжектирующей воды и воздуха.

¹ Последними исследованиями ВНИИГ имени Введенеева установлено, что в шлакопровод через воронку гидроаппарата подсасывается воздух в количестве лишь 3—6% от гидромассы. Однако методика расчёта шлако-золопроводов ещё не пересмотрена.

Рекомендуется для рассчитанных изложенным методом шлако-золопроводов проверять скорость движения гидромассы без учёта засасываемого воздуха. При этом скорость при совместном транспортировании золы и шлака должна быть не менее 1,5—1,7 м/сек и скорость транспортирования одной золы — не менее 1,0 м/сек.

Напор эжектирующей воды перед гидроаппаратом определяется по формуле

$$H_{гс} = \frac{(H_{ш} + H_{др})(Q_{шз} + Q_{с.м} + Q_{гс})}{Q_{гс} \eta_{гд}} + \frac{10 Q_{гс} \lg \frac{H_{ш} + 10}{10}}{Q_{гс} \eta_{гд}} \text{ м вод. ст.},$$

где $H_{др}$ — энергия, затрачиваемая на дробление шлака и дополнительные потери из-за наличия шлака и золы, оцениваемая условным дополнительным напором $H_{др} = 15 \div 20$ м вод. ст.

Скорость в горловине диффузора определяется по формуле

$$v_d = \sqrt{\frac{2g \left(H_{ш} Q_{гс}'' + 10 Q_{гс} \lg \frac{H_{ш} + 10}{10} \right)}{0,75 G_{гсв}}} \text{ м/сек.},$$

где $G_{гсв}$ — вес гидромассы с воздухом.

Диаметр диффузора

$$d_d = \sqrt{\frac{Q_{гс}'' + Q_{гс}}{0,785 \cdot 3600 v_d}} \text{ м.}$$

ПАРОТУРБИННЫЕ УСТАНОВКИ

ПАРОВЫЕ ТУРБИНЫ

Термодинамический процесс паровой турбины и потери — см. том 2.

Типы паровых турбин. Обозначения, характеризующие паровые турбины.
Параметры

Основные типы турбин

В зависимости от условий работы и назначения различают следующие основные типы паровых турбин (фиг. 1):

- а) конденсационная турбина,
- б) конденсационная турбина с нерегулируемыми отборами для подогрева питательной воды,
- в) турбина мятного пара,
- г) турбина с конденсацией и одним регулируемым отбором пара,
- д) турбина с конденсацией и двумя регулируемыми отборами пара,
- е) турбина двух давлений,
- ж) турбина с отбором и приёмом пара,
- з) турбина для установок с промежуточным перегревом пара,
- и) турбина с противодавлением или предвключённая.

Система обозначения паровых турбин

В СССР принята единая система обозначения типов паровых турбин. Шифр по этой

системе для турбин с конденсацией состоит из трёх частей.

Первая — буквенная часть шифра характеризует тип турбины, причём первая буква показывает начальные параметры пара, а именно:

A — соответствует средним параметрам пара 29—35 atm и 400—435°C;

B — соответствует высоким параметрам пара 90—125 atm и 450—500°C;

$ПВ$ — соответствует повышенным высоким параметрам пара 135 atm и 535°C;

$СВ$ — соответствует сверхвысоким параметрам 170 atm и 550°C;

M — соответствует условиям мятного пара 1—2,5 atm , насыщенный или слабо перегретый пар.

Остальные буквы показывают тип турбины: K — конденсационная турбина без регулируемого отбора пара;

T — турбина с теплофикационным (отопительным) регулируемым отбором пара (1,2—2,5 atm);

$П$ — турбина с промышленным регулируемым отбором пара (6—13 atm);

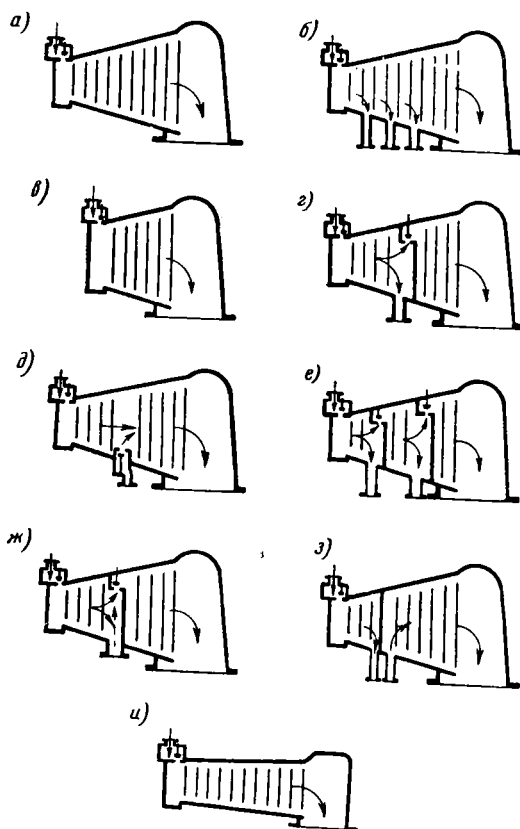
P — турбина с противодавлением.

Вторая — численная часть шифра даёт номинальную мощность турбины в тысячах киловатт.

Третья — численная часть шифра даёт порядковый номер варианта конструкции внутри турбин данного типа.

Для турбин с противодавлением (P) шифр состоит из четырёх частей. Третья часть шифра указывает противодавление турбины ($ата$).

Порядковый номер конструкции указывается четвёртой частью шифра.



Фиг. 1. Основные типы паровых турбин

Параметры, характеризующие турбины

1. Номинальная мощность турбины — наибольшая мощность, которую турбина должна длительно развивать на зажимах генератора при номинальных величинах других параметров и их изменениях в пределах, оговорённых стандартом ($N_э$).

2. Максимальная мощность турбины с регулируемыми отборами пара, которая составляет 120% от её номинальной мощности при соответствующем понижении величины отборов по сравнению с номинальными значениями ($N_m = 1,2 N_э$).

3. Величина отбора, под которой понимается количество пара, отдаваемое турбинами с регулируемым отбором пара на покрытие внешнего теплового потребления, т. е. сверх расхода на регенеративный подогрев питательной воды.

Во внешнее тепловое потребление включается также расход пара на подогрев:

а) конденсата с производства, конденсата бойлеров и паропреобразователей, а так-

же добавка химически очищенной воды — до температуры в деаэраторе;

б) питательной воды в количестве, превышающем 100% от расхода пара турбиной, до конечной температуры регенеративного подогрева.

4. Начальные параметры пара — давление и температура перед автоматическим стопорным клапаном турбины.

5. Давление регулируемого отбора — давление пара в отборном патрубке турбины.

6. Давление за турбиной (противодавление) — давление пара непосредственно за фланцем выхлопного патрубка турбины.

Примечание. Пользуются также величиной экономической или расчётной мощности турбины $N_э^{жк}$, т. е. мощностью, для которой турбина рассчитана. Для некоторых встречающихся на железнодорожных электростанциях турбин экономическая или расчётная мощность не совпадает с номинальной.

Основные параметры, характеризующие турбины отечественного изготовления

Турбины конденсационные и с отбором пара

1. Номинальные основные параметры для конденсационных турбин согласно ГОСТ 3618—47 (см. табл. 1).

2. Максимальная мощность турбин с регулируемыми отборами пара должна составлять 120% их номинальной мощности.

3. Турбины с регулируемыми отборами пара должны допускать возможность изменения давления в регулируемых отборах согласно табл. 2.

4. При режимах с малой величиной какого-либо отбора турбины с регулируемыми отборами пара допускается повышение нижнего предела давления в этом отборе с тем, чтобы при величине отбора, равной нулю, давление в этом отборе не превышало верхнего предела регулирования давления.

5. Максимальная величина отопительного отбора турбины с двумя регулируемыми отборами пара определяется из условия максимального пропуски пара через часть среднего давления при повышении давления в камере производственного отбора до верхнего предела регулирования, причём нижний предел давления в камере отопительного отбора может повышаться.

Максимальная величина производственного отбора турбины с двумя регулируемыми отборами пара определяется из следующего условия: при работе турбины с максимальной величиной производственного отбора и с номинальной мощностью при выключенном отопительном отборе расход пара частью высокого давления турбины должен быть равен расходу пара при номинальном режиме т. е. при работе с номинальной мощностью и с номинальной величиной обоих отборов.

6. Номинальная величина регулируемого производственного отбора турбины должна обеспечиваться при номинальных начальных параметрах пара и номинальных давлениях в отборах; номинальная величина отопительного отбора должна обеспечиваться при номинальных начальных параметрах пара и

Таблица 1

Номинальные основные параметры для конденсационных турбин

Начальные параметры пара		Мощность турбины в <i>квт</i>	Число оборотов на валу генератора в <i>об/мин</i>	Типы турбин и величина регулируемых отборов пара для турбин						Температура регенератив- ного подогрева питатель- ной воды в °C	Температура охлаждающей воды для турбин		
Давление в <i>атм</i>	Температура в °C			без регулируемого отбора пара	с регулируемым отопительным отбо- ром пара 2 <i>атм</i> в <i>т/час</i>	с регулируемым производствен- ным отбором пара		с двумя регу- лируемыми отборами пара			без регу- лируемо- го отбора пара	с регул- ируемым отбором пара	с регул- ируемым отбором пара
						при 5 <i>атм</i>	при 7 <i>атм</i>	отопитель- ными при 1, 2 <i>атм</i>	производ- ственные при 10 <i>атм</i>				
в <i>т/час</i>						в <i>т/час</i>		в °C					
(29)	(400)	12 000	3 000	×	60	—	—	—	—	Устанавливается техническими усло- виями на поставку турбин			
(29)	(400)	25 000	3 000	×	100	—	150	—	—				
(29)	(400)	50 000	3 000 (1 500)	×	—	—	—	—	—				
35	435	750	3 000 или 1 000	—	—	7	—	—	—	150	20	20	
35	435	1 500	3 000 > 1 000	×	9	12	—	—	—	150	20	20	
35	435	2 500	3 000 > 1 000	×	14	18	—	—	—	150	20	20	
35	435	4 000	3 000	×	22	25	—	—	—	150	20	20	
35	435	6 000	3 000	×	35	40	—	—	—	150	20	20	
35	435	12 000	3 000	×	65	—	—	40	50	150	15	20	
90	480	12 000	3 000	—	—	—	—	30	40	215	—	20	
90	480	25 000	3 000	×	100	—	—	60	80	215	15	20	
90	480	50 000	3 000	×	—	—	—	—	—	215	10; 15	—	
90	480	100 000	3 000	×	—	—	—	—	—	215	10; 15	—	

Примечания. 1. Турбины, выпускаемые без регулируемого отбора пара, отмечены звездочкой.

2. Величины параметров, заключенные в скобки, для вновь проектируемых турбин принимать не рекомендуется.

3. Все турбины на начальные параметры пара 35 ата и 435°C должны допускать работу при 29 ата и 400°C с сохранением номинальных мощностей и величин отборов.

4. Турбины с регулируемыми отборами пара мощностью до 12 000 кет включительно, если их конструкция это позволяет, могут изготавливаться с давлением и величинами отборов пара, отличными от указанных в таблице, при соответствующем снижении максимальной мощности этих турбин.

5. Для турбины с двумя регулируемыми отборами пара, с начальными параметрами пара 35 ата и 435°C мощностью 12 000 кет допускается повышение температуры регенеративного подогрева питательной воды против указанной в таблице.

6. От указанных в таблице величин отборов пара допускается отклонение $\pm 10\%$.

7. При выборе конденсационного устройства установленная настоящим стандартом температура охлаждающей воды принимается лишь в том случае, если отсутствуют специальные указания заказчика.

8. Настоящие основные параметры рекомендуются также и для стационарных турбин, не предусмотренных стандартом.

при изменении давления в отборе в пределах от 1,2 до 2,5 ата.

Примечание. Номинальная величина отборов пара обеспечивается также при выключенной испарительной установке.

Таблица 2

Допустимые изменения давления в регулируемых отборах

Наименование отбора	Номинальная величина давления регулируемого отбора пара в ата	Пределы регулирования давления в отборе в ата	
		нижний	верхний
Отопительный	1,2	1,2	2,5
Производственный	{ 5 (7) 10	{ 4 (6) 8	{ 6 (8) 13

7. Установленная стандартом температура регенеративного подогрева питательной воды

должна обеспечиваться с допускаемыми отклонениями $\pm 10^\circ\text{C}$ при работе турбины с номинальными параметрами пара (начальными и в отборе) при расходе пара турбиной, равном 80% и расходе питательной воды, равном 85% от максимального расхода пара турбиной.

8. Номинальная мощность турбины должна длительно обеспечиваться при следующих отклонениях величины основных параметров от их номинальных значений:

а) при уменьшении величины регулируемых отборов до нуля;

б) при одновременном изменении начальных параметров пара в пределах, указанных в табл. 3.

в) при повышении температуры охлаждающей воды до 33°C, если начальные параметры при этом не ниже номинальных.

Примечание. Для турбин с начальными параметрами пара 29 ата и 400°C верхний предел температуры охлаждающей воды, при котором сохраняется номинальная мощность турбины, устанавливается техническими условиями на поставку турбины.

Таблица 3
Допускаемые отклонения начальных параметров пара

Номинальные значения		Пределы изменения	
Давление в ата	Температура в °С	Давление в ата	Температура в °С
(29) 35 90	(400) 435 480	27,5—31 32—37 85—95	385—410 420—445 470—490

Турбины с противодавлением

9. Номинальные основные параметры для турбин с противодавлением и предвключённых турбин согласно ГОСТ 3678—47 даны в табл. 4.

10. Турбины должны допускать длительную работу при номинальной мощности при следующих отклонениях величин основных параметров от их номинальных значений:

а) при изменении величины регулируемого давления за турбиной в пределах, указанных в табл. 5;

б) для турбин с начальным давлением пара 15 ата при изменении начальных параметров до верхних пределов, указанных в табл. 6;

в) для турбин с начальным давлением пара 35 и 90 ата при изменении начальных параметров пара в пределах, указанных в табл. 6.

11. Турбины с начальным давлением пара 15 ата должны допускать длительную работу при сохранении расхода пара, соответствующего номинальным величинам всех основных параметров, при одновременных изменениях давления за турбиной в пределах, указанных в табл. 5 и начальных параметров пара до нижних пределов, указанных в табл. 6.

12. Турбины с начальным давлением пара 15 ата должны допускать длительную работу при изменениях начального давления пара в пределах, указанных в табл. 6, и понижении начальной температуры пара до 250°С

Таблица 4

Турбины с противодавлением

Мощность на зажимах генератора в квт	Число оборотов генератора в об/мин	Начальные параметры пара		Давление за турбиной (противодавление) в ата					
		Давление в ата	Температура в °С	31	18	15	11	6	3
750	1 000 и 3 000	15	350	—	—	—	—	×	×
1 500	1 000 и 3 000	15	350	—	—	—	—	×	×
2 500	1 000 и 3 000	15	350	—	—	—	—	×	×
750	1 000 и 3 000	35	435	—	—	—	—	×	×
1 500	1 000 и 3 000	35	435	—	—	×	×	×	×
2 500	1 000 и 3 000	35	435	—	—	×	×	×	×
4 000	3 000	35	435	—	—	×	×	×	×
6 000	3 000	35	435	—	—	×	×	×	×
6 000	3 000	90	500	×	—	—	×	—	—
12 000	3 000	90	500	×	×	—	×	—	—
25 000	3 000	90	500	×	×	—	—	—	—

Примечания. 1. Стандартные турбины отмечены в таблице звёздочкой.
2. Турбины мощностью от 750 до 2 500 квт могут быть изготовлены с генератором на 1 000 и 3 000 об/мин.
3. По требованию заказчика, оговорённому в технических условиях на поставку, турбина мощностью 6 000 квт с начальным давлением пара 90 ата может изготавливаться для работы с регулируемым давлением за турбиной 37 ± 1 ата. Обеспечение при этом начальной мощности необязательно.

Таблица 5

Допустимые изменения противодавления

Номинальное давление за турбиной (противодавление) в ата	Пределы изменения давления за турбиной в ата		Номинальное давление за турбиной (противодавление) в ата	Пределы изменения давления за турбиной в ата	
	нижний	верхний		нижний	верхний
3	2	4	15	13	17
6	4	7	18	15	21
11	8	13	31	29	33

Таблица 6

Допустимые отклонения начальных параметров пара

Номинальные значения		Пределы изменения	
Давление в ата	Температура в °С	Давление в ата	Температура в °С
15	350	12—18	320—375
35	435	32—37	420—445
90	500	85—95	480—505

Примечание. Указанный в табл. 6 верхний предел начальной температуры 505°С при длительной работе допускается при условии сохранения среднегодовой величины её не выше 500°С.

при сохранении номинальных значений пределов изменения регулируемого давления за турбиной, указанных в табл. 5.

13. Турбины с начальным давлением 35 *ата* должны допускать длительную работу при номинальной мощности при одновременных изменениях основных параметров давления за турбиной и начальных параметров пара в пределах, указанных в табл. 5 и 6.

14. Турбины с начальным давлением пара 35 *ата* должны допускать длительную работу при начальных параметрах пара 29 *ата* и 400°C при сохранении номинальных значений или пределов изменения регулируемого давления за турбиной, указанных в табл. 5.

Примечание. При работе турбин в условиях, оговорённых в пп. 11, 12 и 14, обеспечение номинальной мощности необязательно.

15. Турбины с начальным давлением пара 90 *ата* должны допускать кратковременную периодическую работу с начальной температурой пара свыше 505 до 510°C в течение 30 мин., при суммарном времени работы при этой температуре не более 200 час. в год.

16. Наличие промежуточных нерегулируемых отборов пара из турбин для регенеративного подогрева питательной воды и параметры этих отборов должны быть специально оговорены в технических условиях на поставку турбины.

Экономичность паровых турбин. Коэффициенты полезного действия и расход пара

Коэффициенты полезного действия

Коэффициенты полезного действия паровых турбин разделяют на относительные, характеризующие степень совершенства данной турбины по сравнению с идеальной турбиной, и абсолютные, характеризующие степень использования в турбине подведённого к ней тепла.

К. п. д. конденсационных турбин без регенеративного подогрева питательной воды:

1) относительный внутренний к. п. д. турбины

$$\eta_{oi} = \frac{H_i}{H_0} = \frac{860 \cdot N_i}{DH_0}, \quad (1)$$

где $H_i = i_0 - i_k$ — используемый в турбине перепад тепла в *ккал/кг*;

i_0 — начальное теплосодержание пара (при входе в турбину) в *ккал/кг*;

i_k — конечное теплосодержание пара для условий действительного расширения пара в турбине в *ккал/кг*;

$H_0 = i_0 - i_{kt}$ — адиабатический перепад тепла между начальными параметрами пара и конечным давлением в *ккал/кг*;

i_{kt} — теплосодержание пара в конце адиабатического расширения в *ккал/кг*;

N_i — внутренняя мощность турбины (развиваемая в цилиндре турбины) в *квт*;

D — количество пара, поступающего в турбину в *кг/час*;

η_{oi} — учитывает все внутренние потери в турбине (потери в соплах и лопатках, перетекание через зазоры, трение дисков о пар, вентиляционные потери, потери от влажности пара и выходной скорости);

2) относительный эффективный к. п. д. турбины

$$\eta_{oe} = \eta_{oi} \eta_m = \frac{860 N_e}{DH_0}, \quad (2)$$

где η_m — механический к. п. д. турбины, учитывающий потери энергии, затрачиваемые на трение в подшипниках, привод системы регулирования и масляного насоса;

N_e — эффективная мощность (отнесённая к муфте турбины) в *квт*;

$$N_e = N_i \eta_m; \quad (3)$$

D — часовой расход пара в *кг/час*;

H_0 — адиабатический перепад тепла между начальными параметрами и конечным давлением пара в *ккал/кг*;

N_i — внутренняя мощность турбины в *квт*;

3) относительный электрический к. п. д. турбогенератора

$$\eta_{oэ} = \eta_{oe} \eta_z = \eta_{oi} \eta_m \eta_z = \frac{860 N_z}{DH_0}, \quad (4)$$

где N_z — мощность на зажимах генератора в *квт*;

η_z — к. п. д. электрического генератора (учитывает электрические и механические потери в генераторе);

4) абсолютный к. п. д. идеальной турбины (термический к. п. д.)

$$\eta_t = \frac{H_0}{i_0 - i'_k} = \frac{H_0}{i_0 - i'_k}, \quad (5)$$

где $H_0 = i_0 - i_k$ — адиабатический перепад тепла между начальными параметрами пара и конечным давлением в *ккал/кг*;

i_0 — начальное теплосодержание пара (при входе в турбину) в *ккал/кг*;

i'_k — теплосодержание конденсата отработавшего пара в *ккал/кг*;

5) абсолютный электрический к. п. д. турбогенератора

$$\eta_z = \eta_t \eta_{oi} \eta_m \eta_z = \frac{860 N_z}{D(i_0 - i'_k)}; \quad (6)$$

N_z — мощность на зажимах генератора в *квт*.

К. п. д. конденсационных турбин с регенеративным подогревом питательной воды

1) Относительные к. п. д. внутренний

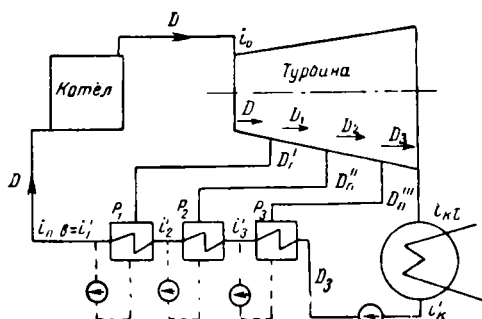
$$\eta_{oi} = \frac{860 N_i}{D [H_0 - \sum (H_0 - h_a) a]} ; \quad (7)$$

электрический

$$\eta_{oэ} = \frac{860 N_э}{D [H_0 - \sum (H_0 - h_a) a]} ; \quad (8)$$

где D — количество пара, поступающего в турбину, в кг/час;

a — доля каждого отбора пара по отношению ко всему количеству пара, поступающего в турбину (D).

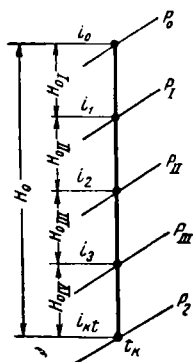


Фиг. 2. Схема регенеративного подогрева питательной воды

Величины a при обозначениях фиг. 2 выражаются в следующем виде:

$$a_1 = \frac{D_n^I}{D} ; \quad a_2 = \frac{D_n^{II}}{D} ; \quad a_3 = \frac{D_n^{III}}{D} ;$$

h_a — адиабатический перепад тепла между начальными параметрами и параметрами пара рассматриваемого отбора.



Фиг. 3. Обозначения в is-диаграмме для идеального процесса регенеративного подогрева питательной воды

Величина h_a при обозначениях фиг. 3 представляется в следующем виде:

$$h_{a_1} = H_{0I} ; \quad h_{a_2} = H_{0I} + H_{0II} ; \\ h_{a_3} = H_{0I} + H_{0II} + H_{0III} ;$$

$H_0 = i_0 - i_{кт}$ — адиабатический перепад тепла между начальными параметрами пара и конечным давлением пара турбины.

2) Абсолютные к. п. д.: термический

$$\eta_t = \frac{H_0 - \sum (H_0 - h_a) a}{i_0 - i_{нс}} ; \quad (9)$$

$i_{нс}$ — теплосодержание конденсата в ккал/кг (при выходе из последнего подогревателя);

электрический

$$\eta_э = \frac{860 N_э}{D (i_0 - i_{нс})} = \eta_t \eta_{oi} \eta_m \eta_g ; \quad (10)$$

D — количество пара, поступающего в турбину.

К. п. д. турбин с противодавлением

1) Относительные к. п. д.: внутренний

$$\eta_{oi} = \frac{860 N_i}{D H_0} ; \quad (11)$$

электрический

$$\eta_{oэ} = \frac{860 N_э}{D H_0} ; \quad (12)$$

$H_0 = i_0 - i_{нт}$ — адиабатический перепад тепла между начальными параметрами пара и давлением отработавшего пара в ккал/кг;

$i_{нт}$ — теплосодержание в конце адиабатического расширения пара в ккал/кг.

2) Абсолютный электрический к. п. д.: при использовании лишь тепла конденсата отработавшего пара для питания котла

$$\eta_э = \frac{860 N_э}{D (i_0 - i_{нс})} ; \quad (13)$$

$i_{нс}$ — теплосодержание конденсата в ккал/кг; D — количество пара, поступающего в турбину, в кг/час.

3) Абсолютный к. п. д. турбины с противодавлением при полном использовании тепла отработавшего пара не является характерным, как показатель совершенства паротурбинной установки.

К. п. д. турбин с отбором и приёмом пара

1) Относительные к. п. д. турбины с отбором пара: внутренний

$$\eta_{oi} = \frac{860 N_i}{D_2 H_0 + \sum D_n H_1} ; \quad (14)$$

электрический

$$\eta_{oэ} = \frac{810 N_э}{D_2 H_0 + \sum D_n H_1} ; \quad (15)$$

D_2 — количество пара, проходящего через всю турбину и поступающего в конденсатор, в кг/час;

D_n — величина отбора пара в кг/час;
 H_1 — адиабатический перепад тепла между начальными параметрами пара, поступающего в турбину, и параметрами в рассматриваемом отборе в ккал/кг;
 H_0 — адиабатический перепад тепла между начальными параметрами пара и конечным давлением турбины в ккал/кг.

2) Относительные к. п. д. турбины с приёмом пара:
 внутренний

$$\eta_{oi} = \frac{860 N_i}{DH_0 + D_m H_m}; \quad (16)$$

электрический

$$\eta_{oe} = \frac{860 N_g}{DH_0 + D_m H_m}; \quad (17)$$

D — количество пара (свежего), поступающего в турбину при начальных параметрах пара, в кг/час;
 D_m — количество пара (мятого), поступающего в камеру приёма пара турбины, в кг/час;
 H_0 — адиабатический перепад тепла между начальными параметрами (свежего) пара и конечным давлением в турбине в ккал/кг;
 H_m — адиабатический перепад тепла мятого пара (между параметрами при входе в камеру приёма турбины и конечного давления в турбине) в ккал/кг.

3) Абсолютный электрический к. п. д. турбогенератора с отборами пара

$$\eta_g = \frac{860 N_g}{D_2 (i_0 - i'_k) + \sum D_n (i_0 - i'_n)}; \quad (18)$$

i_n — конечное теплосодержание отбираемого из турбины пара для условий действительного расширения в турбине в ккал/кг;

i'_k — теплосодержание конденсата при давлении в конденсаторе в ккал/кг;

D_2 — количество пара, проходящего через всю турбину и поступающего в конденсатор, в кг/час;

D_n — величина отбора пара в кг/час;

i_0 — начальное теплосодержание пара в ккал/кг.

Абсолютный к. п. д. турбины с отбором пара является условным. Для сравнения между собой по абсолютному к. п. д. турбинных установок с отбором пара необходимо приведение сравниваемых установок к одинаковому тепловому потреблению и одинаковой мощности.

4) Абсолютный электрический к. п. д. турбогенератора с приёмом пара:

$$\eta_g = \frac{860 N_g}{D (i_0 - i'_k) + D_m (i_m - i'_k)}; \quad (19)$$

i'_k — теплосодержание конденсата при давлении в конденсаторе в ккал/кг;

i_m — начальное теплосодержание мятого пара (перед входом в камеру приёма) в ккал/кг;

i_0 — начальное теплосодержание свежего пара (перед входом в турбину) в ккал/кг;

D — количество пара (свежего), поступающего в турбину, в кг/час;

D_m — количество пара (мятого), поступающего в камеру приёма турбины, в кг/час;

N_g — мощность турбогенератора на зажимах в кет.

Средние величины коэффициентов полезного действия паровых турбин

Ориентировочные значения к. п. д. турбин и генераторов приводятся в табл. 7, 8, 9, 10, 11, 12 и 13.

1. Табл. 7 содержит полученные в практике значения коэффициентов полезного действия конденсационных турбин малой мощности при давлении свежего пара 15—30 ата (при номинальной нагрузке).

Таблица 7

Коэффициенты полезного действия конденсационных паровых турбин

Наименование величины	Номинальная мощность турбогенератора в кет				
	500	1 000	1 500	3 000	6 000
Механический к. п. д. η_m в %	92—95	94—96	95—96	96—97	97—98
К. п. д. генератора при $\cos \varphi = 0,8$ η_g в %	92—92,5	92—93	93—94	94—95	95—96
Относительный эффективный к. п. д. (на муфте) η_{oe} в %	65—67	68—72	72—76	75—79	78—82
Относительный электрический к. п. д. η_{oe} в %	60—62	63—67	67—72,5	70—75	74—79

2. Относительный электрический коэффициент полезного действия η_{oe} для турбогенераторов малой мощности с конденсацией и одним регулируемым отбором пара для условий работы с отбором, равным нулю, приведён в табл. 8 в зависимости от значений

Таблица 8

Коэффициент полезного действия турбины η_{oe} с конденсацией и одним регулируемым отбором пара

Мощность в кет при $\cos \varphi = 0,8$	Начальные параметры пара					
	11,9 ата 232°C	14,6 ата 260°C	18 ата 288°C	21,4 ата 316°C	28,2 ата 371°C	41,8 ата 399°C
500	0,600	0,595	0,585	0,580	0,565	0,545
750	0,630	0,625	0,620	0,610	0,595	0,575
1 000	0,650	0,645	0,640	0,630	0,620	0,600
1 500	0,675	0,670	0,665	0,660	0,645	0,630
2 500	0,700	0,695	0,690	0,685	0,675	0,660
4 000	0,720	0,715	0,710	0,705	0,700	0,685
5 000	0,725	0,720	0,715	0,710	0,705	0,695
6 000	0,735	0,730	0,725	0,720	0,715	0,705
7 500	0,740	0,735	0,730	0,725	0,720	0,715

начальных параметров пара и единичной мощности турбины (по материалам для турбин инофирм).

3. Относительный электрический к. п. д. η_{oe} для турбогенераторов малой мощности с конденсацией с двумя регулируемыми отборами пара для условий работы с отборами, равными нулю, приведён в табл. 9 в зависимости от значений начальных параметров пара и единичной мощности турбины (по материалам для турбин инофирм).

Таблица 9
Коэффициент полезного действия турбины η_{oe} с конденсацией и двумя регулируемыми отборами пара

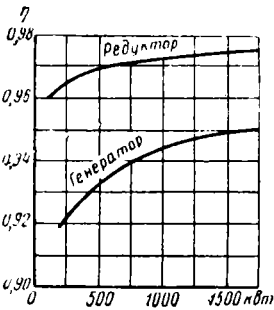
Мощность в кет при $\cos \varphi = 0,8$	Начальные параметры пара					
	11,2 ата 232°С	14,6 ата 260°С	18 ата 288°С	21,4 ата 316°С	28,2 ата 371°С	41,8 ата 399°С
1 000	0,625	0,620	0,615	0,610	0,600	0,580
1 500	0,650	0,645	0,640	0,635	0,625	0,610
2 500	0,675	0,670	0,665	0,660	0,655	0,640
4 000	0,695	0,690	0,685	0,680	0,675	0,665
5 000	0,705	0,700	0,695	0,690	0,685	0,675
6 000	0,710	0,705	0,700	0,700	0,690	0,680
7 500	0,715	0,710	0,710	0,705	0,700	0,690

4. Ориентировочные средние значения внутреннего относительного к. п. д. η_{oi} отдельных частей турбин малой мощности с конденсацией пара отечественного производства, применяемые при подсчётах тепловых схем электростанций, приведены в табл. 10.

5. Относительные внутренние коэффициенты полезного действия η_{oi} турбин с противодавлением при давлении свежего пара 35 ата и температуре 435°С приведены в табл. 11 (по данным отечественного турбозавода) для разных величин пропуска пара через турбину.

Результаты испытаний турбин инофирм с противодавлением малой мощности активного типа при работе на экономическом режиме приведены в табл. 12.

6. Относительный эффективный коэффициент полезного действия η_{oe} вспомогательных турбин, работающих на выхлоп при давлении свежего пара до 11 ата, приведён в табл. 13.



Фиг. 4. К. п. д. редуктора и к. п. д. электрического тихоходного генератора

7. Значения к. п. д. редуктора η_r и к. п. д. электрического тихоходного генератора малой мощности приведены на фиг. 4.

Таблица 10
Средние значения относительного к. п. д. η_{oi} турбин с конденсацией

Расчётный пропуск пара в т/час	Величины η_{oi} при следующих начальных и конечных давлениях пара				
	35 ата— 12 ата	35 ата— 6 ата	35 ата— 2 ата	12 ата— 1 ата	1 ата— 0,06 ата
До 25 т/час	0,74—0,76	0,76—0,78	0,77—0,79	0,78—0,80	0,72—0,74
От 25 до 50 т/час	0,76—0,78	0,78—0,79	0,78—0,80	0,79—0,81	0,74—0,76
От 50 до 100 т/час	0,77—0,78	0,78—0,80	0,79—0,81	0,80—0,82	0,75—0,77

Таблица 11
Относительные внутренние коэффициенты полезного действия турбин с противодавлением

Мощность турбины в кет	250	4 000	6 000	6 000	2 500	4 000	6 000	2 500	6 000
Противодавление в ата	3			6	11			15	
При пропуске пара в %:									
100	0,698	0,733	0,764	0,758	0,696	0,71	0,736	0,682	0,715
90	0,700	0,738	0,768	—	—	—	—	—	—
80	—	—	—	0,743	0,680	0,70	0,726	0,670	0,713
65	0,680	0,720	0,745	—	—	—	0,705	—	0,700
50	0,635	0,678	0,705	0,668	0,578	0,59	0,618	0,600	0,500

Таблица 12

Результаты испытаний турбин с противодавлением малой мощности

Год выпуска турбины	Количество ступеней	Число оборотов в об/мин		Мощность в кВт	Давление свежего пара в атм	Температура в °C	Часовой расход пара в кг	Относительный электрический к. п. д. в %	К. п. д. генератора в %	К. п. д. редуктора в %	Механический к. п. д. в %
		турбины	генератора								
1948	1C ₂ + 3A	5 000	1 500	680	15,2	375	9 220	62	94,6	95,5	98,3
1949	1A + 3A	8 000	3 000	649	15,5	340	12 540	64,7	94,5	97,0	98,4
1948	1C ₂ + 7A	3 000	3 000	1 000	12,5	299	13 480	66,0	93,2	—	98,6
1949	1C ₂ + 7A	5 000	1 500	1 134	23,4	377	13 820	65,9	96,1	98,0	98,7
1949	1C ₂ + 7A	3 000	3 000	2 432	20,6	336	33 800	66,2	94,4	—	99,0
1941	1A + 14A	5 000	1 500	2 508	32,6	434	24 790	73,0	95,9	97,2	99,0
1941	1A + 14A	5 000	1 500	2 463	33,2	423	25 690	70,0	95,9	97,2	99,0

Примечание. В таблице приняты обозначения: C₂ — двухвенечное колесо; A — одно-венечное активное колесо.

Таблица 13

Относительный эффективный коэффициент полезного действия η_{oe} вспомогательных турбин

N_e л. с.	5	10	20	50	100	200	500
η_{oe} . . .	0,18	0,23	0,29	0,38	0,45	0,53	0,63

Общий и удельный расход пара

Конденсационные турбины без регенеративного подогрева питательной воды

1) общий расход пара турбиной

$$D = \frac{860 N_g}{H_0 \eta_{og}} = \frac{860 N_e}{H_0 \eta_{oe}} \text{ кг/час; } (20)$$

2) удельный расход пара турбины

$$d_e = \frac{D}{N_e} = \frac{860}{H_0 \eta_{oe}} \text{ кг/квт-ч; } (21)$$

3) удельный расход пара турбогенератора

$$d_g = \frac{D}{N_g} = \frac{860}{H_0 \eta_{og}} \text{ кг/квт-ч; } (22)$$

$H_0 = i_0 - i_{kt}$ — располагаемый адиабатический перепад тепла между начальными параметрами и конечным давлением пара в ккал/кг;

η_{oe} — относительный эффективный к. п. д.;

η_{og} — относительный электрический к. п. д.;

N_e — мощность на муфте турбины в квт;

N_g — электрическая мощность на зажимах генератора в квт.

Величина удельного расхода пара служит показателем экономичности турбины или турбогенератора.

Конденсационные турбины с регенеративным подогревом питательной воды

1) общий расход пара турбиной (количество пара, поступающего в турбину)

$$D = \frac{860 N_g}{[H_0 - \sum (H_0 - h_a) a] \eta_{og}} = \frac{860 N_e}{[H_0 - \sum (H_0 - h_a) a] \eta_{oe}} \text{ кг/час; } (23)$$

2) удельный расход пара турбогенератора

$$d_g = \frac{D}{N_g} = \frac{860}{[H_0 - \sum (H_0 - h_a) a] \eta_{og}} \text{ кг/квт-ч. } (24)$$

Указанные величины общего и удельных расходов учитывают дополнительный расход пара, обусловленный регенеративным подогревом питательной воды.

Конденсационные турбины с регулируемым отбором пара

1) общий расход пара турбиной с одним регулируемым отбором пара (количество пара, поступающего в турбину)

$$D = D_0 + \frac{H_2}{H_0} D_n = \frac{860 N_g}{H_0 \eta_{og}} + \frac{H_2}{H_0} D_n \text{ кг/час, } (25)$$

где $D_0 = \frac{860 N_g}{H_0 \eta_{og}}$ — условный расход пара, ко-

торый принимается приближенно для работы рассматриваемой турбины с отбором пара, равным нулю;

D — общее количество пара, поступающего в турбину, в кг/час;

D_n — величина отбора в кг/час;

H_2 — адиабатический перепад тепла (по основной адиабате) между давлением в отборе и конечным давлением турбины в ккал/кг (фиг. 5);

H_0 — адиабатический перепад тепла между начальными параметрами при входе в турбину и конечным давлением пара в ккал/кг;

$\eta_{o\partial}$ — относительный электрический к. п. д. турбогенератора при величине отбора пара, равной нулю, и работе турбины с включёнными клапанами отбора;

$\frac{H_2}{H_0}$ — коэффициент отбора.

Значения относительного электрического к. п. д. турбогенератора с конденсацией и одним регулируемым отбором пара $\eta_{o\partial}$ при работе с отбором, равным нулю, и включёнными клапанами отбора приведены в табл. 8;

2) общий расход пара для турбины с двумя регулируемыми отборами (количество поступающего пара в турбину):

где
$$D = D_o + \frac{H_2^I}{H_0} D_n^I + \frac{H_2^{II}}{H_0} D_n^{II} = \frac{860 N_e}{H_0 \eta_{o\partial}} + \frac{H_2^I}{H_0} D_n^I + \frac{H_2^{II}}{H_0} D_n^{II}; \tag{26}$$

D_n^I — величина первого отбора в кг/час;

D_n^{II} — величина второго отбора в кг/час;

H_2^I — адиабатический перепад тепла (по основной адиабате) между давлением в первом отборе и конечным давлением пара в турбине в ккал/кг;

H_2^{II} — адиабатический перепад тепла (по основной адиабате) между давлением во втором отборе и конечным давлением пара в турбине в ккал/кг;

$D_o = \frac{860 N_e}{H_0 \eta_{o\partial}}$ — условный расход пара, который принимается приближенно для работы рассматриваемой турбины при отборах, равных нулю;

$\eta_{o\partial}$ — относительный электрический к. п. д. турбогенератора при величинах отбора, равных нулю, и работе турбины с включёнными клапанами в отборах (табл. 9);

$\frac{H_2^I}{H_0}$ — коэффициент первого отбора;

$\frac{H_2^{II}}{H_0}$ — коэффициент второго отбора;

3) удельный расход пара турбогенератора с регулируемыми отборами пара.

Удельный расход пара, как показатель экономичности турбогенератора с отбором, следует определять:

для турбогенератора с одним регулируемым отбором пара по формуле

$$d_{\partial} = \frac{D - \frac{H_2}{H_0} D_n}{N_{\partial}} \text{ кг/квт-ч}; \tag{27}$$

D_n — величина отбора пара в кг/час; для турбогенератора с двумя регулируемыми отборами пара по формуле

$$d_{\partial} = \frac{D - \frac{H_2^I}{H_0} D_n^I - \frac{H_2^{II}}{H_0} D_n^{II}}{N_{\partial}} \text{ кг/квт-ч}; \tag{28}$$

D_n^I — величина первого отбора в кг/час;

D_n^{II} — величина второго отбора в кг/час.

Соотношения между расходами пара и к. п. д.

1. Соотношения между удельными расходами пара, абсолютными и относительными к. п. д. и мощностями паровых турбин приведены в табл. 14.

2. Связь между относительными к. п. д. отдельных частей турбины с регулируемым отбором пара выражается формулой

$$\eta_{o\partial} = \frac{DH_1}{D_2 H_0 + D_n H_1} \eta_{o\partial}^I + \frac{D_2 H_2'}{D_2 H_0 + D_n H_1} \eta_{o\partial}^{II}; \tag{29}$$

$\eta_{o\partial}^I$ — относительный электрический к. п. д. для ЧВД турбины (части турбины до отбора);

$\eta_{o\partial}^{II}$ — относительный электрический к. п. д. для ЧНД турбины (оставшейся части турбины);

Таблица 14

Соотношения между удельными расходами к. п. д. и мощностями паровых турбин

Мощность в квт	Удельный расход пара в кг/квт-ч	Коэффициент полезного действия	
		абсолютный	относительный
$N_{\partial} = N_i \eta_M \eta_{\partial}$ — электрическая (на зажимах генератора)	d_{∂}	$\tau_{\partial} = \frac{860}{d_{\partial} (i_o - i_{na})}$	$\tau_{o\partial} = \frac{860}{d_{\partial} H_o}$
$N_e = N_i \eta_M$ — эффективная (на муфте турбины) . . .	$d_e = d_{\partial} \tau_e$	$\tau_e = \frac{860}{d_e (i_o - i_{na})}$	$\tau_{oe} = \frac{860}{d_e H_o}$
N_i — внутренняя	$d_i = d_e \eta_M = d_{\partial} \tau_M \tau_e$	$\tau_i = \frac{860}{d_i (i_o - i_{na})}$	$\tau_{oi} = \frac{860}{d_i H_o}$

Коэффициент x зависит от конструкции турбогенератора, его единичной мощности и условий парораспределения. При сопловом парораспределении его величина меньше, чем при дроссельном. Коэффициент x меньше для радиальных турбин, чем для обычных — аксиальных. Значение величины x в табл. 15 для мощностей 500 — 1500 кВт учитывает наличие редуктора числа оборотов.

Удельный расход пара при неполной нагрузке

Зависимость удельного расхода пара d_s при частичной нагрузке от удельного расхода при номинальной нагрузке

$$d_s = d_s^H \left(\frac{x}{f} + 1 - x \right); \quad (33)$$

$$f = \frac{N_s}{N_s^H} \text{ — степень нагрузки.}$$

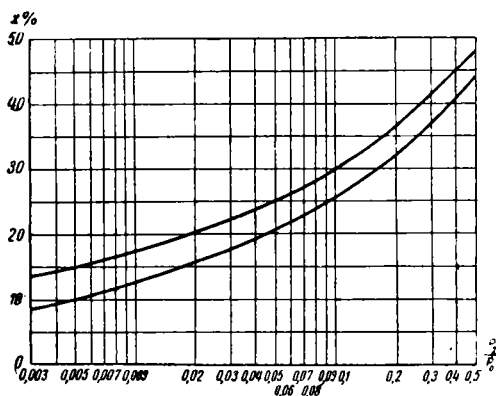
При заданных d_s^H и d_s^{50} соответственно для номинальной мощности и мощности, составляющей 50% от номинальной

$$x = \frac{d_s^{50}}{d_s^H} - 1. \quad (34)$$

Для турбогенераторов небольшой мощности могут быть приняты при практических расчётах прямолинейные характеристики во всём диапазоне мощностей.

Коэффициенты условного расхода холостого хода для турбин с противодавлением

Величина коэффициента условного расхода холостого хода меняется в зависимости от единичной мощности агрегата, системы парораспределения, а также отношений давлений пара в турбине (конечного к начальному) $\frac{P_2}{P_0}$, а при сопловом парораспределении — расчётного перепада тепла для регулирующей ступени.

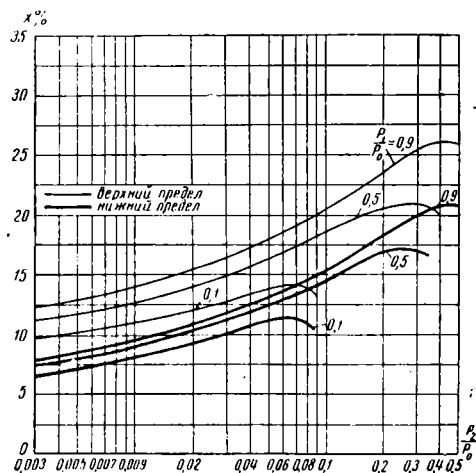


Фиг. 8. Величина $x\%$ при дроссельном регулировании в зависимости от $\frac{P_2}{P_0}$.

На фиг. 8 показаны приближённые значения коэффициентов x для дроссельного регулирования расхода пара в зависимости

от $\frac{P_2}{P_0}$. Меньшие значения x относятся к турбогенераторам большей единичной мощности при небольших противодавлениях; большие значения — к маломощным турбогенераторам при высоких противодавлениях.

На фиг. 9 показаны величины x для турбогенераторов с сопловым парораспределением



Фиг. 9. Величина $x\%$ при количественном регулировании с учётом частичного дросселирования.

в зависимости от отношения давлений пара P_2/P_0 для турбины и P_1/P_0 для регулирующей ступени с учётом частичного дросселирования в клапанах (P_1 — давление за регулирующей ступенью).

Меньшие значения x относятся к турбогенераторам большой мощности при малых противодавлениях в турбине и наличии двухвечного колеса в первой (регулирующей) ступени.

Большие значения x имеют место при малых единичных мощностях, высоких противодавлениях и одновечном колесе в регулирующей ступени.

Турбины с отбором пара

Часовой расход пара для турбогенератора, с отбором пара при какой-либо нагрузке в случае $N_s^{эк} = N_s^H$

$$D = x d_s^H N_s^H + (1 - x) d_s^H N_s^H + \sum y D_n \text{ кг/час,} \quad (35)$$

где D_n — величина отбора в кг/час;

y — коэффициент отбора, который подсчитывается для каждого отбора в отдельности;

$$y = 1 - \frac{H_1}{H_0};$$

H_0 — адиабатический перепад тепла между начальными параметрами пара при входе в турбину и противодавлением;

H_1 — адиабатический перепад тепла от начальных параметров пара до давления в рассматриваемом отборе;

d_3^H — удельный расход пара при номинальной нагрузке, который определяется для условий работы турбины с отбором, равным нулю при включённых клапанах отбора;

$$d_3^H = \frac{860}{H_0 \eta_{03}^H}.$$

Значения относительного к. п. д. η_{03}^H (см. табл. 8 и 9).

Коэффициенты условного расхода холостого хода для турбин с отбором пара

Величины коэффициентов условного расхода холостого хода x для турбин с отбором пара приведены в табл. 16 для условий работы с включёнными клапанами отбора.

Поправки для пересчёта удельных расходов пара при отклонении параметров пара паротурбинной установки от нормальных

Поправочные коэффициенты для турбогенератора

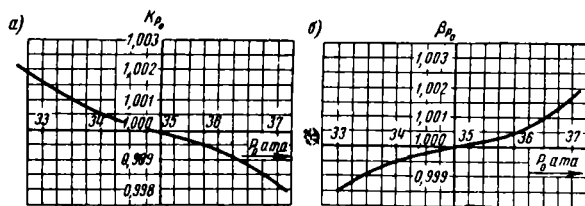
Для пересчёта удельного расхода пара, полученного при изменённых параметрах пара, на нормальные условия или для опре-

Таблица 16
Средние коэффициенты условного расхода холостого хода (x) турбин с отбором пара

Типы турбин	Мощность в кВт				
	500—750	1 000—1 500	2 000—3 000	2 500—4 500	6 000—7 500
Турбины с конденсацией и с одним регулируемым отбором	0,18	0,17	0,16	0,15	0,14
Турбины с конденсацией и с двумя регулируемым отборами	—	0,21	0,20	0,19	0,18

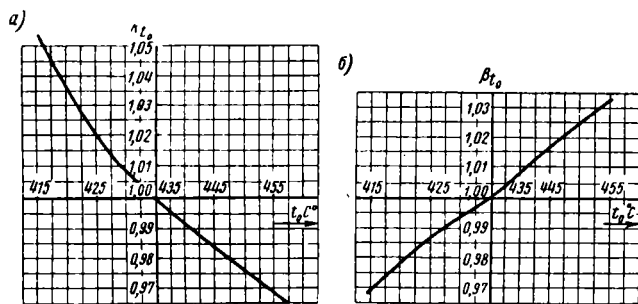
деления ожидаемого удельного расхода при изменённых условиях по сравнению с нормальными требуется применение поправочных коэффициентов, установленных заводом-изготовителем или определённых на основании специальных испытаний турбогенератора.

Поправочные коэффициенты на удельный расход пара и мощность при изменении начального давления пара, начальной температуры пара и вакуума для турбины АК-4-11 показаны на фиг. 10, 11 и 12 по данным Калужского турбинного завода.



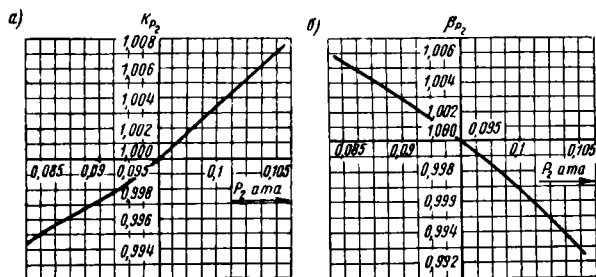
Фиг. 10. Кривые поправочных коэффициентов на изменение начального давления пара P_0 ($t_0 = 435^\circ\text{C}$, $P_2 = 0,095$ ата, $n = 3\,000$ об/мин, $D_{ст. кл} = 20,5$ т/час);

а — поправки на удельный расход; б — поправки на мощность



Фиг. 11. Кривые поправочных коэффициентов на изменение начальной температуры пара t_0 ($P_0 = 35$ ата, $P_2 = 0,095$ ата, $n = 3\,000$ об/мин; $D_{ст. кл} = 20,5$ т/час);

а — поправки на удельный расход; б — поправки на мощность



Фиг. 12. Кривые изменения конечного давления пара P_2 ($P_0 = 35$ ата, $t_0 = 435^\circ\text{C}$, $n = 3\,000$ об/мин, $D_{ст. кл} = 18,4$ т/час);

а — поправка на удельный расход; б — поправки на мощность

Пример. Расчётную мощность турбогенератора $N_g = 4011$ кат и удельный расход пара $d_e = 5,114$ кг/кат-ч, полученные для параметров $P_0 = 35$ ага, $t_0 = 435^\circ\text{C}$ и $P_1 = 0,095$ ага пересчитать на следующие изменённые условия:

$$P_0' = 37 \text{ ага}; \quad t_0' = 440^\circ\text{C} \quad \text{и} \quad P_1' = 0,1 \text{ ага};$$

$$N_g' = N_g \cdot \frac{P_0}{P_0'} \cdot \frac{P_1}{P_1'} \cdot \frac{t_0}{t_0'} \cdot \frac{P_1}{P_1'} = 4011 \cdot 1,00175 \cdot 1,009 \times 0,9964 = 4039 \text{ кат};$$

$$d_e' = d_e \cdot K_{P_0} \cdot K_{t_0} \cdot K_{P_1} = 5,114 \cdot 0,9983 \cdot 0,991 \times 1,0028 = 5,0735 \text{ кг/кат-ч}.$$

Средние поправочные коэффициенты для пересчётов

При необходимости приближённой оценки работы установки при изменённых условиях возможно пользование следующими поправочными коэффициентами.

Для конденсационных турбин малой и средней мощности:

1) Влияние начальной температуры пара. При понижении температуры пара на 7°C расход пара увеличивается на 1%. При повышении температуры наблюдается такое же уменьшение расхода пара. При изменении начальной температуры пара на $\pm 20^\circ\text{C}$ относительный к. п. д. конденсационной турбины изменяется приблизительно на $\pm 1\%$.

2) Влияние начального давления пара. При сопловом регулировании с уменьшением давления на 5—7% от нормального расход пара увеличивается на 1% и с увеличением давления на 5% уменьшается на 0,3—0,6%. При этом более сильное влияние изменения давления имеет место при большом числе регулирующих клапанов. Для турбин с дроссельным регулированием при неизменном пропуске пара начальное давление не отражается на мощности турбины, если дроссельный клапан неполностью открыт, так как давление за клапаном при указанных условиях можно считать постоянным.

3) Влияние конечного давления в турбине. Изменение давления отработавшего пара относительно меньше влияет на экономичность турбины при больших весовых расходах пара, приходящихся на единицу выходного сечения её последней ступени. Это относится к турбинам крупной мощности и маломощным редукторным турбинам при условиях полной нагрузки. При небольших расходах пара на единицу площади выходного сечения или небольшой плотности потока, что особенно имеет место при малых нагрузках турбогенератора, влияние изменения конечного давления резко увеличивается.

4) Влияние величины разрежения в конденсаторе (вакуума). В среднем величина изменения расхода пара при изменении вакуума может быть принята по данным табл. 17.

5) Влияние температуры охлаждающей воды. Для определения влияния температуры охлаждающей воды t_g на

расход пара турбиной можно принять, что изменение температуры насыщения t_n , соответствующей давлению в конденсаторе, равняется изменению температуры, входящей в конденсатор охлаждающей воды (t_1^g).

Таблица 17

Изменение в процентах расхода пара при углублении или ухудшении вакуума на 1%

Степень нагрузки	Изменение расхода пара в % при изменении вакуума на 1%	
	Углубление	Ухудшение
При номинальной нагрузке N_g^H	-1,15	+1,4
При нагрузке 0,8 N_g^H	-1,25	+1,5
» » 0,6 N_g^H	-1,8	+1,
» » 0,4 N_g^H	-2,5	+2,5

При изменении t_n или t_1^g на каждые $\pm 5^\circ\text{C}$ расход пара следует соответственно увеличивать или уменьшать согласно табл. 18.

Таблица 18

Изменение в процентах расхода пара при изменении температуры охлаждающей воды на $\pm 5^\circ\text{C}$

Степень нагрузки	Изменение расхода пара в % при изменении температуры на 5°C	
	Увеличение	Уменьшение
При номинальной нагрузке N_g^H	-1,2	+1,2
При нагрузке 0,8 N_g^H	-1,5	+1,5
» » 0,6 N_g^H	-2,0	+2,0
» » 0,4 N_g^H	- ,5	+2,5

6) Влияние давления в конденсаторе. Для большинства турбин среднего давления можно считать, что изменению давления в конденсаторе на $\pm 0,01$ ат при постоянном расходе пара соответствует изменение мощности около $\pm 1\%$ от номинальной мощности при конденсационном режиме работы.

7) Влияние отклонения степени подогрева питательной воды. Отклонение конечной температуры регенеративного подогрева питательной воды от номинального значения на 1°C (недогрев) вызывает изменение расхода тепла на 0,14—0,16%, причём меньшая цифра относится к малым нагрузкам, а большая—к большим.

Примечание. Поправки, связанные с углублением вакуума, могут вводиться лишь до тех пор, пока величина вакуума меньше предельного, установленного для данного пропуска пара в конденсатор.

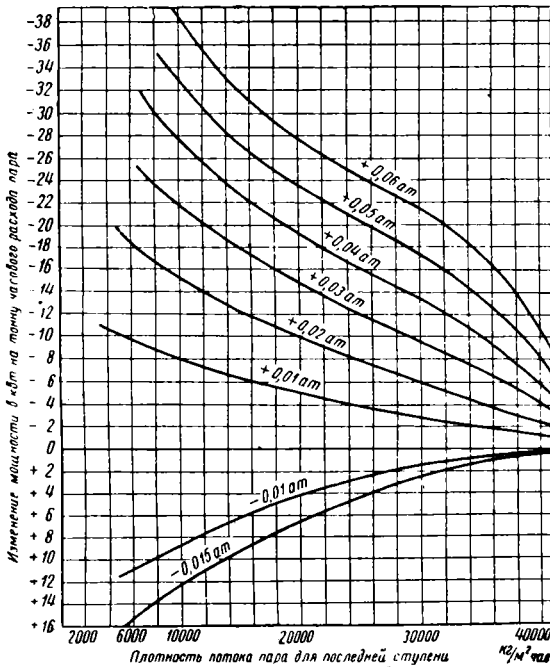
Способ пересчёта удельного расхода пара конденсационной турбины, основанный на предположении о неизменном открытии клапанов регулирующей системы

При этом способе одновременно с пересчётом мощности для новых условий приводится пересчёт общего расхода пара по закону:

$$D' = D \frac{P'_0}{P_0} \sqrt{\frac{273 + t'_0}{273 + t_0}} \text{ кг/час.} \quad (36)$$

Обозначения со штрихом относятся к изменённым условиям.

Вначале путём пересчёта по формуле (36) находится приведённый расход свежего пара, который прошёл бы через турбину при неизменном открытии регулирующих клапанов, но при изменённых начальных параметрах пара. Затем производится добавочный пересчёт мощности при приведённом расходе свежего пара с введением поправок на изменение начальных параметров и конечного давления пара. Частное от деления приведённого расхода пара на вновь полученную мощность представляет приведённый к изменённым параметрам удельный расход пара.



Фиг. 13. Влияние изменения давления в конденсаторе на мощность

Пример. Конденсационная турбина мощностью 2 000 кВт предназначена для нормальной работы при $P_0 = 28,2$ ата, $t_0 = 385^\circ\text{C}$ и $P_2 = 0,067$ ата. Площадь выходного кольцевого сечения для пара в последней ступени турбины $F = 0,271$ м². При мощности в 1 600 кВт и нормальных параметрах пара удельный расход равен 4,88 кг/кВт·ч.

Определить удельный расход пара для следующих изменённых условий:

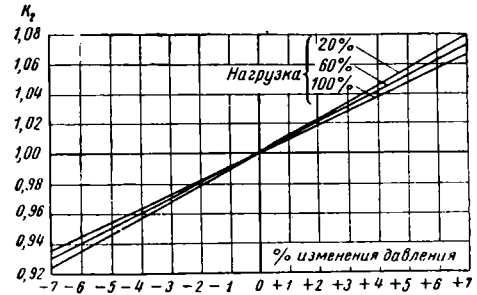
$$P'_0 = 26 \text{ ата, } t'_0 = 370^\circ\text{C и } P'_2 = 0,087 \text{ ата;}$$

1) часовой расход пара при нормальных параметрах

$$D = 1\,600 \cdot 4,88 = 7\,808 \text{ кг/час;}$$

2) приведённый расход пара к изменённым начальным параметрам

$$D' = 7\,808 \frac{26}{28,2} \sqrt{\frac{273 + 385}{273 + 370}} = 7\,191 \text{ кг/час;}$$



Фиг. 14. Средние поправочные коэффициенты на изменение давления

3) плотность потока пара для последней ступени

$$\frac{D}{F} = \frac{7\,808}{0,271} = 28\,800 \text{ кг/м}^2\text{·час;}$$

4) изменение мощности согласно фиг. 13 при $\frac{D}{F} = 28\,800$ кг/м²·час и изменении конечного давления 0,067 — 0,087 = +0,02 ат — 6,25 кВт·ч/т;

5) поправочный коэффициент изменения мощности по конечному давлению пара

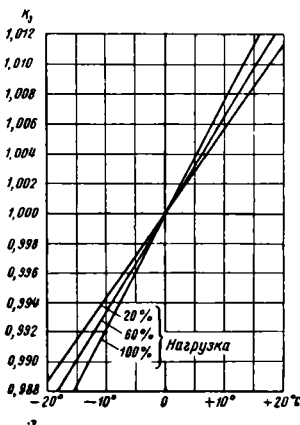
$$K_1 = \frac{1\,600 - 6,25 \frac{7\,808}{1\,000}}{1\,600} = 0,97;$$

6) степень изменения начального давления пара

$$\frac{26 - 28,2}{28,2} = -7,8\%;$$

7) поправочный коэффициент изменения мощности по давлению согласно фиг. 14

$$K_2 = 0,93;$$



Фиг. 15. Средние поправочные коэффициенты на изменение температуры

8) изменение начальной температуры пара

$$370 - 385 = -15^\circ;$$

9) поправка на температуру по фиг. 15

$$K_3 = 0,99;$$

10) приведённая мощность к новым условиям

$$1\,600 \cdot 0,97 \cdot 0,93 \cdot 0,99 = 1\,425,6 \text{ кВт};$$

11) приведённый к новым условиям удельный расход пара

$$7\,191 : 1\,425,6 = 5,04 \text{ кг/квт.ч.}$$

Примечание. Повышение давления температуры пара или снижение его конечного давления для заданной турбины по сравнению с расчётными данными возможно лишь в пределах, допустимых по условиям прочности и надёжности работы турбины.

Экономия тепла при комбинированной выработке электрической и тепловой энергии

1. Суммарный расход тепла при раздельной выработке электрической и тепловой энергии:

$$Q_{\text{разд}} = D^p (i_0 - i'_k) + Q_{\text{мп}} \text{ ккал/час}; \quad (37)$$

D^p — часовой расход пара в конденсационной установке, определяемый из условия

$$D^p = \frac{860 N_{\text{э}}}{H_0 \gamma_{\text{коз}}} \text{ кг/час};$$

$Q_{\text{мп}}$ — тепловое потребление в ккал/час;

$N_{\text{э}}$ — вырабатываемая электрическая мощность в квт.

2. Суммарный расход тепла при комбинированной выработке того же количества электрической и тепловой энергии при тех же начальных параметрах пара

$$Q_{\text{комб}} = D^k i_0 - D_2 i'_k - D_n i_{\text{нс}} \text{ ккал/час}; \quad (38)$$

D^k — часовой расход пара в части высокого давления турбины с отбором пара или суммарный расход пара для турбины с противодавлением и конденсационной турбины;

D_2 — пропуск пара через часть высокого давления турбины с отбором или через турбину с конденсацией;

D_n — величина отбора пара при расходе его через турбину с противодавлением

$$Q_{\text{мп}} = D_n (i_n - i_{\text{нс}}) \text{ ккал/час.}$$

3. Экономия тепла, достигаемая в результате комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

$$\begin{aligned} \Delta Q &= D^p (i_0 - i'_k) + D_n (i_n - i_{\text{нс}}) - \\ &\quad - D^k i_0 + D_2 i'_k + D_n i_{\text{нс}} = \\ &= \left\{ (D^p - D_0^k) + \frac{Q_{\text{мп}}}{i_n - i_{\text{нс}}} \right\} \left[\frac{i_n - i'_k}{i_0 - i'_k} - \right. \\ &\quad \left. - \frac{H_2}{H_0} \right] (i_0 - i'_k) \text{ ккал/час}, \quad (39) \end{aligned}$$

где $D^k = D_0^k + \frac{H_2}{H_0} D_n$ кг/час (согласно формуле 25),

а

$$D_0^k = \frac{860 N_{\text{э}}}{H_0 \gamma_{\text{коз}}} \text{ кг/час},$$

где $\gamma_{\text{коз}}^p$ — относительный к. п. д. конденсационного турбогенератора раздельной установки;

$\gamma_{\text{коз}}^k$ — относительный к. п. д. для комбинированной установки, который может быть принят для номинальной нагрузки по табл. 8.

Для нагрузок, отличных от номинальных, удобно воспользоваться следующими соотношениями между расходом пара для какой-либо нагрузки и номинальным расходом:

$$D^p = D^{\text{нр}} \{x^p + f(1 - x^p)\} \quad (40)$$

и

$$D^k = D^{\text{нк}} \{x^k + f(1 - x^k)\}, \quad (41)$$

где x^p и x^k — коэффициенты холостого хода для рассматриваемых раздельной и комбинированной установок (табл. 15 и 16).

КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ТУРБИНАХ МАЛОЙ МОЩНОСТИ И ИХ УСТАНОВКЕ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Краткие сведения о турбинах малой мощности даны в табл. 19, 20, 21, 22 и 23.

Таблица 19

Веса частей некоторых турбогенераторов малой мощности в т

Тип турбины	Мощность в квт	Вес ротора турбины	Вес турбины	Вес ротора генератора	Вес статора генератора
АК-4-2 . .	4 000	4,31	22	—	—
АК-6 . . .	6 000	5,0	45	6,0	18,0
АТ-6 . . .	6 000	5,0	45	6,0	18,0
АП-0,75 . .	750	0,8	13,5	—	—
АП-1,5 . .	1 500	0,9	14	0,87	6,0
			(с редуктором)		
АР-4-3 . .	4 000	2,0	—	4,4	11,0
АР-6-11 . .	6 000	2,3	27	—	—

Таблица 20

Габаритные размеры некоторых турбогенераторов малой мощности в м

Тип турбины	Размеры по плите турбогенератора		Отметка обслуживания площадки	Высота от крока до обслуживаемой площадки
	Длина	Ширина		
АК-4,0	13,000	6,50	5,5	4,8
АК-6	13,000	6,50	5,5	—
АП-0,75	6,405	2,32	3	2,3
АП-1,5	8,050	2,25	3	2,3
АП-4	13,000	6,50	5,5	4,8
АП-6-11	12,362	5,30	5,5	—

Габариты и веса турбогенератора комплектной электростанции приведены на фиг. 16.

Таблица 21

Данные о турбинах малой мощности конденсационных и с отбором пара

Тип турбины	Номинальная мощность в кВт	Число оборотов в об/мин	Параметры свежего пара		Давление отбора в атм	Номинальный отбор пара в т/час	Расход пара при номинальной мощности и номинальном отборе в т/час	Расход пара при отборе, равном нулю, в т/час	Вакуум в %	Температура охлаждающей воды в °С	Расход охлаждающей воды в м³/час	Температура питательной воды в °С
			Давление в атм	Температура в °С								
АК-1,5	1 500	3 000	35	435	—	—	—	—	95	20	—	150
АК-2,5-II	2 500	3 000	35	435	—	—	12,8	—	95	20	900	150
АК-4-I	4 000	3 000	35	435	—	—	19,4	—	95	20	1 400	150
АК-4-II	4 000	3 000	35	435	—	—	20,0	—	90	30	1 185	142
АК-6-I	6 000	3 000	35	435	—	—	28,5	—	95	20	2 000	146
АТ-1,5	1 500	—	35	435	1,2±2,5	9	12,0	—	95	20	—	150
АТ-2,5	2 500	3 000	35	435	1,2±2,5	14	17,6	12,4	95	20	—	150
АТ-4	4 000	3 000	35	435	1,2±2,5	22	28,4	19,6	95	20	1 400	147
АТ-6	6 000	3 000	35	435	1,2±2,5	35	42,3	27,9	95	20	2 000	153
АП-0,75	750	8 000	35	435	5±1	7	9,3	4,9	95	20	—	—
АП-1,5	1 500	8 000	35	435	5±1	12	17,5	8,85	95	20	650	150
АП-2,5	2 500	3 000	35	435	5±1	18	24,5	12,6	95	20	—	150
АП-4	4 000	3 000	35	435	5±1	25	36,0	20,6	95	20	1 400	147
АП-6-II	6 000	3 000	35	435	5±1	40	53,8	29,8	95,5	20	2 000	147
МК-6-I	6 000	3 000	1,2	110	—	—	15,0	—	—	—	4 900	—

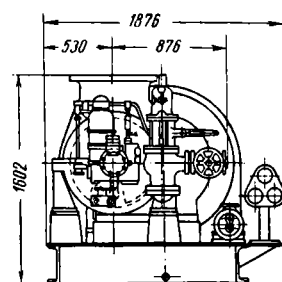
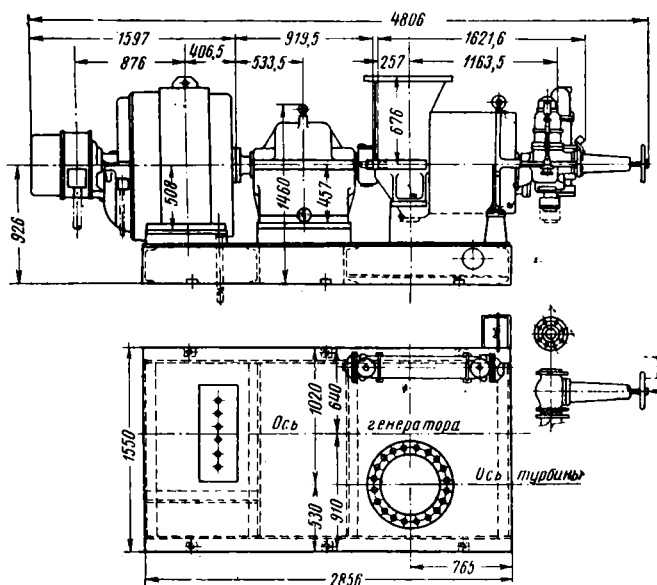
Примечание. Расход пара указан ориентировочно с учётом работы турбины с включённым регенеративным подогревом питательной воды.

Турбина АК-4-II предназначена для работы на энергопоезде при вакууме 90%.

Таблица 22

Данные о турбинах малой мощности с противодавлением

Тип турбины	Номинальная мощность в кВт	Число оборотов в об/мин	Параметры свежего пара		Расход пара в т/час	Противодавление пара в атм	Число ступеней: С ₂ —двух-венечное колесо, А—одно-венечное колесо
			Давление в атм	Температура в °С			
АР-4-3	4 000	3 000	35	435	35,6	3±1	1С ₂ +9А
АР-4-II	4 000	3 000	35	435	70,0	11	—
АР-6-6	6 000	3 000	35	435	69,9	6	1С ₂ +5А
АР-6-II	6 000	3 000	35	435	97,2	11	—
ОР-300-1	300	4 000	15	260	7,8	3,5±0,5	1С ₂



Фиг. 16. Габариты и веса турбоустановки 500 кВт

Вес турбины . . . 2 500 кг
 » редуктора . . . 2 000 »
 » генератора . . . 3 500 »
 » плиты . . . 2 200 »
 » гарнитуры . . . 1 600 »

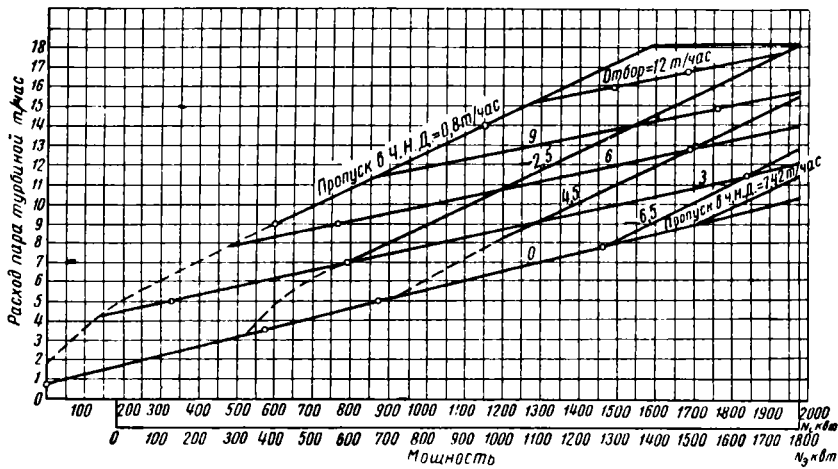
Общий вес . . . 10 800 кг

Таблица 23

Данные о турбинах малой мощности зарубежных фирм

Фирма	Номинальная мощность в кВт	Число ступеней	Число оборотов, в об/мин	Начальное давление пара в атм	Начальная температура пара в °С	Противодавление в атм	Часовой расход пара в т/час	Примечание
Вортингтон-Мур	500	1C ₂ +6A	5 025	20,4	371	0,103	3,28	Для комплектной электростанции
Хэнди	500	1C ₂ +5A	4 825	20,4	371	0,103	—	То же
Муррей	500	1C ₂ +7A	3 956	20,4	371	0,108	—	»
Томсон Хаустон	500	1C ₂ +7A	8 000	16,0	270	0,04	4,15	»
Метро-Виккерс	500	1C ₂ +5A	6 500	16,0	270	0,13	4,15	»
Ансальдо	500	2A+19R	8 500	18,0	360	0,05	5,5	При отборе 6 т/час пара давлением 3,0 атм
Вортингтон-Мур	1 000	1C ₂ +10A	4 528	28,2	399	0,103	5,67	Предназначена для комплектной электростанции
Дженерал-Электрик	1 000	8A	7 805	28,2	385	0,067	—	Предназначена для энергопоезда
Вестингауз	1 000	1C ₂ +6A	5 530	28,2	385	0,13	5,22	То же
Стал	1 500	—	3 000	35,0	435	0,05	7,4	»
Завод имени Ленина (бывш. Шкода)	2 500	1C ₂ +8A	3 000	35,0	435	0,1	12,25	»
Вестингауз	2 000	1C ₂ +9A	4 425	28,2	385	0,067	9,6	»
Вестингауз	5 000	1C ₂ +11A	3 000	41,0	400	0,13	32,7	»
Стал	220	4A	14 896	13,0	350	1,05—1,5	2,85	Предназначена для работы на выхлоп в передвижной установке
Эллиот	250	4A (две ступени)	3 000	15,0	315	1,14—2,8	4,1	То же
Вестингауз	250	1C ₂	3 000	15,0	350	1,1—4,6	4,38	»
Дженерал-Электрик	250	1C ₂	3 000	15,4	350	1,155—1,7	4,9	»

Примечание. В таблице приняты обозначения: C₂ — двухвенечное колесо; A — одновенечное колесо (активное); R — реактивная ступень.



Фиг. 17. Диаграмма режимов турбогенератора АП-1,5

На фиг. 17, 18, 19, 20, 21 и 22 приведены диаграммы режимов турбин, АП-1,5, АП-4, АП-0,75 АТ-4, АП-6 и АТ-6 отечественных заводов, выражающие зависимость часового расхода пара от электрической мощности и величины отбора пара. Расходы пара учитывают регенеративный подогрев собственного конденсата, подогрев конденсата отопи-

тельного отбора от температуры в деаэраторе (для турбин типа АТ) и подогрев конденсата производственного пара от температуры в деаэраторе (для турбин типа АП). В табл. 24 приводятся типо-размеры главных корпусов для станций малой и средней мощности по отдельным цехам по компоновкам Промэнергопроекта.

Т а б л и ц а 24а

Типо-размеры главного здания электростанции малой мощности в м

Тип компоновки	1	2	3	4	5	6
Ширина котельной ячейки	9	9	12	12	12	14
Глубина котельной ячейки — пролёт	17	17	16	18	20	24
Высота котельной (отметка нижнего пояса фермы)	21	21	22,5	23,5	26,5	27,0
Отметка пола обслуживания	5	5	5,5	7,0	7	7
Пролёт бункерной этажерки	6	6	5,0	6,0	7 и 6*	7
Отметка верха бункера	18	18	17	18	20	20
Пролёт деаэрационной этажерки	5	5	6	6	7	7
Отметка перекрытия под деаэраторами	9	9	10,0	10,0	10,0	12,0
Пролёт машинного зала	10,5 (12)	10,5 (12)	15,0	18 (15)	18 (15)	21,0
Отметка подкранового пути	10	10	12	12	12	13,5
Пролёт ГРУ	10	10	6,5	6,5	10	Отдельное здание ГРУ
Пролёт щита управления	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	То же
Длина щита управления	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	»
Пролёт служебного помещения	9	9	9	9	9	»

* С шахтными мельницами.

П р и м е ч а н и е. Предусматривается установка следующего основного оборудования:

Тип компоновки	1	2	3	4	5	6
Котлы	3×ТС-20	3×ТП-20	3×ТС-35	3×ТП-35	3×50-39ф	3×75-39ф
Турбины	АП-1,5+ +АТ-2,5	АП-1,5+ +АТ-2,5	АП-4+ +АТ-4	АП-4+ +АТ-4	АП-6+ +АТ-6	АП-6+ +АТ-6
Грузоподъёмность крана в т	10	10	20	20	20 или 30	20 или 30

На фиг. 23 показана компоновка главного корпуса электростанции, разработанная Промэнерго-проектом, предусматривающая установку блочных котлов производительностью 35, 50 и 75 т/час и применение сборного железобетона.

В табл. 24б приводятся основные типо-размеры главного корпуса электростанции при этой компоновке.

Примерная компоновка главного корпуса станции с турбинами 1 500—2 500 кат и котлами ТП-20 показана на фиг. 24.

Т а б л и ц а 24б

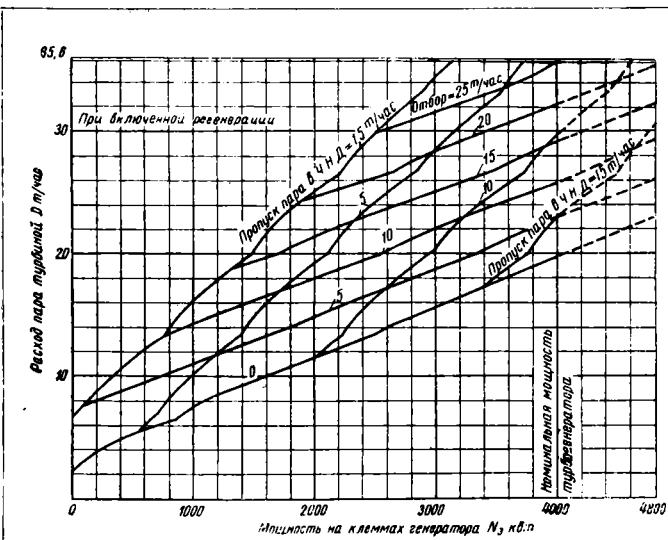
Основные типо-размеры (в м) унифицированных главных корпусов электростанций мощностью 8, 12 и 24 мвт

Мощность в мвт	№ типов	Шаг колонн	Главное распределительное устройство	Машинный зал		Деаэраторная			Котельная			Бункерная			Дымососная	Примечание
				Пролёт	Отметка подкранового пути	Пролёт	Отметка обслуживания парового провода	Отметка деаэрационного бака	Пролёт	Отметка подкранового пути	Высота до затяжки фермы	Пролёт	Отметка обслуживания	Отметка бункеров		
2 × 12,0 = 24	I	6,0	Оторванное	21,0	14,0	7,0	7,0	12,0	21,0	25,4	По крану	7,0	7,0	20,0	12,0	Блочный котёл 75 т/час ШБМ Блочный котёл 75 т/час, ШМ
	II	6,0	То же	21,0	14,0	7,0	7,0	12,0	21,0	25,4	То же	7,0	7,0	20,0	12,0	
2 × 6,0 = 12	III	6,0	9,0	18,0	12,0	6,0	7,0	12,0	21,0	25,4	По крану	7,0	7,0	20,0	10,0	Блочный котёл 50 т/час ШБМ То же ШМ
	IV	6,0	9,0	15,0	12,0	6,0	7,0	12,0	21,0	25,4	То же	6,0	7,0	20,0	10,0	
2 × 4,0 = 8	V	6,0	6,0	15,0	12,0	7,0	6,0	12,0	18,0	22,0	По крану	6,0	7,0	20,0	10,0	Котёл 35 т/час ШМ Котёл 35 т/час с ШБМ
	VII	6,0	6,0	18,0	12,0	7,0	10,0	12,0	18,0	22,0	То же	7,0	7,0	20,0	10,0	

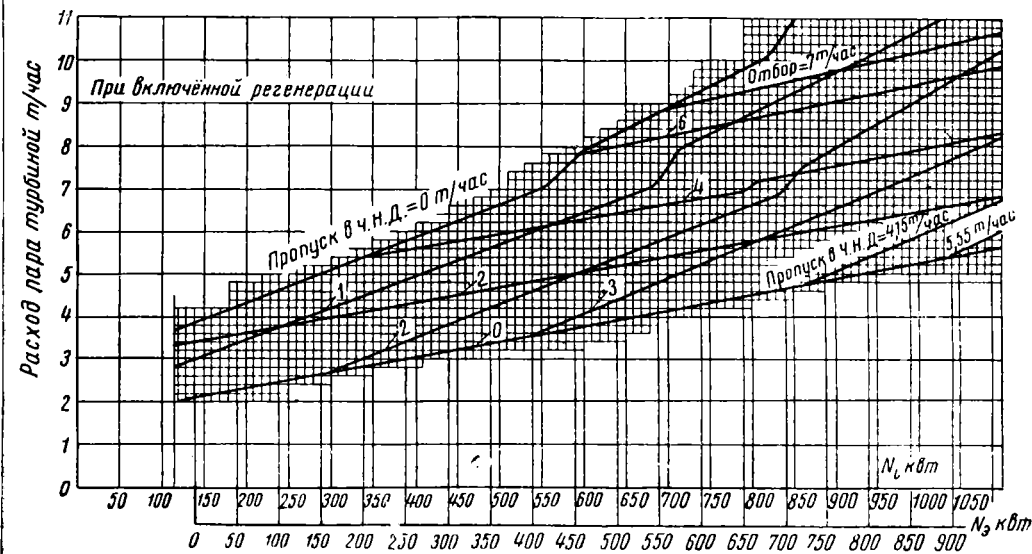
Примечания. 1. ШМ — шахтные мельницы; ШБМ — шаровая барабанная мельница.
2. Типо-размеры приведены для компоновки с расположением фронта котельной наружу и отводом дымовых газов на фронт котельной при наличии двух самостоятельных этажерок — бункерной и деаэраторной, расположенных вдоль котельной машинного зала (фиг. 23).

П р и м е ч а н и я. 1. ШМ — шахтные мельницы; ШБМ — шаровая барабанная мельница.

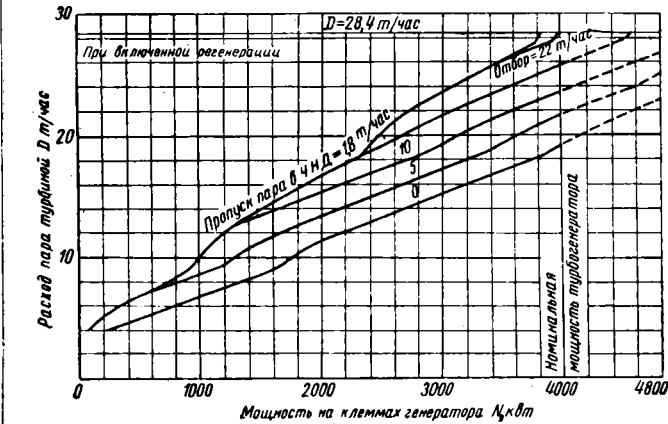
2. Типо-размеры приведены для компоновки с расположением фронта котельной наружу и отводом дымовых газов на фронт котельной при наличии двух самостоятельных этажерок — бункерной и деаэрационной, расположенных вдоль котельной машинного зала (фиг. 23).



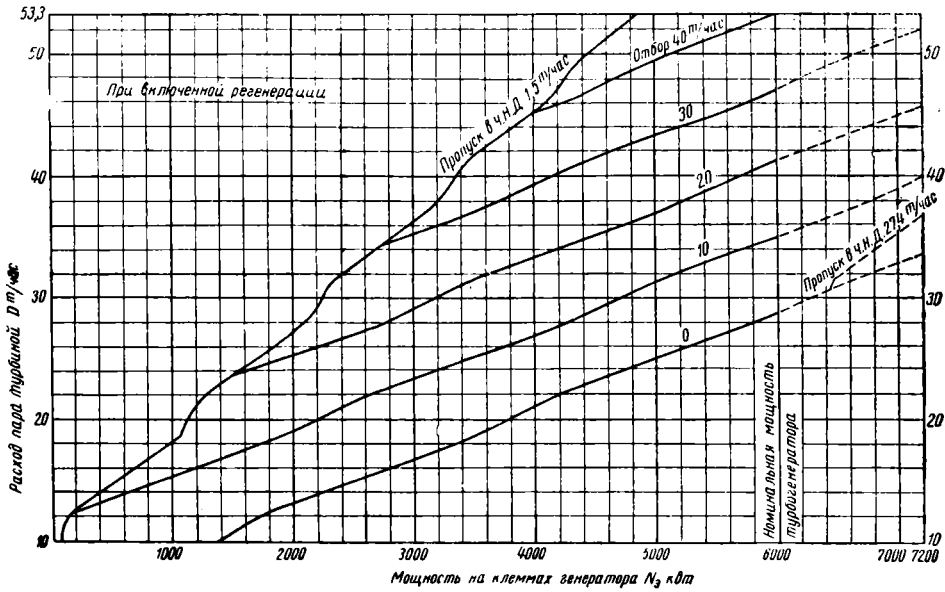
Фиг. 18. Диаграмма режимов турбогенератора АП-4



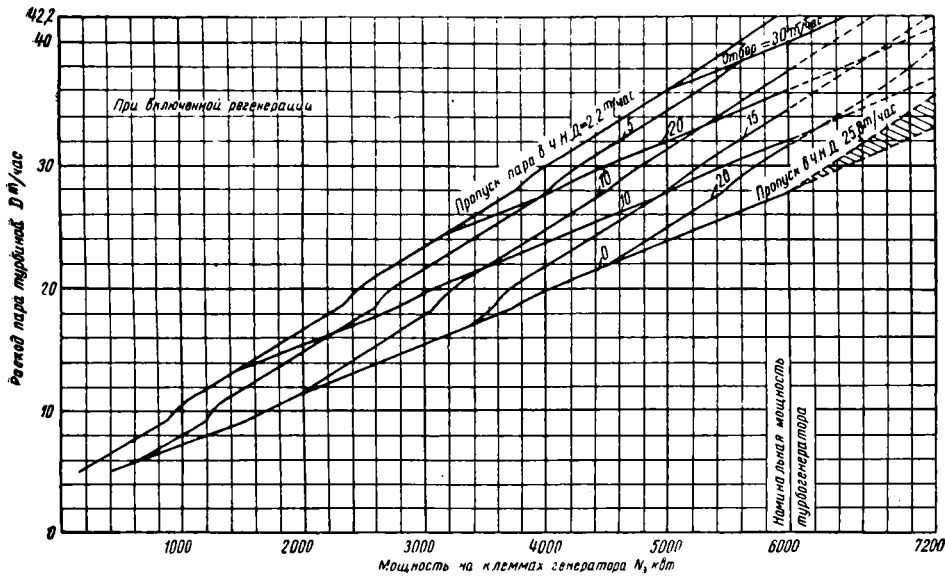
Фиг. 19. Диаграмма режимов турбогенератора АП-0,75



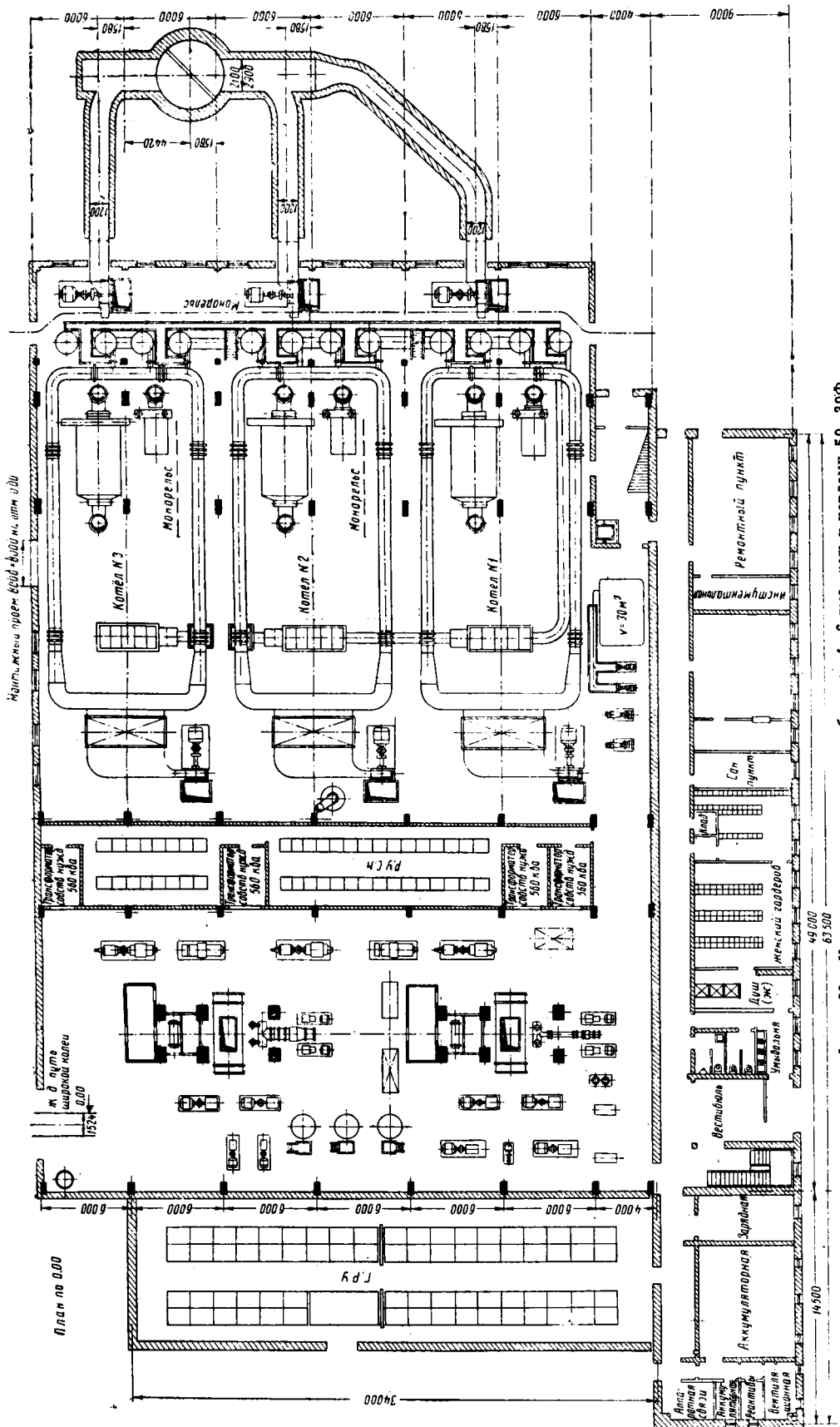
Фиг. 20. Диаграмма режимов турбогенератора АТ-4



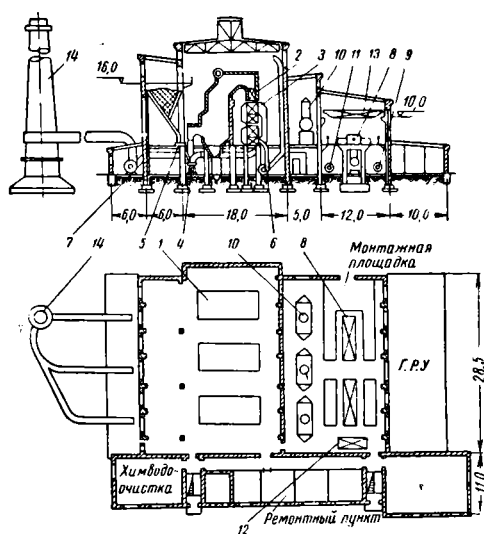
Фиг. 21. Диаграмма режимов турбогенератора АП-6



Фиг. 22. Диаграмма режимов турбогенератора АТ-6



Фиг. 23. Компоновка станции с турбинами 4—6 тыс. кет и котлами 50—39Ф



Фиг. 24. Компонка станции с турбинами 1,5—2,5 тыс. квт с котлами ТП-20:

1—паровой котёл; 2—экономайзер; 3—воздушный подогреватель; 4—шахтная мельница; 5—питатель угля; 6—вентилятор; 7—дымосос; 8—турбогенератор; 9—циркуляционный насос; 10—деаэратор; 11—питательный насос; 12—сетевой подогреватель; 13—мостовой кран; 14—дымовая труба

КОНДЕНСАЦИОННЫЕ УСТРОЙСТВА ПАРОВЫХ ТУРБИН

Основные определения

Необходимое количество охлаждаемой воды определяется по формуле

$$W = mD \text{ м}^3/\text{час}; \quad (42)$$

кратность охлаждения

$$m = \frac{i_k - i'_k}{t_2^a - t_1^a}, \quad (43)$$

где i_k — конечное теплосодержание пара в турбине;

i'_k — теплосодержание конденсата;

t_1^a — температура охлаждающей воды при входе в конденсатор;

t_2^a — температура охлаждающей воды при выходе из конденсатора;

D — количество пара, поступающего в конденсатор.

Температура нагрева охлаждающей воды в конденсаторе

Температура охлаждающей воды после конденсации определяется по формуле

$$t_2^a = \frac{i_k}{m} + t_1^a \approx 10 + t_1^a \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (44)$$

Температурный напор для конденсатора или разность между температурой пара при

входе в конденсатор t_k (температура насыщенного пара, соответствующая давлению в конденсаторе) и температурой охлаждающей воды при выходе t_2^a определяется из выражения

$$\delta = t_k - t_2^a = 5 \div 6^\circ \text{C} \text{ (нормально при чистом конденсаторе)}. \quad (45)$$

Зависимость температур насыщенного пара при входе в конденсатор t_k от давления приведена в табл. 25.

Таблица 25

Зависимость температуры насыщенного пара от давления

Температура пара в $^\circ\text{C}$	Давление		Температура пара в $^\circ\text{C}$	Давление	
	мм рт. ст.	атм		мм рт. ст.	атм
23	21,02	0,0286	32	35,53	0,0484
24	22,32	0,0304	33	37,59	0,0513
25	23,69	0,0322	34	39,75	0,0542
26	25,13	0,0342	35	42,02	0,0573
27	26,65	0,0363	36	44,40	0,0605
28	28,25	0,0385	37	46,90	0,0639
29	29,94	0,0407	38	49,51	0,0675
30	31,71	0,0432	39	52,26	0,0713
31	33,57	0,0458	40	55,13	0,0752

Примечание. Парциальным давлением воздуха в конденсаторе пренебрегается.

Определение вакуума в конденсаторе

Абсолютное давление в конденсаторе определяется по показанию ртутного барометра и ртутного вакуумметра из выражения

$$P_2 = \frac{B - H}{735,6} \text{ атм}, \quad (46)$$

где B — фактическое барометрическое давление в мм рт. ст. при 0°C ;

H — вакуум в мм рт. ст. при 0°C .

Вакуум в процентах исчисляется по формуле

$$V = \frac{H}{B} 100\%.$$

Переохлаждение конденсата

Переохлаждение конденсата характеризуется разностью $t_k - t_k$ между температурой насыщения пара при входе в конденсатор и температурой конденсата.

В современных конденсаторах при правильной эксплуатации $t_k - t_k$ не больше 1°C .

В конденсаторах старых конструкций эта величина может быть больше

$$t'_k - t_k = 3 - 3,5^\circ \text{C}.$$

Переохлаждение конденсата на 1°C увеличивает расход топлива примерно на 0,15%. При регенерации процент перерасхода топлива на каждый градус понижения температуры конденсата несколько меньше указанной величины.

Возможные причины переохлаждения конденсата приведены в табл. 26.

Таблица 26

Возможные причины переохлаждения конденсата

Причина	Меры борьбы с переохлаждением
1. Присос воздуха в пределах конденсационной установки	Поддержание безукоризненной воздушной плотности конденсатора
2. Слишком высокий уровень конденсата	Поддержание уровня конденсата в конденсаторе ниже нижнего ряда трубок
3. Излишнее количество охлаждающей воды при данной нагрузке	Надлежащее регулирование количества подаваемой циркуляционной воды (в особенности в зимнее время при низкой $t_{\text{в}}$)

Практические сведения по уходу за конденсационным устройством

Рекомендуемые методы проверки гидравлической плотности конденсационной установки

При стоящей турбине гидравлическое испытание конденсатора производится после очистки трубок два раза: 1) для отыскания дефектных трубок и 2) после смены их или устранения дефектов.

Для испытания паровая часть конденсатора заливается водой до горловины конденсатора.

В пространстве выше уровня воды плотность системы может быть проверена путём создания в ней вакуума и поисков мест присоса, например, с помощью свечи или путём опрессовки цилиндра.

Перед ремонтом конденсационной установки и после него производится проверка воздушной плотности вакуумной системы на ходу машины следующим путём:

1. По скорости падения вакуума Δv мм рт. ст./мин. При работающей турбине закрывается задвижка на трубопроводе отсоса воздуха из конденсатора в эжектор. Если при этом вакуум в конденсаторе будет снижаться более

5 мм рт. ст. в 1 мин., можно считать, что имеют место избыточные присосы воздуха в систему.

Продолжительность проверки не должна превышать 5—7 мин. За начало проверки следует принимать отсчёт, сделанный спустя 1—2 мин. после закрытия задвижки на воздухоотсасывающей линии. Это испытание обычно производится при нагрузке около 25% от номинальной.

2. Прямым измерением количества отсасываемого эжекторами воздуха G при нагрузке, близкой к номинальной, при помощи измерительных шайб, устанавливаемых на выхлопном патрубке эжектора.

Нормы оценки плотности вакуумной системы конденсатора приведены в табл. 27.

Очистка трубок конденсатора

Очистка возможна механическим и химическим способом в зависимости от характера отложений.

Основные способы чистки трубок конденсатора приведены в табл. 28.

Зависимость между предельным кислородосодержанием конденсата и его температурой

Зависимость между предельным допустимым кислородосодержанием конденсата и его температурой приведена в табл. 29.

Признаки и вероятные причины неполадок в работе конденсационной установки

Неисправности конденсационных устройств

Наиболее часто встречающиеся неисправности конденсационных устройств, причины их возникновения и мероприятия по устранению неисправностей приведены в табл. 30.

Неполадки в работе насосов

Наиболее часто встречающиеся неполадки в работе циркуляционных и конденсатных насосов (центробежных), причины их возникновения и способы устранения приведены в табл. 31.

Нормы оценки плотности конденсатора

Таблица 27

Оценка	По скорости падения вакуума	По измерению отсасываемого воздуха эжекторами
Отлично	$\Delta v < \frac{25 d_K}{F} \left(\frac{D_K}{100} + 1 \right) \text{ мм рт. ст./мин}$	$G < \frac{D_K}{100} + 1 \text{ кг/час}$
Хорошо	$\Delta v < \frac{50 d_K}{F} \left(\frac{D_K}{100} + 1 \right) \text{ мм рт. ст./мин}$	$G < 2 \left(\frac{D_K}{100} + 1 \right) \text{ кг/час}$
Удовлетворительно	$\Delta v < \frac{90 d_K}{F} \left(\frac{D_K}{100} + 1 \right) \text{ мм рт. ст./мин}$	$G < 3,5 \left(\frac{D_K}{100} + 1 \right) \text{ кг/час}$

где F — поверхность конденсатора по паровой стороне в м^2 ;
 d_K — удельная паровая нагрузка конденсатора в $\text{кг/м}^2\text{час}$;
 D_K — номинальная паровая нагрузка конденсатора в т/час ;
 G — количество отсасываемого воздуха в кг/час .

Основные способы очистки трубок конденсатора

Таблица 28

Метод очистки	Характер загрязнения	Способ очистки
Механический способ	Мягкие осадки	Очистка шомполами, проволочными щётками из латунной проволоки; проталкивание струёй воды или сжатого воздуха под давлением 3—10 атм резиновых шариков или пробок (ершей); продувка золой с водой
То же	Очень твёрдая накипь	Очистка шарошками, жёсткими проволочными щётками или долотами, методом рассверливания, с приводом от гибкого вала* и последующей промывкой трубок водой давлением около 10 атм
Химический способ	Углекислые соли известкового характера как следствие жёсткой воды	Очистка 3—5-процентным раствором соляной кислоты, вводимым в конденсатор. После растворения накипи водяная часть конденсатора промывается водой и протирается щётками
Химический способ	Слизь маслянистого, илистого или глинистого характера	Очистка щелочением однопроцентным раствором каустической соды (едкого натра) с добавлением нескольких литров керосина. Продолжительность чистки 6—8 час., после чего раствор спускается и конденсатор промывается водой
Гидравлический способ	Мелкий песок	Промывка повышением скорости циркуляционной воды или струёй воды под давлением 12 ат
То же	Листья, щепки, рыба и т. п. на входных концах трубок	Промывка при помощи реверсивного устройства изменением направления течения воды в трубках на обратное (до остановки на ремонт)
Способ сушки конденсатора	Слизь биологического происхождения	При длительной остановке вода из конденсатора спускается и открываются люки. После просушки осадков они легко смываются циркуляционной водой из насоса
		В заполненный водой конденсатор впускают пар. При последующем пуске циркуляционного насоса прогретая грязь легко смывается водой

* Можно осуществить стальным прутком с приводом от пневматической сверлильной машины.

Таблица 29

Зависимость между предельным кислородосодержанием конденсата и его температурой

Температура конденсата в °С	Количество кислорода в мг/л при вакууме в %				
	95	94	92	90	88
15	0,318	—	—	—	—
20	0,233	0,323	—	—	—
25	0,148	0,222	—	—	—
30	0,053	0,128	0,280	—	—
31	0,033	0,107	0,255	—	—
32	0,011	0,087	0,232	—	—
33	—	0,065	0,208	—	—
34	—	0,041	0,183	0,329	—
35	—	0,020	0,163	0,305	—
36	—	—	0,140	0,280	—
37	—	—	0,115	0,252	—
38	—	—	0,087	0,225	—
39	—	—	0,065	0,200	0,340
40	—	—	0,035	0,173	0,307
41	—	—	0,002	0,138	0,268
42	—	—	—	0,107	0,235
43	—	—	—	0,076	0,200
44	—	—	—	0,045	0,163
45	—	—	—	0,013	0,135
46	—	—	—	—	0,098
47	—	—	—	—	0,065
48	—	—	—	—	0,030
49	—	—	—	—	0,000
50	—	—	—	—	—

Неполадки в работе паровых эжекторов

Неполадки в работе паровых эжекторов, признаки неполадок и способы устранения приведены в табл. 32.

Данные о конденсаторах и насосах конденсационной установки

1. Краткие технические сведения о конденсаторах, комплектно поставляемых с турбинами, приведены в табл. 33.
2. Данные о конденсатных насосах, комплектно поставляемых к турбинам малой мощности, приведены в табл. 34.
3. Данные о циркуляционных насосах, комплектно поставляемых к турбинам малой мощности, приведены в табл. 35.
4. Данные о некоторых конденсаторах, циркуляционных и конденсатных насосах для турбин комплектных электростанций 500 и 1 000 квт, установленных на железнодорожных электростанциях, приведены в табл. 36 и 37.

ТЕПЛОВАЯ СХЕМА ПАРОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ МАЛОЙ МОЩНОСТИ И ЕЁ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ

Краткая характеристика схемы регенеративного подогрева питательной воды

Принципиальная тепловая схема паротурбинной установки малой мощности при начальных параметрах пара 35 атм и 435 °С представлена на фиг. 25 для конденсационных турбин АК, на фиг. 26 для турбин с теплофикационным отбором пара АТ и на фиг. 27— для турбин с производственным отбором пара АП.

Таблица 30

Неисправности конденсационных устройств и мероприятия по их устранению

Признаки	Вероятные причины неисправности	Способы устранения неисправности
<p>1. Увеличение нагрева охлаждающей воды (при постоянной нагрузке и температуре входящей охлаждающей воды). Увеличение гидравлического сопротивления конденсатора. Температурный напор в пределах нормы или лишь незначительно выше нормального (δ). Давление на выдаче циркуляционного насоса увеличено против нормального значения</p>	<p>Уменьшение расхода охлаждающей воды вследствие загрязнения трубок конденсатора</p>	<p>Очистить трубные решётки конденсатора при первой возможности</p>
<p>2. Увеличение нагрева охлаждающей воды. Уменьшение гидравлического сопротивления конденсатора. Температурный напор в пределах нормы. Увеличение давления охлаждающей воды за конденсатором. Увеличение давления на выдаче циркуляционных насосов</p>	<p>Уменьшение расхода охлаждающей воды вследствие подпора на линии выхода воды из конденсатора</p>	<p>Проверить, полностью ли открыты задвижки. Проверить, не засорены ли сопла брызгального бассейна и прочистить их. Проверить, нет ли воздушного мешка во втором ходе конденсатора Выпустить воздух</p>
<p>3. Увеличение нагрева охлаждающей воды. Уменьшение гидравлического сопротивления конденсатора. Уменьшение разрежения на линии выхода охлаждающей воды из конденсатора. Температурный напор (δ) в пределах нормы</p>	<p>Срыв сифона или уменьшение разрежения в сифоне</p>	<p>Восстановить нормальное действие сифона, устранив неплотности</p>
<p>4. Увеличение нагрева охлаждающей воды. Уменьшение гидравлического сопротивления конденсатора. Уменьшение давления охлаждающей воды непосредственно перед конденсатором</p>	<p>Неисправность циркуляционного насоса</p>	<p>Проверить, не засорены ли сетки или приёмный клапан на всасывающей линии и при необходимости прочистить их. Проверить, не снизился ли уровень в приёмном колодце и при необходимости принять меры к его повышению. Проверить воздушную плотность сальников циркуляционного насоса. При необходимости подтянуть набивку сальников или перебить сальники. Проверить, не имеет ли место засорение циркуляционного насоса, износ рабочих колёс и направляющих аппаратов и уплотнений вала, вскрыть насос и произвести необходимый ремонт</p>
<p>5. Увеличение температурного напора против нормального (δ) при какой-либо нагрузке. Увеличение разницы между температурой отсасываемого воздуха и температурой охлаждающей воды при входе в конденсатор. Незначительное увеличение гидравлического сопротивления конденсатора. Незначительное увеличение нагрева охлаждающей воды. Проверка воздушной плотности не свидетельствует об увеличении присоса воздуха</p>	<p>Загрязнение охлаждающей поверхности конденсатора</p>	<p>При первой возможности очистить трубки конденсатора</p>
<p>6. Температура конденсата падает, температура отработавшего в турбине пара увеличивается, температура уходящей циркуляционной воды остаётся без изменений</p>	<p>Увеличение присоса воздуха через неплотности системы</p>	<p>Проверить, достаточна ли подача пара (или воды) к уплотнениям вала турбины. При необходимости подрегулировать их так, чтобы из вестовых труб было заметно лёгкое парение (из спусковой линии сливалось достаточное количество воды). Проверить, достаточно ли воды в сальнике задвижки между турбиной и конденсатором. Добавить воды и следить за её уровнем. В случае чрезмерного расхода воды подтянуть или сменить набивку сальника. Проверить, достаточно ли воды в тарелке сальника компенсатора между турбиной и конденсатором. При необходимости увеличить количество воды, чтобы она непрерывно слегка стекала по сливной трубе.</p>

Продолжение

Признаки	Вероятные причины	Что сделать для устранения неисправности
7. Признаки те же, что и в п. 6	Ухудшение отсоса воздуха из конденсатора	<p>При чрезмерном расходе подтянуть набивку сальника.</p> <p>Проверить плотность стыка фланцев всех труб, находящихся под разрежением (поднесением к месту предполагаемой неплотности пламени зажжённой свечи) и мест сварки.</p> <p>При необходимости подтянуть болты фланцев, а если неплотности остаются, то сменить прокладки.</p> <p>Проверить плотность сальников задвижек, находящихся под разрежением.</p> <p>Проверить плотность сальников насосов.</p> <p>Проверить плотность атмосферного клапана и наличие в нём достаточного количества уплотняющей воды. При необходимости прибавить количество воды настолько, чтобы она непрерывно слегка стекала из сливной трубы. В случае чрезмерного расхода воды осмотреть седла клапана, очистить и притереть.</p> <p>Если вакуум при холостом ходе низок, а по мере нагрузки увеличивается, то проверить плотность фланцевого соединения цилиндра турбины и при необходимости уплотнить.</p> <p>У паровых эжекторов проверить и при необходимости устранить следующие неисправности: засорение трубок холодильников, недостаток рециркуляции конденсата, высокую температуру конденсата, поступающего в холодильники, загрязнение поверхности холодильников, засорение паровых сеток, засорение сопел, износ сопел, срыв сифона на дренаже в конденсатор или засорение дренажной линии, разрыв трубок холодильника, давление свежего пара перед эжектором.</p> <p>У гидравлических эжекторов проверить и устранить следующие неисправности: недостаточный напор рабочей воды, засорение сопел, износ диффузоров, высокую температуру рабочей воды.</p> <p>У мокровоздушных насосов центробежного типа проверить и устранить следующие неисправности: высокую температуру рабочей воды, засорение каналов рабочего колеса и диффузора, износ диффузора, падение уровня в баке рабочей воды, загрязнение бака рабочей воды. При турбинном приводе проверить давление пара перед соплами и число оборотов.</p>
8. Признаки те же, что и в п. 6. Кроме того, уровень воды в конденсаторе поднялся до отверстия для отсоса воздуха	Ухудшение откачки конденсата из конденсатора	<p>Проверить плотность всасывающего конденсатного трубопровода и сальников, установленных на нём задвижек, плотность сальников конденсатного насоса, плотность трубок, соединяющих всасывающий конденсатный трубопровод и конденсатный насос с паровым пространством конденсатора или устройством для удаления воздуха.</p> <p>В случае необходимости уплотнить места соединений и сальников вентилей на трубах.</p> <p>Проверить исправность конденсатного насоса. Прочистить колесо и выходную щель. В случае необходимости уменьшить в пределах допустимого осевой зазор между колесом и направляющими.</p> <p>Проверить плотность водяной части конденсатора. Найти места течи в паровое пространство конденсатора, подтянуть неплотные сальники, а в случае необходимости сменить набивку.</p> <p>Проверить высоту установки конденсатного насоса относительно конденсатора. В случае необходимости опустить насос.</p>

Т а б л и ц а 31

Неполадки в работе циркуляционных и конденсатных насосов и способы их устранения

Неполадки в работе	Причины неполадок	Признаки и способы устранения неполадок
Перегрузка электродвигателя насоса	<ol style="list-style-type: none"> 1. Не закрыта задвижка на напорном трубопроводе 2. Неправильная осевая установка ротора, вызывающая заедание ротора в корпусе 3. Забивание разгрузочной трубки в насосах с разгрузочным диском 4. Перекос разгрузочного диска или его кольца 5. Заедание уплотнительных колец 6. Перегорание предохранителя на одной фазе 7. Перетяжка сальников 	<ol style="list-style-type: none"> 1, 3, 4, 6—насос легко проворачивается от руки 2. Оцентровать ротор по каналам направляющего аппарата 3 и 4. Снять разгрузочную трубку и очистить камеру разгрузочного диска 3. Диск и кольцо имеют одинаковые следы трения по окружности. Ликвидировать забивание трубок или устранить перекося детали 5 и 7. Насос туго вращается от руки. Устранить заедание колец пришабровкой, ослабить сальники
Вибрация при работе насосов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Неправильная пригонка болтов соединения полумуфт 2. Неправильная центровка роторов насоса и электродвигателя 3. Недостаточное крепление трубопровода к фланцу насоса 4. Воздушные мешки в трубопроводе 5. Небаланс ротора насоса или электродвигателя 6. Разработка подшипников 7. Прогиб вала 8. Слабина в креплении насоса к раме или рамы к фундаменту 	<ol style="list-style-type: none"> 1 и 2. Наиболее сильная вибрация на подшипниках у муфт. Проверить посадку полумуфт и их центровку. Проверить присоединение трубопроводов 3 и 4. Наиболее сильная вибрация в трубопроводе. Проверить крепление трубопроводов и устранить воздушные мешки 5. Равномерная вибрация всех подшипников соответственно насоса или электродвигателя. Отбалансировать вибрирующий ротор 6. Перезалить и пригнать вкладыши подшипников 7. Проверить отсутствие конусных зазоров между торцами деталей на валу ротора 8. Устранить зазоры и в случае необходимости перезалить раму
Насос не даёт требуемой производительности или напора. Насос при пуске срывает	<ol style="list-style-type: none"> 1. Большое сопротивление во всасывающем трубопроводе 2. Чрезмерно большая высота всасывания или нагнетания 3. Рабочий диск забит посторонними телами 4. Большой износ лопаток колеса 5. Недопустимая разработка уплотнительных колец 6. Низкое число оборотов 7. Просос воздуха во всасывающую часть насоса 8. Неправильное направление вращения 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Увеличивается показание вакуумметра против обычного. Прочистить приёмную сетку и проверить работу клапана 2. Проверить высоты всасывания и нагнетания 3 и 7. Манометр показывает пониженный напор. Прочистить каналы диска насоса 4. Сменить рабочее колесо 5. Сменить уплотнительные кольца 6. Довести число оборотов до нормального 7. Имеет место пониженный вакуум. Устранить присос воздуха 8. Изменить направление вращения двигателя
Нагревание вкладышей опорных подшипников	<ol style="list-style-type: none"> 1. Недостаточность зазора во вкладышах 2. Разработка вкладыша 3. Загрязнение масла 4. Смазочные кольца не вращаются 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Пригнать вкладыш, расшабровать вкладыш, увеличив зазор на 0,10 мм 2. Перезалить вкладыши 3. Сменить масло в подшипнике 4. Проверить правильность формы колец и равномерность их толщин
Нагревание упорного подшипника	<ol style="list-style-type: none"> 1. Слишком плотное зажатие шариков между опорными кольцами 2. Разработка уплотнений 3. Неравномерное прилегание гребней у насосов с гребёчатыми подшипниками 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Освободить гайку, зажимающую опорные кольца 2. Сменить уплотнения 3. Пригнать гребёчатый подшипник

Таблица 33

Неполадки в работе паровых эжекторов и способы их устранения

Причины неполадок	Признаки и способы устранения неполадок	Причины неполадок	Признаки и способы устранения неполадок
1. Присосы воздуха в частях эжектора и его соединениях, находящихся под вакуумом	1. Отклонение пламени свечи при обследовании. Устранить неплотности в сальниках задвижек и фланцевых соединениях. Корпус эжектора подвергнуть гидравлическому испытанию	ни ступеней эжектора в одном корпусе	даёт разрежения. Уплотнить перегородку в корпусе между ступенями
2. Засорение сеток на входе воды к охладителям эжектора	2. Прекращение конденсации рабочего пара, нагрев корпуса и «запаривание» эжектора (выброс с «воздухом» пара из выхлопной трубы второй ступени). Устранить засорение	6. Неточность изготовления и установки сопел и диффузоров	6. Несовпадение осей сопел и диффузоров, наличие косых срезов у выходных сечений сопел, неперпендикулярных к оси, неровности выходных кромок сопел, наличие уступов в соединении диффузоров, что приводит к ухудшению вакуума. Устранить обнаруженные дефекты
3. Засорение сопел и диаметров сопел и отсутствие сеток на входе пара	3. Частичное или полное выключение из работы ступени. Устранить засорение	7. Неправильное расстояние между соплом и диффузором	7. Расстояние между соплом и диффузором отклоняется от заводских данных более чем на 1–2 мм, что приводит к ухудшению вакуума. При отсутствии заводских данных это расстояние можно принять предварительно равным: для первой ступени эжектора $H=0,35D_1$; для второй ступени $H=0,05 D_1$, где D_1 — диаметр диффузора при входе (наибольший диаметр), а затем проверить опытом. Установить правильное расстояние
4. Разрыв трубок охладителей	4. Переполнение эжектора водой, гидравлические удары и выбрасывание воды через выхлопную трубу второй ступени. Заглушить повреждённые трубки или их заменить		
5. Неплотности в перегородке корпуса, при расположении	5. Обратная циркуляция воздуха из второй ступени в первую; эжектор не соз-		

Данные о конденсаторах

Таблица 33

Марка турбины	AK-2,5-II	AK-4-I	AK-4-II	AK-6-I	AT-4	AT-6	AP-0,75	AP-1,5	AP-4	AP-6-II
Расход пара через конденсатор в т/час	12,8	19,4	21,0	23,6	19,6	27,9	4,9	9,25	20,6	29,8
Температура охлаждающей воды в °C	20,0	20	30	20	20	20	20	20	20	20
Расход охлаждающей воды в м³/час	900	1 400	1 185	2 000	1 400	2 000	300	550	1 400	2 000
Поверхность охлаждения в м²	325	385	410	480	385	480	108	192	385	480
Диаметр трубок	17/19	17/19	17/19	17/19	17/19	17/19	17/19	17/19	17/19	17/19
Водяное сопротивление в м вод. ст.	5	5	5	5	5	5	4	5	5	5
Вес конденсатора в т: без воды с водой	—	—	12,0 17,0	13,5 17,9	—	13,5 17,9	3,9 —	6,2 8,6	—	—

Примечание. Расход пара указан при конденсационном режиме.

Таблица 34

Данные о конденсатных насосах

Тип насоса	Производительность в м³/час	Напор в м вод. ст.	Число оборотов в мин	Типы турбин, для которых постав- лялся или постав- ляется насос
1. По номенклатуре до 1/XII 1952 г.: КД-76	25	27—29	1 450	AK-3;
ЗК-9	35	34,8	2 900	AK-3,5
КД-100	75	42—44	1 450	AP-1,5
				AK-2,5-1;
				AP-4-1;
				AP-6-1
2. По номенклатуре после 1/XII 1952 г.: 2,5 КС 5×2	10,8	54	2 900	Турбины малой мощности
2,5 КС 5×4	10,8	108	2 900	750—
3 КС 6×2	21,6	60	2 900	6 000 квт
3 КС 6×4	21,6	110	2 900	
5 КС 5×2	50,4	55	1 450	
5 КС 5×4	50,4	110	1 450	

Таблица 35

Данные о циркуляционных насосах

Тип насоса	Производительность в м³/час	Напор в м вод. ст.	Число оборотов в мин	Мощность электродвигателя в квт	Типы турбин, для которых постав- ляется насос
8К-12	—	25,4	1 450	40	AP-1,5
L-14	800—1 500	10—26	960	—	AK-2,5-1
					AP-2,5-1
					AK-4-1
					AP-4-1
Ц-450	1 000—1 700	10—26	1 450	—	AK-3
					AK-3,5
					МК-6-1
					AK-12-1
12-НДС	70 — 1000	20—27	960	—	—
14-НДС	900—1 260	25—32	960	—	AP-2,5-1
					AP-4-1
18-НДС	1 600—2 000	22,5—35	730	225	AP-6-1
					AP-6-2

Таблица 36

Характеристика конденсаторов турбогенераторов
500 кВт и 1 000 кВт

Мощность турбогенератора в кВт	500	1 000
Тип конденсатора . .	Двухходовой	Двухходовой
Расход пара через конденсатор в т/час	2,72 (пределно 3,4)	5,22
Расход охлаждающей воды при $P_2 = 0,103 \text{ ата}$, $t_1 = 33^\circ\text{C}$ в м ³ /час . .	210	387
Поверхность охлаждения в м ²	65	107
Диаметр трубок в мм	17/19	17/19
Длина трубок в м . .	3,35	4,63
Воздушный эжектор	Сдвоенный одноступенчатый	Сдвоенный одноступенчатый

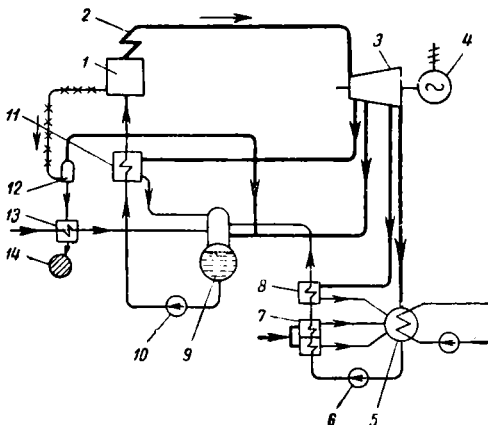
Таблица 37

Характеристика насосов турбогенераторов
500 и 1 000 кВт

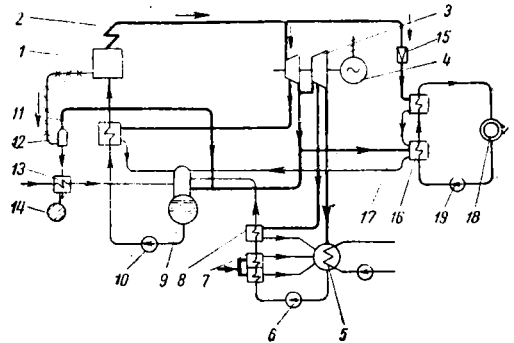
Мощность турбогенератора в кВт	500	1 000	500	1 000
Тип насоса	Циркуляционный		Конденсатный	
Производительность в м ³ /час	210	432	4,54	8,58
Максимальное давление в м вод. ст.	15,8	17,5	23	25,5
Число оборотов в мин.	1 450	1 450	2 900	2 900
Максимальная мощность электродвигателя в л. с. . . .	15	30	2	3

Предусматривается конечная температура подогрева питательной воды соответственно ГОСТ 150°C. Вся питательная вода проходит деаэрацию в смешивающем деаэраторе атмо-

сферного типа. Максимальные расходы пара и давления в отборах, используемых для подогрева питательной воды, приводятся для некоторых турбин в табл. 38.



Фиг. 25. Принципиальная тепловая схема для турбины малой мощности (АК): 1—паровой котёл; 2—пароперегреватель; 3—турбина; 4—электрический генератор; 5—конденсатор; 6—конденсатный насос; 7—двухступенчатый эжектор; 8—подогреватель низкого давления (ПНД); 9—деаэратор; 10—питательный насос; 11—подогреватель высокого давления (ПВД); 12—расширитель непрерывной продувки котлов; 13—подогреватель химически очищенной воды; 14—сброс в канализацию



Фиг. 26. Принципиальная тепловая схема для турбины малой мощности (АТ). Обозначения те же, что и для фиг. 25. Кроме того: 15—редукционно-охладительная установка (РОУ); 16—подогреватель сетевой воды (основной); 17—пиковый подогреватель сетевой воды; 18—потребители тепла; 19—сетевой насос

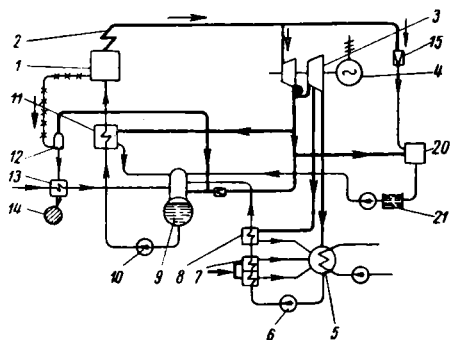
В тепловой схеме для конденсационной турбины АК предусматривается наличие в турбине трёх нерегулируемых отборов пара, из которых питаются подогреватель низкого давления ПНД, деаэратор и подогреватель.

Таблица 38

Максимальные расходы и давление пара в отборах

Наименование потребителя пара	Показатель	Тип турбины					
		АК-6-1	АТ-4	АТ-6	АП-1,5	АП-4	АП-6
Подогреватель низкого давления (ПНД)	Давление пара в ата	0,68	0,65	0,66	0,7	0,7	0,7
	Количество пара в т/час . .	2,2	1,41	2,17	—	1,2	2,05
Деаэратор	Давление пара в ата . .	2,03	1,2—2,5	1,2—2,5	5±1	5±1	5±1
	Количество пара в т/час . .	0,79	—	—	—	—	—
Подогреватель высокого давления (ПВД)	Давление пара в ата	4,85	5,98	6,85	5±1	5±1	5±1
	Количество пара в т/час . .	2,1	2,57	4,2	—	2,28	3,3

высокого давления — ПВД. В тепловой схеме для турбин АТ деаэратор питается паром из регулируемого отбора 1,2—2,5 *ата*, а ПНД и ПВД — из двух нерегулируемых отборов.



Фиг. 27. Принципиальная тепловая схема для турбины малой мощности (АП). Обозначения те же, что для фиг. 25 и 26. Кроме того: 20 — производство; 21 — баки производственного конденсата

В тепловой схеме для турбин АП предусматривается один нерегулируемый отбор пара для ПНД. Подогреватель высокого давления подключен к регулируемому отбору 5 ± 1 *ата*. Из регулируемого отбора 5 ± 1 *ата* снабжается также деаэратор через редукционную установку.

Помимо подогревателей, использующих отборный пар, на линии конденсата турбины до деаэратора установлены охладители пара из эжектора. Тепло продувочной воды непрерывной продувки котлов используется в подогревателе химически очищенной воды, поступающей в деаэратор.

Отсепарированный пар используется непосредственно в деаэраторе.

Установка для отпуска тепла в схемах, выполняемых применительно к турбинам АТ, состоит из основного и пикового сетевых подогревателей, питаемых паром соответственно из регулируемого отбора 1,2—2,5 *ата* и из редукционно-охладительной установки.

Продувочная вода котлов используется для подпитки тепловой сети.

В тепловой схеме для турбин АП регулируемый отбор пара резервируется редукционно-охладительной установкой.

Деаэраторы

Общие сведения по деаэрации питательной воды в смешивающих деаэраторах атмосферного типа

а) Предельная норма содержания кислорода в питательной воде после деаэратора не должна превышать при давлениях 30—35 *ата* 0—0,05 мг/л.

б) В деаэраторах давление поддерживается равным 1,05—1,5 *ата*.

в) Деаэраторы должны устанавливаться на высоте не менее 6,7—7,0 м над осью питательных насосов.

г) Давление воды у регулятора уровня в баке должно быть не менее 2 *ата*.

д) Давление греющего пара должно держаться в пределах 1,2—2 *ата*. Для улучшения деаэрации при прочих равных условиях желательно применение слегка перегретого пара (перегрев 5—10°C).

е) Температура поступающей в деаэрационную колонку воды должна быть не ниже 60°C.

ж) Деаэраторы должны быть оборудованы двумя предохранительными клапанами, рассчитанными каждый на пропуск половины количества греющего пара и давление на 3 м вод. ст. выше нормального рабочего.

Технические данные о деаэраторах

Краткие технические сведения о смешивающих деаэраторах атмосферного типа Барнаульского котельного завода, применяемых на станциях малой мощности, приведены в табл. 39.

Таблица 39

Характеристики деаэраторов БКЗ

Тип деаэратора	Производительность в т/час	Диаметр колонки в мм	Высота колонки в мм	Вес колонки в т
ДС-25 . .	25	1 112	2 530	0,922
ДС-75 . .	75	1 292	2 760	1,185
ДС-100 . .	100	1 492	2 790	1,46

Неполадки в работе деаэратора

Признаки и вероятные причины ухудшения работы деаэраторов приводятся в табл. 40.

Таблица 40

Неполадки в работе деаэратора, их признаки и способы устранения

Признаки	Вероятные причины	Способы устранения
1. Постоянно повышенное содержание кислорода в питательной воде, которое характеризуется постоянным несоответствием между давлением в колонке деаэратора и температурой деаэрированной воды	а) Слишком низкая температура воды, поступающей в колонку деаэратора б) Слишком низкая температура воды, поступающей на одну или несколько промежуточных ступеней (даже в том случае, если эта вода и не содержит кислорода) в) Греющий пар не перегрет.	Устранить причины неполадок а), б), в), г) и д)

Продолжение

Признаки	Вероятные причины	Способы устранения
2. Периодические проскоки кислорода, обнаруживаемые по отдельным анализам. Неустойчивость процесса деаэрации	<p>г) Гидравлическая и тепловая нагрузки деаэратора чрезмерно велики; при этом возможно, что в верхнюю часть колонки деаэратора поступает мало пара из-за недостаточно высокого давления внизу или больших потерь давления в колонке или чрезмерной конденсации его в нижних ступенях. В последнем случае парение из вестовой трубки отсутствует и через неё возможен даже присос воздуха.</p> <p>д) Сита деаэратора покороблены, сломаны или отверстия в них забиты шламом и накипью, в силу чего вода переливается через края и щели</p> <p>а) Резкие толчки в подаче питательных насосов.</p> <p>б) Заедание клапана регулятора уровня с последующим его освобождением.</p> <p>в) Упуск уровня при ручной регулировке с последующим резким увеличением открытия задвижки на линии подвода химически очищенной воды.</p> <p>г) Резкое изменение давления в колонке деаэратора при питании её паром из нерегулируемого отбора турбин</p>	<p>а) Устранить неравномерность питания котлов.</p> <p>б) Устранить заедание.</p> <p>в) Устранить причину</p>
3. Гидравлические удары в деаэраторе	<p>а) Неравномерное поступление воды в колонку, вследствие чего водоподводящие трубопроводы могут оказаться частично заполненными водой, частично паром.</p>	<p>а) Ввод воды в головку выполнить таким образом, чтобы водоподводящая трубка ни при каких условиях не могла опрокинуться. Края колонки поднять выше настолько, чтобы нижние грани запилы были выше верхней образующей горизонтального участка водоподводящей трубы.</p>
4. Срывы гидрозатворов	<p>б) Вода перед поступлением в колонку деаэратора проходит по горизонтально расположенному участку водоподводящего трубопровода, у которого верхняя точка отверстия в колонке расположена выше переливного края верхней коронки</p> <p>а) Изменение давления внутри деаэратора сверх пределов, на которые он рассчитан.</p> <p>б) Неплотности и утечки воды в гидрозатворе</p>	<p>б) Устроить вокруг водоподводящего отверстия переливной ящик, верхние края которого были бы выше верхней образующей водоподводящей трубы</p> <p>а) Переделать гидрозатвор в соответствии с допускаемыми изменениями давления в деаэраторе.</p> <p>б) Устранить неплотности. До ремонта работать со слегка приоткрытым вентилем на линии, подводящей воду для заливки затвора</p>

Примечание. См. Руководящие указания по эксплуатации атмосферных деаэраторов смешивающего типа, МЭС, 1947.

Таблица 41

Характеристика подогревателей, поставляемых с турбинами малой мощности

Тип подогревателя	Поверхность нагрева в м ²	Максимальное рабочее давление в ата		Материал трубок, их диаметр, длина в мм	Вес подогревателя без воды в т	Типы турбин, для которых устанавливается подогреватель	Число подогревателей
		воды	пара				
Подогреватели высокого давления:							
ПВ-5,6	5,6	—	—	—	—	АП-0,75	1
ПВ-11	10	—	—	—	—	АП-1,5	
ПВ-60-3	60	60	10	Ст. 10 Ст. 15 d=16/12	2,8	АК-4 АП-4 АП-6-11	
Подогреватели низкого давления:							
ПН-2	2	—	—	Латунь	—	АП-0,75	1
ПН-4	4	—	—	Л 68	—	АП-1,5	
ПН-ЗОВ-1	30	3,5	0,5	d=19/17	0,85	АК-4 АП-4 АП-6-11	

Подогреватели регенеративного подогрева питательной воды

Данные о подогревателях

Краткие технические сведения о подогревателях высокого и низкого давления, поставляемых с турбинами малой мощности, указаны в табл. 41.

Неполадки в работе подогревателей

Наиболее характерные неполадки в работе подогревателей для регенеративного подогрева питательной воды, их признаки, причины и способы устранения приведены в табл. 42.

Редукционно-охладительные установки — РОУ

Основные характеристики РОУ на начальные параметры пара до 40 ата, применяемых на станциях малой и средней мощности, приведены в табл. 43.

ОСНОВНЫЕ УКАЗАНИЯ ПО РЕМОНТУ ТУРБИН

Нормы длительности простоя и техническая документация

Нормы простоя турбин малой и средней мощности в ремонте приведены в табл. 44.

Т а б л и ц а 42

Неполадки в работе подогревателей, их причины и способы устранения

Признаки ненормальной работы	Вероятные причины неполадок	Способы устранения
<p>1. Разность между температурой насыщения греющего пара и температурой воды после подогревателя больше нормы, т. е. больше 4—6 °С</p> <p>2. Разность между температурой воды непосредственно при выходе из одного подогревателя и температурой воды при входе в следующий (по ходу воды) подогреватель больше нормы (0,5—1 °С)</p> <p>3. Недостаточный по сравнению с расчётным нагрев воды в каком-либо подогревателе при нормальном температурном напоре</p> <p>4. Недостаточный по сравнению с расчётным нагрев питательной воды в регенеративной системе</p> <p>5. Повышение против нормального подогрева в подогревателе более низкого давления с одновременным уменьшением величины нагрева в соседнем подогревателе более высокого давления</p>	<p>а) Загрязнение подогревателя</p> <p>б) Присутствие воздуха в паровом пространстве</p> <p>Пропуск воды, помимо подогревателя, вследствие неплотности задвижек на обводной линии</p> <p>а) Дросселирование отборного пара из турбин в линиях отбора (задвижка не полностью открыта или обратный клапан заедает при его открывании)</p> <p>б) Накопление конденсата в паровом пространстве из-за недостаточной пропускной способности конденсационного горшка или ограничительной диафрагмы на дренажной линии</p> <p>а) Загрязнение подогревателей системы регенерации.</p> <p>б) Присутствие воздуха в паровом пространстве подогревателей</p> <p>в) Накопление конденсата в паровом пространстве подогревателей высокого давления из-за недостаточной пропускной способности конденсационных горшков или ограничительных диафрагм</p> <p>г) Неправильный выбор поверхности нагрева подогревателей.</p> <p>д) Пропуск воды через аварийную камеру подогревателей высокого давления в результате недостаточной затяжки пружины перепускного клапана или повреждения кромок</p> <p>Перетекание пара из подогревателя более высокого давления в подогреватель более низкого давления</p>	<p>а) Очистить подогреватель, улучшить качество питательной воды, устранить присосы сырой воды в конденсаторе.</p> <p>б) Устранить неплотности у подогревателя, трубопроводов и арматуры, работающих под вакуумом. Обеспечить надлежащий отвод воздуха</p> <p>Устранить неплотности в задвижках на обводной линии</p> <p>а) Устранить дросселирование пара в отборах</p> <p>б) Увеличить пропускную способность конденсационного горшка. Установить водомерное стекло у подогревателя для наблюдения за появлением конденсата</p> <p>а) Очистить подогреватели, улучшить качество питательной воды, устранить присосы сырой воды в конденсаторе.</p> <p>б) Устранить неплотности у подогревателей, трубопроводов и арматуры, работающих под вакуумом, и организовать правильный отвод воздуха.</p> <p>в) Увеличить пропускную способность конденсационных горшков или расточить диафрагму. Установить водомерное стекло для наблюдения за появлением конденсата.</p> <p>г) Увеличить поверхность нагрева подогревателей.</p> <p>д) Устранить перетекание через аварийную камеру</p> <p>Вести наблюдение за работой конденсационных горшков, не допуская пропусков пара. Следить, чтобы уровень конденсата в подогревателе по водомерному стеклу был всегда выше патрубка, отводящего конденсат греющего пара в соседний подогреватель</p>

Характеристики РОУ на начальное давление пара до 40 атм

Производительность в т/час	Конечные параметры		Основной проход трубы редуцированного пара в мм	Аварийный клапан		Начальные параметры пара												40 атм, 450°С																			
						13 атм, 300°С			16 атм, 350°С			22 атм, 315°С			31,5 атм, 420°С																						
						Регуляционный кла- пан $P_y = 64$ атм	Общая длина уста- новки в мм	Приближенный вес установки в кг	Регуляционный клапан $P_y = 64$ атм	Общая длина установки в мм	Приближенный вес установки в кг	Регуляционный клапан $P_y = 64$ атм	Общая длина установки в мм	Приближенный вес установки в кг	Регуляционный клапан $P_y = 100$ атм	Общая длина установки в мм	Приближенный вес установки в кг																				
10	1,2	130	350	Условный проход в мм	Количество	100*	4 900	1 050	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—																	
	3	160	250			100	4 250	700													—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—					
	6	190	250			100	4 250	700													—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—				
20	1,2	130	500	Условный проход в мм	Количество	150*	5 350	1 500	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—																	
	3	160	350			150	4 500	1 050													150*	5 350	1 500	150*	5 350	1 500	150*	5 350	1 500	150*	5 350	1 500	150*	5 350			
	6	190	250			150	4 250	750													150	4 250	750	150	4 250	750	150	4 250	750	150	4 250	750	150	4 250	750	150	4 250
40	1,2	130	600	Условный проход в мм	Количество	200*	7 300	1 900	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—																	
	3	160	400			200	4 600	1 250													200*	7 300	2 000	200*	7 300	2 000	200*	7 300	2 000	200*	7 300	2 000	200*	7 300			
	6	190	300			200	4 350	950													200	4 350	950	200	4 350	950	200	4 350	950	200	4 350	950	200	4 350	950	200	4 350
	11	250	250			150	—	—													—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
60	1,2	130	900	Условный проход в мм	Количество	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—																	
	3	160	600			—	—	—													—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
	6	190	500			—	—	—													—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	11	250	350			—	—	—													—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Примечания 1. РОУ снабжены автоматическими устройствами для регулирования давления и температуры.
 2. Давление охлаждающей воды должно превышать давление редуцированного пара не меньше чем на 10 атм и не должно быть больше 6,5 атм.
 3. Возможны следующие отклонения параметров: а) по производительности $\pm 10\%$; б) по давлению и температуре острого пара ± 3 атм; $\pm 10^\circ\text{C}$;
 в) по давлению редуцированного пара P_y атм:
 отклонения атм P_y 12 3 6 11 15
 $\pm 0,2$ ± 1 ± 2 ± 2 ± 2
 г) по температуре редуцированного пара $\pm 20^\circ\text{C}$.
 4. РОУ, отмеченные знаком *, — с шумоглушителем.
 5. P_y — условное давление.

Таблица 44

Нормы простоя турбин в ремонте в сутках

Мощность	Виды ремонтов					
	Капитальный	Текущий	Сумма годового простоя	Капитальный	Текущий	Сумма годового простоя
	Одноцилиндровые турбины			Двухцилиндровые турбины		
От 12 до 25 тыс. <i>квт</i>	9÷10 (11÷12)	6	15÷16 (17÷18)	10÷11 (12—13)	7	17÷18 (19÷20)
Ниже 12 тыс. <i>квт</i>	7÷9 (9÷11)	5	12÷14 (14÷16)	8÷10 (11÷12)	6	14÷16 (17÷18)

Примечания. Величины в скобках относятся к радиальным турбинам.

Для турбин с редуктором нормы простоя в капитальном ремонте увеличиваются на один сутки. Для турбин с противодавлением нормы простоя в капитальном ремонте сокращаются на один сутки.

Нижний предел норм берется для турбин меньшей мощности; верхний предел — для турбин большей мощности.

В случае производства крупных работ по турбине или генератору, выходящих за пределы типового объема работ, или при выполнении одновременно в капитальном ремонте реконструктивных работ, дополнительное время простоя агрегата в ремонте устанавливается Главным управлением.

При смене червячной пары или при капитальном ремонте одного из подшипников в графике работы турбины в течение первых двух суток после ремонта должна быть предусмотрена повторная остановка турбины для осмотра и подгонки подшипника или червячной пары.

Для железнодорожных электростанций малой мощности планово-предупредительные ремонты рекомендуется проводить в соответствии с указаниями, приведенными в табл. 45.

Документация при капитальном ремонте

Перед капитальным ремонтом составляются:

- 1) ведомость объема работ;
- 2) технологический график ремонта;
- 3) ведомость технических показателей эксплуатации до ремонта, в которую входит: характеристика регулирования и проточной части, конденсатора, подогревателей, работы масляной системы, а также замер вибрации по подшипникам;
- 4) технологические карты на сложные ремонтные и реконструктивные работы.

В период ремонта и после его окончания составляются следующие документы:

- 1) ведомость объема работ (выполненный объем работы);
- 2) технологический график ремонта (с заполнением фактических данных);
- 3) ведомость технических показателей, полученных после ремонта;
- 4) формуляры с внесенными в них зазорами и установочными величинами;

Таблица 45

Сроки проведения и объем ремонта

Наименование ремонта	Сроки проведения	Объем ремонта
1. Текущий ремонт	Через 1500—2000 час. эксплуатации, а также после простоя свыше 700 час.	Без вскрытия цилиндра турбины
2. Средний ремонт	Ежегодно	Разборка установок, полная ревизия, необходимый ремонт узлов, частичная замена деталей
3. Капитальный ремонт	Через 25 000 час. работы для турбин мощностью до 3 000 <i>квт</i> через 18 000 час. работы для турбин мощностью более 3 000 <i>квт</i>	Полная ревизия всех узлов в объеме среднего ремонта, замена при необходимости лопаточного аппарата (не менее 10%), диафрагм, дисков и проведения работ, связанных с коренным улучшением состояния агрегата (капитальная перецентрировка), исправление зацепления редуктора, реконструкция переднего подшипника и др.

Примечание. Если в процессе разборки агрегата выясняется, что состояние основных узлов и деталей удовлетворительное, капитальный ремонт турбиной установки сводится к проведению полной ревизии.

5) эскизы новых деталей, выполненных и установленных во время ремонта;

6) акты, фиксирующие ответственные операции ремонта;

7) акт приемки агрегата из ремонта.

Показатели надёжности длительной работы турбин

1. Надёжность проточной части, установленная в течение предыдущей эксплуатации:

а) материал лопаток и бандажей соответствует температурным условиям, что должно быть особенно тщательно проверено для импортных турбин;

б) за последние два года эксплуатации не было обнаружено поломок в проточной части или обрывов бандажей, носящих вибрационный характер;

в) не было повреждений лопаток и бандажей, имеющих эрозийный или коррозионный характер, которые бы существенно снижали их механическую прочность.

2. Хорошее состояние лабиринтовых уплотнений — концевых и промежуточных:

а) радиальные и осевые зазоры выдержаны в пределах нормы;

б) не наблюдается выкрашивание лабиринтных гребней;

в) пружины при гибкой конструкции уплотнений сохраняют достаточную упругость.

3. Надёжная работа упорных и опорных подшипников:

а) перепады температуры масла не превышают 10—12°C;

б) рабочие поверхности вкладышей или упорных колодок имеют нормальные следы приработки;

в) не наблюдается выкрашивания или отслоения баббита;

г) на рабочих поверхностях опорных шеек вала или упорных дисков (гребней) отсутствуют раковины, глубокие риски, эллипсность, конусность опорных шеек, биение упорных дисков и т. д.

4. Хорошее вибрационное состояние агрегата, если вибрация подшипников не превышает:

Для турбин с числом оборотов	5;000 об/мин	0,02 мм
» » » »	3 000 »	0,03 »
» » » »	1 500 »	0,06 »

5. Отсутствие дефектов в цилиндре (трещины, коробление, пропаривание).

6. Отсутствие роста чугунных или прогиба стальных диафрагм.

Неполадки в работе турбин и мероприятия по их устранению. Система регулирования

Основные определения и требования к системе регулирования паровых турбин рычажного типа

а) Основные определения. Степень неравномерности δ регулирования, скорости турбин которой называют разностью между числом оборотов холостого хода $n_{x.x}$ и числом оборотов при номинальной нагрузке $n_{н.н}$, выраженную в процентах от среднего значения числа оборотов n_{cp}

$$\delta = \frac{n_{x.x} - n_{н.н}}{n_{cp}} 100\%. \quad (47)$$

Предполагается, что изменение числа оборотов в указанном пределе изменения нагрузки турбины исключает пользование приспособлением для изменения числа оборотов.

Вместо

$$n_{cp} = \frac{n_{x.x} + n_{н.н}}{2}$$

для подсчетов обычно принимается номинальное число оборотов $n_{н.н}$.

Степень неравномерности Δ регулятора давления, которая представляет величину изменения давления ΔP в камере отбора или противодавления турбин, выраженную в % от среднего значения номинального давления в камере P_{cp}

$$\Delta = \frac{P_{\max} - P_{\min}}{P_{cp}} 100 \approx \frac{\Delta P}{P_n} 100\%, \quad (48)$$

где P_n — номинальное давление в отборе в кг/см².

Нечувствительность регулирования определяется из характеристики, построенной при испытании регулирования, как разность в числе оборотов турбины для одного и того же положения элементов регулирования (регулятор, сервомотор и пр.) при их последовательном перемещении в одну, а затем в другую сторону.

б) Основные требования, которым должна удовлетво-

рять работа системы регулирования. Правильно выполненная и настроенная система регулирования должна удовлетворять следующим требованиям.

1. При пуске турбины, когда число оборотов приближается к номинальному, регулирующие клапаны должны закрыться настолько, чтобы при полном открытом пусковом клапане и выведенном приспособлении для изменения числа оборотов оно было на 3—4% ниже номинального.

2. Регулирование должно при полностью открытом пусковом клапане устойчиво поддерживать число оборотов холостого хода, соответствующее положению приспособления для изменения оборотов.

3. Приспособление для изменения числа оборотов должно обеспечивать возможность изменения (от руки или автоматически) оборотов в пределах от -3 до +7% от номинального.

4. Повышение числа оборотов турбины при сбросе нагрузки от полной до нуля для конденсационных турбин небольшой мощности не должно превышать 5—7% от номинального их значения.

5. При работе турбины на отдельную сеть или параллельно с другими турбинами не должно происходить самопроизвольного колебания числа оборотов или периодического изменения мощности.

6. Степень нечувствительности регулятора скорости не должна превышать 0,4% от номинального числа оборотов. Общая степень нечувствительности регулирования 0,6% от номинального числа оборотов.

7. Степень нечувствительности регулятора давления должна быть не более 0,7% от номинального значения регулируемого давления.

8. Степень неравномерности регулирования числа оборотов (δ) должна находиться в пределах 3,5—5,5%.

9. Степень неравномерности регулятора давления (Δ) должна находиться в пределах 6—12%.

Неисправности в работе регулирования

Неполадки в работе регулирования рычажного типа, их признаки, причины и способы устранения приведены в табл. 46.

Неполадки в работе автоматов безопасности

Наиболее часто встречающиеся неполадки в работе автоматов безопасности и способы их устранения приведены в табл. 47.

Настройка автоматов безопасности

Настройка автомата изменением натяжения пружины

Для настройки автомата устанавливают натяжение пружины, соответствующее числу оборотов, заведомо ниже предельного, и определяют, при каком числе оборотов n_1 произошло выключение.

Останавливают турбину, изменяют натяжение пружины на произвольную величину l ,

Таблица 46

Неполадки в работе регулирования, их причины и способы устранения

Признаки ненормальной работы	Возможные причины неполадок	Способы устранения
1. Качание регулирования; колебания нагрузки (при работе в сеть); неустойчивость числа оборотов (при работе самостоятельно). На холостом ходу весьма затруднённое включение агрегата в параллельную работу	<p>а) Заедание штоков регулирующих клапанов или нижней части рюмочных клапанов (недостаточный зазор, попадание посторонних тел или окалины, коробление направляющих втулок штоков, искривление штоков, занос солями).</p> <p>б) Заедание в регуляторе, сервомоторе, золотниках или рычажной передаче.</p> <p>в) Мертвый ход в сочленениях рычажной передачи и в регуляторе.</p> <p>г) Неисправный монтаж системы регулирования или несоблюдение условий устойчивости регулирования.</p> <p>д) Скопление воздуха в сервомоторе.</p>	<p>а, б, в) Устранить заедания, снизить до минимума трение в регуляторе, золотниках и передаточных механизмах. Проверить систему смазки регулятора. Устранить увеличенные зазоры в шарнирах.</p>
2. Неустойчивость холостого хода. При положении приспособления для изменения числа оборотов, соответствующем наименьшему числу оборотов, открытие пускового клапана приводит к увеличению числа оборотов турбины сверх номинального	<p>а) Неплотная посадка регулирующих клапанов на седло.</p> <p>б) Увеличенный первоначальный натяг пружины регулятора.</p> <p>в) Заедание штоков, сервомотора, золотников, рюмочных клапанов.</p> <p>г) Самоотвинчивание в сочленениях рычагов или золотников.</p> <p>д) Пропуск пара помимо регулирующих клапанов.</p> <p>е) Разница в тепловых расширениях рычажной передачи и цилиндра турбины</p>	<p>г) Устранить ошибки монтажа и расчётов путём переделки (неправильную профилировку элементов системы, малую степень неравномерности, менее 3%, неправильные перекрыши золотников и др.).</p> <p>д) Обеспечить отвод воздуха.</p>
3. Чрезмерное повышение числа оборотов при сбросе нагрузки	<p>Увеличенная степень неравномерности регулирования по сравнению с нормальной (для конденсационных турбин 3,5—5,5%, если исключить возможные неправильности сборки, изготовления и установки регулирования)</p>	<p>а, б, в), г), д) Устранить неполадки.</p>
4. Нечувствительность регулирования. Запаздывание в открытии или закрытии клапанов, самопроизвольное изменение нагрузки при работе турбины в системе, запаздывание закрытия клапанов при сбросах нагрузки	<p>а) Износ шарнирных соединений в рычажной системе и регуляторе.</p> <p>б) Усиленное трение штоков во втулках регулирующих клапанов.</p> <p>в) Трение в подвижных частях регулятора, золотниках, сервомоторах и прочих элементах регулирования.</p> <p>г) Чрезмерная перекрыша в золотниках</p>	<p>е) Проверить установленное положение золотника при холодной турбине и при её работе</p> <p>Уменьшение степени неравномерности может быть осуществлено несколькими способами:</p> <p>а) уменьшением хода улитки или кулачка обратной связи;</p> <p>б) уменьшением жёсткости пружины центробежного регулятора;</p> <p>в) изменением соотношения длины плеч рычагов обратной связи</p> <p>а) Заменить изношенные детали.</p> <p>б) Устранить возможные перекосы, отложение солей и пр.</p> <p>в) Снизить до минимума.</p> <p>г) Уменьшить перекрышу</p>

измеренную по числу оборотов нажимной гайки и определяют число оборотов n_2 , при котором срабатывает автомат в новых условиях.

Требуемое перемещение гайки в тех же величинах, в которых исчисляется величина l , составит:

$$X = l \frac{n_2^2 - n_1^2}{n_2^2 - n_1^2}, \quad (49)$$

где $n_{жс}$ — желательное предельное число оборотов, при котором должен срабатывать автомат.

Знак минус при полученной величине укажет, что пружину следует ослабить, а знак плюс — что пружину следует подтянуть.

Настройка автомата изменением натяжения пружины и эксцентриситета груза

Когда одновременно с изменением натяжения пружины изменяется расстояние центра тяжести бойка от оси вала, требуемое натяжение пружины определяется следующим образом.

Замеряют числа оборотов n_1 , n_2 , n_3 , вызывающие выключение автомата при трёх различных натяжениях пружины.

Подсчёт натяжения пружины производят по уравнениям:

$$y = \frac{n_1^2 - n_{жс}^2}{\frac{n_{жс}^2}{r} - \frac{n_1^2}{f}}, \quad (50)$$

Т а б л и ц а 47

Неполадки в работе автоматов безопасности, их причины и способы устранения

Признаки ненормальной работы	Возможные причины неполадок	Способы устранения
1. Автомат не срабатывает — бойк не выходит из гнезда	а) Чрезмерная затяжка пружины. б) Загрязнение масляными отложениями или ржавление бойка или кольца. в) Заедание бойка вследствие перекоса	а) Требуется уменьшение затяжки. б) Требуется разобрать, прочистить и расходить автомат. в) Требуется разборка автомата и устранение причин перекоса
2. Бойк ударяет о рычаг, но передаточный механизм не срабатывает	а) Чрезмерно плотное зацепление в передаточном механизме вследствие неправильного угла или большой глубины зацепления. б) Недостаточный вылет бойка или кольца автомата.	а) Привести к нормальной глубине зацепления, не более 5 мм. б) Привести к нормальному вылету бойка или кольца 5—6 мм. Зазор между бойком и выключающим рычагом должен быть в пределах 1,0—2,0 мм
3. Передаточные рычаги срабатывают, но стопорный клапан не закрывает	в) Неправильная установка передаточных тяг. а) Недостаточное натяжение пружины стопорного клапана б) Заедание золотника масляного выключателя стопорного клапана. в) Неправильная установка длины тяг при механическом выключении стопорного клапана. г) Неправильная сборка выключающего устройства стопорного клапана. д) Заедание штока стопорного клапана. В случае сальниковой набивки во втулке штока клапана дефект может быть вызван перекосом набивки из-за односторонней подтяжки её сальниковой буксой	а) Примечание. Для турбин 500 квт Хенди — 1,3—2 мм; для турбин 1 000 квт и 500 квт Вортингтон — 1,6 мм; для турбины Эллит — 250 квт — 1,5 мм; для турбины Вестингауз 250 квт — 1,6—2,4 мм. в) Провести правильную настройку автомата а), б), в), г — устранить неисправности. д) Установить правильные зазоры
4. Автомат срабатывает раньше достижения числа оборотов, на которые он установлен	а) Неправильная настройка автомата. б) Вибрация переднего подшипника турбины. Слабое натяжение пружины. в) Расцепление рычагов вследствие неправильного угла или недостаточной глубины зацепления. г) Остаточная деформация пружины автомата	а) Увеличить натяг пружины, после чего проверить действие автомата. б) Устранить вибрацию. в) Привести к нормальным условиям зацепления. г) Заменить пружину.
5. Автомат срабатывает при числе оборотов выше нормального	а) Неправильная настройка автомата. Увеличенное натяжение пружины. б) Настройка правильная, но имеются отложения окалины	а) Уменьшить натяжение пружины, после чего проверить действие автомата. б) Очистить и устранить возможности отложения

где

$$r = \frac{b_2 b_3 n_3^2 - b_2 b_3 n_2^2}{b_2 n_1^2 + b_3 n_2^2 - b_3 n_1^2 - b_2 n_3^2}; \quad (51)$$

$$f = \frac{b n_1^2 r}{n_2^2 r + b^2 n_2^2 - n_1^2 r^2}. \quad (52)$$

Здесь b_2 и b_3 — разности между натяжением, соответствующим числу оборотов и натяжениями, соответствующими числам оборотов n_2 и n_3 , измеренными по числу оборотов гайки, а b — разность между b_3 и b_2 .

При окончательной установке натяжение следует изменить на величину $(y - b_3)$.

Червячная пара

Указания по контролю за работой червячной пары

Проверить зацепление по краске; не менее 75% рабочей поверхности всех зубьев колеса должно быть после проворачивания ротора равномерно окрашено.

Измерить щупом или индикатором зазоры между зубьями (боковые и радиальные) и данные занести в формуляр.

Нормально боковой зазор (разбег) составляет 0,3—0,8 мм (в зависимости от размера шестерни), а радиальный зазор — 0,1—1 мм, но не менее 0,20 модуля.

Допуски червячной передачи

Допуски червячной передачи (2-й класс точности) приведены в табл. 48.

Таблица 48

Допуски червячной передачи

Отклонения и допуски	Модуль $m = \frac{s}{\pi} = \frac{D}{z}$ Допуск или зазор в мм	Межосевое расстояние червячной пары в мм				
		75—150	150—300	300—500	500—800	
		Допуск или зазор в мм				
Боковой зазор (разбеж) в мм	Минимально	—	90	150	240	350
	Максимально	2,25—4	380	450	550	650
		4—6	450	550	600	700
		6—10	600	650	700	800
		10—14	750	800	900	1 000
Предельное отклонение межосевого расстояния в мм	—	±50	±60	±70	±80	
Предельный перекос осей на ширине колеса в мм	2,25—4	—	15	—	—	
	4—6	—	20	—	—	
	6—10	—	25	—	—	
	10—14	—	30	—	—	

Примечание. s — шаг по зубьям; D — диаметр делительной окружности; z — число зубьев.

Таблица 50

Допуск на овальность и конусность шейки

Диаметр вала в мм	Допуск в мк	
	на овальность	на конусность
50—80	10	15
80—120	12	17
120—180	14	20
180—260	15	22
260—360	17	27

Таблица 51

Величина осевой игры валов

Расстояние между подшипниками в мм	100—400	400—600	600—800	800—1 000
Минимальная осевая игра	0,15	0,30	0,40	0,50
Максимальная осевая игра	0,30	0,45	0,60	0,75

Таблица 52

Допуски для редуктора

Объект проверки	Величина допусков или зазоров в мм	Примечания и дополнительные указания
Допуск на основной шаг	±0,1	Прилегание зубьев собранной передачи не должно быть меньше 75% длины зуба и 65% высоты зуба
Биение диаметра окружности выступов по отношению к шейкам не более	0,03	
Овальность не более	0,03	Правильность зацепления по натирам на зубьях проверяется после работы турбины вхолостую на малых оборотах, полных оборотах и после нагрузок $\frac{1}{4}$, $\frac{2}{4}$ и $\frac{3}{4}$ от номинальной

Таблица 49

Допуски зубчатых передач

Отклонения и допуски	Модуль m , величина допусков или зазоров в мм	Межцентровое расстояние в мм			
		100—200	200—400	400—800	800—12 000
Предельное отклонение межцентрового расстояния в мм	—	±50	±60	±70	±80
Наименьший боковой зазор в мм	—	70	110	190	270
Предельная непараллельность осей $l_1 \neq l_2$ (фиг. 28, а) (на ширине колеса) в мм	2,25—4	8	Для $B < 15m_n$	20	Для $B \geq 15m_n$
	4—6	12		25	
	6—8	15		30	
	8—10	25		35	
	10—14	35		45	
Предельный перекос осей $a_1 \neq a_2$ (фиг. 28, б) . .	2,25—4	6	Для $B < 15m_n$	15	Для $B \geq 15m_n$
	4—6	10		20	
	6—8	12		25	
	8—10	20		30	
	10—14	30		35	
на ширине (колеса) в мм					

Примечание. B — активная ширина колеса.

Примечание к табл. 49. При больших зазорах пару необходимо заменить. Боковой зазор для конических шестерён передачи к регулятору турбины Вестингауз 250 *кат* составляет 0,1—0,25 мм, а для турбин Вортингтон 500 и 1 000 *кат* 0,13—0,35 мм.

Проверку зацепления червячной пары необходимо производить при каждом среднем ремонте, а также после перезаливки подшипников, перецентровки агрегата и после смены червячной пары.

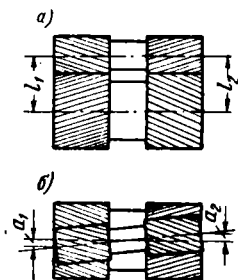
Редуктор скорости

Указания по контролю

Указания по контролю за работой редукторов приведены в табл. 49, 50 и 51.

Величины допусков, которыми следует руководствоваться при проверке редуктора, приведены в табл. 52.

Цилиндрические зубчатые колёса с косыми или шевронными зубьями.



Фиг. 28. Непараллельность и перекоос осей в зубчатой передаче

Проверка редуктора

Для проверки зацепления по натирам на зубьях рекомендуется несколько зубьев на обеих шестернях натереть смесью следующего состава: воды 560 г, медного купороса 140 г, серной кислоты 66° по Боме—70 г.

При составлении смеси кислоту медленно добавляют в воду и затем растворяют купорос.

Перед покрытием зубьев этой смесью (работу производят в резиновых перчатках) их поверхность следует промыть четырёххлористым углеродом. Если при проверке шевронных зубьев генераторной шестерни обнаружены натиры на венцах со стороны генератора, то вкладыш для смещения шестерни шабруют с этой же стороны. Если натиры наблюдаются на турбинном венце, следует подшабрить вкладыш шестерни со стороны турбины.

Величина подшабровки не должна превышать 0,1 мм.

Если натиры, полученные после максимальной допустимой шабровки вкладышей, будут меньше 75% длины зубьев, то шабруют рабочие поверхности для увеличения их контакта.

Смазка редуктора

Смазка редукторов обычно производится тем же маслом, что и смазка подшипников турбин и генератора.

Для улучшения работы зацепления увеличение вязкости масла у турбинных редукторов может быть осуществлено его дополнительным охлаждением. До этого на линии подвода масла к редуктору устанавливают дополнительный маслоохладитель.

Выбор вязкости смазки зависит от окружающей скорости v и предела прочности σ_d материала зубчатых колёс. Рекомендуемая вязкость смазки в градусах Энглера при температурах 50° приведена в табл. 53.

Таблица 53

Вязкость смазки в зависимости от окружающей скорости и прочности материала

Материал	σ_d в кг/мм ²	v в м/сек		
		5—12,5	12,5—15	25
Сталь	47—100	8	6	4,5
То же	100—125	11	8	6
»	125—158			
Сталь с цементированной или закалённой поверхностью . . .		16	11	8

Изменение вязкости масла марки турбинное 22п в зависимости от температуры приведено в табл. 54.

Таблица 54

Вязкость масла (по Энглери) в зависимости от температуры

Температура в °С	20	30	35	40	45	50
Вязкость	13	6,0	4,7	3,8	3,2	2,9

Вибрация турбогенераторов

Возможные последствия вибрации

При чрезмерной вибрации, как следствие, возможны:

- 1) усталость металла, вызывающая поломки валов или других частей ротора;
- 2) ослабление болтов или иных соединений с последующим увеличением вибрации;
- 3) отставание подливки фундаментных плит от фундамента с последующим увеличением вибрации;
- 4) образование опасных трещин в фундаменте или стенах здания;
- 5) чрезмерное нагревание подшипников;
- 6) ухудшение работы зубчатых передач;
- 7) нарушение коммутации тока на коллекторах;
- 8) нарушение изоляции обмоток, вылет лопаток, ослабление замков и др.

Внешний импульс, являющийся источником вибрации, называется возмущающей силой.

Возмущающая сила от небаланса равна центробежной силе неуравновешенной массы и определяется по формуле

$$C = \frac{Q}{g} \omega^2 R \text{ кг},$$

где Q — вес неуравновешенной массы в кг;
 g — ускорение силы тяжести, равное 9,81 м/сек²;

ω — угловая скорость ($\omega = \frac{\pi n}{30}$);

n — число оборотов в минуту;

R — радиус приложения неуравновешенной массы в м.

Устранение вибрации ротора, происходящей вследствие небаланса, производится уравновешиванием массы ротора балансировкой.

Контроль за вибрацией и допуски

Для контроля за вибрацией её замеряют в каждом подшипнике. Для этого должны быть использованы специальные приборы — вибрографы.

Различают три вида вибрации: поперечную — в горизонтальной плоскости в направлении, перпендикулярном оси машины, продольную — также в горизонтальной плоскости в направлении оси машины и вертикальную — в вертикальной плоскости, перпендикулярно к оси машины.

Оценка вибрации производится по наибольшей из трёх видов вибрации.

Для турбин, вновь принимаемых из монтажа, допускаемая ГОСТ 5908—51 вибрация не должна превышать величин, указанных ниже:

Режим работы турбины	Число оборотов в минуту		
	1 500	3 000	5 000 и более
	Величина вибрации двойной амплитуды в мк		
При холостом ходе (без возбуждения генератора)	90	60	30
При полной или половинной нагрузке	60	40	20

ГОСТ 5908—51 не распространяется на турбины, принимаемые после ремонта.

В табл. 55 приводятся нормы на вибрацию для турбин, находящихся в эксплуатации.

Таблица 55

Нормы на вибрацию (по ПТЭ)

Число оборотов в мин.	Максимальная величина вибрации двойной амплитуды в мк		
	Отлично	Хорошо	Удовлетворительно
1 500	40	60	80
3 000	20	30	50

Турбина, выходящая из монтажа и из капитального ремонта, должна иметь оценку не ниже, чем «хорошо»¹.

Вибрация всех подшипников должна измеряться²:

а) при вводе турбины в эксплуатацию после монтажа;

б) перед остановкой на капитальный ремонт и при вводе в работу после капитального ремонта;

в) при заметном повышении вибрации подшипников.

В случаях п. 4. «а» и «б» (табл. 56) вибрация измеряется при установившихся режимах: холостом ходе без возбуждения, холостом ходе с возбуждением, половинной и полных нагрузках.

Во время работы турбины измерения вибрации подшипников должны производиться в следующие сроки:

а) у турбин, имеющих оценку вибрации «отлично» и «хорошо», один раз в месяц;

б) у турбин, имеющих оценку вибрации «удовлетворительно», один раз в две недели.

Основные причины вибрации. Основные причины вибрации турбогенераторов, методы их обнаружения и устранения указаны в табл. 56.

Характер виброграмм³

Характер виброграмм может указать на возможные причины вибрации. Например, чистая синусоида показывает наличие одной какой-либо причины вибрации — небаланса, расцентровки и пр. Искажённая синусоида показывает, что имеется несколько причин, вызывающих вибрацию.

¹ Согласно п. 658 ПТЭ величина вибрации подшипников генератора и возбuditеля не должна превышать 0,07 мм при $n = 1\,500$ об/мин и 0,05 мм при $n = 3\,000$ об/мин.

² Нормы вибрации паровых турбин, работающих на электростанциях. Госэнергоиздат, 1952.

³ А. Н. Сверчков. Ремонт и наладка паровых турбин. Госэнергоиздат, 1954.

Таблица 56

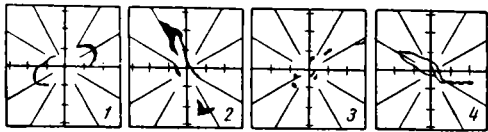
Причины вибрации турбин

Характер вибрации	Возможные причины	Способы проверки и устранения дефектов
1. Вибрация при пуске турбины. Вибрация увеличивается с числом оборотов и прекращается после длительной работы турбины	а) Неравномерный прогрев турбины б) Задевание при тепловых деформациях, отсутствие зазора между дисками	а) Не допускать прогрева турбины при неподвижном роторе. Во время пуска в случае появления вибрации надо понизить число оборотов до прекращения вибрации б) При кратковременных остановках турбины проворачивать ротор через полчаса на 180°. Довести зазор между дисками до нормы

Продолжение

Характер вибрации	Возможные причины	Способы проверки и устранения дефекта
2. Вибрация только при возбужденном генераторе. Спокойный ход при отсутствии возбуждения	в) Низкая температура масла, поступающего в подшипники	в) Удлинять время вращения ротора при низком числе оборотов для прогрева масла Включить воду на маслоохладитель после достижения маслом температуры 40°C
3. Вибрация при холостом ходе как с возбуждением, так и без него; уменьшается с нагрузкой. Возникает у среднего подшипника	г) Совпадение собственного числа колебаний деталей с колебаниями вала вследствие недостаточной жесткости стоек подшипников Заземление обмотки ротора генератора	г) При пуске быстро проходить число оборотов, сопровождающееся вибрацией, так называемое критическое число оборотов Проверить изоляцию ротора, найти поврежденное место и изолировать его. Работа должна производиться специалистом-электриком
4. Вибрация ясно заметна у генератора; наибольшая — у заднего подшипника	Неправильная центровка муфты, соединяющей роторы	Исправить центровку роторов по полумуфтам
5. Вибрация ясно заметна у турбины, наибольшая — у переднего подшипника	а) Загрязнение вентиляционных каналов ротора генератора б) Небаланс ротора генератора вследствие смещения обмоток или деформации капп в) Неуравновешенность возбудителя	а) Очистить ротор б) В случае механической исправности обмоток и капп произвести динамическую балансировку ротора при номинальном числе оборотов в) Проверить соединение якоря возбудителя с ротором генератора и внести необходимые исправления
6. Вибрация заметна у определенных подшипников	а) Напряжение в цилиндре вследствие неправильного присоединения паропроводов свежего пара или отбора, а также вследствие отсутствия возможности перемещения корпуса переднего подшипника при расширении турбины б) Неправильное соединение конденсатора с цилиндром; отсутствие компенсации тепловых удлинений в) Заедание в червячной паре привода регулятора и главного масляного насоса г) Заедание в уплотнениях вследствие недостаточных зазоров д) Искривление вала е) Неуравновешенность ротора вследствие повреждения или загрязнения лопаток ж) Ослабление крепления или трещины в деталях составного ротора: дисках, втулках, барабане и пр. з) Неуравновешенность ротора турбины	а) После остановки турбины разъединить паропровод и проверить в горячем состоянии отсутствие напряжений в соединении. Проверить возможность перемещений корпуса переднего подшипника б) Проверить возможность компенсации тепловых расширений в соединении конденсатора и цилиндра в) Проверить установку червячной пары и внести в случае необходимости исправления г) В случае лабиринтовых уплотнений вскрыть цилиндр и исправить зазоры. При угольных уплотнениях довести зазоры до нормы длительной работы при низком числе оборотов д) Проверить вал индикатором и в случае необходимости выправить е) Вскрыть цилиндр. Произвести балансировку ротора или его чистку ж) Проверить крепление барабана, дисков, втулок и других деталей на валу и произвести исправления з) Произвести динамическую балансировку ротора турбины на качающихся вкладышах
	а) Неплотное крепление вкладыша в корпусе подшипника б) Недостаточные зазоры между шейкой вала и вкладышем в) Отставание фундаментной плиты от фундамента и ослабление болтового крепления плиты к фундаменту	а) Проверить на свинец плотность крепления вкладыша крышкой подшипника и в случае необходимости увеличить натяг б) Проверить работу вкладыша и зазоры в нем на свинец и щупом. В случае необходимости произвести прихватку и увеличить зазоры сверху и развал в) Проверить плотность прилегания плиты к фундаменту и в случае необходимости произвести перезаливку фундаментной плиты. Подтянуть фундаментные болты

На фиг. 29 изображены фотозаписи виброметра типа Деви, определяющего вибрацию в двух направлениях (вертикальном и горизонтальном). Причины вибрации по характеру записи могут быть следующие.



Фиг. 29. Фотозапись виброметра

- 1. Случай чистой неуравновешенности, снятый на подшипнике. Этот случай характеризуется почти идеальной эллиптической формой фигуры движения, свидетельствующей о связанном с синусоидальным колебательным движением в обоих направлениях.
- 2. Фигура, показывающая влияние неуравновешенности одновременно с наличием вто-

- рой причины, которая обозначается пятнами концентрированного света вверху и внизу фигуры, свидетельствующими о том, что движение в этих точках замедлено.
- 3. Запись, снятая на среднем подшипнике. Концентрированные световые пятна, разбросанные по фигуре, свидетельствуют о ненормальной работе муфты.
- 4. Запись, показывающая эффект от наложения на вибрацию, обусловленную неуравновешенностью, какой-то неисправности при двойной частоте, которая возможна, например, из-за двойной жесткости ротора генератора. Если вибрация с двойной частотой станет более выраженной, то очертания фигуры примут форму цифры 8.

Неполадки в работе масляной системы и мероприятия по их устранению

Некоторые неполадки в работе масляной системы, причины их возникновения и способы устранения приведены в табл. 57.

Таблица 57

Неполадки в работе масляной системы

Неполадки и их признаки	Возможные причины неполадок	Способы устранения неполадок
<i>I. Вспомогательный масляный турбонасос</i>		
Остановка насоса во время его работы	1. Заедание вала насоса во втулках и уплотнениях из-за малых зазоров 2. Вылет лопаток 3. Повреждение упорных подшипников	1. Установить правильные зазоры 2—3. Разобрать и отремонтировать насос
Шум в насосе	1. Повреждение упорного подшипника 2. Искривление вала 3. Задевания в паровой и масляной частях насоса или вала за уплотнения 4. Работа с увеличенным против нормального числом оборотов	1—3. Отремонтировать насос и установить в нём правильные зазоры 4. Работать с нормальным числом оборотов
Недостаточная производительность насоса при нормальных параметрах пара	1. Засорение сетки на всасывании насоса 2. Засорения паровых сопел 3. Задевание ротора за неподвижные части насоса	1. Очистить сетки 2. Очистить сопла 3. Провести ревизию насоса
<i>II. Главный масляный насос</i>		
Ненормально высокий нагрев подшипников	1. Недостаточный зазор в подшипниках 2. Перекос вала шестерни 3. Грязь в подшипниках 4. Отсутствие или неправильное выполнение и расположение канавок на крышке и на торце корпуса насоса для отвода масла из впадин зубьев 5. Увеличенные радиальные зазоры между корпусом и шестернями 6. Отсутствие или неправильное выполнение канавок подвода и выхода смазки из подшипников	1—6. Провести ревизию насоса и устранить все дефекты
Ненормальный шум в насосе	1. Попадание в насос воздуха 2. Неправильное зацепление вследствие перекоса осей шестерён 3. Неправильная установка шестерён не по маркам 4. Неправильная профилировка зубьев	1. Выпустить воздух 2—3. Разобрать насос и устранить неисправности 4. Сменить шестерни или полностью насос
Нагрев и повреждение торцевой крышки корпуса насоса	Попадание в торцевой зазор мелких посторонних частиц или малый торцевой зазор	Разобрать насос, тщательно промыть и устранить неисправности
<i>III. Масляная система</i>		
Недостаточное давление масла, подаваемого в систему регулирования и подшипники	1. Увеличенные осевые и радиальные зазоры в главном масляном насосе 2. Увеличение утечки масла вследствие износа деталей регулирования и защитных устройств	1. Установить правильно зазоры. При необходимости сменить насос 2. Заменить все изношенные детали регулирования

Продолжение

Неполадки и их признаки	Возможные причины неполадок	Способы устранения неполадок
Выбивание масла из подшипников	3. Избыточные пропуски масла через предохранительные клапаны на маслопроводе к регулированию и подшипникам	3. Устранить все излишние утечки правильной установкой деталей регулирования
	4. Большой расход масла на подшипники, вследствие чрезмерно больших сечений дроссельных шайб к подшипникам	4. Подобрать и установить дроссельные шайбы нужных размеров (нагрев масла во всех подшипниках 10—13°C)
	5. Наличие неплотностей во всасывающем трубопроводе от масляного бака к насосу	5. Устранить неплотности
	6. Утечка масла через зазоры между вкладышами и шейкой вала	6. Установить правильные зазоры в опорных подшипниках
	7. Недостаточный подъём или заедание обратного клапана на всасывающем трубопроводе от бака к масляному насосу	7. Отрегулировать работу обратного клапана
	8. Утечки масла через обратный клапан напорного трубопровода от масляного насоса	8. Устранить неплотности
	9. Засорение фильтров и сеток, недостаточное проходное сечение у клапанов фильтров на линии всасывания масла из бака насосом	9. Очистить фильтры и сетки, установить нормальное проходное сечение клапанов
	10. Неправильное показание манометра (порча, забитые трубки и т. п.)	10. Проверить манометры
	1. Наличие зазора в стыке между крышкой и нижней половиной корпуса подшипника вследствие деформации крышки (излишний натяг ею вкладыша)	1. Проверить поверхность разъёма фланца. При наличии зазоров необходимо стык подшипника пришабрить или уплотнить асбестовым шнуром
	2. Чрезмерный зазор у гребней маслозащитных колец (щитов)	2. Установить нормальный зазор (0,10—0,20 мм) (для машин малой мощности — 0,05 мм)
Обводнение масла	3. Переполнение корпуса подшипника маслом, перелив масла через гребни маслозащитных колец	3. Увеличить сливные отверстия в корпусе подшипника и диаметр сливного трубопровода или его уклон в сторону слива
	4. Высокое давление масла, поступающего в подшипники	4. Снизить давление масла регулирующей предохранительного клапана (максимально допустимое давление 0,5 атм)
	5. Неудовлетворительная конструкция или плохое качество изготовления маслозащитных колец	5. Улучшить конструкцию кольца или установить дополнительное кольцо
	6. Повышенное давление воздуха и паров масла в корпусе подшипников	6. Просверлить отверстие в крышке подшипника и установить воздушник
	1. Попадание в корпус подшипника пара, выбиваемого из концевых уплотнений	1. Устранить неполадки в работе уплотнения
	2. Попадание в корпус подшипника воды из водяного уплотнения вследствие неудовлетворительной его работы	2. Устранить неполадки
	3. Попадание воды из маслоохладителей	3. Устранить неплотности

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

Особенности эксплуатации турбин

Длительность прогрева и пуска турбин

Время прогрева турбины определяется в зависимости от её конструкции на основании данных завода-изготовителя.

При отсутствии заводских указаний можно руководствоваться данными, приведёнными в табл. 58.

Пуск турбины после кратковременной остановки

Порядок пуска турбин средней и большой мощности различен в зависимости от продолжительности остановки турбины перед пуском, а именно:

а) после остановки продолжительностью не свыше 2 час., время прогрева может быть сокращено до 0,7 от нормального;

Таблица 58

Длительность прогрева и пуска турбины

Тип турбины	Прогрев на 200/300 об/мин	Повышение числа оборотов до нормального
Одноцилиндровая турбина среднего давления мощностью до 5 000 квт	15—20	20—30
Одно- и двухцилиндровые турбины среднего давления мощностью до 50 000 квт	15—30	20—40
Быстроходные турбины среднего давления с редуктором	4—5	5—10

б) после остановки, продолжавшейся от 2 до 24 час., время прогрева увеличивают до 1,5 раза от нормального;

в) в случае остановок продолжительностью свыше 24 час. может быть снова допущен нормальный прогрев.

Необходимость удлинения пускового времени турбин средней и большой мощности (выше 6 000 квт), имеющих роторы с большой массой, после остановок турбин объясняется тем, что при остывании остановленной турбины в верхней части её температура выше, чем в нижней. По этой причине вал приобретает временную кривизну с прогибом вверх. Прогрев ротора при вращении с малым числом оборотов способствует уменьшению теплового прогиба. Максимальный прогиб вала наблюдается через 5,5—14 час. после остановки.

Турбины малой мощности с коротким валом практически свободны от искривления ротора при стоянке после остановки при условии плотности паровой арматуры.

Обычно валоповоротное устройство работает после остановки турбины 2 часа.

В случае необходимости пуска турбины ранее чем через 24 часа после остановки валоповоротное устройство включается периодически через каждые $\frac{1}{2}$ —1 час для поворота ротора на полуокружность.

Работа конденсационных турбин в атмосфере

Турбины небольшой мощности при наличии задвижки между турбиной и конденсатором могут работать в исключительных случаях с выхлопом в атмосферу с нагрузкой до 40% от номинальной мощности при закрытой задвижке в течение не более 30 мин., а учитывая время пуска до —45 мин.

При отсутствии задвижки между турбиной и конденсатором работа в атмосферу не допускается.

Испытание автоматов безопасности¹

Испытания автомата безопасности следует производить в следующие сроки.

1. Для турбин, вышедших из ремонта, а также турбин, не работавших больше 10 дней подряд испытание должно быть произведено при первом пуске турбины.

2. Для турбин, работающих непрерывно, — по возможности через каждые 700 час. работы, но не реже чем через 1 000 час.

3. Для турбин, работающих с перерывами, — через каждые 10 дней при остановке турбины.

Испытание производят на холостом ходу турбины при отключённом генераторе от сети.

Перед испытанием необходимо произвести следующие проверки.

1. При нормальном числе оборотов турбины проверяется исправность работы клапанов и передаточного механизма. Предварительно сверяют показания тахометра турбины с показаниями контрольного ручного тахометра, проверяют работу главного регулятора путём повышения и понижения числа

оборотов осторожным воздействием на приспособление для изменения числа оборотов, а затем нажатием руки на выключатель автомата вызывают закрытие клапанов.

Мгновенное закрытие клапанов укажет на отсутствие заеданий в механизмах, а нормальное снижение числа оборотов — на плотность закрытия клапанов.

После того как указанные выше проверки дадут удовлетворительные результаты, производится испытание автомата безопасности путём повышения числа оборотов.

При проведении испытаний рекомендуется соблюдать следующие указания.

1. Испытание автоматов безопасности следует производить лишь в присутствии начальника машинного зала или его заместителя.

2. Во время испытания один человек должен наблюдать показания проверенного ручного тахометра, другой — воздействовать на рычаги регулирования числа оборотов, а третий — находиться около стопорного клапана с тем, чтобы закрыть его вручную в случае неисправности автоматического устройства.

3. Увеличение скорости вращения производить путём нажатия руки на золотник усилителя с целью увеличения открытия регулировочных клапанов. Недопустимо для увеличения скорости переставлять в крайнее положение приспособление для изменения числа оборотов.

4. Повышение числа оборотов должно происходить плавно, так как резкое увеличение может привести к превышению допускаемого предела в случае неисправности автомата безопасности.

5. Во время испытания автомата безопасности недопустимо повышать число оборотов выше предельного, указанного заводом-поставщиком.

6. Если при достижении предельного числа оборотов автомат безопасности не сработал, то необходимо немедленно освободить золотник усилителя и остановить турбину, воздействуя рукой на рычаги автомата (в крайнем случае закрыть стопорные клапаны вручную).

7. Если при испытании автомат действовал, то обязательно записать, при каком числе оборотов это произошло.

8. Для случая, указанного в п. 6, следует ослабить натяжение пружины регулятора, а если регулятор действовал при числе оборотов, меньшем предельного, то необходимо увеличить натяжение пружины, однако так, чтобы не превысить предельное число оборотов.

После изменения натяга пружины вторично произвести испытание.

9. Обратное включение автомата производить медленно и крайне осторожно. Число оборотов, при котором включается автомат, должно быть известно обслуживающему персоналу. Для турбин с числом оборотов 3 000 об/мин чаще всего эта величина несколько меньше 2 750—2 850 об/мин.

10. После ревизии или ремонта автомата безопасности следует два раза подряд убедиться в правильном его действии.

11. Если турбина имеет несколько автоматов безопасности, то необходимо произвести последовательно испытание всех автоматов.

¹ Подробные см. инструкцию ОРГРЭС. Проверка и настройка скоростных автоматов безопасности. Госэнергоиздат, 1947.

12. При испытании автомата безопасности турбин с регулируемым отбором пара и турбин с противодавлением регуляторы отбора и противодавления выключаются.

Меры предупреждения осевых смещений ротора

Увеличение осевого давления является одной из причин серьёзных аварий упорных подшипников и лопаточного аппарата. Ниже рассматриваются причины увеличения осевого давления при эксплуатации турбины.

В о д я н о й у д а р. Признаками водяного удара служат:

- 1) резкое падение температуры свежего пара;
- 2) выбрасывание влажного пара или брызг воды из вестовой трубы, уплотнений и из фланцев стыка турбины (со стороны высокого давления турбины);
- 3) металлический шум и удары в турбине;
- 4) понижение числа оборотов;
- 5) увеличение вибрации турбины;
- 6) повышение температуры масла при выходе из упорного подшипника и др., некоторые из признаков могут отсутствовать.

Причинами водяного удара могут быть: заброс воды из котлов, заброс воды из паропровода при недостаточном его прогреве и продувке включаемых холостых участков паропровода, а также заброс воды из подогревателей высокого давления при разрыве в

них трубок и порче обратного клапана на отборе.

При водяном ударе подача пара в турбину должна быть немедленно прекращена, чем можно предотвратить аварию упорного подшипника и повреждение лопаточного аппарата.

Увеличение зазоров в уплотнениях диафрагм (более 0,3—0,35 мм). Увеличение зазоров в стыках половинок диафрагм должно быть не более 0,10—0,25 мм. Большой зазор относится к последним диафрагмам.

Засорение лопаточного аппарата солями, которое приводит к увеличению давления пара впереди занесённой ступени по сравнению с нормальным давлением при том же расходе.

Для того чтобы турбина работала надёжно, необходимо периодически наблюдать за осевым положением ротора¹.

Осевой сдвиг ротора генератора вызывает колебания ротора генератора в подшипниках в осевом направлении либо ротор прижимается галтелью вала к торцу вкладыша одного из подшипников. Явление имеет место только в тех случаях, когда роторы генератора и турбины соединены подвижной муфтой.

¹ Аксиальное положение ротора согласно ПТЭ должно регулярно проверяться при холостом ходе и набирании турбиной нагрузки и при приёме — сдаче смены с занесением результатов в суточную ведомость.

Т а б л и ц а 51

Нормы на турбинные масла

Наименование показателей	Н о р м ы					Методы испытаний
	Турбинное 22п (турбинное Л с присадкой ВТИ-1)	Турбинное 22 (турбинное Л)	Турбинное 30 (турбинное ТУ)	Турбинное 46 (турбинное Т)	Турбинное 57 (турбо-редукторное)	
1. Вязкость кинематическая при 50°C в сст в пределах	20—23	20—23	28—32	44—48	55—59	ГОСТ 33—53
2. Кислотное число в мг КОН на 1 г масла не более . . .	0,02	0,02	0,02	0,02	0,05	ГОСТ 5985—51
3. Стабильность:						
а) осадок после окисления в % не более	0,05	0,10	0,10	0,15	—	ГОСТ 981—52
б) кислотное число после окисления в мг КОН на 1 г масла не более . . .	0,20	0,35	0,35	0,45	—	ГОСТ 981—52
4. Зольность в % не более . .	0,005	0,005	0,005	0,02	0,04	ГОСТ 1461—52
5. Скорость деэмульсации в мин. не более	8	8	8	8	8	ГОСТ 1321—41
6. Содержание водорастворимых кислот и щелочей . .	О т с у т с т в и е					ГОСТ 6307—52
7. Содержание механических примесей	О т с у т с т в и е					ГОСТ 6370—52
8. Температура вспышки, определяемая в открытом тигле, в °C не ниже . . .	180	180	180	190	195	ГОСТ 4333—48
9. Температура застывания в °C не выше	—15	—15	—10	—10	—	ГОСТ 1533—42
10. Натровая проба с подкислением в баллах не более	2	2	2	2	2	ГОСТ 6473—53
11. Содержание присадок ВТИ-1 в % в пределах	0,009—0,015	—	—	—	—	—
12. Прозрачность при 0°C . . .	П р о з р а ч н о е					См. примечание 1

П р и м е ч а н и я. 1. Масло, налитое в пробирку диаметром 30—40 мм, охлаждённое до 0°C, должно остаться прозрачным.
2. Отбор проб масла производится по ГОСТ 2517—42.

Масляная система турбогенераторов

Качество турбинного масла

Масла, заливаемые¹ в турбины, свежие или регенерированные, а также применяемые для смазки подшипников и вспомогательных частей турбоагрегата, должны удовлетворять требованиям ГОСТ 32—53.

а) Установлены по ГОСТ 32—53 следующие марки турбинных масел:

а) турбинное 22п (турбинное Л с присадкой ВТИ-1);

б) турбинное 22 (турбинное Л);

в) турбинное 30 (турбинное УТ);

г) турбинное 46 (турбинное Т);

д) турбинное 57 (турбoredукторное).

Масла турбинные должны удовлетворять требованиям, указанным в табл. 59.

Для контрольной пробы берут 1,5 л масла каждой марки.

Марка турбинного масла для турбогенератора выбирается согласно указаниям завод-изготовителей. В случае отсутствия указаний следует применять сорт масла согласно табл. 60.

Таблица 60

Рекомендуемый сорт масла для турбогенераторов

Наименование типов турбин	Рекомендуемый сорт масла
Турбины всех мощностей при числе оборотов в минуту 3 000 и более	Турбинное Л
Турбины всех мощностей при числе оборотов в минуту менее 3 000	Турбинное УТ
Турбины с редуктором при общей системе смазки и для редукторов при отдельной смазке их	Турбинное УТ

Турбинное масло считается пригодным для эксплуатации и не подлежит замене при ремонте при следующих показателях его качества.

1. Кислотное число не превышает 3 мг КОН/г масла при условии полной прозрачности масла.

2. Реакция водной вытяжки нейтральна.

3. Вязкость масла отличается от первоначальной не более чем на 2%.

4. Падение температуры вспышки не превышает 8°C против первоначальной.

Меры по улучшению состояния масла

1. В случае обнаружения воды в масле причина обводнения немедленно выясняется и устраняется, а масло подлежит сепарации до полной прозрачности. Если устранить обводнение не удаётся, то в качестве крайней меры предлагается включить сепаратор на постоянную работу для непрерывной сепарации масла.

2. Масло, находящееся в эксплуатации, должно обладать нейтральной реакцией водной вытяжки. При обнаружении кислотной реакции водной вытяжки из масла последнее промывается конденсатом или очищается сорбентами для достижения нейтральной реакции.

3. Масло не должно содержать взвешенного шлама. При обнаружении взвешен-

ного шлама в масле оно подлежит очистке при помощи фильтрации или сепарации центрифугой до полного удаления шлама.

Причины проникновения воды и воздуха в масляную систему

Удаление из масла воздуха и воды, а также исключение возможности работы при низких температурах — основные условия для удовлетворительной работы системы смазки. Проникновение воды в систему возможно: 1) по валу турбины из паровых или водяных лабиринтных уплотнений, 2) из водяных трубок маслоохладителя или с засасываемым влажным воздухом.

Воздух может попасть в масло через неплотности в насосе или из масляного резервуара при чрезмерно низком уровне масла в нём.

Шлам и эмульсии служат причиной коррозии масляной циркуляционной системы, а также неустойчивой работы регулирования.

Расход масла

Часовой расход масла на долив может быть принят по данным табл. 61.

Таблица 61

Часовой расход масла на долив в зависимости от мощности турбины

Мощность в кВт	Расход масла в г/квт	Мощность в кВт	Расход масла в г/квт
100—200	0,5	4 000	0,040
201—500	0,4	6 000	0,030
501—1 000	0,25	8 000	0,025
1 001—2 000	0,15	10 000	0,020
2 001—3 000	0,10	—	—

Количество потребного масла определяется по данным завода-изготовителя.

Средние величины ёмкостей масляных систем приведены в табл. 62.

Таблица 62

Средние величины ёмкостей масляных систем турбогенераторов

Мощность в тыс. квт	1,5	2,5	4,0	6,0	12,0 ¹
Ёмкость масляной системы в т	0,7—1,5	1,0—2,0	1,5—2,75	2,0—4,0	3,5—6,5

Промывка паровых турбин при заносе лопаток солями

Промывка турбины влажным паром под нагрузкой

При промывке необходимо обеспечить правильный выбор нагрузки (расхода пара), плавность снижения и повышения температуры пара, устойчивость режима промывки.

Некоторые общие указания, составленные по разработанной ОРГРЭС технологии промывки турбины под нагрузкой¹, приводятся ниже.

¹ Промывка паровых турбин при заносе лопаток солями котловой воды. Госэнергоиздат, 1954.

1. Промывку турбин следует производить при расходе пара 0,3—0,35 от номинального для турбин активного типа и 0,5—0,55 для реактивных турбин (радиального и аксиального типов).

В соответствии с принятым расходом пара устанавливается нагрузка турбины при промывке.

2. Скорость снижения температуры пара необходимо принимать равной 1°C в 1 мин., а скорости повышения температуры — $1,5^\circ\text{C}$ в 1 мин.

3. Снижение температуры поступающего в турбину пара должно быть таким, чтобы к лопаткам первой занесённой ступени пар поступал влажностью около 2%. Состояние пара при входе в турбину, исходя из указанной величины влажности, приблизительно определяется из построения теплового процесса турбины в *is*-диаграмме.

4. Промывка турбин при работе с постоянным открытием регулирующих клапанов является наиболее совершенной. Для осуществления её необходимо наличие дополнительной задвижки на паропроводе свежего пара для предварительного дросселирования пара.

Расход воды на увлажнение пара при промывке с постоянным открытием регулирующих клапанов определяется из уравнения

$$D_s = \beta K D_0^* \left(\frac{i_0 - i_{cm}}{C_0 - t_{ps}} \right) V \sqrt{\frac{T_0}{T_y}}, \quad (53)$$

где β — коэффициент, учитывающий неполноту испарения поступающей на увлажнение воды и увеличение расхода пара турбиной из-за снижения к. п. д. турбины при промывке. Величина β может быть принята равной 1,35;

K — коэффициент, характеризующий долю расхода свежего пара турбиной при промывке по отношению от номинального расхода ($K=0,30$ — $0,35$ для активных турбин и $K=0,50$ — $0,55$ для реактивных турбин);

D_0^* — номинальный расход свежего пара через турбину в *т/час*;

i_0 — теплосодержание свежего пара непосредственно перед увлажнением в *ккал/кг*;

i_{cm} — теплосодержание увлажнённого пара в *ккал/кг*;

T_0 — абсолютная температура пара перед увлажнителем;

T_y — абсолютная температура увлажнённого пара при конечном увлажнении.

Расход воды на увлажнение пара при промывке с постоянной нагрузкой

$$D_s = \frac{\beta_1 D_0^* (i_0 - i_{cm})}{i_{cm} - i_{ps}}, \quad (54)$$

где D_0^* — обозначения соответствуют приведённым ранее,

а $\beta_1 = \beta = 1,35$.

Для обеспечения большой надёжности и упрощения контроля за процессом смывания

солей промывку турбин с отбором пара рекомендуется осуществлять при конденсационном режиме. Подогреватель низкого давления может остаться включённым, если нет задвижки на линии подвода к нему пара.

Переход на режим промывки требует соблюдения следующих общих правил:

1) Режим для промывки устанавливается за 30—40 мин. до начала увлажнения пара. В течение этого времени производится установка ограничителей подъёма клапанов, измеряется вибрация подшипников, производятся измерения основных параметров и теплового расширения турбины.

2) В течение всего периода промывки надлежит осуществлять контроль за работой агрегата по показаниям контрольно-измерительных приборов. Записи наблюдений должны производиться через каждые 5 мин.

Периодически через каждые 30 мин. должны производиться измерения вибрации подшипников турбины и тепловых расширений цилиндра.

Отбор пробы конденсата для анализа на общую щёлочность производится вначале через каждые 5 мин., а в моменты интенсивного смывания солей — через 2,5 мин.

3) Контроль за промывкой турбин, работающих с противодавлением, осуществляется по показаниям солемера, устанавливаемого на паропроводе отработавшего пара вблизи турбины. Кроме того, для анализа на щёлочность на линии противодействия устанавливается проботборник для отбора пробы конденсата.

4) Конденсат турбины во время промывки направляется обычным порядком в котлы.

5) Продолжительность промывки турбины определяется характером отложений и химическим составом солей. Показателем того, что промывка окончена, может служить резкое понижение щёлочности до величины, имевшей место до начала увлажнения пара или близкой к ней.

Независимо от результатов промывки общая продолжительность работы турбины с момента достижения конечной температуры увлажнённого пара до начала повышения температуры не должна превышать 1,5 часа.

6) Так как в большинстве случаев поступающий на промывку пар является влажным насыщенным, контроль состояния пара после перехода его из области перегрева в область насыщения следует производить по замеру поступающей на увлажнение воды.

Увеличение расхода воды для насыщения пара должно производиться с таким расчётом, чтобы уменьшение степени сухости пара происходило со скоростью 1% за 5 мин.

При восстановлении номинальной температуры пара после окончания промывки уменьшение расхода воды на увлажнение производится с таким расчётом, чтобы в течение 10—15 мин. достигнуть состояния перегретого пара.

7) В случае необходимости остановки турбины во время промывки нужно пользоваться автоматом безопасности, после чего подача воды к промывочному устройству отключается закрытием водяного вентиля.

8) После окончания промывки и восстановления нормальных параметров пара уста-

новленная нагрузка турбины при промывке сохраняется в течение 30—40 мин. За это время производится контрольные замеры работы турбины.

9) Для суждения об эффективности промывки производится сопоставление давления пара в контрольной ступени (ступенях) после промывки с давлением при том же расходе свежего пара и его параметрах при чистом облопачивании.

Другие способы промывки турбин

1. Промывка остывшей турбины при пуске влажным паром (самопромывка). Смывание солей с лопаток турбины производится конденсатом, образующимся при соприкосновении пара с холодными поверхностями цилиндра и ротора.

В первоначальный момент прогрева турбины возможен даже отрыв отложений от поверхности лопаток.

Для обеспечения полного удаления солей с лопаток необходима остановка турбины на 2—3 суток. Поэтому промывка рассматриваемым способом приурочивается к остановке турбины на текущий ремонт.

Для получения наиболее благоприятных результатов самопромывки желателен пуск турбины с пониженной температурой пара по сравнению с номинальной. При этом время пуска увеличивается примерно в 2 раза против обычного.

Контроль за смытием солей с лопатки производится по анализу конденсата на общую щёлочность и содержание в конденсате.

2. Промывка турбин щелочным раствором. При отложениях на лопатках соединений кремниевой кислоты или других, не растворимых в воде солей, промывка турбин влажным паром не даёт положительных результатов. Очистка лопаток от соединений кремниевой кислоты механическим способом представляет значительные трудности и, кроме того, требует длительной остановки турбины со вскрытием цилиндра.

В этом случае на работающей турбине может быть применена промывка раствором едкого натрия или калия.

Для промывки рекомендуется применять 8—10%-ный раствор едкого натрия или калия. Этот раствор подаётся в турбину после увлажнения пара до температуры насыщения в таком количестве, чтобы в течение всей промывки (около 4 час.) содержание этих солей в паре составляло 400—500 мг/кг.

По окончании щелочной промывки должна производиться в течение не менее 2—3 час. водная промывка турбины влажным паром. Влажность пара перед стопорным клапаном должна составлять около 2%.

Конденсат турбины через 20—30 мин. после перехода на промывку влажным паром следует направлять в котлы.

По окончании промывки надлежит, не повышая температуры пара, остановить турбину и произвести дополнительную промывку штоков и втулок регулирующих и стопорного клапанов. С этой целью к месту отсоса пара от штоков этих клапанов подсоединяется трубопровод от питательной магистрали ра-

ботающего котла или другого горячего источника, имеющегося на станции.

Промывка клапанов производится в течение 20—30 мин. Во время промывки клапаны перемещают до полного открытия и закрытия (путём изменения давления масла перед сервомотором).

Общие указания по обслуживанию турбин

Первый пуск турбины

При пуске новой турбины необходимо обратить особое внимание на следующее.

1. В процессе сушки генератора на холостом ходу следует поддерживать вакуум таким, чтобы температура в выхлопном патрубке в турбинах небольшой мощности не превосходила 100—120°C и в мощных турбинах — 60°C.

Для достижения удовлетворительной температуры выхлопного пара в течение длительного периода работы турбогенератора вхолостую при сушке генератора рекомендуется снижение температуры свежего пара.

После сушки генератора и проверки защиты производится приём нагрузки. Первый приём нагрузки производится постепенно со скоростью не больше 5% от мощности агрегата в течение 5—10 мин. После достижения $\frac{1}{4}$ нагрузки, $\frac{1}{2}$ нагрузки и $\frac{3}{4}$ нагрузки агрегат должен длительно в течение нескольких часов работать при этих нагрузках.

2. В турбинах, работающих на паре невысоких параметров, изоляция цилиндра обычно производится после наладки турбины, перед первым пуском с приёмом нагрузки.

3. При пробных пусках турбины должен быть обеспечен тщательный контроль над тепловым расширением цилиндров турбины, а также контроль за смещением ротора.

4. При повышении числа оборотов ротора надо внимательно следить за температурой и количеством масла, выходящего из подшипников, за нагревом отдельных наружных элементов турбины и прослушивать цилиндр уплотнения, масляный насос, червячную пару, производя эти наблюдения через каждые 10—15 мин. По мере увеличения числа оборотов необходимо следить за величиной вибрации подшипников агрегата.

5. Время подъёма числа оборотов конденсационной турбины, работающей на паре невысоких параметров при первом и втором её пусках, должно быть увеличено против нормального до 1,5—2 час.

6. Температура масла на сливе из подшипников при работе турбины не должна превышать 65°C. Нормальный перепад температур масла (разность между температурой выхода и входа) на подшипники 10—15°C при температуре масла после маслоохладения 40—45°C. Одинаковые температурные перепады на всех подшипниках указывают на правильное распределение масла по подшипникам.

В случае пуска турбины при холодном масле её надо вращать со скоростью 200—300 об/мин без подачи воды на маслоохлад-

тель до тех пор, пока температура масла поднимается выше 20°C.

7. При работе турбины на номинальном числе оборотов следует проверить и занести в формуляр:

а) осевое положение роторов турбин по указателям;

б) величины вибрации подшипников по вибрографу или виброметру;

в) зазоры в расширительных болтах и тепловые расширения турбины;

г) число оборотов холостого хода турбины при выведенном синхронизаторе должно быть на 3% ниже номинального.

8. Во время работы турбины должен быть произведен тщательный внешний осмотр.

Работа агрегата должна удовлетворять следующим требованиям:

а) парение из вестовых труб не должно быть чрезмерным;

б) не должно иметь место парение из стыков цилиндров и паропроводов;

в) температура наружных и трущихся частей не должна быть выше 60°C (корпус регулятора скорости, корпус главного масляного насоса, крышки подшипников и др.);

г) не должны иметь место пропуски масла из отдельных точек системы;

д) не должно иметь место попадание воды в масляную систему агрегата.

9. При пуске турбины с отбором пара регулятор давления должен быть выключен и задвижка на трубопроводе отбора закрыта.

Включение отбора пара производится после принятия нагрузки путем медленного включения регулятора давления и открытия задвижки на трубопроводе отбора, после того как в камере отбора установится требуемое давление.

10. Турбина должна быть немедленно отключена воздействием на автомат безопасности в случаях:

а) возникновения внезапной сильной вибрации;

б) водяного удара;

в) воспламенения масла на турбине и невозможности быстро потушить огонь;

г) появления дыма из подшипников или генератора;

д) отказа в работе автомата безопасности при повышении числа оборотов до предельной величины, при которой он должен работать;

е) понижения уровня масла в баке за нижний предельный уровень;

ж) появления металлического шума в турбине;

з) осевого сдвига ротора, превышающего установленную для турбины предельную величину.

Контроль за заносом солями лопаточного аппарата

Занос рабочих лопаток солями вызывает:

а) уменьшение при неизменном положении регулирующих клапанов расхода пара, которое тем больше, чем сильнее занос лопаток;

б) увеличение при неизменном расходе пара турбиной давления перед занесенными ступенями, вследствие чего повышаются напряжения в диафрагмах, рабочих лопатках последних, занесенных ступеней и в упорном подшипнике.

Для предупреждения аварий из-за заноса солями необходимо руководствоваться следующим.

1. В случае обнаружения заноса лопаток солями должен быть организован контроль за давлением пара не менее чем в двух ступенях каждой турбины при неизменном расходе пара. Для этого необходимо регистрировать раз в сутки в специальном журнале параметры работы турбины при постоянном расходе пара (примерно на 15% ниже номинального), при одинаковых начальных параметрах пара и неизменной схеме регенерации. Для турбин с регулируемым отбором пара регистрация параметров должна производиться для двух расходов пара, а именно:

а) для близкого к максимальному расходу пара через часть низкого давления—ч. н. д.;

б) для близкого к максимальному расходу через ч. н. д. (после регулируемого отбора).

Регистрация параметров для контроля должна производиться по прилагаемой ниже форме, причём первая запись должна относиться к чистым лопаткам (после ремонта).

Подсчёт относительного увеличения давления пара в контрольной ступени для постоянного расхода пара производится по формуле

$$\Delta P = \frac{P_{\kappa}^{\text{зан}} - P_{\kappa}^{\text{чист}}}{P_{\kappa}^{\text{чист}}} 100\%,$$

Форма регистрации параметров для контроля

Турбогенератор №...

№ по пор.	Дата и время записи	Расход свежего пара в т/час	Расход пара через ч. н. д. (после регулируемого отбора) в т/час	Давление свежего пара в ат	Температура свежего пара в °C	Давление в регулируемом отборе в ат	Давление отработавшего пара в ат	Давление в контрольных ступенях в ат (указывается место замера давления)		Относительное увеличение давления пара в контрольных ступенях в %	
								№ 1	№ 2	№ 1	№ 2

где $P_{\kappa}^{\text{зан}}$ и $P_{\kappa}^{\text{чист}}$ — давление пара в соответствующей контрольной ступени при занесенных и чистых лопатках в *ата*.

2. Предельное увеличение давления в контрольной ступени по сравнению с чистыми лопатками при одинаковом расходе пара установлено техническим управлением МЭС (если на это нет специальных указаний завода-изготовителя):

а) для активных турбин среднего давления (до 30 *ата*) 15%;

б) для реактивных турбин среднего давления 20%.

3. Запрещается при заносе сечений лопаток увеличение расхода пара через турбину за счёт имеющегося резерва в ходе клапанов или за счёт повышения начального давления пара. Открытие клапанов как основных, так и перегрузочных при заносе солями не должно превышать величин, соответствующих номинальной мощности турбины для чистых лопаток.

4. При снижении номинальной мощности турбины в результате заноса лопаток солями, а также при повышении давления в контрольной ступени до величин, указанных в п. 2, надлежит организовать промывку турбины под нагрузкой или принять другие меры к удалению солей с лопаток.

Предупреждение повышения давления в камерах регулируемых отборов

Во избежание аварий вследствие повышения давления в камерах регулируемых отборов турбин необходимо:

1) обеспечить наличие предохранительных клапанов на линиях отбора. Предохранительные клапаны должны быть установлены между турбиной и задвижкой на отборе пара;

2) обеспечить наличие в перепускных клапанах регулирования специальных отверстий для пропуска пара в ц. н. д. при посадке этих клапанов или наличии ограничителей посадки этих клапанов.

Установка ограничителей должна отвечать низшему положению, которое перепускные клапаны занимают при максимально допустимом количестве отбора для данной турбины и при нагрузке, указанной в инструкции завода-изготовителя для этого режима;

3) снять клапаны, ограничивающие доступ пара в ц. н. д., выключить их привод из системы регулирования, а также выключить регулятор давления, если турбина с регулируемым отбором пара предназначена для длительной работы на конденсационном режиме без отбора.

Система регулирования

1. Соединения и крепления всех деталей системы регулирования должны быть прочно и надёжно закреплены контргайками против самоотвинчивания.

2. В случае обнаружения пропуска масла из сервомоторов на штоки и втулки клапанов необходимо при первой же остановке турбины устранить её.

3. При обнаружении роста или коробления чугуновых втулок регулирующих и стопорных клапанов последние должны быть заменены стальными втулками из среднеуглеродистой, хромоникелевой или жароупорной стали в зависимости от температуры свежего пара.

4. В случае если обнаружится коробление штоков клапанов, штоки должны быть выправлены с последующим высоким отпуском при 550—650°C.

5. Неподающиеся выправлению штоки должны быть заменены новыми, причём шток должен всегда иметь более твёрдую поверхность, чем втулка. Новые штоки, изготавливаемые в мастерских электростанций или заводов, должны подвергаться термической обработке путём прогрева при 550—650°C.

6. В случае обнаружения заедания стопорного клапана турбина должна быть немедленно остановлена. Повторный пуск турбины может быть произведён только после устранения дефектов и обеспечения плотной посадки стопорного клапана.

Червячная пара

1. При обнаружении на рабочей поверхности червяка трещинок червячная пара должна быть сменена в кратчайший технически возможный срок.

2. При износе червяка или шестерни червячную пару желательно заменить комплектно.

3. При обнаружении цветов побежалости на червяке необходимо проверить работу системы смазки.

4. Конец сопла, подающего масло на зацепление червячной пары, должен находиться в положении, обеспечивающем правильное направление струи масла.

5. Присутствие в масляных фильтрах бронзовой стружки или пыли указывает на начавшийся износ червячной шестерни. В этом случае должна быть установлена причина износа для принятия необходимых мер.

Масляная система

1. Трубы и фланцы паропроводов и других горячих поверхностей, находящихся вблизи маслопроводов турбины, должны быть тщательно изолированы с покрытием слоя изоляции раствором жидкого стекла.

2. На фланцах, из которых масло при повреждении прокладки может попасть на горячие части или струя пара может попасть на маслопроводы и масляный бак турбины, должны быть установлены отбойные щитки.

3. Должно быть установлено тщательное наблюдение за плотностью и прочностью соединений частей маслопровода. Пайка оловянным припоем деталей этих соединений не допускается.

4. Вибрация маслопроводов должна быть устранена путём тщательного их закрепления. Для компенсации расширений на маслопроводах должны быть установлены компенсаторы.

5. Каждую смену должна производиться обтирка частей турбины, маслопроводов, масляного бака и площадок около агрегата.

6. Вблизи турбины должно всегда находиться несколько огнетушителей, которыми вахтенный персонал должен уметь пользоваться.

Масляные фильтры

Во время смены масляных фильтров и в течение нескольких часов после их смены необходимо внимательно наблюдать за температурой подшипников и давлением масла в системе.

1. Должно быть обеспечено поддержание нормального уровня масла в масляном баке, для чего:

а) уровень масла в баке должен систематически проверяться (не реже одного раза в час);

б) доливка масла в бак должна производиться при снижении уровня до установленной отметки с записью количества доливаемого масла в оперативном журнале;

в) должны быть установлены звуковые и световые сигналы низшего допустимого уровня масла в баке.

2. Маслоохладители турбин при капитальных ремонтах необходимо подвергать гидравлическому испытанию. На корпусах маслоохладителей должны быть установлены краны для подсоединения контрольного манометра.

3. Для нормальной работы вспомогательного турбомасляного насоса необходимо обеспечить:

а) присоединение паропровода к турбинке до главной пусковой задвижки по ходу пара;

б) надлежащую изоляцию паропроводов к турбинке маслонасоса;

в) постоянный отвод дренажа из паропровода, идущего к турбинке и из корпуса турбинки;

г) наличие манометра на паропроводе между пусковым вентилем и соплами турбинки;

д) подачу масла ко всасывающему патрубку насоса под статическим напором;

е) наличие отверстия диаметром 5—6 мм в нагнетательной камере насоса для перепуска из неё части масла в бак.

4. При ремонте турбины в качестве обтирочного материала должны употребляться только специальные салфетки или мытые сортированные тряпки с подрубленными концами.

5. Применение для промывки масляной системы керосинового контакта и керосина или каустика запрещается.

6. Для уплотнения поверхностей разъёма крышек подшипников следует применять шеллак или бакелитовый лак.

7. Концы очищенных и промытых маслопроводов до их сборки следует забивать деревянными пробками.

8. Задвижки и вентили масляной системы турбины, пользование которыми производится только в необычных случаях, должны быть запломбированы.

9. Все неоперативные переключения по масляной системе турбины должны производиться под руководством старшего мастера с ведома дежурного инженера станции.

Диски, лопатки и диафрагмы¹

1. При повреждении не более одной-двух рабочих лопаток повреждённые лопатки удаляются, соответствующее количество лопаток удаляется с диаметрально противоположной стороны диска. Остальные лопатки тщательно осматриваются.

2. При необходимости удаления всех лопаток данной ступени пазы для хвостов лопаток не должны оставаться открытыми. При полном удалении лопаток паз должен быть заполнен промежуточными телами, а при вырубке лопаток оставшиеся в пазу отрубленные концы должны быть обточены резцом.

3. При удалении рабочих лопаток какого-либо диска не допускается удаление диафрагмы, установленной перед этим диском, во избежание перегрузки предыдущей ступени.

4. В случаях удаления рабочих лопаток или диафрагм должен быть проверен расчёт проточной части для установления допустимой нагрузки турбины.

5. При балансировке роторов не следует допускать сверлений дисков или каких-либо наварок на них.

6. Заварка каких-либо трещин в рабочих дисках является во избежание крайне тяжёлых аварий совершенно недопустимой. Вопрос об оставлении в работе повреждённых дисков решается после тщательного исследования повреждения.

Параметры установки

1. Не допускается без согласования с заводом-изготовителем работа турбин с повышенными против номинальных начальными параметрами пара, пониженным против номинального противодавлением, а также перегрузка турбогенератора.

2. Не следует допускать работы турбогенератора при пониженной частоте без снижения его мощности.

Предохранение остановленной турбины от коррозии

Чтобы предохранить остановленную турбину от коррозии из-за проникновения пара и воздуха, необходимо сообщить паропровод перед турбиной с атмосферой путём установки атмосферной линии на ближайшем к турбине участке между двумя запорными задвижками.

Размеры атмосферных линий могут быть взяты согласно данным табл. 63.

Таблица 63

Размеры атмосферных линий

Диаметр трубопровода в мм . .	100	200	300
Диаметр атмосферной линии в мм	25	32	40

Атмосферные линии, служащие для обеспечения соответствующих участков установки, должны быть открыты в течение всего периода стоянки турбины.

При остановке турбины на срок свыше

¹ Руководящие указания по перелопачиванию роторов паровых турбин. НКЭС, Госэнергоиздат, 1941.

пяти дней, кроме обеспаривания; нужно немедленно провести следующие мероприятия:

1) тщательно закрыть все паровые задвижки и вентили, как главные, так и обводные, на паропроводах свежего и отборного пара и пара противодавления;

2) отключить запорными вентилями все дренажные линии в пределах турбинной установки от общих сборных дренажных линий и баков. Все дренажи, имеющие продувку в атмосферу, также должны быть тщательно закрыты;

3) открыть все вентили на атмосферных линиях обеспаривания, установить заглушки на паровых и дренажных линиях, не имеющих обеспаривающих устройств;

4) освободить от воды (в случае надобности, применяя сжатый воздух) участки паропроводов и дренажных трубопроводов в пределах турбинной установки, участки внутренних объемов турбины, где скопился конденсат, сборник конденсата и трубки конденсатора;

5) удалить воду из всех водоводов в пределах турбинной установки (кроме противопожарных);

6) удалить воду из подогревателей, расширителей, воздухо- и маслоохладителей, водяных камер конденсаторов и т. д., а также из корпусов центробежных насосов и вспомогательных турбин;

7) очистить и покрыть ровным тонким слоем противокоррозийной смазки (обезвоженный вазелин или тавот) все наружные части турбины и элементы установки, например, детали регулирования, парораспределения и т. п.;

8) при длительной остановке турбины (до трёх месяцев) в условиях низких температур (зимой) следует применять дополнительную сушку проточной части горячим воздухом для поддержания температуры турбины и конденсатора на 5°C выше температуры окружающего воздуха.

Сушка горячим воздухом осуществляется нагнетанием в неработающую турбину воздуха температурой, превышающей температуру окружающего воздуха на 10—15°C. Подача воздуха производится вентилятором с калорифером. Воздух отводится через концевые уплотнения, вестовые трубы и через отблоченный от конденсатора патрубок отвода конденсата.

Подогрев воздуха целесообразно производить электронагревателем.

Ориентировочные данные для расчёта электронагревательной установки приведены в табл. 64.

Таблица 64

Данные для расчёта электронагревательной установки

Поверхность корпуса турбины (включая выходной патрубок) в м ²	5	10	20	30
Расход воздуха в м ³ /мин	3,5	4,5	6,5	10,5
Мощность, расходуемая на привод вентилятора (при напоре вентилятора 200 мм вод. ст.) в кВт	0,5	1,0	2,0	3,0
Мощность электродвигателя в кВт	0,625	1,25	2,5	3,75
Диаметр воздухопровода в мм	60	80	125	150

Для сушки внутренней полости турбины также применяют специальные влагопоглотители, преимущественно зернённый кусковой прокалённый хлористый кальций, а при отсутствии его — негашёную известь или силикагель.

Количество потребного безводного влагопоглотителя на 1 м³ внутреннего объёма турбины и конденсатора составляет:

Хлористого кальция	0,5—1,0 кг технического продукта
Силикагеля	1,0—1,5 кг технического продукта
Негашёной извести	2,0—3,0 кг технического продукта

Негашёная известь применяется в виде кусков с содержанием СаО не менее 50%; известь измельчают до кусочков размером 10—30 мм и отсеивают от более мелких частиц. Противни для влагопоглотителя изготавливаются с высокими бортами (размеры 800 × 300 × 150 мм). Объём противней должен в 2—3 раза превышать объём загружаемого в них влагопоглотителя.

Перед установкой противней с влагопоглотителем закупоривают концевые уплотнения цилиндров турбины с помощью промасленной набивки и ставят заглушки на вестовых трубах.

При выводе турбины из работы на срок более трёх месяцев следует защищать детали турбины и вспомогательного оборудования нанесением противокоррозийных смазок.

Для этого турбина и её отдельные узлы подвергаются очистке от отложений солей, шлама, окислов железа и т. п. в объёме полного капитального ремонта.

Примечание. Более подробно о предупреждении турбин от коррозии см. «Руководящие указания по защите теплосилового оборудования от коррозии во время выхода его из работы». Госэнергоиздат, 1951.

Общие указания по технике безопасности и противопожарным мероприятиям при эксплуатации турбинных установок

Ниже приводятся общие указания по технике безопасности и противопожарным мероприятиям, которые необходимо соблюдать при эксплуатации турбин.

1. Автоматы безопасности турбин должны своевременно испытываться и правильно устанавливаться в соответствии с указаниями ПТЭ.

2. Подъёмный кран должен иметь шнуровую книгу с записью в ней, что кран разрешён техническим инспектором к работе после испытания грузом, на 25% превышающим вес наиболее тяжёлой части турбогенератора.

Правила работы с подъёмным краном должны быть подробно изложены в специальной инструкции. Сроки периодических испытаний кранов устанавливаются инспектором Котлонадзора.

3. Прочность перекрытий, на которые во время ремонта турбогенератора устанавливаются его части, должна быть проверена расчётом, а величины допустимых для установки на перекрытиях грузов должны быть известны персоналу. Козлы и подставки для установки деталей также должны быть

проверены расчётом на соответствующие грузы.

4. Все подъёмные приспособления (тали, блоки, домкраты) должны содержаться в исправности и испытываться в установленные сроки, о чём должны быть сделаны записи в книге подъёмных механизмов.

5. Персоналу должны быть точно известны величины допускаемых нагрузок для всех тросов и канатов. Неисправные тросы и канаты необходимо немедленно исключать из числа допущенных в эксплуатацию.

6. Запрещается находиться под мостовым краном, несущим груз.

7. Аварийное освещение необходимо проверять один раз в смену. На рабочих местах всегда должны находиться исправные аккумуляторные или керосиновые фонари. Пользоваться переносными лампами напряжением более 12 в воспрещается.

8. Все горячие трубопроводы, баки и другие элементы оборудования, могущие причинить ожоги персоналу, необходимо изолировать.

Фланцевые соединения паропроводов и трубопроводов горячей воды, особенно у рабочих мест, должны быть снабжены изоляционными чехлами.

9. На оборудовании и трубопроводах, находящихся в резерве и ремонте, должны быть вывешены соответствующие таблички. Вентили и задвижки, ведущие к трубопроводам, находящимся в ремонте, следует закрывать с помощью цепей на замки.

10. Запрещается производство ремонтов на работающем оборудовании и трубопроводах, находящихся под давлением.

11. У всех рабочих мест должны быть вывешены схемы обслуживаемого оборудования и

обеспечено наличие инструкции по обслуживанию, включая противоаварийные и противопожарные.

Вентили на трубопроводах должны иметь надписи, указывающие назначение, направление закрытия стрелки и номера в соответствии со схемой трубопровода.

12. Включение паропроводов следует производить медленно и осторожно, с достаточным предварительным прогревом и дренированием.

13. Воспрещается стоять без нужды вблизи от вращающихся агрегатов, подходить к работающим агрегатам в расстёгнутой одежде, а также с папиросой, прикасаться к вращающимся частям оборудования, токоведущим частям генератора, кабелям и осветительным проводам, опираться на работающие электродвигатели и становиться ногами на подшипники работающих электродвигателей и насосов.

14. Ограждения лестниц и площадок должны быть прочными и ступени плотно закреплены. Не допускается открытых неограждённых люков. Переносные лестницы должны удовлетворять правилам техники безопасности.

15. Муфты, соединяющие электродвигатели с насосами, должны иметь ограждения.

16. Проходы для обслуживания не следует загромождать посторонними предметами.

17. Вблизи турбины должно всегда находиться несколько огнетушителей.

П р и м е ч а н и е. Кроме перечисленных основных правил техники безопасности и противопожарных мероприятий необходимо руководствоваться специальными инструкциями и сборником директивных материалов технического управления МЭС СССР за 1951 г.

ЛОКОМОБИЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЛОКОМОБИЛЕЙ

Локомобиль представляет собой паросиловую установку, состоящую из парового котла, паровой машины и вспомогательных устройств, объединённых в один агрегат.

Локомобильные установки получили широкое распространение во многих отраслях народного хозяйства СССР. Преимуществами локомобилей являются: компактность, невысокая стоимость, простота обслуживания и ремонта.

Локомобили могут быть приспособлены для работы на любом виде топлива.

Локомобили разделяются на передвижные и стационарные. Классификация локомобилей в соответствии с ГОСТ 3492—46 приведена в табл. 1.

Локомобили, указанные в табл. 1, работают на перегретом паре. Локомобили типа П работают на выхлоп. Передача мощности в локомобильных установках осуществляется ремнём с одного или двух маховиков (шкивов) с возможностью вращения в любую сторону. Передача мощности от локомобилей СК,

СТК, СТ может быть осуществлена непосредственно генератору.

Локомобили П могут работать с противодавлением до 0,5 *ати*; эти локомобили выполняются на колёсном ходу или на подставках для стационарной работы.

Т а б л и ц а 1
Классификация локомобилей и основные данные

Наименование типов локомобилей (по ГОСТ)	Условное обозначение типа	Номинальная (максимально продолжительная) мощность локомобиля в э. л. с.						
Передвижные . .	П	18	25	38	53	75	—	
Стационарные силовые конденсационные	СК	125	175	250	350	500	700	
Стационарные теплофикационные с промежуточным отбором пара и с конденсацией . . .	СТК	125	175	250	350	500	700	
Стационарные теплофикационные с противодавлением . . .	СТ	125	175	250	350	—	—	

Таблица 2

Мощность и количество отработавшего пара от локомотива СТК

Номинальная мощность локомотива в э. л. с.	125	175	250	350	500	700
Мощность при максимальном отборе пара давлением 3,0 атм в э. л. с. .	85	120	170	240	340	480
Максимальный отбор пара давлением 3,0 атм в кг/час . .	450	600	850	1 200	1 500	2 200

Примечание. Мощность колеблется в зависимости от количества и давления отбираемого пара. При снижении давления и количества отбираемого пара мощность соответственно увеличивается.

Таблица 3

Мощность и количество отработавшего пара от локомотива СТ

Номинальная мощность локомотива в э. л. с.	125	175	250	350
Мощность при противодавлении 3,5 атм в э. л. с. . .	85	115	170	220
Количество отработавшего пара при противодавлении 3,5 атм в кг/час	1 000	1 300	1 900	2 500

Примечание. При снижении противодавления отработавшего пара значения мощности соответственно увеличиваются.

Таблица 4

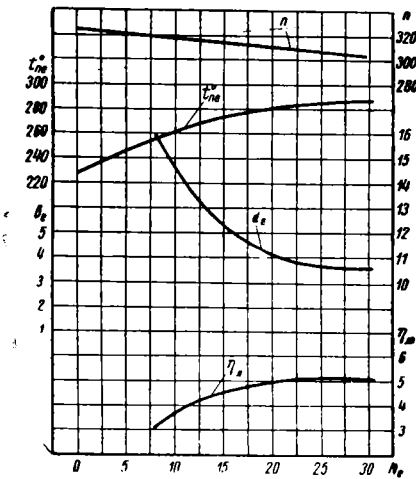
Основные характеристики некоторых импортных локомотивов

Наименование величин	Вольф 550 л. с.	Эрсте-Броннер 395 л. с.	Грама-VI 330 л. с.	Вольф 140 л. с.	Сампо 200 л. с.
Мощность максимально продолжительная в э. л. с. . .	550	395	330	140	200
Число оборотов в об/мин. . . .	187	200	190	310	200
Рабочее давление пара в котле в кг/см ²	15	15	12	15	12
Температура пара в °С	350	350	320	350	330
Поверхность нагрева котла в м ²	90,9	120	70	40	50
Поверхность нагрева пароперегревателя в м ²	86,7	40	60	34,5	40
Расход пара в кг/э. л. с. ч	4,8	4,9	5,1	7,8	6
Расход воды на конденсацию в м ³ /час	75	60	60	—	40
Общий вес локомотива brutto в т	65	46	41	20	32

Для локомотивов СТК по ГОСТ 3492—46 мощность при соответствующем промежуточном отборе пара указана в табл. 2.

Для локомотивов СТ мощность и количество отработавшего пара указаны в табл. 3. Технические характеристики и параметры пара передвижных и стационарных локомотивов приведены в табл. 4—6.

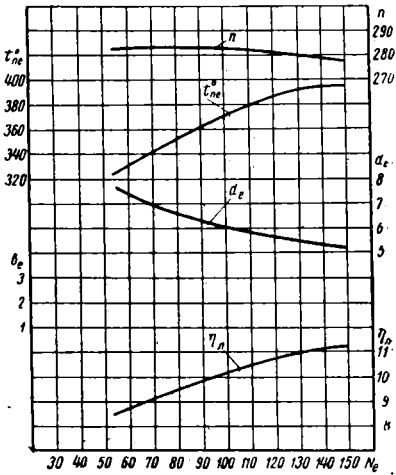
Характеристики локомотивов П-25, СК-125, СК-250 и СК-350 приводятся на фиг. 1—4, где показаны удельные расходы топлива и пара, температуры перегрева, числа оборотов вала и термический к. п. д. локомотива в зависимости от нагрузки машины.



Фиг. 1. Характеристика локомотива П-25:

- N_e — эффективная мощность;
- n — число оборотов вала в мин.;
- t_{pe} — температура перегретого пара;
- d_e — удельный расход пара на эффективную л.с.ч.;
- η_e — к. п. д. локомотива

На фиг. 5 приведена характеристика локомотива СТ-350, на которой показаны удельный эффективный и полный расход пара при работе машины на выхлоп и с противодавлением 1,0; 2,0 и 3,5 атм в зависимости от нагрузки машины.



Фиг. 2. Характеристика локомотива СК-125:

- N_e — эффективная мощность;
- n — число оборотов вала в мин.;
- t_{pe} — температура перегретого пара;
- d_e — удельный расход пара на эффективную л.с.ч.
- η_e — к. п. д. локомотива

Характеристики передвижных локомотивов

Таблица 5

Наименование величин	Тип локомотива								
	П-25	П-38	П-75	4ЛП-20	ПС-25	П-1	П-3	А-5	Д-3
Общие данные									
Мощность в л. с.:									
номинальная	25	38	75	25	25	38	75	29	57
максимальная (1,2 номинальной)	30	45	90	30	30	45	90	35	73
Число оборотов коленчатого вала в об/мин	300	375	280	300	300	300	280	160	150
Степень неравномерности при номинальной мощности	1:50 и 1:80	1:80	1:100	1:50	1:50	1:100	1:100	1:30	1:80
Давление пара в котле в атм.	13	15	12	13	13	12	12	10	10
Температура перегрева в °С	260—280	320	330	300	300	280	330	—	—
Габаритные размеры в мм:									
длина	4 560	4 560	4 375	3 672	3 537	4 140	4 375	3 965	4 600
ширина	1 560	1 560	1 976	1 540	1 766	1 765	1 976	1 850	2 034
высота с опущенной трубой	2 520	2 570	3 191	2 365	2 808	2 520	3 191	2 900	3 150
Вес в т	3,6	3,8	7	3,2	3,95	5,4	7	6	10,5
Паровой котёл									
Поверхность нагрева в м²	8,35	8,35	21,7	9,5	9,5	12,12	21,7	15,5	29,9
Площадь колосниковой решётки в м²	0,53	0,56	0,88	0,46	0,56	0,56	0,88	0,6	0,94
Внутренний диаметр барабана в мм	684	684	874	684	702	702	874	850	920
Толщина стенки барабана в мм	8	8	9	10	8	8	9	10	10
» шинельного листа » »	10	10	11	10	10	10	11	10	12
» потолка топки » »	16	16	20	10	16	16	20	16	20
» трубных решёток » »	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Дымогарные трубы:									
количество в шт.	15	15	60	15	27	27	60	30	54
диаметр в мм	70×3	70×3	51×2,5	70×3	60×3	60×3	51×2,5	60×3	60×3
длина » »	1 830	1 880	2 020	1 830	2 020	1 620	2 020	2 240	2 515
Дымовая труба:									
диаметр в мм	268	268	368	250	270	270	368	300	350
высота над колосниковой решёткой в мм	4 260	4 260	6 630	4 557	4 283	4 840	6 630	4 500	7 500
Пароперегреватель									
Поверхность нагрева в м²	3,47	5,7	10	3,5	3,5	5,7	10	—	—
Диаметр труб в мм	25×2,5	25×2,5	25×2,5	25×2,5	25×2,5	25×2,5	25×2,5	—	—
Питательные приборы									
Питательный насос:									
диаметр плунжера в мм	32	32	40	30	35	35	40	55	58
ход плунжера в мм	40	40	72	50	50	50	72	80	90
инжектор №	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Паровая машина									
Диаметр цилиндра в мм	140	140	210	140	140	160	210	200	200
Ход поршня в мм	230	230	340	230	240	270	340	330	330
Коленчатый вал:									
Коренные шейки:									
диаметр в мм	70	70	100	—	80	80	100	75	110
длина » »	150	150	210	—	150	150	210	150	250
Мотылевая шейка:									
диаметр в мм	75	75	110	75	90	90	110	75	112
длина » »	75	75	110	75	90	90	110	75	110
Маховики:									
количество	1	1	1	1	1	1	1	1	2
диаметр в мм	1 100	1 100	1 600	800	800	1 260	1 600	1 500	1 700
ширина обода в мм	180	180	250	180	180	180	250	180	280
Колёсный ход									
Диаметр колёс в мм:									
переднего	900	900	900	900	900	900	900	480	480
заднего	1 100	1 100	1 200	1 100	1 200	1 200	1 200	1 000	1 000
Ширина обода в мм:									
переднего	150	150	220	140	180	180	220	220	220
заднего	150	150	220	140	180	150	220	220	220
Ширина колёс в мм	1 250	1 250	1 640	1 250	1 416	1 416	1 640	1 800	1 300

Характеристики станци

Наименование величин	Т и п л о						
	СК-125	СК-175	СК-250	СК-350	СК-500	СК-700	СТ-125
	Тип локомотива по						ОСТ НКТП — 6961 405
	СК1	СК2	СК3	СК4	СК5	СК6	—
О б щ и е							
Мощность в л. с.:							
номинальная	125	175	250	350	500	700	125
максимальная (1,2 от номинальной)	150	210	300	420	600	840	150
Число оборотов в об/мин	280	250	187	187	187	167	280
Давление пара в атм	15	15	15	15	15	15	15
Температура перегрева в °С	350	350	340	340	330	350	350
Неравномерность хода маховика:							
съём односторонний	1 : 160	1 : 160	1 : 180	1 : 160	—	—	1 : 160
» двусторонний	1 : 160	1 : 160	1 : 180	1 : 200	1 : 180	1 : 180	1 : 160
Габаритные размеры в мм:							
длина, включая лестницы	7 965	8 140	9 060	9 260	10 534	11 970	7 125
ширина	3 780	3 670	4 500	4 709	5 532	5 815	6 660
высота	3 150	3 990	3 445	3 925	4 215	4 770	3 138
Вес в т	16,3	20,5	30	41,5	60	72,5	15
П а р о в о й							
Поверхность нагрева в м²	22,9	33,4	47,2	68,6	92,8	126,6	30,4
Барaban котла:							
диаметр в мм	1 285	1 368	1 560	1 703	2 020	2 280	1 287
толщина стенки в мм	14	15	17	18	20	22	13
длина в мм	4 145	4 280	4 868	5 211	5 637	6 050	4 228
Жаровая труба:							
наружный диаметр в мм	809	952	1 050	1 250	1 500	1 620	800
толщина стенки в мм	13	14	15	18	22	22	13
длина в мм	1 990	2 200	2 350	2 485	2 980	3 100	1 990
Дымогарные трубы:							
количество в шт.	41	56	78	113	156	202	55
диаметр в мм	60×3	60×3	60×3	60×3	60×3	60×3	60×3
длина в мм	2 073	2 200	2 646	2 698	2 727	2 913	2 345
Анкерные:							
количество в шт.	16	20	18	24	27	29	14
диаметр в мм	60×5	60×5	60×5	60×5	60×5	60×5	60×5
длина в мм	2 045	2 110	2 646	2 660	2 708	2 887	2 320
Толщина трубных решёток в мм:							
передней	20	20	20	24	28	30	20
задней	20	20	24	32	36	38	20
Площадь колосниковой решётки в м²	1,04	1,12	1,35	2,18	2,68	—	1,04
Топка внутренняя нормальная удлиённая	1,2	1,4	1,5	2,54	3,5	3,87	1,2
П а р о п е р е							
Поверхность нагрева в м²	23,6	32,4	46,6	66,5	87,2	135,4	30,5
Количество секций в шт.	12	14	14	18	18	20	14
Диаметр труб в мм	32×3,5	32×3	32×3	32×3	32×3	32×3	32×3,5
П и т а т е л ь н ы е							
Питательный насос:							
количество в шт.	1	1	1	1	2	2	1
диаметр плунжера в мм	32	35	45	50	60	70	42
ход поршня в мм	120	135	150	175	180	190	120
Инжектор №	5	5	7	9	9	9	7
П а р о в а я							
Ц. в. д., диаметр в мм	190	220	280	320	360	430	250
Ц. н. д. » » »	370	430	560	640	720	860	—
Ход поршня в мм	360	410	470	520	720	860	360
Коленчатый вал:							
длина в мм	2 020	2 300	2 900	3 200	3 780	4 605	2 020
число колен	1	1	2	2	2	2	1
Коренные шейки:							
диаметр в мм	150	170	195	220	240	290	150
длина » »	300	340	380	485	524	609	300
Мотыльвые шейки:							
диаметр в мм	180	200	190	210	240	260	180
длина » » »	200	230	192	210	240	260	200
Маховики шт.	2	2	2	2	2	2	1
Нормальный:							
диаметр в мм	1 700	2 000	2 225	2 400	2 600	3 000	—
ширина обода в мм	230	280	330	450	500	640	—
Уширенный:							
диаметр в мм	1 700	2 100	2 470	2 700	—	—	1 700
ширина обода в мм	320	440	480	600	—	—	320

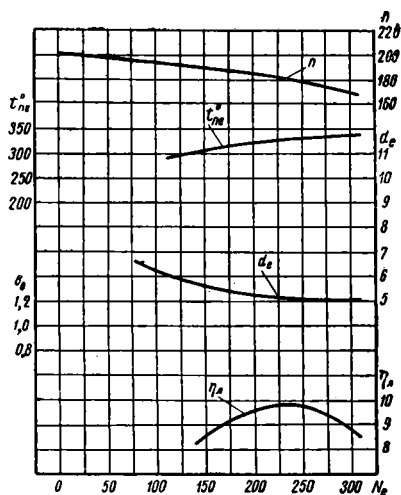
Таблица 6

нарных локомотивей

комобилия

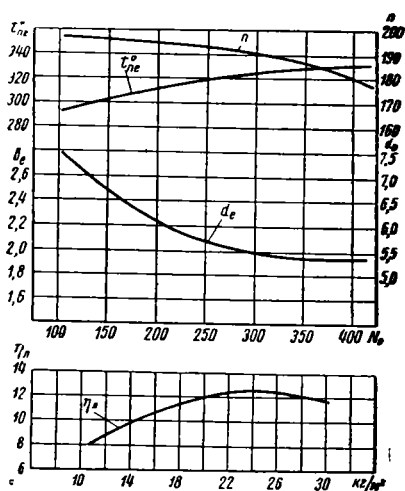
а в т о м о б и л ь													
СТ-250	СТ-350	СТК-250	СТК-350	ЛМ-5	ЛМ-7	ЛМ-8	ЛМ-10	Грам- ма-VI	Грасс- IV	ЗКЕ-40	ЗКФ-35	ЦЛ-28	ЦЛФ-а
				Заводская маркировка									
СТ4	СТ5	—	СТК4	КВПХ	КВПЧ	КВПШ	КВПЮ						
д а н н ы е													
250	350	250	350	120	170	225	330	330	550	250	366	60	325
300	420	300	420	135	190	250	380	370	615	285	396	72	350
250	250	187	187	200	190	190	180	190	187	300	187	280	190
15	15	15	15	12	12	12	12	12	15	15,5	15,5	14	14
325	350	340	340	340	340	340	340	340	350	350	350	310	300
1 : 154	1 : 200	1 : 180	1 : 160	1 : 200	1 : 180	1 : 160	1 : 190	1 : 200	1 : 180	1 : 200	1 : 200	1 : 180	1 : 180
1 : 151	1 : 160	1 : 180	1 : 200	1 : 240	1 : 225	1 : 200	1 : 230	—	—	—	—	—	—
9 650	10 680	9 060	9 290	7 385	8 314	8 800	9 200	9 630	11 000	7 000	7 500	6 300	9 200
4 020	3 625	4 500	4 910	3 185	3 695	3 156	3 709	3 830	5 800	4 815	4 900	4 820	3 500
3 570	3 965	3 445	3 775	3 262	3 443	3 600	3 700	3 350	4 500	3 510	3 800	5 600	8 050
30	41,5	30	41,5	18	21,6	28,3	45	44	65	32	46	—	—
к о т ё л													
68,6	92,8	47,2	68,6	23	34	42	71,4	70	117	55	80	15,5	74,9
1 703	2 020	1 560	1 703	1 292	1 360	1 534	1 700	1 900	2 300	1 668	1 950	1 100	1 885
18	20	17	18	15	15,5	17	18	19	26	16	18,5	12	16,5
5 214	5 637	4 868	5 214	4 127	4 339	4 806	5 252	5 000	5 952	5 800	7 860	3 508	5 450
1 250	1 500	1 050	1 250	850	950	1 050	1 150	1 200	1 500	1 150	1 250	625	1 250
18	22	15	18	10	11	13	14	15	23	16	18	13	16
2 485	2 980	2 350	2 485	2 000	2 000	2 275	2 600	2 200	2 865	2 600	3 000	1 755	3 000
113	156	78	113	44	64	71	90	67	102	46/12	55/19	47	148
60×3	60×3	60×3	60×3	60×5	60×5	60×5	60×5	70×3	76×3	83×3,25	83×3,25	57×2,75	635×3
2 698	2 727	2 646	2 698	2 040	2 240	2 390	2 705	2 995	3 155	51×2,5 3 185	51×2,5 3 480	1 650	2 435
24	27	18	24	16	19	24	30	35	37	10	14	—	—
60×5	60×5	60×5	60×5	60×5	60×5	60×5	60×5	70×5	76×5	83×6	83×6	—	—
2 660	2 708	2 646	2 660	2 020	2 220	2 365	2 675	2 995	3 155	3 215	3 550	—	—
24	28	20	24	17	18	20	22	28	30	30	30	22	18
32	36	24	32	24	24	26	30	30	30	33	34	24	30
2,18	2,68	1,35	2,18	1	1,1	1,3	2	—	—	—	—	—	—
2,54	3,5	1,6	2,54	1,45	1,66	1,87	2,63	—	—	—	—	—	—
г р е в а т е л ь													
66,2	87,2	46,6	66,2	27	37	46	45	60	103	24	28,3	12,5	45
18	18	14	18	10	11	12	14	14	16	9	9	8	12
32×3	32×3	32×3	32×3	32×3	32×3	32×3	32×3	25×3	30×2,5	24×2,5	24×2,5	28×3	28×3
п р и б о р ы													
1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	1	1
58	50	45	50	—	—	—	—	40	30	55	96	—	—
110	152	150	175	—	—	—	—	140	160	40	60	—	—
9	9	7	9	7	7	7	9	9	9	7	9	5	8
м а ш и н а													
320	370	280	320	210	250	270	320	320	400	265	355	150	300
—	—	560	640	270	450	490	580	560	720	500	600	300	600
480	510	470	520	400	440	460	520	580	650	400	550	280	550
—	—	2 900	3 200	2 650	2 835	3 130	3 700	4 000	4 500	3 490	4 000	2 398	4 045
1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
220	240	195	220	150	160	180	210	230	240	170	230	105	190
485	524	380	485	300	320	360	400	400	495	280	400	215	384
220	240	190	220	150	160	180	210	240	240	180	240	105	170
220	240	192	220	150	160	180	210	180	205	130	180	100	200
2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1
2 000	2 000	2 225	2 400	2 000	2 200	2 200	2 400	3 000	3 000	1 900	3 000	1 950	2 950
320	380	330	450	300	300	320	380	350	230	450	440	200	550
2 000	2 100	2 470	2 700	2 400	2 500	2 500	2 700	2 000	—	1 760	3 000	—	—
500	600	480	600	350	440	440	600	600	—	500	5 200	—	—

На фиг. 6 приведена характеристика этого же локомобиля при работе на выхлоп и с противодавлением в 1,0; 2,0 и 3,5 *ати* в зависимости от нагрузки котла.



Фиг. 3. Характеристика локомобиля СК-250:

N_e — эффективная мощность;
 n — число оборотов вала в мин.;
 t_{ne} — температура перегретого пара;
 d_e — удельный расход пара на эффективную л.с.ч.;
 η_k — к. п. д. локомобиля



Фиг. 4. Характеристика локомобиля СК-350

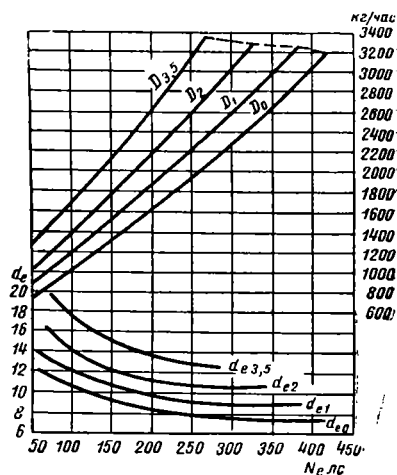
N_e — эффективная мощность;
 n — число оборотов вала в мин.;
 t_{ne} — температура перегретого пара;
 d_e — удельный расход пара на эффективную л.с.ч.;
 η_k — к. п. д. локомобиля

На фиг. 7 и 8 приведены характеристики локомобиля СТК-350 с отбором пара 2,5 и 4 *ати* при постоянных нагрузках.

На фиг. 9 приведена характеристика расхода пара этого же локомобиля при постоянных отборах пара в зависимости от нагрузки локомобиля и доли отбора пара:

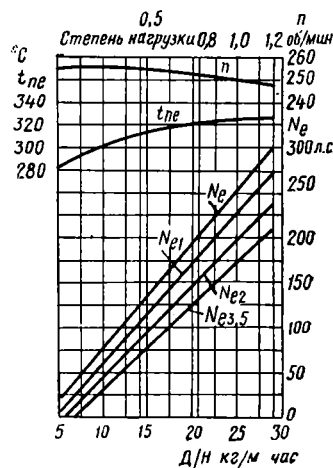
$$\varphi = \frac{D_{отб}}{D_1},$$

где $D_{отб}$ — отбор пара в кг/час;
 D_1 — расход пара на ц. в. д. в кг/час.



Фиг. 5. Характеристика локомобиля СТ-350 при работе на выхлоп и при противодавлении в 1,0; 2,0; 3,5 *ати*:

N_e — эффективная мощность;
 d_e — удельный расход пара на эффективную л.с.ч.;
 D — полный расход пара

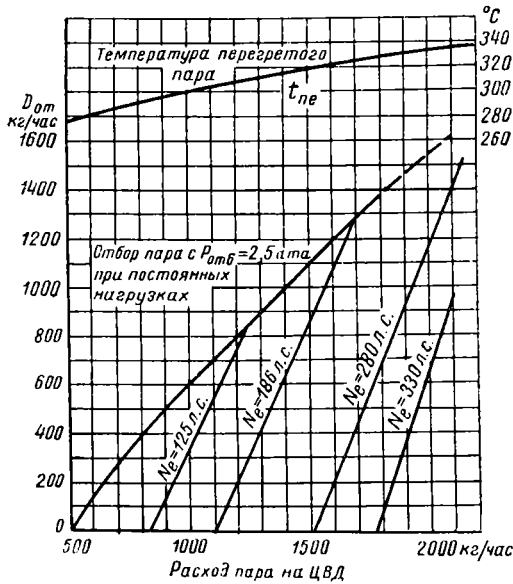


Фиг. 6. Характеристика локомобиля СТ-350 при работе на выхлоп и при противодавлении в 1,0; 2,0; 3,5 *ати*:

N_e — эффективная мощность;
 n — число оборотов в мин.;
 t_{ne} — температура перегретого пара

На фиг. 10 приведены значения максимальных промежуточных отборов пара и температуры пара в ресивере при давлении отбора

в 1,5 и 3,0 атм, а на фиг. 11 — эффективный и механический к. п. д. и доля отбора пара в зависимости от эффективной мощности машины локомобиля СТК-350.

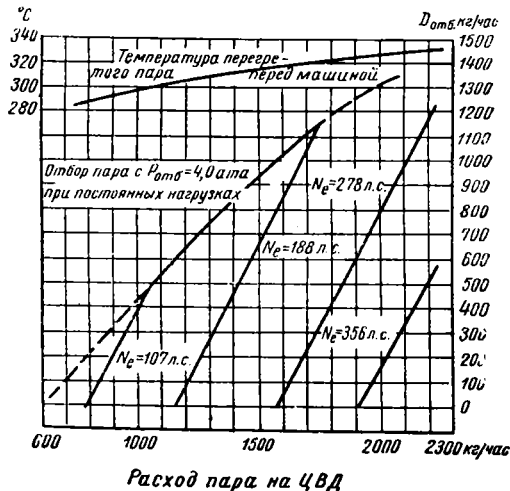


Фиг. 7. Характеристика локомобиля СТК-350 с нормальным котлом:

D — расход пара на ц. в. д.;

$D_{отб}$ — отбор пара;

t_{ne} — температура перегретого пара



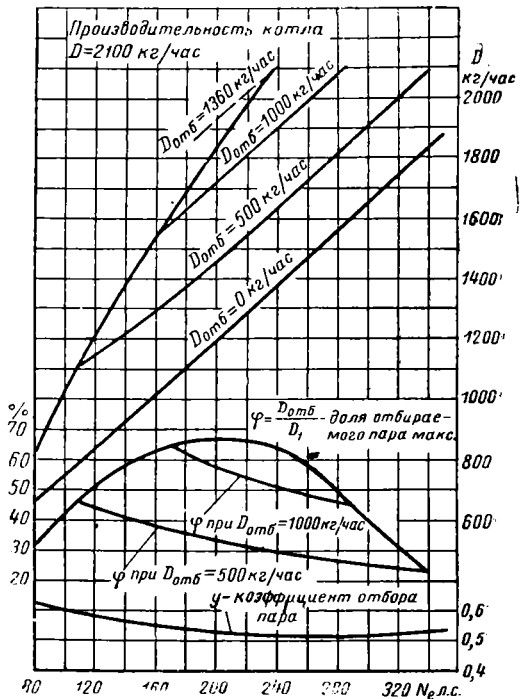
Фиг. 8. Характеристика локомобиля СТК-350 с нормальным котлом:

D — расход пара на ц. в. д.;

$D_{отб}$ — отбор пара;

t_{ne} — температура перегретого пара

Локомотивы типа П имеют котёл сварной паровозного типа с коробчатой топкой и волнистым потолком, одноцилиндровую паровую машину с золотниковым парораспределением.



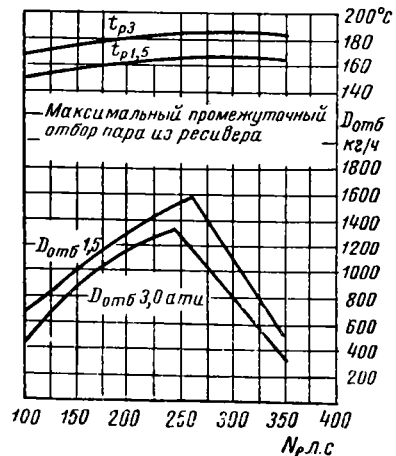
Фиг. 9. Характеристика локомобиля СТК-350:

D_0 — расход пара при $D_{отб}=0$;

$D_{отб}$ — отбор пара;

$D_1 = D_0 + yD_{отб}$ — расход пара на ц. в. д.,

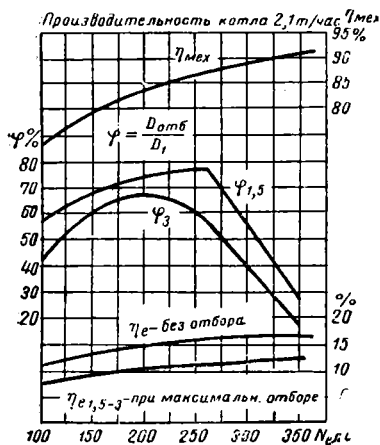
где y — коэффициент отбора пара в долях единицы



Фиг. 10. Характеристика локомобиля СТК-350. Максимальный промежуточный отбор и температура пара в ресивере при давлениях отбора 1,5 и 3,0 атм

Пароперегреватель секционный. Локомотивы П-25 и П-38 оборудованы водоподогревателями, выполненными в виде петли, помещённой в выхлопной трубе паровой машины, локомотивы П-75 — водоподогревателями в виде пучка прямых труб.

Локомотивы СК и СТК имеют цилиндрический сварной паровой котёл с волнистой жаровой трубой и выдвижную систему дымогарных труб, двухцилиндровую паровую ма-



Фиг. 11. Характеристика локомотива СТК-350. Эффективный и механический к. п. д. машины и доля отбора пара в зависимости от эффективной мощности машины

шину: тандем у локомотивов СК-125—175 и компаунд (при угле между кривошипами 180°) у локомотивов СК-250—700. Парораспределение золотниковое. Пароперегреватель секционный. Водоподогреватель трубчатый.

Локомотивы СТ имеют такой же, как у локомотивов СК, котёл и одноцилиндровую паровую машину.

Локомотивы ЛМ имеют цилиндрический жаротрубный клёпанный котёл с волнистой жаровой трубой и выдвижной системой дымогарных труб. Паровая машина компаунд с золотниковым парораспределением. Пароперегреватель трубчатый.

Локомотивы Грамма-VI и Грасс-IV (Чехословакия) имеют цилиндрический сварной котёл с волнистой жаровой трубой и выдвижной системой дымогарных труб. Паровая машина двухцилиндровая компаунд с клапанным парораспределением. Пароперегреватель трубчатый секционный кольцеобразный. Конденсатор смешивающий с трубчатым поверхностным водоподогревателем.

Локомотивы ЗКЕ-40 и ЗКФ-55 (Чехословакия) имеют клёпано-сварной цилиндрический котёл с волнистой жаровой трубой и выдвижной системой дымогарных труб. Паровая машина двухцилиндровая компаунд с золотниковым парораспределением. Элементы пароперегревателя размещены в дымогарных трубах. Конденсатор смешивающий с ротационной отсасывающей установкой для удаления конденсата.

Локомотивы ЦЛ-28 и ЦЛФ-а (Венгрия) имеют цилиндрический клёпанный котёл с гладкой жаровой трубой и выдвижной системой дымогарных труб. Паровая машина двухцилиндровая компаунд с золотниковым парораспределением.

Пароперегреватель секционный, кольцевого типа. Конденсатор поверхностный, трубчатый.

За последнее время в СССР создан ряд опытных локомотивных установок с вертикально-водотрубными и прямоточными котлами.

В локомотивных котлах применяются топki внутренние (нормальные и удлиненные) и внешние (выносные).

Нормальные внутренние топki котлов локомотивов рассчитаны на сжигание высококачественных углей.

Для сжигания низкосортного топлива применяют удлиненные внутренние и внешние топki.

К внешним топкам относятся приставные (откатные), шахтные, наклонные ступенчатые, полумеханические и др. (см. раздел «Топочные устройства»).

Данные о водоподогревателях локомотивов приведены в табл. 7.

Таблица 7

Водоподогреватели локомотивов

Характеристика	Единица измерения	Тип локомотива					
		П-25	СК-125	СК-250	СК-500	СТ-350	СТ-250
Поверхность нагрева	м ²	0,33	0,765	1,26	2,48	1,98	2,52
Температура воды при выходе из подогревателя . .	°C	40	40	40	40	90	90
СТ-350							2,52

Каждый локомотивный агрегат должен быть снабжён контрольно-измерительными приборами, в том числе:

а) на котле должны быть установлены: манометр, соединённый с паровым пространством; манометр на выходе пара из пароперегревателя; термометр на входе питательной воды в котёл; термометр или пирометр на выходе пара из перегревателя; тягомер дифференциальный для топki; тягомер для дымовой коробки; пирометр в дымовой коробке; газоанализатор у котлов с поверхностью нагрева 75 м^2 и более;

б) на паровой машине должны быть установлены: манометр на золотниковой коробке низкого давления (или на ресивере); мановакуумметр на конденсаторе; термометр на пароотводящей трубе у локомотива с отбором пара; термометр на входе охлаждающей воды в конденсатор; термометр на выходе воды из конденсатора; термометры на входе и выходе масла из маслоохладителя; тахометр.

Для обеспечения тяги в локомотивных установках применяются кирпичные или стальные дымовые трубы. В зависимости от мощности локомотивов размеры дымовой трубы ориентировочно могут быть определены по данным табл. 8.

Размеры дымовых труб локомотивов СК, ЛМ и П (при отсутствии дымососа), по заводским данным, приведены в табл. 9.

Размеры дымовых труб локомотивей

Таблица 8

Мощность машины в л. с.	175	200	235	280	325	400	520	625	780
Поверхность нагрева котла в м ² . .	29,6	37,6	45,6	59,3	66,6	77,3	91,8	114,5	140,7
<i>Железные трубы</i>									
Внутренний диаметр в мм	520	560	620	700	750	800	900	950	1 050
Высота на кирпичном цоколе в м:									
для нормальной топки	30	32	34	35	35	38	40	44	46
» шахтной топки	36	38	40	40	40	43	45	48	50
<i>Кирпичные трубы</i>									
Внутренний диаметр в мм	620	700	750	800	850	900	1 000	1 100	1 200
Высота в м:									
для нормальной топки	30	35	35	35	35	40	45	50	60
» шахтной топки	35	40	45	45	45	50	55	60	70
<i>Дымовые трубы при наличии дымососа</i>									
Внутренний диаметр в мм	470	470	470	560	620	660	750	800	850
Общая высота в м	13,5	13,5	13,5	14	14	15	15	15	15
<i>Примерное сечение дымоходов</i>									
Ширина в мм	600	650	700	750	800	900	950	1 000	1 100
Высота » »	700	800	850	900	900	1 050	1 100	1 200	1 300

Таблица 9

Размеры дымовых труб для локомотивей
СК, ЛМ и П

(при одиночной установке локомотива и отсутствии
хвостовых поверхностей нагрева)

Марка локомо- виля	Высота цоколя в м	Внутрен- ний диа- метр в мм	Высота в м	Дымоход в мм	
				шири- на	высо- та
ЛМ-5 . . .	2	450	30	450	600
ЛМ-7 . . .	2	510	32	550	650
ЛМ-8 . . .	2	565	35	565	650
ЛМ-10 . . .	2,5	720	36	700	800
П-75 . . .	1	350	20	400	500
СК-125 . . .	2	470	30	500	600
СК-175 . . .	2	520	32	600	700
СК-250 . . .	2	680	35	750	900
СК-350 . . .	2,5	708	37,5	800	900
СК-500 . . .	2,5	888	39	1 200	800

Тепловые схемы локомотивных
установок

Тепловые схемы локомотивных установок характеризуются:

1. Применением одноступенчатого подогрева питательной воды отработавшим паром локомотива.

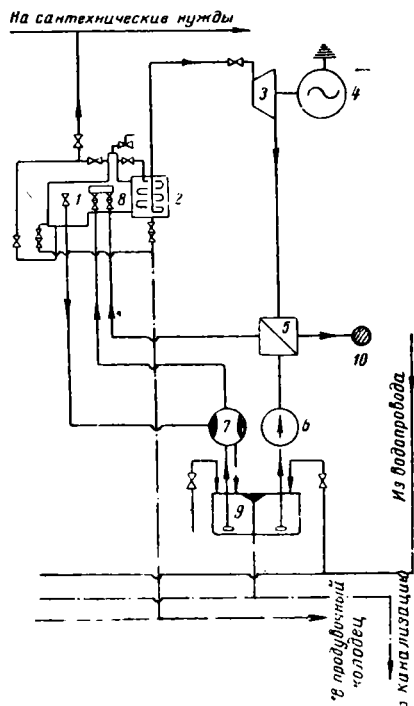
Водоподогреватель входит в комплект поставки локомотива.

2. Применением для локомотивей малой мощности типа П внутрикотловой обработки воды.

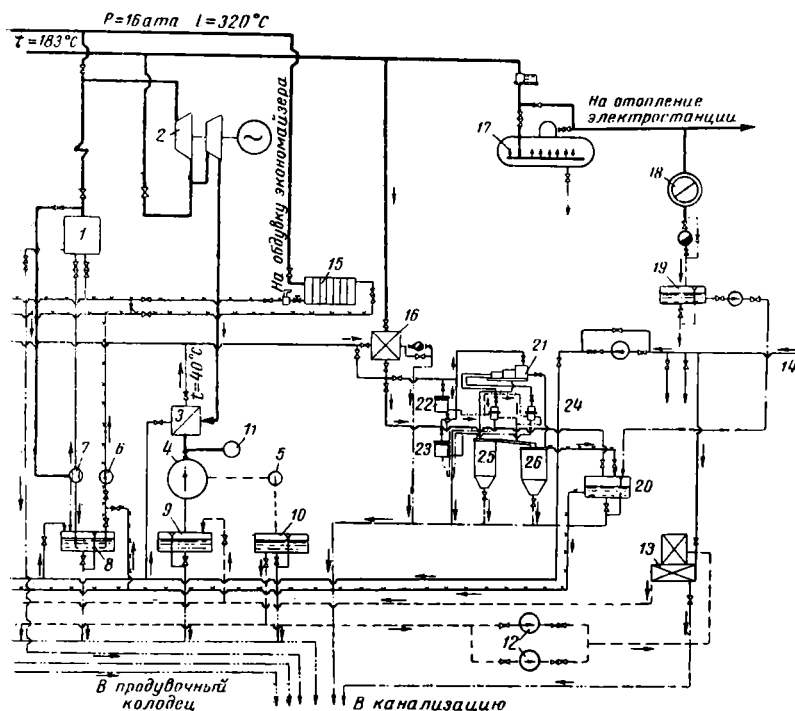
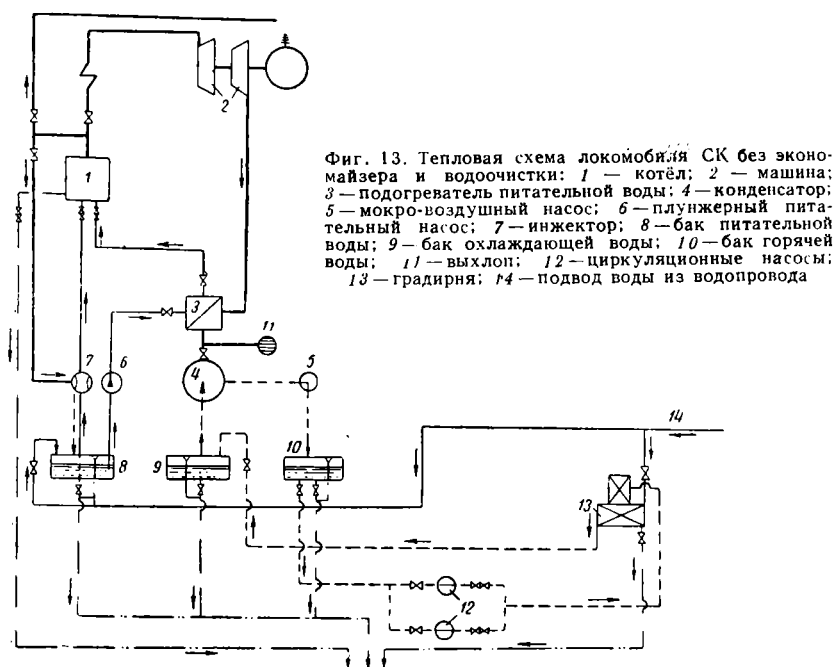
Питание котла осуществляется в этом случае водой без предварительной её очистки.

Внутрикотловая водообработка может быть допущена также и для локомотивей СК, СТК и СТ, если общая жёсткость питательной

воды не превышает 3 мг-экв/л и количество взвешенных веществ составляет не более 50 мг-л.



Фиг. 12. Тепловая схема локомотива П без водоочистки: 1 — котёл; 2 — пароперегреватель; 3 — паровая машина; 4 — генератор; 5 — водоподогреватель; 6 — плунжерный питательный насос; 7 — инжектор; 8 — питательная коробка; 9 — питательный бак; 10 — выход в атмосферу

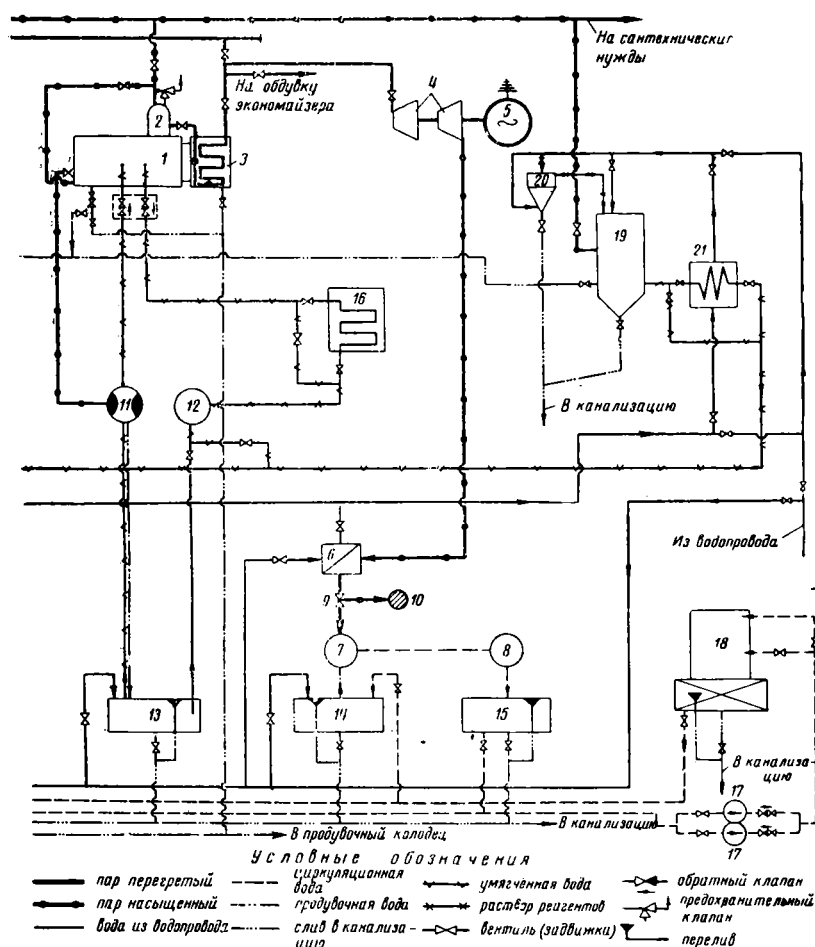


3. Пар из промежуточного регулируемого отбора в локомотивах СТ и СТК направляется непосредственно к потребителям или используется для подогрева воды в бойлерах для теплофикации.

4. Для использования тепла уходящих газов за локомотивами устанавливаются цен-

локомобилия. Возможно применение общего питательного бака для нескольких локомотивов.

6. Система трубопроводов установки, состоящей из нескольких локомотивов, обычно осуществляется по индивидуальной схеме. Возможно применение перемычек по свежему



Фиг. 15. Тепловая схема локомотивной электростанции с локомотивами (типов СК-250 и СК-350 с термохимической водоочисткой: 1 — котёл локомотива; 2 — суперхотпарник котла; 3 — пароперегреватель; 4 — паровая машина локомотива; 5 — генератор; 6 — водоподогреватель локомотива; 7 — конденсатор; 8 — мокро-воздушный насос; 9 — автоматический клапан; 10 — выхлопной колодец; 11 — инжектор; 12 — питательный насос; 13 — бак питательной воды; 14 — бак охлаждённой воды; 15 — бак горячей воды; 16 — водяной экономайзер; 17 — циркуляционный насос; 18 — радиатор; 19 — термохимический водоумягчитель; 20 — дозатор реагентов; 21 — водоводяной теплообменник

тральный или индивидуальные экономайзеры, вода в которые подаётся питательными насосами локомотивов.

Целесообразно использование тепла уходящих газов для подогрева воздуха, подаваемого в топку локомотивов. Рекомендуется устанавливать трубчатые стальные воздушные подогреватели (конструкцию воздухоподогревателей и их расчёт — см. «Котельные установки»).

5. Питательные установки, как правило, выполняются индивидуальными для каждого

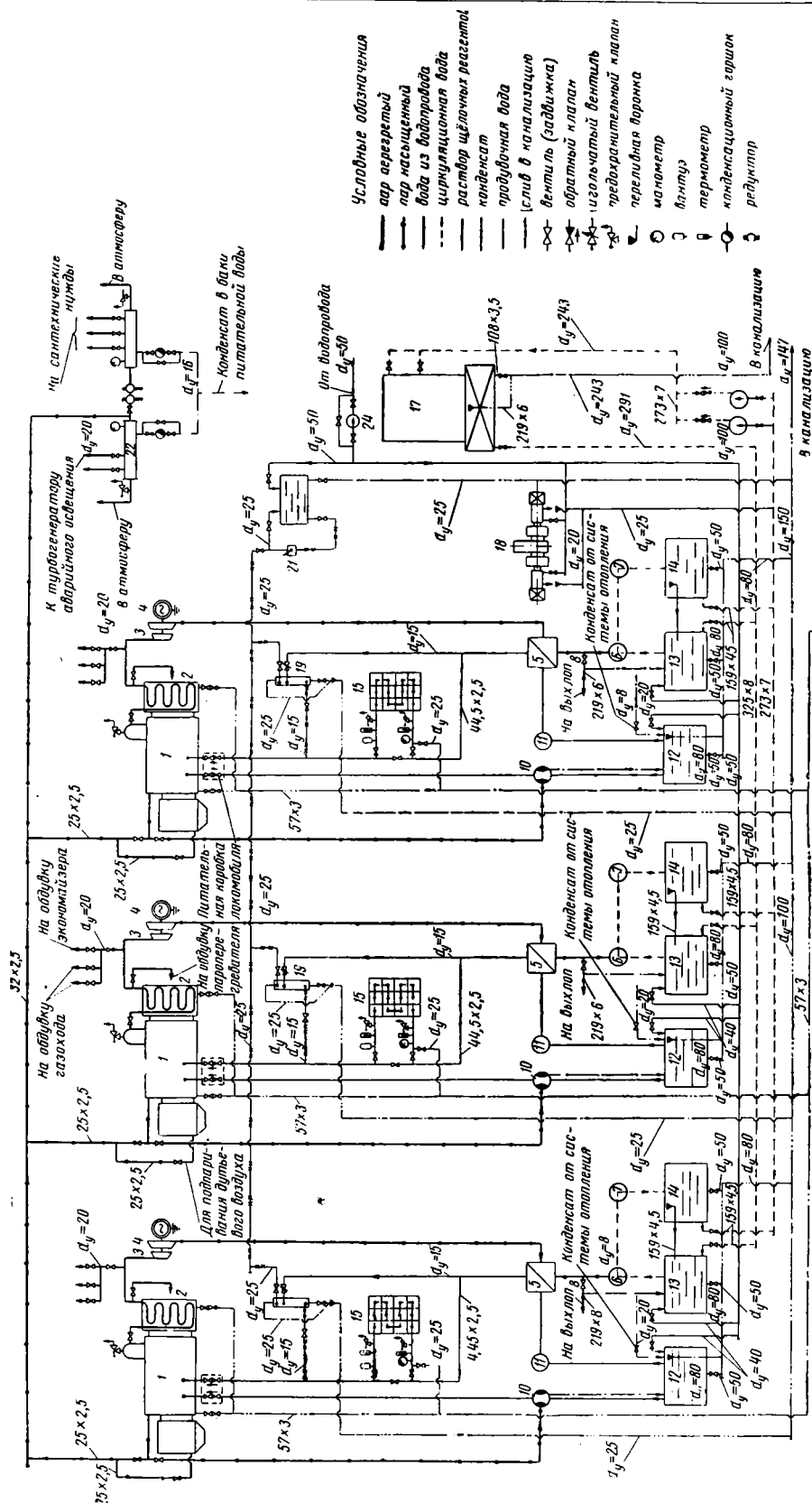
пару, пару из промежуточного отбора, а также по питательной воде.

На фиг. 12 приведена тепловая схема локомотива П без водоочистки.

На фиг. 13 приведена тепловая схема локомотива СК без экономайзера и водоочистки.

Заводская тепловая схема локомотивов СК и СТК с водяным экономайзером и содо-известковой очисткой воды приведена на фиг. 14.

На фиг. 15, 16 и 17 приводятся тепловые схемы локомотивных электростанций, раз-



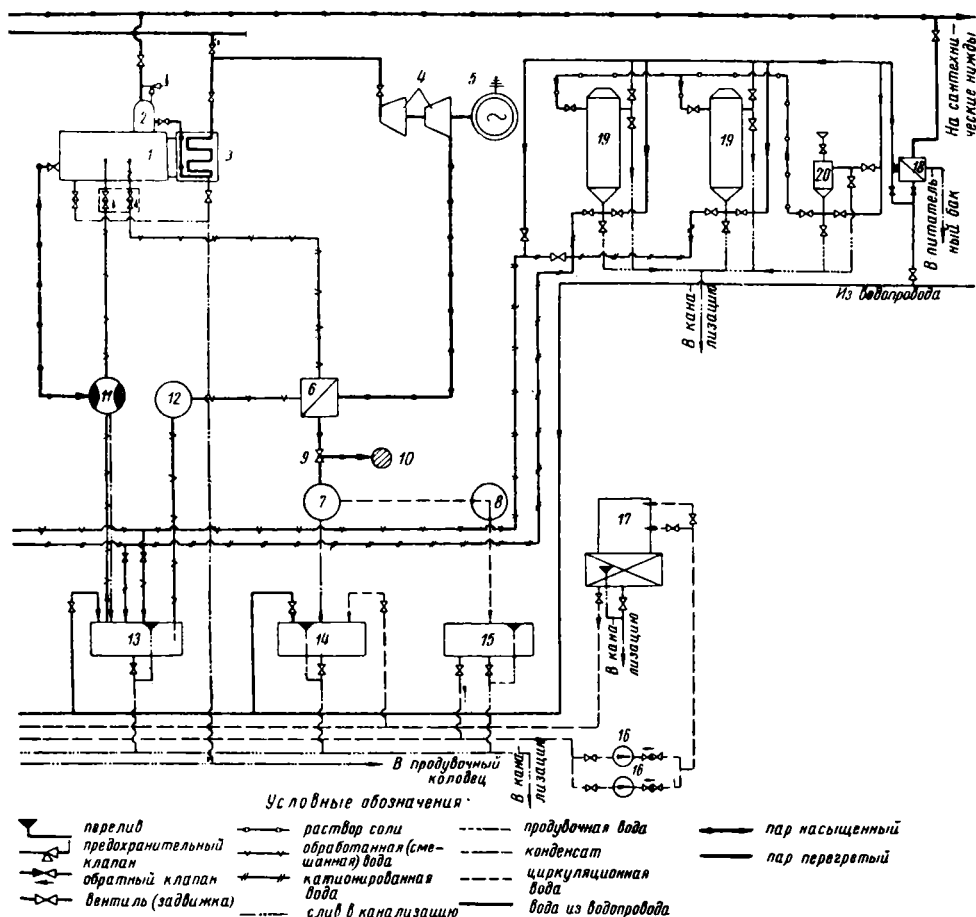
Фиг. 16. Тепловая схема локомотивной электростанции с локомотивами СК-250 с внутренним водоснабжением: 1 — котёл локомотива; 2 — пароперегреватель; 3 — паровая машина локомотива; 4 — генератор; 5 — водоподогреватель локомотива; 6 — конденсатор; 7 — паровая машина локомотива; 8 — автоматический клапан; 9 — продувочный насос; 10 — нижний насос; 11 — питательный насос; 12 — бак питательной воды; 13 — бак охлаждающей воды; 14 — бак горячей воды; 15 — водяной экономизатор; 16 — циркуляционный насос; 17 — градирня; 18 — дымоходная уста-

работанные Транстехпроект и Гипропром-транстроём для локомотивов СК мощностью 250—350 л. с.

Схема фиг. 15 предусматривает термохимическую водоочистку, схема фиг. 16 — внутрикотловую обработку воды и схема фиг. 17 — водоочистку с частичным катионированием.

Для каждого локомотива должны быть в наличии запасные части и инструмент по номенклатуре и в количестве согласно утверждённому списку. Все горячие поверхности установки (температурой 50°C и выше) должны быть покрыты тепловой изоляцией.

Вокруг ремней и движущихся частей должны быть установлены ограждения.



Фиг. 17. Тепловая схема локомотивной электростанции с локомотивами СК-250 и СК-350 с водообработкой по методу частичного N_a -катионирования: 1 — котёл локомотива; 2 — сухопарник котла; 3 — пароперегреватель; 4 — паровая машина локомотива; 5 — генератор; 6 — водоподогреватель локомотива; 7 — конденсатор; 8 — мокро-воздушный насос; 9 — автоматический клапан; 10 — выхлопной колодец; 11 — инжектор; 12 — питательный насос; 13 — бак питательной воды; 14 — бак охлажденной воды; 15 — бак горячей воды; 16 — циркуляционный насос; 17 — градирня; 18 — подогреватель; 19 — N_a -катионитовый фильтр; 20 — солерастворитель

КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТУ ЛОКОМОТИВОВ

При эксплуатации локомотивной установки необходимо руководствоваться существующими правилами и инструкциями.

К работе по обслуживанию локомотивной установки допускаются лица, сдавшие технические экзамены в специальной квалификационной комиссии, после прохождения ими установленного стажирования:

Старший машинист	30 дней
Машинист	20 »
Старший кочегар и кочегар	20 »
Зольщик	5

После выполнения всех монтажных работ проводится пробный пуск локомотива, во время которого проверяется состояние и работа котла при нормальном давлении, общее взаимодействие частей паровой машины на холостом ходу, регулируется работа масляной системы, устраняются отмеченные дефекты и локомотив подготавливается к сдачным испытаниям. При сдаче локомотива в эксплуатацию проверяются все основные узлы, арматура и приборы при различных режимах работы локомотива — от холостого хода до кратковременной перегрузки в пределах 1,2 от номинальной мощности.

После проверки работы локомобиля при работе на всех режимах производится вторичный его осмотр для проверки состояния обработанных поверхностей, качества сборки и пригонки деталей.

Основные показатели работы локомобиля, выявленные в процессе испытаний, заносятся в формуляр сдаточных испытаний.

Пуск установки

Растопка котла и пуск паровой машины могут производиться только с разрешения начальника электростанции или лица, ответственного за эксплуатацию котла и машины.

При растопке котла воспрещается производить заполнение котла водой через отверстие предохранительного клапана, заполнять горячий (не остывший) котёл холодной водой, а также холодный котёл — горячей водой (температурой выше 35—40°C). Не допускается растопка котла, если не виден уровень воды в водомерном стекле.

При растопке котла необходимо обеспечивать постепенный, одновременный и равномерный прогрев всех его частей.

Рекомендуется растопку котла производить так, чтобы в равные промежутки времени температура воды и пара повышалась одинаково. Скорость растопки необходимо регулировать таким образом, чтобы полное рабочее давление получить за промежуток времени, указанный в табл. 10 (если отсутствуют специальные указания завода-изготовителя). При этом нужно иметь в виду, что чем больше объём воды в котле и чем массивнее стенки котла, тем продолжительнее должна быть растопка котла во избежание его повреждения.

Т а б л и ц а 10

Продолжительность растопки котлов локомобиля (при заполнении котла холодной водой)

Тип локомобиля	После перерыва в 12 час.	После полного охлаждения
Стационарный с волнистой жаровой трубой и выдвигной трубной системой:		
а) типов СК, ЛМ	1—2 часа	2—6 час.
б) типа Эрсте-Брюнер . .	—	5—6 *
Передвижные с кубической топкой (типа П и др.)	40 мин.	1,5 часа

Пуск паровой машины производится при наличии в котле нормального рабочего давления. Предварительно необходимо проверить крепления шатунных головок, крейцкопфа, штока, маховика, парораспределения и регулирования, заправку маслом всех трущихся частей установки. Перед пуском машины открываются продувочные и дренажные краны и проверяется их действие. Пуск машины конденсационного локомобиля при неотключённом конденсаторе, во избежание гидравлического удара в цилиндре, воспрещается.

Перед пуском машину необходимо прогреть. Продолжительность прогрева устанавливается в зависимости от мощности и условий

охлаждения. Конец прогрева контролируется по выходу сухого пара из продувочных кранов. Прогрев следует производить при положении кривошипа в мёртвой точке, чтобы избежать самопроизвольного вращения вала машины. После прогрева машины следует поставить её в пусковое положение, при этом кривошип смещается от мёртвой точки на 40—45°. Пуск осуществляется медленным открытием пускового вентиля и без нагрузки машины. Машина должна работать без нагрузки в течение 15—20 мин., после чего нагрузка постепенно увеличивается.

После пуска машины необходимо убедиться в правильности подачи смазки.

Если у машины имеется конденсатор, то прежде чем её нагружать, следует перевести машину на режим работы с конденсацией. Воспрещается переводить машину с работы на выхлоп на работу с конденсацией под нагрузкой.

Во время работы должна вестись суточная ведомость, в которой отмечается нагрузка и параметры работы машины.

Уход за установкой во время работы

Во время работы котла подача воды питательным насосом регулируется при помощи перепускного клапана таким образом, чтобы уровень воды в котле был постоянным.

Продувка котла и подача антинакипинов производится периодически в соответствии со специальной инструкцией по обработке воды и режиму продувок, в зависимости от качества питательной воды и от нагрузки локомобиля.

Питание котла свежей водой вызывает интенсивное отложение накипи на стенках котла, что требует относительно частых остановок котла для промывки, в связи с чем рекомендуется для сокращения времени простоя котла в промывке применять тёплую промывку котла по схеме, аналогичной со схемой тёплой промывки паровозных котлов в депо.

Давление пара в котле должно быть постоянным, стрелка манометра не должна переходить за красную черту, соответствующую наивысшему допускаемому рабочему давлению в котле.

Во время работы паровой машины обслуживающий персонал должен обеспечить контроль за тепловым состоянием трущихся частей, исправностью работы машины и вспомогательных механизмов, удалением конденсата из цилиндров машины, подачей пара в машину с наибольшими допускаемыми значениями температуры пара, необходимым вакуумом в конденсаторе.

Независимо от контроля действия смазочных приспособлений следует контролировать нагрев подшипников и поверхностей трения термометрами. Температура трущихся частей не должна превышать 50°.

Остановка паровой машины

Перед остановкой паровой машины снимается нагрузка, после чего ремень переводится на холостой шкив или прекращается возбуж-

дение генератора. Постепенным закрытием пускового вентиля прекращается доступ свежего пара в машину.

При смешивающем конденсаторе закрывается вентиль охлаждающей воды, при поверхностной конденсации останавливаются воздушный и водяной насосы.

Воспрещается останавливать машину без снятия нагрузки. Паровая машина обязательно должна быть остановлена в следующих случаях:

- а) при чрезмерном нагревании трущихся частей и подшипников;
- б) при появлении стуков в цилиндрах или в передаточном механизме;
- в) при неустранимом стуке в конденсаторе или падении вакуума;
- г) при самопроизвольном падении числа оборотов более чем на 5—7% от нормального.

Остановка котла

Перед остановкой котла необходимо одновременно прекратить заброску топлива, прекратить дутьё и уменьшить тягу, выгнать остатки топлива с колосниковой решётки, поднять уровень воды в котле до $\frac{3}{4}$ водомерного стекла, плотно закрыть топочные и поддувальные дверцы и дверцу дымовой камеры, дымовую заслонку и шибер боровы.

При остановке локомотива воспрещается тушить огонь в топке водой, заглушать огонь свежим топливом, допускать работу локомотива без нагрузки для срабатывания пара. Спускать воду из котла можно только после остывания котла до 50—60°.

В целях сокращения времени простоя локомотива в ремонте применяют циркуляционное расхолаживание котла. Циркуляционная установка для расхолаживания котла аналогична установке, применяемой для расхолаживания паровозных котлов.

РАСХОД ТОПЛИВА, СМАЗКИ И ВОДЫ НА ЛОКОМОБИЛЬНУЮ УСТАНОВКУ

Нормирование расхода условного топлива для локомотивных электростанций по данным «Инструктивных указаний по нормированию расхода топлива для стационарных

установок железнодорожного транспорта», утверждённых МПС, производится следующим образом.

Удельные нормы расхода устанавливаются на основе гарантийных величин удельного расхода пара, топлива или тепла с учётом к. п. д. электрического генератора и способа передачи энергии от двигателя к электрическому генератору, степени средней загрузки агрегата, служебного расхода пара и топлива, условий эксплуатации.

Средняя степень загрузки каждого агрегата f_{cp} подсчитывается по формуле

$$f_{cp} = \frac{\mathcal{E}_{впр}}{nN_g^H},$$

где N_g^H — номинальная электрическая мощность агрегата;

n — число часов его работы за нормируемый период;

$\mathcal{E}_{впр}$ — количество энергии, выработанной агрегатом за нормируемый период, в кВт-ч.

Номинальная электрическая мощность определяется по формулам:

а) при передаче мощности посредством муфты (жёсткой или эластичной)

$$N_g^H = 0,736 N_e^H \eta_{ген} \text{ кВт};$$

б) в случае применения ремённой передачи

$$N_g^H = 0,736 \cdot 0,95 N_e^H \eta_{ген} \text{ кВт},$$

где N_e^H — номинальная (максимально длительная) мощность первичного двигателя в л. с.;

$\eta_{ген}$ — к. п. д. электрического генератора при нормальном значении $\cos \varphi$.

Значение $\eta_{ген}$ принимается по паспорту генератора, а при отсутствии паспорта — по данным табл. 11.

Расход топлива на ремонт оборудования и хозяйственные нужды электростанции на выработку электроэнергии не относится.

Таблица 11

К. п. д. $\eta_{ген}$ генераторов постоянного и переменного тока

Мощность в <i>квт</i>	Постоянный ток			Переменный ток (при нормальном значении $\cos \varphi$)			Снижение к.п.д. генератора при умень- шении его нагрузки (в % от к.п.д. при полной нагрузке) ¹			
	Число оборотов в минуту						Нагрузка в %			
	125	250	500—2 000	125	250	500—2 000	100	75	50	25
	к.п.д. г е н е р а т о р а									
10	0,8	0,845	0,87	0,75	0,78	0,83	100	98	93	82
25	0,865	0,88	0,91	0,835	0,845	0,865	100	99	95	85
50	0,892	0,905	0,92	0,865	0,875	0,89	100	99	97	90
100	0,905	0,92	0,93	0,890	0,895	0,91	100	99	98	92
250	0,92	0,935	0,94	0,905	0,91	0,935	100	99	98	94
500	0,935	0,945	0,945	0,92	0,93	0,944	100	99,5	98,5	94,5
1 000	0,947	0,954	0,954	0,94	0,954	0,96	100	99,5	99	95

¹ Поправка вводится в том случае, если расчётная электрическая мощность агрегата, соответствующая номинальной мощности двигателя, меньше паспортной мощности генератора.

Подсчёт удельной нормы расхода условного топлива производится по формуле

$$b_{\text{эу}} = b_{\text{д}} \frac{\kappa_{\text{н}} \kappa_{\text{э}} \kappa_1 \kappa_2 \kappa_3}{\gamma_{\text{п}} \gamma_{\text{ген}}} \text{ кг/квт-ч},$$

где $b_{\text{д}}$ — исходное значение нормы, определяемое по табл. 12, в зависимости от марки локомобиля и типа сжигаемого топлива;
 $\kappa_{\text{н}}$ — поправочный множитель, учитывающий увеличение удельного расхода топлива или пара по сравнению

с удельным расходом при номинальной нагрузке (удельный расход топлива относится к 1 квт-ч выработанной энергии на шинах электростанции или зажимах генератора). Значения $\kappa_{\text{н}}$ принимаются по табл. 13;
 $\kappa_{\text{э}}$ — поправочный множитель, учитывающий увеличение расхода пара в эксплуатационных условиях и служебные расходы пара. Значения коэффициента $\kappa_{\text{э}}$ принимаются по табл. 14;

Таблица 12

Удельный эффективный расход условного топлива $b_{\text{д}}$ для локомобиля

Тип и завод-изготовитель	Марка	Максимально длительная эффективная мощность в л. с.	Нормальные начальные параметры пара			Антрацит		Каменные угли		Бурые угли	Дрова
			давление в ата	температура в °С	номинальное давление в конденсаторе в ата	АС, АК	АСШ, АРШ	внутренние топки	выносные топки		
						внутренние топки	выносные топки				
Без конденсации											
Людиевский завод	П-1	38	13	300—320	—	1,64	1,88	1,66	1,59	1,17	1,59
То же	П-3	75	13	300—320	—	1,46	1,67	1,47	1,42	1,57	1,42
Херсонский завод имени Петровского	ЛП-20	25	14	300	—	1,64	1,88	1,66	1,59	1,77	1,59
То же	ЛП-38	38	14	300	—	1,46	1,67	1,47	1,42	1,57	1,42
»	ЛП-75	75	14	300	—	1,41	1,62	1,43	1,37	1,52	1,37
Людиевский завод	СТ-4	250	16	320—350	—	1,39	1,59	1,40	1,35	1,50	1,35
То же	СТ-5	350	16	320—350	—	1,29	1,47	1,30	1,25	1,39	1,25
С конденсацией											
Людиевский завод	ЛМ-V	120	13	340	0,18	1,11	1,27	1,12	1,08	1,20	1,08
То же	ЛМ-VII	170	13	340	0,18	1,08	1,23	1,10	1,05	1,16	1,05
»	ЛМ-VII	225	13	340	0,18	1,08	1,23	1,10	1,05	1,16	1,05
»	ЛМ-X	330	13	320	0,18	1,17	1,34	1,18	1,14	1,26	1,14
»	СК-1	125	16	320—350	0,10—0,12	1,10	1,26	1,11	1,07	1,19	1,07
»	СК-2	175	16	320—350	0,10—0,12	1,05	1,20	1,06	1,02	1,13	1,02
»	СК-3	250	16	320—350	0,10—0,12	1,05	1,20	1,06	1,02	1,13	1,02
»	СК-4	350	16	320—350	0,10—0,12	1,05	1,20	1,06	1,02	1,13	1,02
»	СК-5	500	16	320—350	0,10—0,12	0,965	1,105	0,975	0,94	1,04	0,94
»	СК-6	700	16	320—350	0,10—0,12	0,965	1,105	0,975	0,94	1,04	0,94
Импортные локобилицы											
Вольф	—	7550	16	350	—	0,89	1,02	0,9	0,87	0,96	0,87
Эрсте Брюннер	—	350—395	16	350	—	0,97	1,105	0,98	0,94	1,04	0,94
Сампо	—	200	13	280	—	1,05	1,20	1,06	1,02	1,13	1,02

Таблица 13

Значение коэффициента $\kappa_{\text{н}}$

Тип локомобиля	Условия работы	Степень нагрузки генератора по отношению к его мощности, соответствующей максимально длительной (номинальной) мощности первичного двигателя						
		0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
Локобилиц без конденсации	Передача от машины к генератору ремённая	1,29	1,21	1,12	1,07	1,03	1,00	1,00
Локобилиц с конденсацией	То же	1,25	1,16	1,08	1,04	1,00	1,00	1,00
То же	Передача от машины к генератору через муфту	1,22	1,16	1,07	1,03	1,00	1,00	1,00

Примечание. Коэффициент $\kappa_{\text{н}}$ относится к расходу нормального пара (640 ккал/кг) на квт-ч выработанной энергии.

κ_1 — поправочный множитель, учитывающий потери тепла в окружающую среду котлом локомотива. Величина κ_1 в зависимости от величины поверхности нагрева и типа котла принимается по табл. 15;

κ_2 — поправочный множитель, учитывающий наличие экономайзера. Значение величины κ_2 подсчитывается по данным табл. 16;

κ_3 — поправочный множитель, учитывающий перерывы в работе, принимается по данным табл. 17 в зависимости от величины множителя κ_1 и числа часов работы котла в сутки.

Таблица 14
Значение коэффициента κ_2

Тип локомотива	Время года	Дутьё под колосники	
		вентиляторное	паровое
Для локомотивов без конденсации	I и IV кварталы	1,09	1,13
	II и III »	1,06	1,10

Таблица 15

Значения коэффициента κ_1

Тип котла и топки	Поверхность нагрева котла в м ²						
	50	75	100	150	200	250	300
Паровозные котлы с выносными топками; водотрубные котлы	1,18	1,14	1,10	1,06	1,05	1,04	1,03
Паровозные и жаротрубные котлы с внутренними топками	1,09	1,07	1,05	1,03	1,025	1,02	1,015

Таблица 16

Значение коэффициента κ_2

Значения показателя $\frac{z_3 H_3}{D_H}$	0,05	0,07	0,09	0,11	0,13	0,15	0,17	0,19
κ_2 для индивидуального экономайзера	0,96	0,95	0,92	0,91	0,89	0,88	0,86	0,85
κ_2 для группового экономайзера	0,98	0,96	0,94	0,92	0,91	0,89	0,87	0,86

Примечание. Значение поправочного множителя κ_2 , учитывающего влияние подогрева питательной воды в индивидуальном или групповом экономайзере, зависит от величины показателя

$$\frac{z_3 H_3}{D_H},$$

где H_3 — поверхность нагрева экономайзера в м², D_H — фактическая часовая паропроизводительность рассматриваемого котла или котлов в нормальном паре в кг/час;

z_3 — условное паронапряжение поверхности нагрева экономайзера в кг/м² час. Значения z_3 принимаются по табл. 18.

Таблица 17
Значение коэффициента κ_3

Коэффициент κ_1	1,02	1,04	1,06	1,08	1,1	1,12	1,14
Величина коэффициента κ_3 при работе котла 8 час/сутки	1,012	1,056	1,084	1,112	1,140	1,168	1,196
То же при работе котла 16 час/сутки	1,007	1,014	1,021	1,028	1,035	1,042	1,049

Таблица 18

Условное паронапряжение экономайзера z_3 в кг/м² час

Температура питательной воды, поступающей в экономайзер, в °С	Индивидуальный экономайзер		Групповой экономайзер	
	ребристый	гладкотрубный, чугунный	ребристый	гладкотрубный, чугунный
50	3,2	4,8	2,8	4,2
75	2,75	4,2	2,35	3,5
100	2,3	3,4	1,9	2,8

К. п. д. ремённой передачи η_n принимается равным 0,95; к. п. д. передачи посредством муфты $\eta_m = 1$; $\eta_{ген}$ определяется по данным табл. 11.

По данным локомотивных заводов, ориентировочные нормы расхода топлива, смазки, пара и воды для различных локомотивов приведены в табл. 19.

Ремонт локомотивной установки

Ремонт локомотива подразделяется на текущий, средний и капитальный.

При текущем ремонте устраняются неисправности и ремонтируются детали, износ которых достиг предельной допускаемой величины и ремонт которых возможно выполнить без разборки узлов котла и машины в промежуток времени, отведённый для промывки.

При среднем ремонте восстанавливаются и частично заменяются детали, срок службы которых меньше периодов между капитальными ремонтами и износ которых достиг предельной допустимой величины.

При капитальном ремонте производится полная ревизия котла и машины и заменяются все детали, износ которых достиг предельно допустимой величины.

Ремонт локомотивов производится в следующие сроки:

а) текущий ремонт — до 2 000 час. работы в зависимости от качества питательной воды, способа водообработки, нагрузки и типа локомотива;

б) средний ремонт — ежегодно через 5—6 тыс. час. работы;

в) капитальный ремонт локомотивов — через 20—25 тыс. час. работы.

При определении сроков осмотров и ремонта узлов и деталей локомотива можно руководствоваться данными, приведёнными в табл. 20.

Таблица 19

Нормы расхода топлива, смазки, пара и воды для различных локомотивов

Марки локомотивов	Номинальная мощность в л. с.	Параметры пара		Часовой расход при номинальной мощности в кг/л. с. ч.			Часовой расход при номинальной мощности			
		P_k	$t_{пе}$	пара	угля $Q_p^H=7\,000$ ккал/кг	дров $Q_p^H=3\,000$ ккал/кг	масла в кг		воды в т	
							цилиндрового	машинного	питательной	на конденсатор
П-25	25	13	260—280	9,5	1,5	—	0,08	0,08	0,22	—
П-38	38	15	320	9,5	1,3	3,3	0,08	0,12	0,36	—
П-75	75	12	330	8,5—9	1,24	3,9	0,1	0,5	0,64	—
ПС-25	25	13	300	9,5	—	—	0,08	0,08	0,22	—
4ЛП-20	20	13	300	—	—	—	—	—	—	—
П-1	38	12	280	9,5	1,3	3,3	0,08	0,12	0,36	—
П-3	75	12	330	9	1,24	2,9	0,1	0,5	0,64	—
А-5	29	10	—	13,9	1,95	4,2	0,1	0,15	0,35	—
Д-3	57	10	—	13,9	1,95	4,2	0,18	0,3	0,70	—
СК-125 (СК-1)	125	15	350	5,4	0,77	1,75	0,15	0,27	0,68	10,4
СК-175 (СК-2)	175	15	350	5,25	0,76	1,75	0,19	0,32	0,92	27,6
СК-250 (СК-3)	250	15	340	5,25	0,75	1,75	0,25	0,42	1,32	39,5
СК-350 (СК-4)	350	15	340	5,4	0,75	1,75	0,33	0,56	1,84	55
СК-500 (СК-5)	500	15	330	4,8	0,74	1,72	0,35	0,45	2,40	72
СК-700 (СК-6)	700	15	350	5,15	0,74	1,72	0,49	0,63	3,36	100
СТ-125	125	15	350	7,5	—	2,3	0,15	0,2	0,8	—
СТ-250 (СТ-4)	250	15	325	8,1	1,12	2,6	0,15	0,26	2,0	—
СТ-350 (СТ-5)	350	15	350	7,5	1,0	2,3	0,18	0,3	2,0	—
ЛМ-V	120	12	340	6,0	0,9	2,15	0,15	0,20	0,72	21,6
ЛМ-VII	170	12	340	5,8	0,86	2,03	0,19	0,32	0,99	29,5
ЛМ-VIII	225	12	340	5,8	0,86	2,03	0,25	0,35	1,3	39
ЛМ-X	330	12	340	6,3	0,94	2,4	0,35	0,48	1,8	54

Таблица 20

Сроки осмотров и ремонта

Объект	Наименование работы	Продолжительность работы между осмотрами в час.
Паровой котёл		
Топка котлов паровозного типа и выдвижная система дымогарных труб	Очистка от шлака; замена перегоревших колосников; осмотр стенок, заклёпочных швов, шпилек крепления подвижной системы; прочистка и осмотр отверстий топочных связей; осмотр, проверка и уплотнение крепления подвижной системы; осмотр, проверка и уплотнение вальцовочных соединений	500 (объединяется с промывкой котла)
	Выемка трубной системы (в зависимости от качества питательной воды)	3 000—6 000
	Осмотр, очистка и перезаливка легкоплавких предохранительных пробок	1 500
Пароперегреватель	Выемка, очистка, осмотр, проверка плотности соединений коллекторов с паропроводами насыщенного и перегретого пара	1 000
Цилиндрическая часть котла	Очистка, осмотр, чеканка головок заклёпок и кромок заклёпочных швов, очистка, осмотр и уплотнение патрубков и штуцеров паропроводов	3 000—6 000
Дымовая камера	Очистка, осмотр; уплотнение дверец; осмотр, проверка и уплотнение крепления подвижной системы	500
Арматура	Полный осмотр водоуказательных стёкол, пробных кранов и предохранительных клапанов с отъёмом от котла, очисткой от грязи и накипи, притиркой уплотняющих поверхностей и заменой дефектных деталей; проверка манометров и вакуумметров	500
Питательные приборы	Разборка инжектора и питательного трубопровода; очистка от накипи; осмотр клапанов и их сёдел; замена дефектных деталей; проверка производительности	125
	Разборка питательного насоса; центровка клапанов по сёдлам и притирка; замена слабых пружин; проверка подъёма и посадки клапанов насоса и питательной коробки; проверка износа плунжера, направляющей втулки сальника	500
Вентили и задвижки	Ремонт и притирка уплотняющих поверхностей; замена набивки сальников	500
Паро- и трубопроводы	Осмотр и исправление дефектов фланцевых соединений; ремонт изоляции	500

Продолжение

Объект	Наименование работы	Продолжительность работы между осмотрами в час.
Дымососы и дутьевые вентиляторы	Осмотр, очистка, замена изношенных лопаток с последующей балансировкой, очистка и промывка подшипников, осмотр пускового устройства электродвигателей и ремонт изоляции	500
Приводы к заслонкам и шиберам	Проверка, регулировка, замена дефектных деталей	500
Воздуховод	Проверка плотности, устранение присосов	1 000
<i>Паровая машина</i>		
Цилиндровый блок	Проверка выработки и состояния внутренней поверхности цилиндрических и золотниковых втулок; проверка состояния и прочности крепления цилиндрического блока и правильности зазора около шпилек для крепления лап цилиндра; проверка шпилек для крепления цилиндрических и золотниковых крышек; очистка, осмотр и притирка цилиндрических кранов; замена набивки в сальниках; ремонт и замена дефектных направляющих втулок и грундбукс сальников	3 000
Поршни со штоками, золотниками	Выемка и очистка поршней и золотников, проверка мест соединения со штоками; проверка состояния износа поршневых и золотниковых колец; замена дефектных колец новыми	3 000
Параллели	Осмотр и проверка клинового отверстия и запленников штока, устранение выработки и других дефектов	1 500
Ползун	Проверка выработки и крепления башмаков; проверка совпадения геометрических осей параллелей и цилиндров; устранение обнаруженных дефектов	3 000
Шатун	Полная разборка, осмотр для определения трещин в отверстии для клина. Замер износа пальца, ремонт. Проверка выработки и крепления башмаков, устранение слабину	3 000
	Проверка наружных поверхностей и устранение забоев. Проверка износа и состояния вкладышей подшипника малой головки, устранение слабину, превышающей допустимую. Проверка отверстия для клина на отсутствие трещин	500
	Проверка износа вкладышей большой головки, трещины баббита; регулировка натяга и зазора для смазки	По особой инструкции
Парораспределительный механизм	Снятие индикаторных диаграмм	1 500
Регулятор и привод к нему	Полная ревизия, устранение слабину в сочленениях, регулировка пружин	1 500
Эксцентрик парораспределения (действующий не от осевого регулятора)	Проверка установки эксцентриковой шайбы по контрольным рискам, устранение слабину в сочленениях и разбега в эксцентриках	1 500
Коренные и кривошипные шейки коленчатого вала	Проверка укладки вала по уровню и расхождению щёк в разных положениях вала; проверка износа и состояния шеек	1 500
Коренные подшипники	Проверка состояния и износа вкладышей, толщины слоя баббита, регулирование натяга и зазора на смазку; промывка, осмотр и заливка подшипников свежим маслом	1 500
Вальная подставка	Очистка от грязи и осмотр	1 500
Смазочная система и маслоохладитель	Проверка по уровню установки на кронштейнах и проверка перпендикулярности оси вала к оси цилиндров	3 000
	Очистка от грязи, выщелачивание, проверка плотности трубопровода к маслоохладителю и его соединений	1 000
	Очистка от грязи, промывка, ремонт капельных маслянок и смазочного пресса	500
Эксцентрик питательного и мокро-воздушного насосов	Осмотр и проверка крепления и износа эксцентриковой шайбы, хомутов, ремонт их	1 000
Мокро-воздушный насос конденсатора	Очистка, осмотр крышки цилиндра, поршня с кольцами; проверка износа и замена дефектных деталей; исправление и замена тарелок, резиновых клапанов и их упорных шайб; проверка шплинтов поршней	1 000
Водоподогреватель	Очистка от грязи, выщелачивание, проверка плотности труб и крышек, замена прокладок	1 000
Маховик	Проверка бienia маховика	3 000

Примечания. 1. Все сроки указаны для нормальных условий эксплуатации; число часов работы локомотива принято примерно 6 000 в год.

При условиях работы, значительно отличающихся от указанных, периодичность осмотров соответственно изменяется.

2. При установлении сроков осмотров не должны нарушаться (удлиняться) сроки осмотров, предусмотренные правилами Котлонадзора.

Ремонт паровой машины

К наиболее часто встречающимся неисправностям паровой машины относятся: а) износ внутренней поверхности цилиндра; б) износ втулок цилиндрических золотников или золотникового зеркала; в) царапины на внутренней поверхности цилиндра; г) трещины втулок корпуса цилиндров; д) ослабление болтов и шпилек, крепящих крышки цилиндра; е) износ поршневых и золотниковых колец.

При многократных ремонтах цилиндрического блока машины перед его расточкой рекомендуется производить проверочный расчёт прочности стенки цилиндра по формуле

$$K = \frac{Dp}{2b} \text{ кг/см}^2,$$

где K — допускаемое напряжение на растяжение (для чугунных цилиндров диаметром 300—500 мм оно равно 300—400 кг/см²);

D —диаметр цилиндра после расточки в см;

p — избыточное наибольшее давление пара в кг/см²;

b — наименьшая замеренная толщина стенки в см.

Предельно допускаемые отклонения размеров цилиндров не должны превышать величин, указанных в табл. 21.

Таблица 21

Допускаемые отклонения размеров цилиндров

Диаметр цилиндра в мм . .	150	200	250	300	350	400	500	600	700
Предельная эллиптичность в мм	0,7	0,9	1,1	1,3	1,5	1,6	1,9	2,1	2,25
Предельная конусность и бочкообразность в мм .	0,9	1,3	1,6	1,9	2,2	2,4	2,8	3,2	3,4
Допускаемое увеличение диаметра втулки цилиндра в мм . . .	5,3	5,5	6,3	7,0	7,3	7,5	8,5	9,5	9,5

Предельная выработка или истирание рабочей поверхности штоков не должна превышать величин, указанных в табл. 22.

Таблица 22

Допускаемая выработка штоков

Диаметр штока в мм	До 45	50—90	100—150
Предельный местный износ в мм . .	0,1	0,14—0,18	0,20—0,25
Эллиптичность в мм	0,1	0,15—0,18	0,20—0,25

При многократных ремонтах коленчатого вала рекомендуется производить проверку на прочность шеек вала.

Допускаемое сопротивление коленчатого вала кручению τ должно быть больше или равно 250—320 кг/см² и определяется по формуле

$$\tau \geq \frac{71\,620 \cdot 16\,N}{\pi n d^3} \text{ кг/см}^2,$$

где N — мощность паровой машины в л. с.;

n — число об/мин;

d — диаметр наиболее утонённого места шейки в см.

Допустимые величины овальности и конусности коренных и мотылёвых шеек в эксплуатации и после ремонта в зависимости от их диаметра приводятся в табл. 23.

Таблица 23

Допустимые овальность и конусность шеек вала

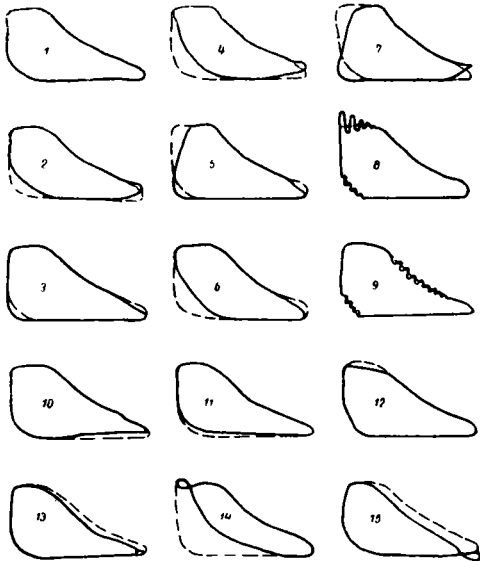
Диаметр шейки	Мотылёвых шеек		Коренных шеек	
	в эксплуатации	после ремонта	в эксплуатации	после ремонта
40—80	0,20	0,02	0,15	0,015
80—180	0,30	0,03	0,20	0,02
180—260	0,40	0,05	0,30	0,03
260—360	0,55	0,06	0,40	0,04

Величины зазоров в коренных подшипниках в зависимости от их диаметра при монтаже и эксплуатации приводятся в табл. 24.

Таблица 24

Допустимые зазоры в подшипниках

Диаметр вала в мм	Зазоры в подшипниках в мм		
	Циркуляци- онная смазка	Кольцевая смазка	в эксплуа- тации
	после монтажа		
До 75	0,09	0,08—0,09	0,13
75—100	0,10	0,09—0,10	0,15
100—150	0,13	0,11—0,15	0,20
150—200	0,15	0,14—0,20	0,25
200—250	0,18	0,18—0,25	0,30
250—300	0,20	0,21—0,30	0,35
300—400	0,25	0,29—0,40	0,45



Фиг. 18. Искажения индикаторных диаграмм: 2—7 — неправильная установка парораспределения; 8 и 9 — неправильности индикатора; 10—13 — неисправности паровых каналов цилиндра; 14 и 15 — нарушения режима работы

Таблица 25

Причины искажения индикаторных диаграмм

№ диаграммы (фиг. 18)	Периоды работы			Причина отклонения	Способ устранения
	впуск	выпуск	сжатие		
1	Н о р м а л ь н ы е			—	—
2	Нормальный	Поздний	Раннее	Выпускная перекрыша велика	Уменьшить кромку выпускной перекрыши
3	»	Ранний	Позднее	Выпускная перекрыша мала	Увеличить кромку выпускной перекрыши
4	Ранний	Поздний	Раннее	Золотник сдвинут в сторону выпуска	Увеличить (при внутреннем впуске) или уменьшить (при наружном впуске) длину золотниковой тяги
5	Поздний	Ранний	Позднее	Золотник сдвинут в сторону впуска	Уменьшить (при внутреннем впуске) или увеличить (при наружном впуске) длину золотниковой тяги
6	Ранний	»	Раннее	Опережение велико	Повернуть эксцентрик вперёд
7	Поздний	Поздний	Позднее	» мало	То же назад
8	Линии впуска и выпуска волнообразные			Вода в индикаторе	Продуть индикатор
9	Линии расширения и сжатия ступенчатые			Поршень индикатора заедает	Смазать и прочистить индикатор
10	Наклон линии выпуска			Сечение недостаточно или засорены паровпускные каналы	Очистить каналы; подрубить окна золотника
11	Постепенный подъём линии выпуска			а) торможение при выпуске; б) для ц. н. д. недостаточная конденсация или противодействие	Выравнивать выпуск
12	Наклон линии наполнения			а) торможение при впуске; б) сечение недостаточно или засорены паровпускные каналы	Очистить каналы; подрубить окна золотника
13	Наклон линий наполнения и выпуска			Неплотность выпускного органа или поршня	Устранить неплотности
14	Петля на линии впуска			а) высокое сжатие; б) малое давление впуска	а) уменьшить сжатие; б) увеличить давление впускаемого пара
15	Петля на линии выпуска			а) малое наполнение; б) при неполной высоте диаграммы: 1) малое давление в котле; 2) дросселирование пара вентилем; 3) чрезмерное противодействие	а) увеличить нагрузку; б) отрегулировать подачу и отбор пара

Таблица 26

Величины зазоров между золотниковым эксцентриком и хомутом

Диаметр эксцентрика в мм	Радиальный зазор в мм		Боковой (осевой) зазор в мм	
	монтажный	предельный	монтажный	предельный
100	0,12	0,25	0,11	0,29
200	0,15	0,3	0,13	0,33
300	0,18	0,35	0,15	0,37
400	0,2	0,4	0,16	0,43
500	0,22	0,45	0,18	0,45

Во время эксплуатации паровой машины через каждые 1 500 час. работы должна производиться проверка парораспределения путём снятия индикаторных диаграмм цилиндров высокого и низкого давления.

На фиг. 18 приводятся возможные искажения индикаторных диаграмм при неисправностях парораспределения.

Причины искажения индикаторных диаграмм и рекомендуемые способы их устранения приводятся в табл. 25. Величины зазоров между золотниковым эксцентриком и хомутом могут быть приняты по данным табл. 26.

Таблица 27

Установка парораспределения передвижных локомотивов

Элементы парораспределения	Размерность	Тип локомотива				
		П-25	П-38 (П-1)	П-75	4ЛП-20	ПС-25
Диаметр золотника . .	мм	65	65	85	70	60
Впуск пара		Внутренний				
Паровпускные перекрыши:						
со стороны крышки . .	»	17,5	18	25	17	18
» » вала	»	15,3	18	25	15	18
Выпуск пара		Наружный				
Паровпускные перекрыши:						
со стороны крышки . .	»	4	4	7	4,5	3,9
» » вала	»	7	6	10	9	8

При ремонте и установке элементов парораспределения следует руководствоваться заводскими указаниями, приведёнными для передвижных локомотивов в табл. 27 и для стационарных локомотивов — в табл. 28 и 29.

Таблица 28

Установка парораспределения локомотивов СК

Элементы парораспределения	Размер- ность	Тип локомотива				
		СК-125	СК-175	СК-250	СК-350	СК-500
Цилиндр в. д.						
Диаметр золотника	мм	80	90	110	130	170
» штока золотника	»	20	24	26	26	30
Впуск пара		Внутренний			Наружный	
Паровпускные перекрыши:						
со стороны крышки	»	24	26	31	34	36,5
» » вала	»	21	23	27	30	32,5
Выпуск пара		Наружный			Внутренний	
Паровыпускные перекрыши:						
со стороны крышки	»	0	4,2	2	7	5
» » вала	»	4	0	5	3	5
Цилиндр н. д.						
Диаметр золотника	»	140	170	200	230	180
Диаметр штока золотника	»	24	24	30	28	34
Впуск пара		Наружный			Внутренний	
Паровпускные перекрыши:						
со стороны крышки	»	30,4	33,8	46	50	54
» » вала	»	27,2	30,2	41	45	48
Выпуск пара		Внутренний			Наружный	
Паровыпускные перекрыши:						
со стороны крышки	»	4,5	5,2	7	7	8,5
» » вала	»	12	13,2	18	19,5	21

Таблица 29

Установка парораспределения локомотивов ЛМ

Элементы парораспределения	Размер- ность	Тип локомотива			
		ЛМ-V	ЛМ-VII	ЛМ-VIII	ЛМ-X
Размеры перекрыш					
Золотник в. д.					
Впуск в ц. в. д.	мм	Внутренний			
Впускные перекрыши:					
со стороны вала	»	16	21	21	27,5
» » крышки	»	16,5	22,5	21,5	28,5
Золотник перепускной (ресиверный)					
Выпуск из ц. в. д.		Наружный			
Впускные перекрыши из ц. в. д.:					
со стороны вала	»	10	6	7	9,6
» » крышки	»	3,75	0	0	0,7
Впуск в ц. в. д.		Внутренний			
Впускные перекрыши в ц. н. д.:					
со стороны вала	»	21	25	20	29,5
» » крышки	»	22,5	29	23	33
Золотник н. д.					
Выпуск из ц. н. д.		Внутренний			
Впускные перекрыши:					
со стороны вала	»	3,5	6	7	9,6
» » крышки	»	0	6	0	3,7
Размеры золотников					
Диаметр золотника:					
поршневого в. д.	мм	110	110	115	135
втулочного перепускного (ресиверного)	»	110	110	115	135
поршневого н. д.	»	110	110	115	135
Паровые окна золотниковых втулок:					
впускное в. д.	»	14	17	25	30
впускное в. д. (ресиверное)	»	23	28	35	40
впускное н. д. (ресиверное)	»	23	25	35	40
впускное н. д.	»	30	38	42	60
Расстояние от торца цилиндра до кромки золотника в мёртвой точке:					
в. д.	»	77	53,5	45,5	55,5
ресиверного	»	51,8	57,5	42	44,3
н. д.	»	62	57	42,5	51
Диаметр трубы:					
пароподводящей ц. в. д.	»	65	80	105	130
пароотводящей ц. н. д.	»	140	160	175	210

При установке парораспределения монтажные зазоры между диском золотника и золотниковой втулкой должны приниматься по следующим данным:

Диаметр золотниковой втулки в мм	75	100	150	200	250	300	350
Монтажный зазор в мм	0,12	0,14	0,16	0,18	0,24	0,27	0,27
Предельный зазор в мм	0,7	0,8	1,0	1,2	1,4	1,8	1,8

Монтажные и предельные зазоры поршневых и золотниковых колец приводятся в табл. 30.

Таблица 30

Монтажные и предельные зазоры поршневых и золотниковых колец

Диаметр цилиндра в мм	Монтажный зазор в мм		Предельный зазор в мм		
	по высоте колец	в стыке колец	по высоте колец	в стыке колец	
				поршневых	золотниковых
50	0,03	0,15 ± 0,2	0,08	3	2
75	0,03	0,2 ± 0,25	0,08	3,5	2,2
100	0,04	0,3 ± 0,35	0,09	4	2,2
125	0,05	0,4 ± 0,5	0,1	4,5	2,4
150	0,05	0,5 ± 0,6	0,1	5	2,6
200	0,06	0,6 ± 0,7	0,11	5,5	2,8
250	0,06	0,7 ± 0,8	0,11	6	3,1
300	0,07	0,8 ± 0,9	0,12	6,5	3,4
350	0,07	0,9 ± 1,0	0,12	7	3,8
400	0,08	1,0 ± 1,1	0,13	7,5	4,3
500	0,08	1,1 ± 1,2	0,13	8	4,8
600	0,1	1,2 ± 1,4	0,15	8,5	5,4
700	0,1	1,4 ± 1,6	0,15	9	7

Основные размеры поршневых колец приводятся в табл. 31.

Сдача установки в эксплуатацию после ремонта должна оформляться актом, в котором указываются состояние установки до ремонта и ревизии, описание и объём произведённых работ, перечень рекомендаций к последующим

Таблица 31

Основные размеры поршневых колец (в мм)

Диаметр кольца	Ширина	Толщина	Диаметры барабана после черновой обработки		Ширина выреза барабана для замка колец
			Наружный	Внутренний	
50	7	3	57	44	7
100	8	4	109	97,5	8
150	9	5	159	144,5	9
200	10	6	209,5	191,5	10
250	12	7,5	259,5	239	12
300	14	9	310	286	14
350	16	10,5	362	334	16
400	18	12	413	384	18
450	21	13,5	465,5	432,5	21
500	23	15	518	481	23
550	25	16,5	569,5	530	25
600	27	19	620	578	27
650	30	19,5	672,5	627,5	30
700	32	21	724,5	678,5	32
750	34	22,5	777	728	34

ремонтам. Кроме того, до и после ремонта составляются формуляры, в которых приводятся данные о величинах зазоров между поршнями и крышками, поршнями и цилиндрами, зазоров в подшипниках, установке парораспределения, о состоянии вала, шатунно-поршневой группы и другие показатели, характеризующие износ и правильность сборки установки.

Комиссия по приёмке установки определяет готовность агрегата к длительной и надёжной работе, качество произведённых работ и даёт рекомендации о режиме эксплуатации установки.

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ИСПЫТАНИЯ ЛОКОМОБИЛЕЙ

Эксплуатационные испытания локомотивов производятся с целью определения экономичности работы установки, выявления возможных отклонений контролируемых параметров от нормы и устранения причин, снижающих эффективность работы локомотивов.

Перед испытанием проверяется состояние котла, машины и вспомогательных устройств локомотива. Производится проверка и установка парораспределения для получения равенства работ по полостям цилиндра. При наличии контрштока степени наполнения должны быть одинаковыми в обеих полостях цилиндра. При отсутствии контрштока наполнение со стороны вала на 1—2% должно быть больше, чем со стороны крышки.

Рекомендуется проводить испытания при 100, 75, 50% номинальной мощности локомотива, при установившемся тепловом состоянии. До начала опыта локомотив должен находиться в работе не менее 24 час., из них не менее 4 час. непосредственно перед испытанием нести нагрузку, намеченную для опыта.

Продолжительность основных испытаний 6 час., дополнительного на холостом ходу (для определения механических потерь машины) — 0,5 часа.

Эффективная мощность паровой машины определяется по электрической мощности генератора по формуле

$$N_e = \frac{1,36 N_g}{\eta_{ген} \eta_n},$$

где N_g — электрическая мощность в кВт;

$\eta_{ген}$ — к. п. д. электрического генератора;

η_n — к. п. д. ремённой передачи.

Внутренняя (индикаторная) мощность двухцилиндровой паровой машины определяется по формуле

$$N_i = \frac{Sn}{60 \cdot 75} (F'_k P'_{ik} + F'_s P'_{is} + F''_k P''_k + F''_s P''_{is}) \text{ л. с.,}$$

где S — ход поршня в м;

n — число об/мин;

P'_{ik}, P'_{is} — средние индикаторные давления со стороны крышки в ц. в. д. и ц. н. д. в кг/см²;

P''_{ik}, P''_{is} — средние индикаторные давления со стороны вала;

$F'_к, F''_к$ — рабочая площадь поршня со стороны крышек в ц. в. д. и ц. н. д. в $см^2$;

F'_θ, F''_θ — рабочая площадь поршня со стороны вала.

При этом среднее индикаторное давление определяется по формуле

$$P_i = \frac{f}{l} \cdot m \text{ кг/см}^2,$$

где f — площадь диаграммы в $мм^2$;
 l — длина диаграммы в $мм$;

m — масштаб пружины в $\frac{атм}{мм}$.

Площадь индикаторной диаграммы определяется при помощи планиметра или по методу графического интегрирования.

Средний удельный расход пара на 1 э. л. с. ч. определяется по формуле

$$d_e = \frac{D_{час}}{N_e} \text{ кг/э. л. с. ч.},$$

где $D_{час}$ — часовой расход пара (может быть определён по расходу питательной воды).

Удельный расход топлива определяется по формуле

$$b_e = \frac{B}{N_e} \text{ кг/э. л. с. ч.},$$

где B — часовой расход топлива в $кг$.

Удельный расход условного топлива определяется по формуле

$$b_{усл} = \frac{BQ_p^p}{7000 N_e} \text{ кг/э. л. с. ч.},$$

где Q_p^p — теплотворная способность топлива в $ккал/кг$.

Экономический к. п. д. локомотива может быть определён по формуле

$$\eta_{л} = \frac{632,3}{b_{усл} \cdot 7000}$$

с проверкой по формуле

$$\eta_{л} = \eta_{it} \eta_{oi} \eta_{мех} \eta_{рег} \eta_{п} \eta_{ген} \eta_{ку},$$

где $\eta_t = \frac{H_a}{Q}$ — термический к. п. д. ма-

шины (H_a — тепло, эквивалентное работе адиабатического расширения 1 кг пара, в $ккал/кг$; Q — количество тепла, подведённое к 1 кг пара при работе по идеальному циклу);

$$\eta_{oi} = \frac{632,3}{d_i}$$
 — относительный инди-

каторный к. п. д. машины (i_1 и i_2 определяются по известным начальным параметрам пара $P_k, t_{пк}$ и давлению в конденсаторе по i_s -диаграмме);

$$\eta_{мех} = \frac{N_e}{N_i}$$
 — механический к. п. д. ма-

шины;

$$\eta_{рег} = \frac{i_1 - i'_2}{i_1 - i'_{пв}}$$
 — коэффициент регенерации

тепла (i'_2 — теплосодержание воды при давлении в конденсаторе;

$i'_{пв}$ — теплосодержание питательной воды);

$\eta_{п}$ и $\eta_{ген}$ — к. п. д. ремённой передачи и к. п. д. генератора, принимаются по паспортным данным; обычно $\eta_{п}$ принимается равным 0,95;

$\eta_{ку}$ — к. п. д. котельной установки, принимается по данным испытаний котла.

В табл. 32 приводятся результаты испытаний локомотива СК-4, проведённых отделением энергетики ЦНИИ МПС.

По данным заводских испытаний, значения к. п. д. локомотивной установки и её отдельных элементов приводятся в табл. 33.

Таблица 32

Результаты испытаний локомотива СК-4 (по данным ЦНИИ МПС)

Наименование показателей	Нагрузка в квт					
	71	159	175	177	179	202
Эффективная нагрузка паровой машины в л. с. . .	114	248	273	276	279	315
Степень нагрузки машины в %	33,0	71,0	78,0	79,0	80,0	90,0
Часовой расход пара в кг/час	970	1 520	1 690	1 717	1 610	1 840
Часовой расход натурального топлива в кг/час . .	340	360	422	396	390	385
Давление пара в котле в атм	15,1	13,3	12,7	11,8	12,1	13,0
Температура перегретого пара в °С	242	257	240	265	265	263
Абсолютное давление в конденсаторе в атм . . .	0,213	0,211	0,213	0,291	0,192	0,220
Термический к. п. д.	0,263	0,258	0,259	0,240	0,258	0,255
Относительный индикаторный к. п. д.	0,780	0,786	0,76	0,810	0,795	0,772
Механический к. п. д.	0,573	0,792	0,815	0,816	0,820	0,850
Относительный эффективный к. п. д.	0,447	0,622	0,619	0,660	0,652	0,656
Абсолютный эффективный к. п. д.	0,118	0,161	0,160	0,159	0,168	0,167
К. п. д. генератора тока	0,958	0,952	0,958	0,948	0,957	0,950
К. п. д. ремённой передачи	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
К. п. д. котла	0,524	0,583	0,636	0,574	0,540	0,620
К. п. д. генератора тока	0,892	0,918	0,919	0,919	0,919	0,920
Экономический к. п. д. локомотива в целом . .	0,050	0,078	0,075	0,075	0,076	0,086

Таблица 33
Значения к. п. д. локомотивной установки и её
отдельных элементов

Обозначения	Тип локомотива					
	П-25	П-75	СК-125	СК-4	СК-5	СТ-5
$\eta_{ку}$	0,561	0,665	0,740	0,730	0,659	0,725
$\eta_{под}$	0,080	0,075	0,027	0,028	0,021	0,085
η_t	0,174	0,171	0,284	0,280	0,301	0,185
η_{oi}	0,617	0,695	0,615	0,646	0,659	0,669
η_i	0,108	0,119	0,174	0,181	0,199	0,124
η_m	0,880	0,912	0,900	0,905	0,907	0,930
η_e	0,095	0,108	0,157	0,163	0,180	0,115
η_{λ}	0,058	0,080	0,120	0,123	0,123	0,093

Примечание. Для локомотива типа СТ-5 при выпуске отработавшего пара в атмосферу.

КОМПОНОВКА ЛОКОМОБИЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Унифицированные компоновки локомотивных электростанций мощностью 3×350 , 3×250 и 3×125 л. с., разработанные отделом типового проектирования Мосжелдорпроекта, показаны на фиг. 19, 20, 21. В качестве расчётного топлива приняты: антрацит, каменные и бурые угли.

Локомотивные электростанции мощностью 3×350 л. с., рассчитанные на сжигание каменных и бурых углей, и мощностью 3×250 л. с., рассчитанные на сжигание бурых углей, имеют механизированные топки и топливоподачи.

Золоудаление у всех локомотивных электростанций механизированное, скреперное.

Устройство топливоподачи, топливосжигания и золоудаления автоматизировано.

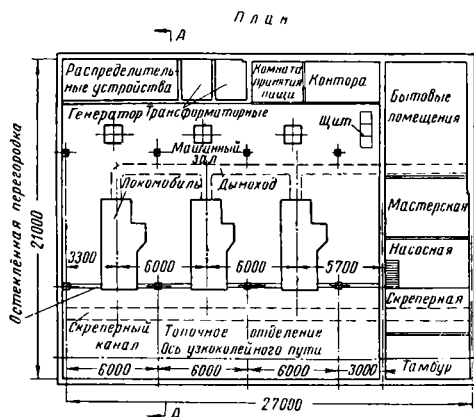
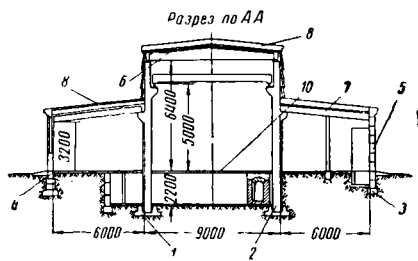
Локомотивные электростанции мощностью 3×350 и 3×250 л. с. выполняются из одних и тех же конструктивных элементов, а в электростанциях мощностью 3×125 л. с. вводится лишь один новый типоразмер двускатной балки перекрытия локомотивного зала. При этом используются унифицированные типоразмеры сборных железобетонных конструкций, утверждённые Государственным Комитетом Совета Министров СССР по делам строительства 21 февраля 1955 г. Дополнительно вводится лишь два новых конструктивных элемента — колонны локомотивного зала: одна для электростанций мощностью 3×125 л. с. и одна для электростанций мощностью 3×250 и 3×350 л. с.

Для электростанций мощностью 3×350 л. с. размеры в плане одинаковы для всех видов топлива. Компоновка их по высоте допускает возможность перехода от ручных топок при сжигании антрацита к механизированным. То же самое относится и к локомотивным электростанциям мощностью 3×250 л. с.

Габариты зданий электростанции мощностью 3×350 л. с. допускают размещение в них не только отечественных локомотивов марки СК-350, но и близких к ним по мощ-

ности локомотивов импортных поставок типа Ланг-325 и Б-Вольф-320.

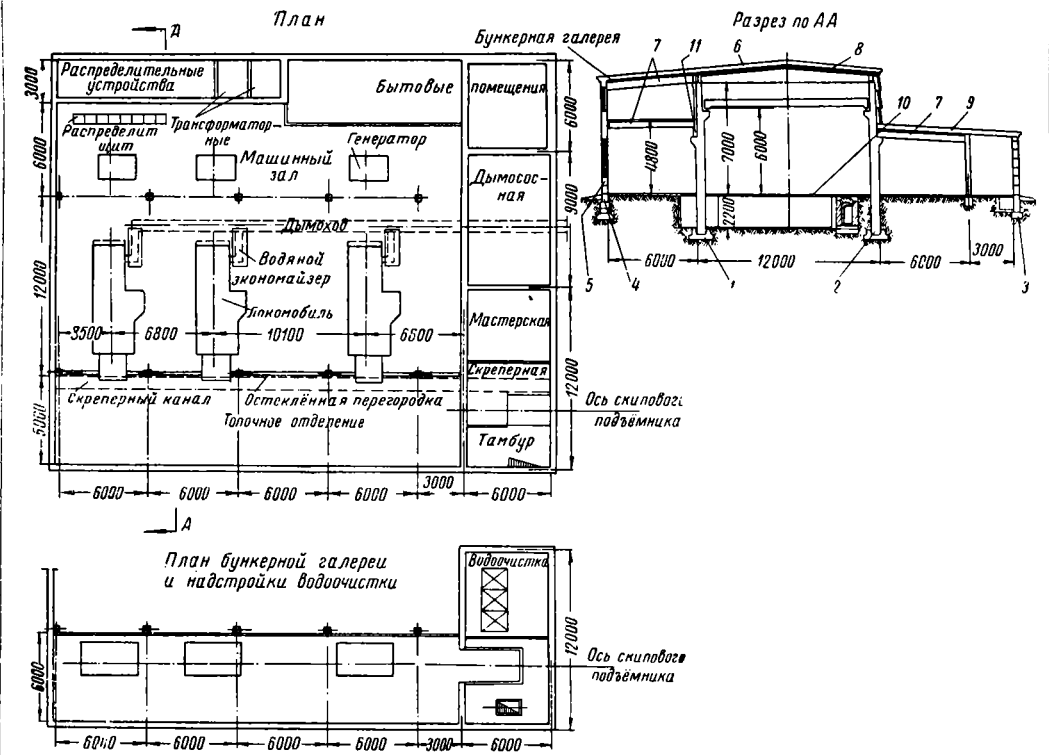
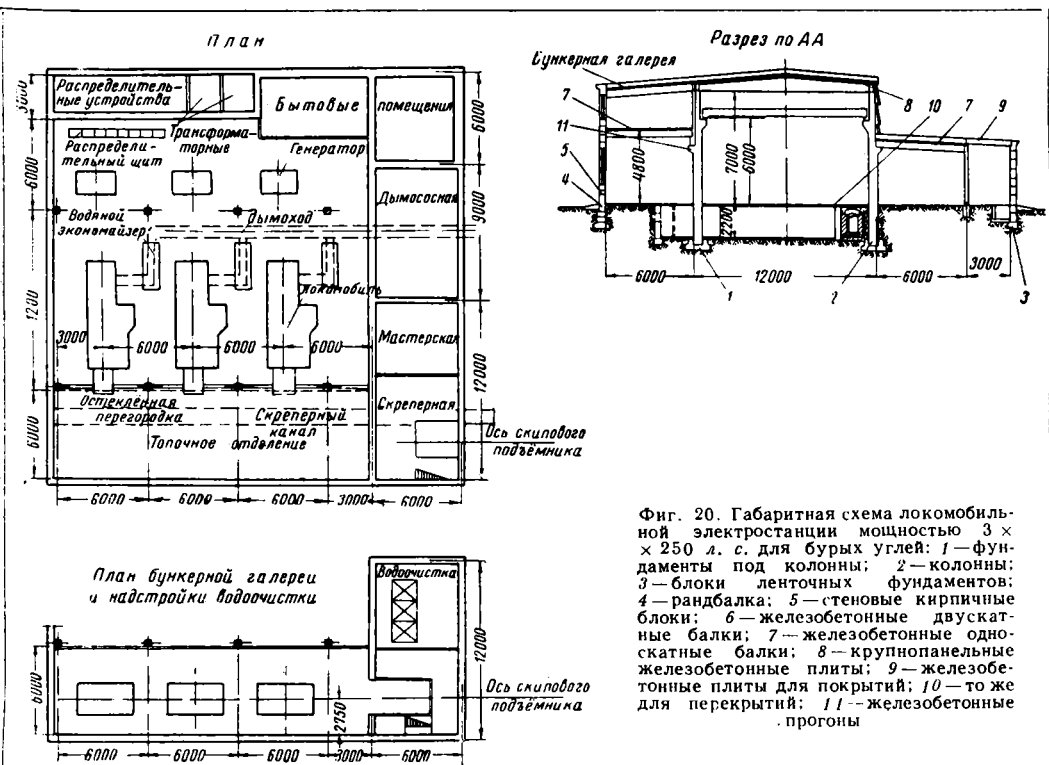
При этом расширение электростанции для установки четвёртого локомотивного агрегата или, в случае необходимости, строительство электростанции сразу на четыре агрегата осуществляется пристройкой ещё одной 6-метровой ячейки.



Фиг. 19. Габаритная схема локомотивной электростанции мощностью 3×125 л. с. (для всех видов угля): 1 — фундаменты под колонны; 2 — колонны; 3 — блоки ленточных фундаментов; 4 — рандбалка; 5 — стеновые кирпичные блоки; 6 — железобетонные двускатные балки; 7 — железобетонные односкатные балки; 8 — крупнопанельные железобетонные плиты; 9 — железобетонные плиты для покрытий; 10 — то же для перекрытий

Таблица 34
Таблица основных показателей унифицированных
компоновок электростанций

Показатели	3 × 350 л. с.		3 × 250 л. с.		3 × 125 л. с.
	Антрацит	Бурый уголь	Антрацит	Бурый уголь	Все виды топлива
Шаг колонн в м.	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Пролёт топочного отделения в м.	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Пролёт локомотивного зала в м.	12,0	12,0	12,0	12,0	9,0
Пролёт генераторного зала в м.	9,0	9,0	9,0	9,0	6,0
Строительная кубатура в м³	6196	6926	5080	5570	3500
Объём железобетона в м³	110	120	90	100	80
В т. ч. сборного в м³	90	100	80	90	60
% сборного в м³	82	83	88	90	74
Количество типов основных сборных железобетонных элементов в шт.	12	15	12	15	14



Фиг. 21. Габаритная схема локомотивной электростанции мощностью 3×350 л. с. для каменных углей
Обозначения позиций те же, что на фиг. 19

Таблица 35

Ориентировочные веса основных узлов локомотивов (в т)

Наименование деталей и узлов	Тип локомотива							
	СК-125	СК-175	СК-250	СК-350	СК-500	СК-700	СТ-250	СТ-350
Котёл без трубной системы	3,32	4,12	4,39	8,46	13,7	17,6	8,16	12,9
Трубная система	1,23	1,52	2,29	3,91	6,25	7,69	3,91	6,25
Пароперегреватель	0,75	1,03	1,37	2,09	3,08	3,75	1,69	3,08
Дымовая камера	0,8	0,88	1,06	1,44	1,6	2,12	1,59	1,6
Мокро-воздушный насос	0,35	0,45	0,65	1,03	2,1	2,4	0,23	0,24
Водоподогреватель	0,25	0,27	0,34	0,39	0,39	0,61	0,23	0,23
Паровые цилиндры	0,85	1,3	1,44	1,98	3,2	3,89	0,6	0,71
Рама машины	0,86	1,12	1,64	1,75	2,35	2,8	2,0	2,78
Параллели	—	—	1,17	1,6	1,8	2,67	—	—
Коленчатый вал	0,9	1,34	1,5	2,15	3,05	5,47	1,72	2,92
Маховик:								
нормальный	0,77	1,3	1,71	2,77	3,89	5,65	1,26	1,86
уширенный	0,8	1,4	2,99	3,5	5,33	—	1,47	2,2
Наиболее тяжёлый собранный узел	11	12,3	16	16,2	19	20	20	19
Локомотив в целом, без воды	16,3	20	30	41,5	60	72,5	30,5	41,5

Фундаменты и стены всех локомотивных электростанций сборные, из блоков.

Компоновка локомотивных электростанций сохраняется без изменения и при строительстве их на площадках с высоким уровнем грунтовых вод. В этом случае здание электростанции сооружается на подсыпке.

Основные показатели унифицированных компоновок локомотивных электростанций приводятся в табл. 34.

Ориентировочные веса узлов локомотивов различных типов, на основании которых выбирается грузоподъемность крана локомотивной электростанции, приведены в табл. 35.

Грузоподъемность монтажного крана для локомотива типа СК можно принимать по следующим данным:

Мощность локомотива, ЛС . 125 175 250 350 500
Грузоподъемность монтажного крана, т 1,0 1,5 3,0 3,5 4,0

УСТАНОВКИ С ДВИГАТЕЛЯМИ ВНУТРЕННЕГО СГОРАНИЯ

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА УСТАНОВОК С ДВИГАТЕЛЯМИ ВНУТРЕННЕГО СГОРАНИЯ

Таблица 1

Коэффициенты, характеризующие работу д. в. с.

Типы установок

Различают следующие типы установок с двигателями внутреннего сгорания, предназначенных для выработки электроэнергии:

установки с двигателями внутреннего сгорания с самовоспламенением от сжатия, работающие на жидком топливе — дизельные электростанции (ДЭС);

установки с двигателями внутреннего сгорания, работающие на газе, получаемом от собственной газогенераторной установки, — газогенераторные электростанции;

установки с двигателями внутреннего сгорания, работающие на природном газе или газе, получаемом от другого внешнего источника, — газовые электростанции.

Двигатели внутреннего сгорания

Сведения об устройстве, рабочем процессе и расчёте двигателей внутреннего сгорания (д. в. с.) — см. т. II.

Расчётные формулы для коэффициентов, характеризующих работу двигателей внутреннего сгорания, приведены в табл. 1.

Наименование к.п.д.	Обозначение	Расчётная формула
Индикаторный абсолютный . .	η_i	$\eta_i = \frac{632 N_i}{B_{\text{ч}} Q_p^H} = \frac{632}{b_e \eta_m Q_p^H}$
Индикаторный относительный .	η_{oi}	$\eta_{oi} = \frac{\eta_i}{\eta_t}$
Механический .	η_m	$\eta_m = \frac{N_e}{N_i}$
Эффективный . .	η_e	$\eta_e = \frac{632}{b_e Q_p^H} = \eta_t \eta_{oi} \eta_m = \eta_i \eta_m$
Электрический . .	$\eta_{\text{э}}$	$\eta_{\text{э}} = \eta_e \eta_{\text{ген}}$

В этих формулах:

$B_{\text{ч}}$ — часовой расход топлива двигателем в кг;

b_e — удельный расход топлива на эффективную л. с. ч. в кг;

Q_n^p — теплотворность топлива по низшему пределу в ккал/кг.

$\eta_t = \frac{Q_1 - Q_2}{Q_1}$ — термический к. п. д.;

Q_1 — количество тепла, подведённое за цикл, в ккал;

Q_2 — потери идеального цикла в ккал;

$\eta_{ген}$ — к. п. д. электрического генератора;

N_i — индикаторная мощность в л. с.;

N_e — эффективная мощность (мощность на валу двигателя) в л. с.

Эффективный и электрический к. п. д. двигателя внутреннего сгорания, работающего на генераторном газе, отнесённые к твёрдому топливу, определяются соответственно по формулам:

$$\eta_e^{те} = \eta_e \eta_{газ}, \quad (1)$$

$$\eta_e^{мех} = \eta_e \eta_{газ}, \quad (2)$$

где $\eta_{газ}$ — к. п. д. газогенератора.

Значение к. п. д. для различных д. в. с. при номинальной мощности приведены в табл. 2.

К. п. д. меняются в зависимости от коэффициента загрузки д. в. с. β , определяемого из выражения

$$\beta = \frac{N_e}{N_e^H},$$

где N_e — нагрузка д. в. с. в л. с.;

N_e^H — номинальная мощность д. в. с. в л. с.

Абсолютный индикаторный к. п. д. η_i имеет максимум при $\beta = 0,5 \div 0,7$; механический к. п. д. η_m резко падает при уменьшении нагрузки. Если известно значение η_m^H при номинальной мощности, то при любой другой нагрузке

$$\eta_m = \frac{\beta}{\beta + \frac{1 - \eta_m^H}{\eta_m^H}}. \quad (3)$$

Нагрузка, при которой эффективный к. п. д. η_e имеет максимальное значение, соответствует $\beta = 0,8 \div 0,9$ и называется экономической нагрузкой двигателя.

К. п. д. установок с д. в. с.

К. п. д. брутто — отношение выработанной электроэнергии (в тепловом выражении) к израсходованному на получение этой электроэнергии теплу топлива определяется из выражения

$$\eta_{ст}^{бр} = \frac{860 W_{выр}}{B Q_n^p},$$

где $W_{выр}$ — выработанная электроэнергия в кВт-ч;

Q_n^p — теплотворность топлива в ккал/кг;
 B — расход топлива в кг.

Для газогенераторных электрических станций Q_n^p и B относятся к твёрдому топливу.

К. п. д. нетто определяется по формуле

$$\eta_{ст}^{нетто} = \frac{W_{выр} (1 - \kappa_э) 860}{B Q_n^p}, \quad (4)$$

где $\kappa_э$ — коэффициент расхода энергии на собственные нужды, определяемый по формуле

$$\kappa_э = \frac{W_{выр} - W_{отп}}{W_{выр}}, \quad (5)$$

$W_{отп}$ — количество электроэнергии, отпущенное потребителю, равное

$$W_{отп} = W_{выр} - W_{ср},$$

$W_{ср}$ — расход электроэнергии на собственные нужды на станциях.

К. п. д. брутто и нетто связаны соотношением

$$\eta_{ст}^{нетто} = \eta_{ст}^{бр} (1 - \kappa_э). \quad (6)$$

Расходы электроэнергии на собственные нужды характеризуются также коэффициентом отдачи

$$\eta_{отд} = \frac{W_{отп}}{W_{выр}}. \quad (7)$$

Определение к. п. д. установок с д. в. с. брутто и нетто по известным значениям удельных расходов топлива $b_{отп}$ и $b_{выр}$ на отпущенный и выработанный киловатт-час производится по формулам:

$$\eta_{ст}^{бр} = \frac{860}{b_{выр} Q_n^p}; \quad (8)$$

$$\eta_{ст}^{нетто} = \frac{860}{b_{отп} Q_n^p}. \quad (9)$$

Сопоставление энергетической экономичности установок с д. в. с. производится по значениям к. п. д. по удельному расходу условного топлива или по удельному расходу тепла на выработку электроэнергии.

Повышение экономичности установок за счёт использования внешними потребителями тепла, отводимого из систем охлаждения двигателей, или физического тепла выхлопных газов оценивается коэффициентом экономии топлива

$$\Delta\eta = \frac{Q_{исп}}{Q_n^p B}, \quad (10)$$

где $Q_{исп}$ — количество использованного тепла.

Общий коэффициент использования тепла топлива установкой определяется из соотношения

$$\eta_{исп} = \eta_{ст} + \Delta\eta = \frac{860 W + Q_{исп}}{B Q_n^p}. \quad (11)$$

Сопоставление степени совершенства нескольких электростанций по величине $\eta_{исп}$ закономерно только в случае одинаковых количеств отпущенной электроэнергии и тепла.

Расход топлива

Удельный расход топлива в кг/л. с. ч. определяется по формуле

$$b_e = \frac{632}{Q_n^p \eta_e}, \quad (12)$$

Для жидкого топлива при расчётах можно принимать значение $Q_H^p = 10\,000$ ккал/кг.

Удельный расход топлива, отнесённый к выработке электроэнергии на зажимах генератора при непосредственном его соединении с двигателем, определяется по формуле

$$b_e = \frac{b_e}{0,736\eta_{ген}} \text{ кг/квт-ч.} \quad (13)$$

Часовой расход топлива двигателем определяется по формуле

$$B_H = b_e N_e \text{ кг/час.} \quad (14)$$

Значения к. п. д. и удельного расхода топлива при номинальной нагрузке b_e^H для различных двигателей приведены в табл. 2.

Для ориентировочного определения b_e для разных нагрузок двигателя можно пользоваться формулой

$$b_e = \varphi b_e^H = \frac{b_e^H}{\beta} (0,3\beta^2 + 0,51\beta + 0,19), \quad (15)$$

где b_e^H — удельный расход топлива при номинальной нагрузке.

Значения коэффициента φ в зависимости от коэффициента загрузки β таковы:

$\beta=0,1$	0,2	0,4	0,6	0,8	1	1,1
$\varphi=2,44$	1,52	1,11	1,01	0,988	1	1,01

Таблица 2

Значения к.п.д. и удельного расхода топлива для различных двигателей при номинальной нагрузке

Тип двигателей	η_i	η_m	η_e	b_e^H
	в %			л.с.ч.
Крупные бескомпрессорные дизели	45—47	82—85	37—41	154—172
Небольшие бескомпрессорные дизели	38—45	78—81	29—35	180—220
Компрессорные дизели	39—46	74—77	30—34	185—210
Калоризаторные нефтяные двигатели	20—30	75—80	16—24	250—400
Газовые и газогенераторные двигатели (по газу)	24—32	77—82	20—26	—
Газогенераторные двигатели (по твёрдому топливу)	—	—	15—21	—

Годовой расход топлива установкой с несколькими одинаковыми д. в. с. определяется по формуле

$$B_{год} = W_{год} b_e^H \varphi_k \frac{1}{10^3} \text{ т/год,} \quad (16)$$

где $W_{год} = N_H^H \tau_{уст} \text{ кг/л.с.ч.;}$

b_e^H — удельный расход топлива при номинальной нагрузке двигателей, отнесённый к киловатт-часу на клеммах генератора в кг/л.с.ч.

Таблица 3

Характеристика топлива для быстроходных дизелей (дизельное топливо)

Показатели	Марки топлива по ГОСТ 4749—49			Показатели	Марки топлива по ГОСТ 4749—49		
	ДА	ДЗ	ДЛ		ДА	ДЗ	ДЛ
Цетановое число не менее	40	40	45	б) соответствующая ей условная в градусах Энглера	1,15—1,3	1,25—1,45	1,25—1,7
Фракционный состав:				Коксусеомость по Конрадсону, % не более	0,05	0,05	0,05
а) 10% перегоняются при температуре, °С не ниже	200	200	—	Кислотность в мг КОН на 100 мг топлива не более	5	5	5
б) 50% перегоняются при температуре, °С не выше	255	275	290	Зольность, % не более	0,01	0,02	0,02
в) 90% перегоняются при температуре, °С не выше	300	335	350	Содержание серы, %	0,2	0,2	0,2
г) 96% перегоняются при температуре, °С не выше	330	—	—	Проба на медную пластинку	Выдерживает		
Вязкость при 20°С				Содержание водорастворимых кислот и щелочей, механических примесей и воды	Отсутствие		
а) кинематическая, сст	2,4—4,0	3,5—6,0	3,5—8,0	Температура вспышки (по Мартенс-Пенскому), °С	35	50	60
				Температура застывания, °С не выше	—60	—45	—10

Примечания. 1. Топливо для быстроходных двигателей получается из продуктов прямой перегонки нефти.

2. Топливо для быстроходных дизелей используют для быстроходных, транспортных и стационарных двигателей с самовоспламенением от сжатия с числом оборотов выше 1 000 в мин.

3. Арктическое топливо (ДА) предназначено для особо холодных зон и времён года в местностях с температурой воздуха ниже —40°С.

4. Зимнее топливо (ДЗ) — для областей с температурой воздуха не ниже —35°С.

- N_g^H — номинальная мощность генератора в кВт (суммарная);
- $\tau_{уст}$ — годовое число часов использования установленной мощности генераторов в час/год;
- φ — коэффициент, учитывающий увеличение годового расхода топлива в связи с неполной загрузкой двигателя в процессе его эксплуатации. При средних условиях загрузки электростанции для дизелей можно принимать $\varphi = 1,03 \div 1,05$;
- k — коэффициент, учитывающий увеличение расхода топлива по сравнению с гарантийными данными.

ЖИДКОЕ ТОПЛИВО, ЕГО ХРАНЕНИЕ И ПОДГОТОВКА

Номенклатура и область применения различных сортов жидкого топлива

Характеристика жидкого топлива, используемого для двигателей внутреннего сгорания, приведена в табл. 3 и 4.

Упаковку, маркировку, хранение, транспортировку и приёмку топлива для тихоходных двигателей производят по ГОСТ 2517—44.

Отбор проб производят по ГОСТ 2517—44.

Марки наиболее тяжёлого топлива, допустимые к употреблению в различных двигателях, определяются в соответствии с табл. 5.

Топливо марки ДТ-3 (M_3) может быть заменено топливом марок ДТ-2(M_2) и ДТ-1(M_1), топливо ДТ-2 — топливом ДТ-1, а топливо ДТ-1 — соляровым маслом.

Физико-химические показатели жидкого топлива

Фракционный состав. При содержании в топливе большого количества погонов, кипящих при температуре ниже 250°C , в выхлопных газах появляется сажа и ухудшается процесс горения.

Топливо для двигателей с самовоспламенением от сжатия должно содержать наименьшее количество фракций, кипящих при температуре ниже 250 и выше 350°C .

Для тихоходных двигателей нормируется максимальное содержание в топливе фракций, кипящих при температуре до 250°C .

Температура застывания и вязкость являются важными характеристиками моторного топлива. Первая определяет температуру, при которой топливо теряет способность течь, а вторая — меру текучести.

При высокой температуре застывания необходим подогрев топлива перед перекачиванием.

Повышенная вязкость топлива способствует удержанию в нём загрязняющих веществ и затрудняет процесс очистки.

Рекомендуемые марки топлива для различных типов д. в. с. приведены в табл. 5.

Т а б л и ц а 4

Характеристика солярового масла и топлива для тихоходных двигателей (моторного)

Показатели	Соляровое масло	Марки топлива по ГОСТ 1667—51			Показатели	Соляровое масло	Марки топлива по ГОСТ 1667—51		
	ГОСТ 1666—51	ДТ-1(M_1)	ДТ-2(M_2)	ДТ-3(M_3)		ГОСТ 1666—51	ДТ-1(M_1)	ДТ-2(M_2)	ДТ-3(M_3)
Вязкость при 50°C не бо- лее:					Содержание сероводоро- да, водорастворимых кислот и щелочей . . .		Отсутствие		
а) кинематическая, <i>сст</i>	2,8—9,0	36,0	55,3	66,6	Содержание механиче- ских примесей, % не более	Отсут- ствие	0,1	0,1	0,1
б) соответствующая ей условная, в граду- сах не более	1,2—1,75	5,0	7,5	9,0	Воды, % не более	Следы 125	1,0	1,0	1,0
Фракционный состав: до 250°C перегоняет- ся, % не более . . .	—	15	15	15	Температура вспышки Температура вспышки (определяемая в закры- том тигле), °C не ниже	—	—	—	—
Коксуемость, % не более	—	3,0	3,5	4,0	Температура застыва- ния, °C не выше	—	65	65	65
Зольность, % не более	0,025	0,04	0,08	0,08		—20	—5	—5	+5

П р и м е ч а н и я. 1. Соляровое масло (ГОСТ 1666—51) получается из продуктов прямой перегонки нефти. Топливо для тихоходных дизелей (моторное) (ГОСТ 1667—51) получают смешением остаточных и дестиллатных нефтепродуктов.

2. Соляровое масло применяют для быстроходных двигателей с числом оборотов от 500 до 1000 в мин. и для двигателей специального назначения. Используется также в качестве смазочного масла.

Топливо для тихоходных дизелей (моторное) применяют для двигателей с самовоспламенением от сжатия с числом оборотов до 500 в мин. и для колоризаторных двигателей.

3. Допускается:

а) для тихоходных дизелей — топливо, вырабатываемое из сернистых нефтей с содержанием серы не более 2,5% и коксуемость не более 4%;

б) для тихоходных двигателей, работающих в южных районах, — топливо с температурой застывания $+20^\circ\text{C}$;

в) топливо для тихоходных двигателей, прошедшее морские или речные перевозки, с содержанием воды не более 2%.

Таблица 5

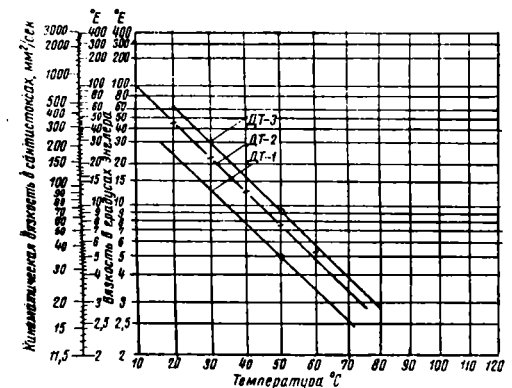
Топливо для различных типов д.в.с.

Тип двигателя	Число об/мин	Мощность в цилиндре л. с.	Марка топлива	Примечание
Бескомпрессорные двигатели с непосредственным распыливанием	Менее 200,	100 и более	ДТ-3	1. Применение менее тяжёлого топлива, чем указанное, допускается, более тяжёлого — запрещается
	от 200 до 300		ДТ-2	
	От 300 до 500	Менее 100	ДТ-1	
	От 200 до 500		ДТ-1	
	500 и более		Соляровое масло, дизельное топливо ДТ-3	
Прочие типы двигателей (компрессорные, предкамерные и т. п.)	Менее 300		ДТ-3	2. Применение керосина в качестве топлива не допускается
	От 300 до 500	50 и более	ДТ-2	
		Менее 50	ДТ-1	
	500 и более		Соляровое масло, дизельное топливо	

Для перевода кинематической вязкости ν в условную в градусах Энглера служат табл. 6 и формула (17):

$$\nu = \left(0,0731^{\circ} E - \frac{0,0631}{E} \right) \text{ см}^2/\text{сек.} \quad (17)$$

Вязкость моторного топлива может быть определена по номограмме фиг. 1.



Фиг. 1. Номограмма для определения вязкости моторного топлива

Плотность нефтепродукта

Плотность нефтепродукта ρ_4^{20} относится к температуре 20°С и численно равна удельному весу по отношению к воде при температуре 4°С.

При температуре нефтепродукта ниже или выше +20°С плотность определяют по формуле

$$\rho_4^{20} = \rho_4^t + \varepsilon (t - 20), \quad (18)$$

где ρ_4^t — удельный вес нефтепродукта при температуре $t^{\circ}\text{C}$;
 ε — температурная поправка, принимаемая по данным табл. 7.

Таблица 6

Перевод кинематической вязкости в условную

Кинематическая вязкость ν	Условная вязкость E	Кинематическая вязкость ν	Условная вязкость E
0,011	1,008	0,80	11,02
0,015	1,038	0,90	12,38
0,020	1,079	1,0	13,74
0,030	1,167	1,5	20,56
0,040	1,242	2,0	27,39
0,050	1,332	3,0	41,06
0,10	1,839	4,0	54,74
0,20	3,022	5,0	68,41
0,30	4,305	6,0	82,09
0,40	5,626	7,0	95,77
0,50	6,964	8,0	109,45
0,60	8,312	9,0	123,13
0,70	9,665	10,0	136,81

Таблица 7

Температурная поправка для определения плотности нефтепродуктов

Удельный вес нефтепродуктов	Температурная поправка ε	Удельный вес нефтепродуктов	Температурная поправка ε
0,820—0,830	0,000738	0,890—0,900	0,000647
0,830—0,840	0,000725	0,900—0,910	0,000633
0,840—0,850	0,000712	0,910—0,920	0,000620
0,850—0,860	0,000699	0,920—0,930	0,000607
0,860—0,870	0,000686	0,930—0,940	0,000594
0,870—0,880	0,000673	0,940—0,950	0,000581
0,880—0,890	0,000660	0,950—0,960	0,000567

Теплоёмкость. Средняя теплоёмкость моторного топлива в интервале температур 20—100°C равна 0,5 ккал/кг°C.

Температура вспышки — температура, при которой смесь паров нефтепродукта с воздухом вспыхивает при поднесении пламени. Температура вспышки определяет условия пожарной безопасности при тепловой обработке нефтепродуктов. Температура вспышки ниже температуры воспламенения, при которой нагреваемое топливо загорается при поднесении к нему пламени.

Влажность. Влажность топлива зависит от условия его хранения и транспорта. Обводнение происходит также на электростанциях при разогреве топлива паром во время слива из цистерн.

Зольность. Зольность и содержание механических примесей в топливе вызывают износ втулок цилиндров, поршневых колец, деталей топливного насоса и других частей двигателя.

Механические примеси особенно вредны для бескомпрессорных двигателей со струйным распыливанием.

Очистку топлива следует производить независимо от его сорта.

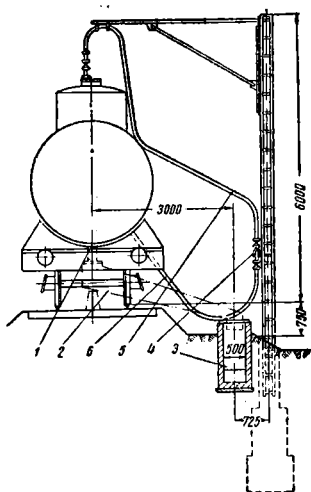
Установки для очистки топлива должны обеспечивать содержание: твёрдых механических примесей — не более 0,3—0,4%, в том числе несгораемых примесей 0,1%; воды — не более 2—4%.

Доставка, слив и хранение жидкого топлива.

Доставка и слив топлива.

Для перевозки нефтепродуктов применяют:

1) цистерны с герметическими затворами без специального оборудования для разогрева топлива;

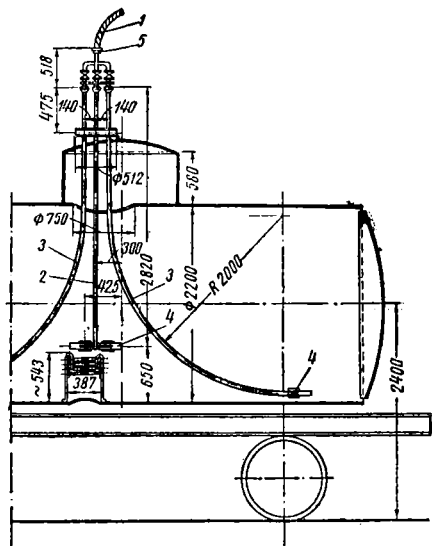


Фиг. 2. Устройство для слива топлива из цистерн (сливная эстакада): 1 — сливной клапан цистерны; 2 — переносный желоб; 3 — сливной лоток; 4 — паровой коллектор; 5 — шланг для подачи пара к вилке; 6 — шланг для разогрева спускного клапана

2) цистерны с внутренними подогревателями, используемыми для разогрева тяжёлых нефтепродуктов (мазут, тяжёлое моторное топливо) при сливе;

3) цистерны-термосы, снабжённые наружной тепловой изоляцией, а в некоторых случаях и подогревателями.

Наиболее рациональны цистерны с подогревателями и цистерны-термосы.



Фиг. 3. Вилка для разогрева топлива в цистернах: 1 — резиновый шланг; 2 — средний прямой конец; 3 — боковые концы; 4 — насадки; 5 — гильза

Подогрев топлива для его слива при доставке в обыкновенных цистернах производят острым паром.

Время, необходимое для слива топлива из цистерн, указано в табл. 8.

Подогрев в железнодорожных цистернах и по тракту слива обязателен для моторного топлива марок ДТ-2 и ДТ-3. Для топлива ДТ-1 подогрев не требуется. Для северных районов страны должна быть предусмотрена возможность подогрева и этого топлива.

Применяют следующие системы сливных устройств:

а) топливо поступает из железнодорожных цистерн непосредственно в подземное топливохранилище. Сливное устройство состоит из эстакады, паропроводов и системы самотёчных лотков. Такое сливное устройство показано на фиг. 2;

б) топливо из железнодорожных цистерн поступает в промежуточный сливной резервуар, из которого насосами перекачивается в основное топливохранилище.

Т а б л и ц а 8

Длительность слива топлива из железнодорожных цистерн в минутах

Диаметр сливных труб, мм	Двухосная цистерна ёмкостью 25,5 м³	Четырёхосная большегрузная цистерна ёмкостью 50 м³
75	53	97
100	30	55
150	23	42
200	8,0	14

Подогрев топлива. Подогрев топлива внутри цистерны осуществляется острым паром при помощи разборной трёхконцевой вилки, показанной на фиг. 3.

Слив из цистерны производится после того, как вся масса топлива окажется разогретой.

Эстакада. Сливная эстакада состоит из ряда колонок, устанавливаемых вдоль железнодорожного пути, снабжённых поворотными кронштейнами — укосинами.

Поворотные укосины выполняются с углом вращения 180° и служат для поддержания гибкого шланга, подающего пар в цистерны.

Расстояние между колонками вдоль фронта слива принимают около 4 м, высоту колонок — 5 м, вылет кронштейна — 2,5—3 м.

Для распределения пара по фронту слива служит паровой коллектор, располагаемый на колонках эстакады или внутри сливного лотка.

Переносный жёлоб для слива топлива из цистерны делается стальным или деревянным, обитым кровельной сталью.

Сливной (приёмный) лоток размещается вдоль железнодорожного пути на расстоянии 3,0—3,5 м между осью лотка и осью железнодорожного пути; он выполняется из стали, железобетона, кирпича или дерева. Кромка лотка должна находиться на расстоянии 250—300 мм от уровня земли.

Лотки перекрывают плитками или откидными стальными дверцами длиной около 1 м.

Для топлива марок ДТ-2 и ДТ-3 внутри сливного лотка укладывают паропровод диаметром 37—50 мм. Сечение лотка выбирают исходя из скорости движения топлива 0,2—0,4 м/сек. Уклон лотка должен быть 0,005—0,01.

Склад топлива. Склад должен обеспечивать хранение не менее 30-дневного запаса топлива.

При невозможности разместить требующуюся ёмкость на территории, отведённой для установки д. в. с., должен быть создан базисный склад и обеспечена возможность бесперебойной подачи от него топлива к топливохранилищу. Ёмкость топливохранилища при установке с д. в. с. должна обеспечивать её двухнедельную работу.

Запас топлива следует хранить в двух отдельных резервуарах.

При работе д. в. с. на топливе марок ДТ-2 и ДТ-3 должен быть резервуар пускового топлива, рассчитанный на хранение запаса, соответствующего двухмесячному расходу.

Топливохранилище должно удовлетворять требованиям «Норм проектирования складских предприятий и хозяйств для хранения легко воспламеняющихся и горючих жидкостей». По этим нормам жидкое топливо, применяемое для д. в. с., относится к третьему классу легко воспламеняющихся и горючих жидкостей, имеющих температуру вспышки паров $45—120^\circ\text{C}$.

По назначению и ёмкости топливные склады установок с д. в. с. относятся к складам, предназначенным для удовлетворения собственных нужд промышленных предприятий.

В табл. 9 приведены данные о допустимом количестве топлива на складах различного типа.

Склады большей ёмкости следует располагать вне основной территории предприятия.

Таблица 9

Допускаемая ёмкость складов в т

Наименование	Хранение в подземных резервуарах	Хранение в полуподземных и надземных резервуарах	Хранение в таре
Легковоспламеняющиеся жидкости	1 000	500	100
Горючие жидкости	5 000	2 500	500

Резервуары для хранения легко воспламеняющихся и горючих жидкостей выполняют:

а) надземными с днищем, находящимся на одном уровне или выше планировочной отметки прилегающей территории;

б) полуподземными с днищем, заглублённым не менее чем на половину высоты резервуара; наивысший уровень жидкости в резервуаре должен находиться не выше 1 м над планировочной отметкой прилегающей территории;

в) подземными с наивысшей точкой резервуара на 0,2 м ниже планировочной отметки прилегающей территории.

Тарные хранилища выполняют надземными, полуподземными и подземными.

При условии засыпки куполов железобетонных резервуаров слоем утрамбованной земли толщиной не менее 0,5 м они могут быть отнесены к типу подземных. Уровень топлива в них должен быть ниже планировочной отметки прилегающей территории не менее чем на 0,5 м.

Для моторного топлива применяют преимущественно подземные или полуподземные железобетонные хранилища. При этом должна быть обеспечена водонепроницаемость резервуаров и предотвращена возможность выкрашивания строительных материалов во избежание загрязнения топлива.

Светлые нефтепродукты (керосин, бензин и т. п.) хранят в горизонтальных цилиндрических железных резервуарах.

Железобетонные хранилища выполняют, как правило, круглыми со сферическим или плоским перекрытием и с плоским дном. Такая конструкция хранилища показана на фиг. 4.

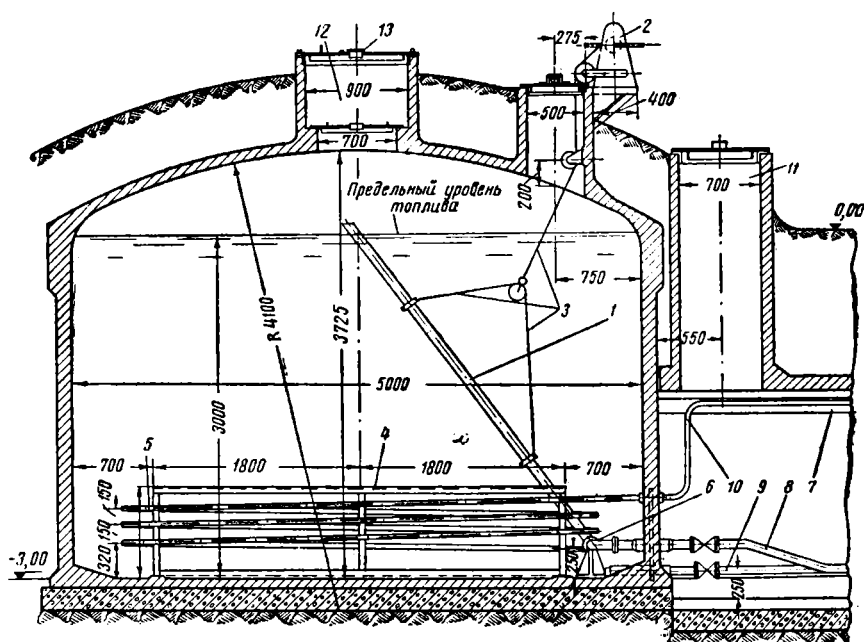
Примерные габариты круглых железобетонных резервуаров со сферическим перекрытием приведены в табл. 10.

При ёмкости свыше 300 т рекомендуется применять резервуары с плоским перекрытием, поддерживаемым колоннами с консолями, конструкция которых показана на фиг. 5.

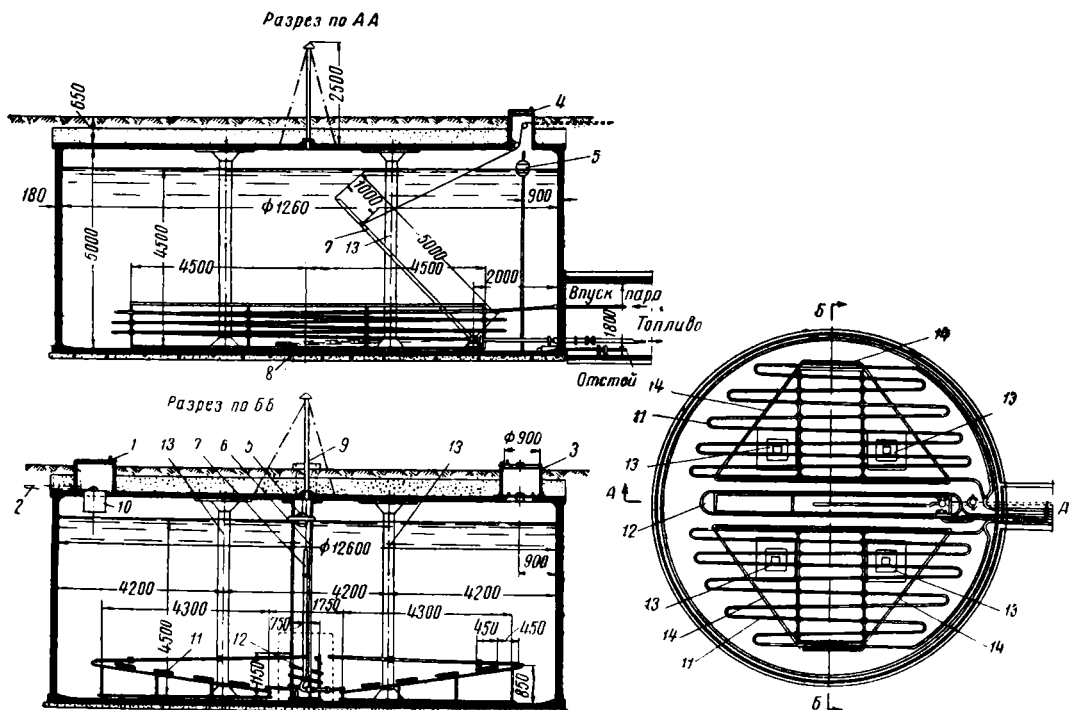
Прямоугольные резервуары применяются для складов суммарной ёмкостью до 100—150 т.

Для подогрева топлива в резервуарах могут служить пар и горячая вода. Более целесообразно применение пара.

Подогреватели должны выполняться секционными (три секции) с самостоятельным для каждой секции подводом пара и отводом конденсата.



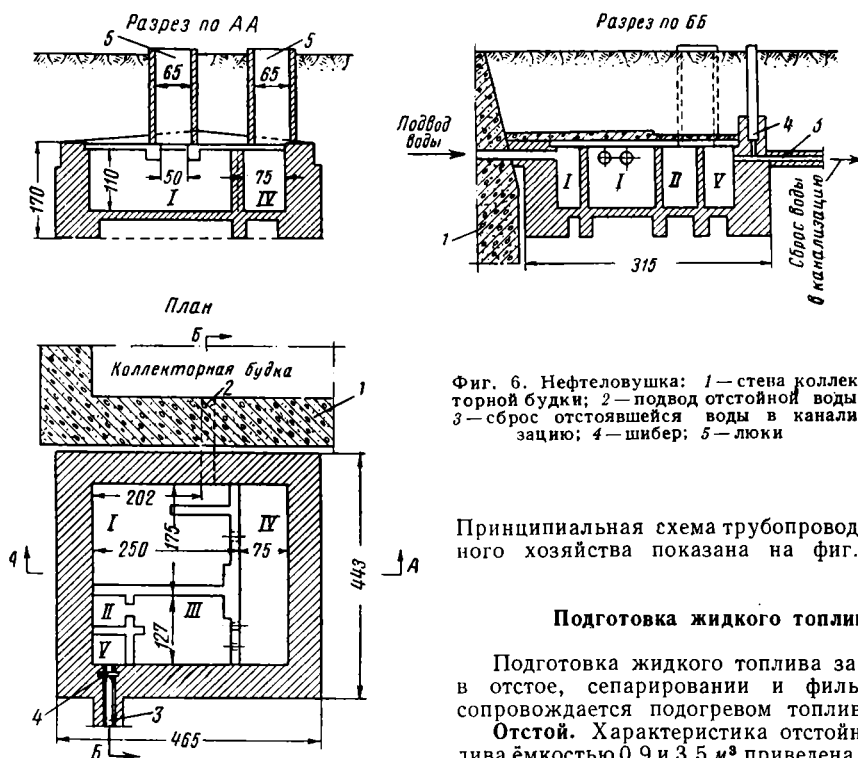
Фиг. 4. Подземное топливохранилище ёмкостью 50 т со сферическим перекрытием: 1 — подъёмная труба; 2 — лебёдка для подъёма трубы; 3 — трос; 4 — стеллаж змеевиков; 5 — центральный цилиндрический змеевик; 6 — сальниковая шарнирная опора подъёмной трубы; 7 — проходной канал к коллекторной будке; 8 — приёмная труба топлива; 9 — труба для слива отстоя; 10 — подвод пара; 11 — колодец для спуска в проходной люк; 12 — смотровой люк; 13 — лючок для замера уровня топлива, температуры



Фиг. 5. Подземное топливохранилище ёмкостью 50 т с плоским перекрытием: 1 — люк для заливки топлива; 2 — сливной лоток от железнодорожных цистерн (не показан); 3 — смотровой люк; 4 — люк для обслуживания подъёмной трубы; 5 — поплавков для измерения уровня топлива; 6 — направляющие поплавки; 7 — подъёмная труба с сальниковой опорой; 8 — подкладка под подъёмную трубу; 9 — вентиляционная труба; 10 — фильтр-ведро (не показан); 11 — боковые плоские змеевики; 12 — центральный цилиндрический змеевик; 13 — колонны, поддерживающие перекрытие; 14 — стеллажи змеевиков

Т а б л и ц а 10
Габариты железобетонных резервуаров
со сферическим перекрытием

Емкость резервуара, м³	Диаметр резервуара, мм	Радиус перекрытия, мм	Высота налива топлива, мм	Поверхность нагрева устройства для разогрева топлива, м²
25	3 700	3 150	2 500	4,0
50	5 200	4 400	2 500	8,0
75	6 400	5 400	2 500	12,0
100	6 700	5 700	3 000	13,0
150	8 200	6 900	3 000	15,0
200	9 500	8 000	3 000	16,0



Фиг. 6. Нефтеловушка: 1 — стена коллекторной будки; 2 — подвод отстойной воды; 3 — сброс отстоявшейся воды в канализацию; 4 — шибер; 5 — люки

Принципиальная схема трубопроводов топливного хозяйства показана на фиг. 8.

Для обеспечения свободного прохода конденсата длина труб подогревателя не должна быть больше:

При диаметре 32 мм	75 м
» » 40 »	100 »
» » 50 »	150 »

Для удобства эксплуатации топливных резервуаров и по условиям пожарной безопасности вся аппаратура управления должна быть сосредоточена в одном месте (коллекторная будка).

В коллекторной будке должны быть сосредоточены: задвижки на линии забора топлива из резервуаров; коллекторы для распределения пара и сбора конденсата; вентили паровых и конденсатных линий всех обслуживаемых резервуаров, конденсационные горшки; насосы для подачи топлива, грубые фильтры

для топлива; ручные насосы для подачи топлива из сливных ям в топлиохранилище и воды в нефтеловушку или канализацию.

Каждая коллекторная будка должна иметь вентиляционную трубу.

В коллекторных будках не допускается установка насосов с ремённой передачей от электродвигателя.

Для улавливания топлива из отстойной воды топлиохранилищ вблизи коллекторной будки должны быть устроены нефтеловушки. Конструкция нефтеловушки показана на фиг. 6.

На фиг. 7 показано расположение элементов наружного топливного хозяйства установки с д. в. с. мощностью 1 000—1 500 л. с.

Подготовка жидкого топлива

Подготовка жидкого топлива заключается в отстое, сепарировании и фильтрации и сопровождается подогревом топлива.

Отстой. Характеристика отстойников топлива ёмкостью 0,9 и 3,5 м³ приведена в табл. 11. Конструкция отстойника ёмкостью 0,9 м³ показана на фиг. 9.

Время отстоя следует принимать:

при наличии последующей сепарации и фильтрации топлива — 6—8 час.;

при наличии только фильтрации для топлива ДТ-2 — 8÷10 час., для топлива ДТ-3 — 10÷14 час.

Время подогрева топлива до температуры отстаивания не должно превышать 1÷2 час.

Подогрев топлива при отстое, необходимый для его интенсификации, определяется объёмом подогреваемого топлива и должен быть ниже температуры вспышки топлива не менее чем на 10—15°C.

Сепарирование. Для интенсификации очистки жидкого топлива от механических примесей и воды применяют сепараторы.

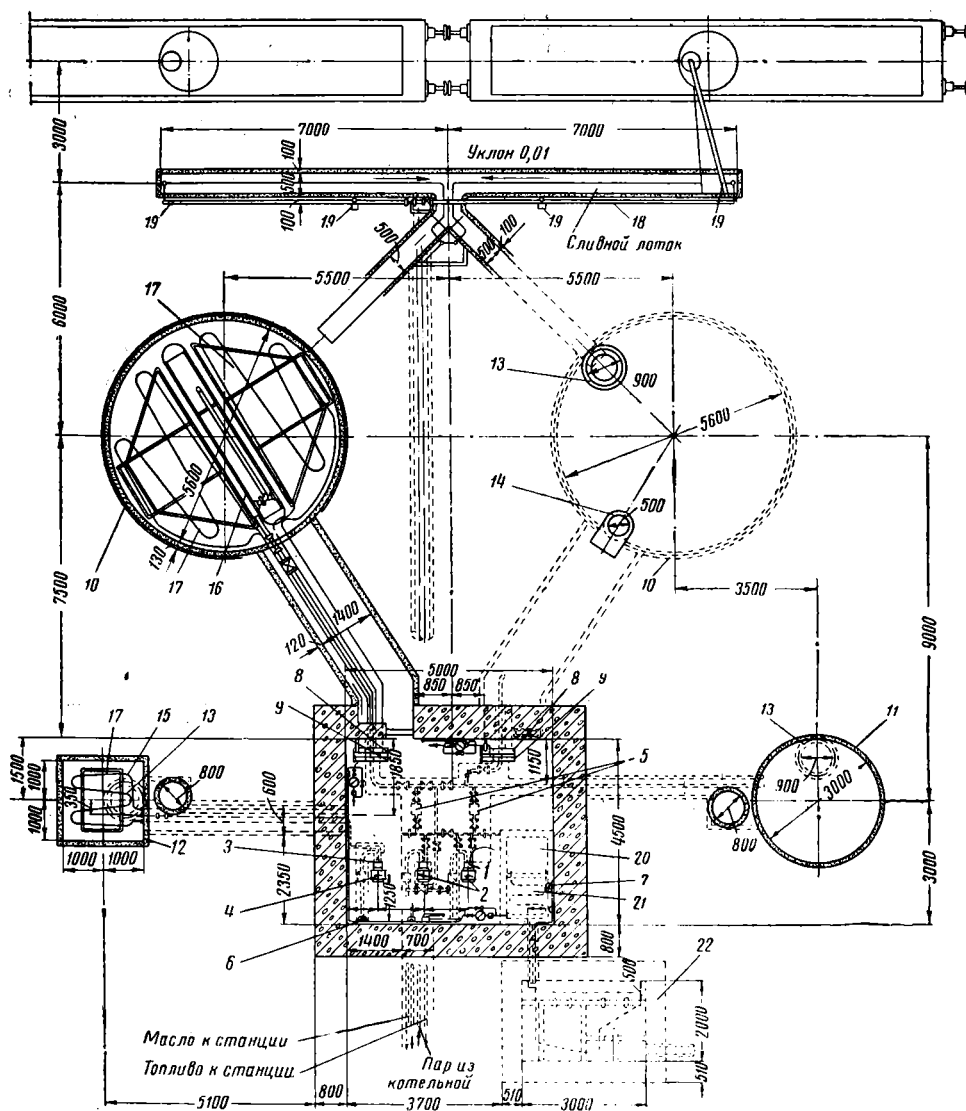
В зависимости от диаметра и числа оборотов сепараторы разделяются на две группы:

1) сепараторы барабанного типа с диаметром барабана до 35 см при числе оборотов 5 000—7 000 в минуту;

2) сепараторы трубчатого типа (или супер-центрифуги) с диаметром, не превышающим

боту барабанных сепараторов по методам пурификации или кларификации.

Для разделения механической смеси двух жидкостей, имеющих различный удельный вес, с попутным отделением твёрдых механи-



Фиг. 7. Расположение устройств топливного хозяйства ДЭС: 1—шестерёнчатый топливный насос; 2—электромотор; 3—шестерёнчатый масляный насос; 4—электромотор; 5—сетчатый фильтр для топлива; 6 и 7—ручной насос; 8—коллектор пара; 9—коллектор конденсата; 10—топливохранилище ёмкостью 70 т для тяжёлого топлива; 11—хранилище для пускового топлива ёмкостью 14 т; 12—маслохранилище ёмкостью 8 т; 13—наливной люк; 14—люк для лебёдки; 15—змеевик; 16—центральный змеевик для бака 70 т; 17—боковой змеевик для бака 70 т; 18—коллектор пара для разогрева цистерн; 19—стойки с поворотными кронштейнами; 20—яма для отстойной воды; 21—яма для слива топлива; 22—нефтеловушка

15 см, при числе оборотов от 12 000 до 45 000 в минуту; конструкция трубчатого сепаратора показана на фиг. 10.

Сепараторы снабжаются электроподогревателями для поддержания постоянной температуры топлива и двумя насосами для подачи и отвода топлива.

В зависимости от основной цели, преследуемой сепарацией жидкости, применяют ра-

ческих примесей применяют работу сепаратора по методу пурификации (см. раздел «Масляное хозяйство» настоящего справочника).

При пуске барабанного сепаратора, собранного по этой схеме, он должен быть предварительно заполнен водой той же температуры, что и очищаемое топливо.

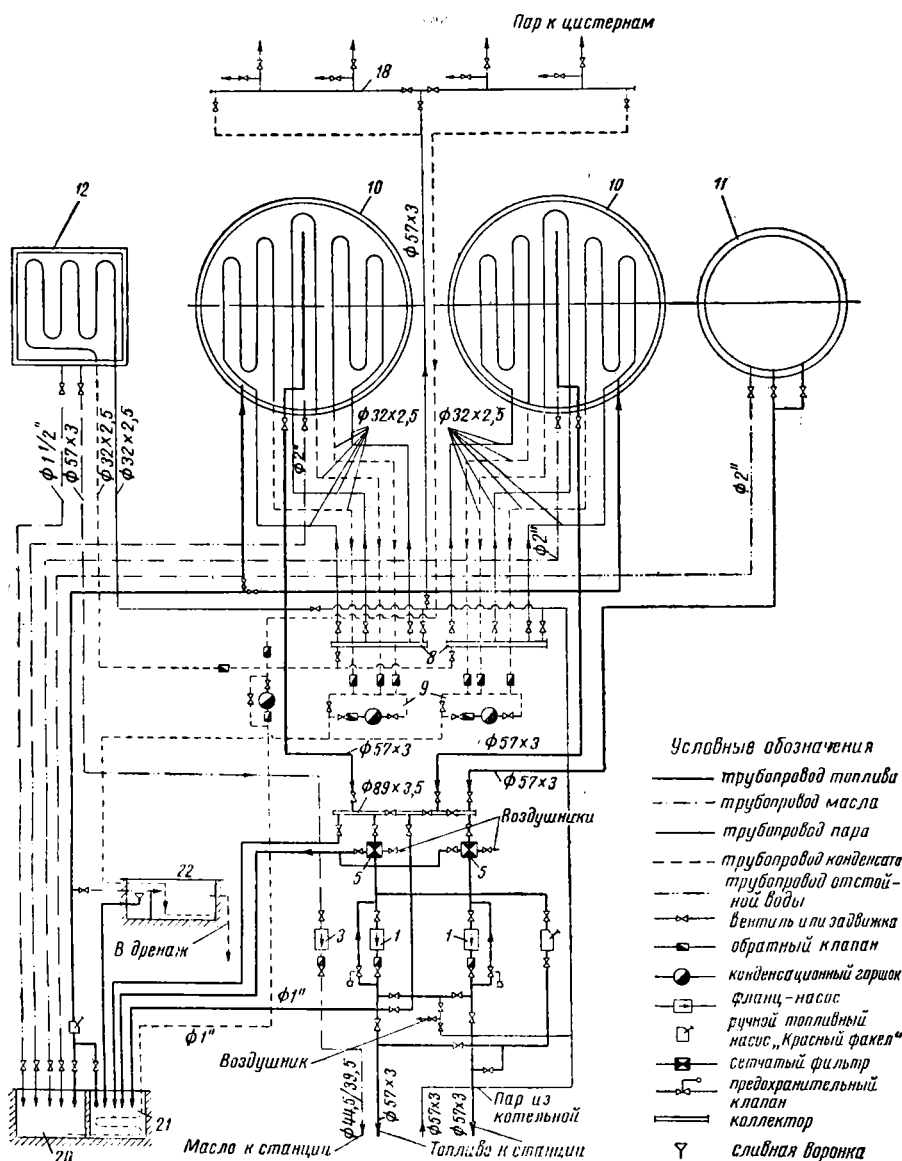
Для очистки однородной жидкости от твёрдых механических примесей работа сепаратора

ратора производится по методу кларификации.

Для очистки моторного топлива применяют сепарацию по методу пурификации или последовательную очистку по методам пурификации и кларификации.

дует применять сукно (не более чем два слоя), натягиваемое на металлическую сетку, имеющую не менее 625 отверстий на 1 см^2 . Топливо к фильтру должно поступать само-тёком.

В тех случаях, когда невозможно избежать



Фиг. 8. Схема трубопроводов топливного хозяйства ДЭС (экспликация по фиг. 7)

Фильтрация. Независимо от системы топливоподготовки непосредственно перед д. в. с. устанавливаются топливные фильтры.

В системе подготовки топлива марок ДТ-2 и ДТ-3 должны дополнительно устанавливаться фильтры с подогревающими устройствами и ёмкостью для отстоя.

В качестве фильтрующего материала сле-

применения насоса, его устанавливают за фильтром.

Основным показателем, характеризующим работу фильтра, является его гидравлическое сопротивление, которое возрастает по мере загрязнения фильтра и увеличения содержания воды в топливе. Оптимальной для фильтрации является температура топлива $65-70^\circ\text{C}$.

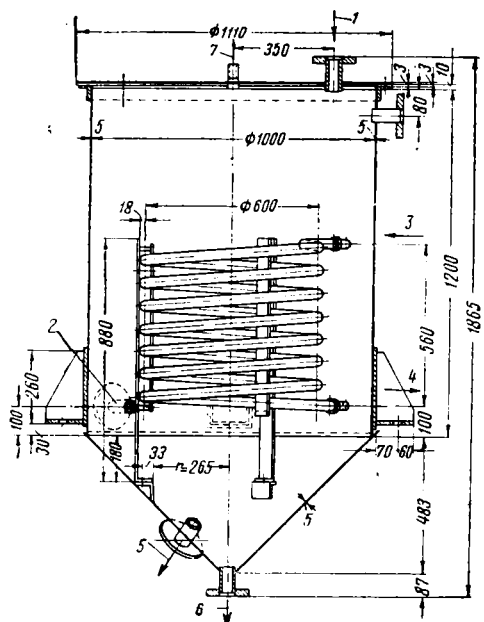
Таблица 11

Характеристика отстойников топлива

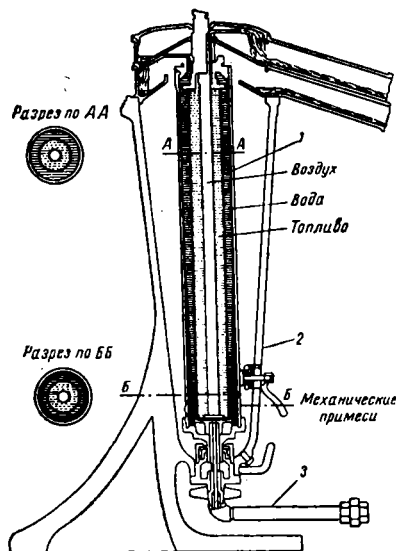
Наименование величин	Размерность величин	Полезная ёмкость отстойника, м³	
		0,9	3,5
Диаметр бака (внутренний)	мм	1 000	1 590
Высота цилиндрической части	»	1 200	1 875
Полная высота отстойника	»	1 868	2 336
Полная ёмкость отстойника	м³	1,1	3,6
Толщина стенки отстойника	мм	5	5
Поверхность нагрева змеевикового подогревателя	м²	1,32	3,2
Диаметр трубок подогревателя	мм	32×2,5	32×2,5
Диаметр трубы, подводящей топливо	»	44,5×2,5	57×2,75
Диаметр трубы забора топлива	»	44,5×2,5	76×3
Диаметр вытяжной трубы	дюймов	1	1 1/2
Диаметр трубы для спуска отстоя	мм	44,5×2,5	57×2,75
Диаметр трубы аварийного спуска	»	57×2,75	108×3,75
Диаметр трубы переливной	»	44,5×2,5	57×2,75
Вес отстойника с змеевиками	кг	335	820
Поверхность охлаждения	м²	6,0	14,2

Нагрузку на фильтр рекомендуется принимать не больше 0,15 л/см² час.

Работа фильтров на обводнённом топливе неэффективна.

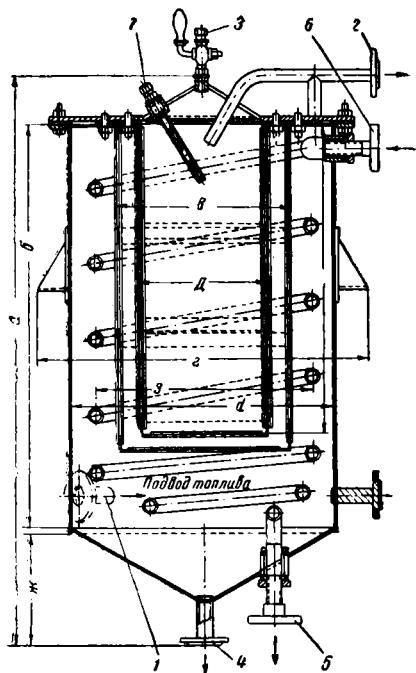


Фиг. 9. Конструкция отстойника для топлива: 1 — подвод топлива; 2 — выход топлива; 3 — вход пара; 4 — выход конденсата; 5 — аварийный спуск; 6 — спуск отстоя; 7 — вытяжная труба



Фиг. 10. Трубчатый сепаратор: 1 — рабочий барабан; 2 — корпус сепаратора; 3 — подвод топлива

На фиг. 11 показана конструкция ёмкостного фильтра с двумя фильтрующими мешками: наружным — для грубой и внутренним — для тонкой фильтрации и цилиндрическим змеевиком подогревателем.



Фиг. 11. Фильтр для топлива: 1 — подвод топлива; 2 — отвод топлива; 3 — выпуск воздуха; 4 — спуск шлама; 5 — выход конденсата; 6 — выпуск пара; 7 — гильза для термометра

В табл. 12 и 13 приведены основные характеристики и размеры фильтров с диаметром корпуса 370 и 550 мм.

Таблица 12
Характеристика фильтров

Диаметр фильтра, мм	Размеры, мм						
	а	б	в	г	д	е	ж
370	717	460	260	345	200	305	175
550	1 193	850	360	690	282	650	225
							314
							450

Таблица 14
Размеры и вес прямоугольных расходных баков
для топлива

Емкость		Размеры в плане, мм	Высота, мм	Поверх- ность на- грева по- догрева- теля, м²	Вес бака, кг
м³	кг				
0,4	360	1 000×620	700	0,13	125
0,6	540	1 400×620	700	0,17	155
0,8	720	1 500×900	700	0,24	190
1,0	900	1 600×900	700	0,25	220
2,0	1 800	2 100×900	1 000	0,32	295

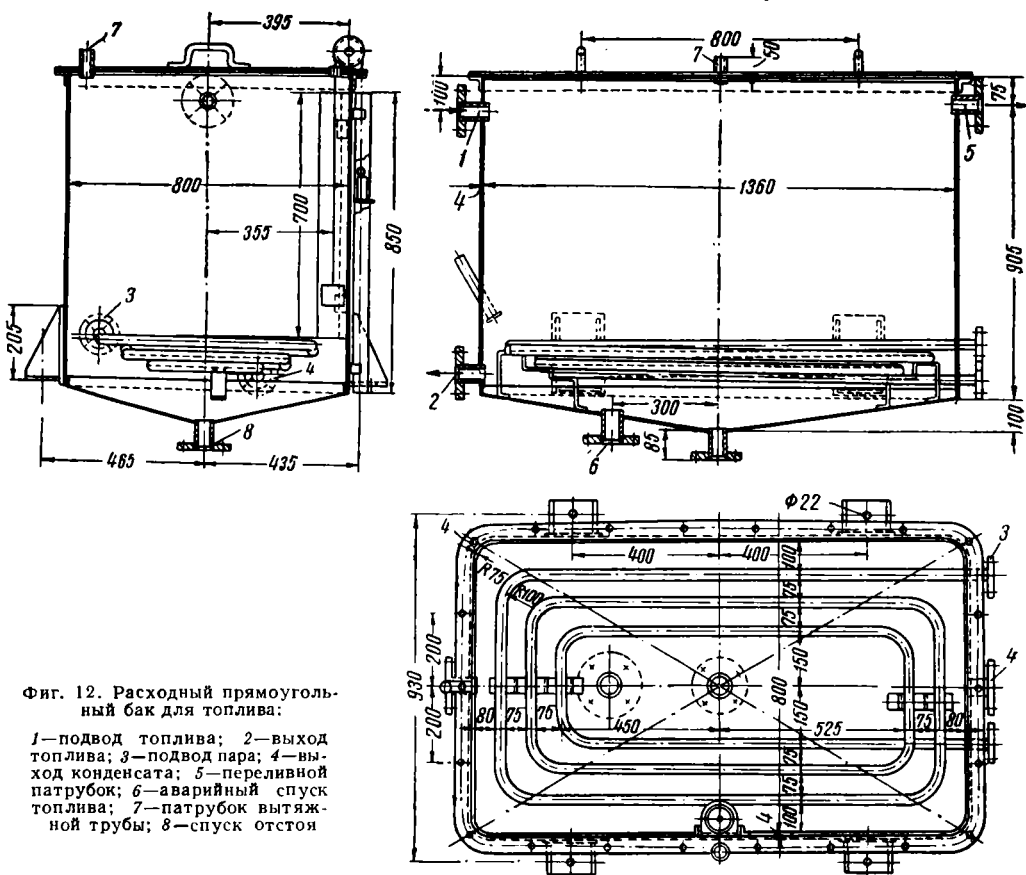
Таблица 13
Характеристика фильтров

Наименование величин	Размер- ность	Диаметр фильтра, мм	
		370	550
Поверхность фильтрации наружного мешка	см²	3 350	8 800
То же внутреннего мешка	»	2 250	6 300
Поверхность охлаждения	м²	0,8	1,95
Поверхность нагрева подо- гревателя	»	0,3	0,81
Диаметр труб подогрева- теля	мм	17×2	32×2,5
Вес фильтра с подогрева- телем	кг	45	80
Вес топлива	»	48	190
Диаметр труб для подвода топлива	мм	25×2	32×2,5
Диаметр труб для отвода топлива	»	25×2	32×2,5
Диаметр труб для выпуска воздуха	»	12,5	12,5
Диаметр труб для спуска шлама	»	25	32

Вспомогательное оборудование и подогревательные устройства

Расходные баки. На фиг. 12 по-
казано устройство расходного прямоугольного
бака для топлива.

Размеры и вес прямоугольных расходных
баков для топлива приведены в табл. 14.



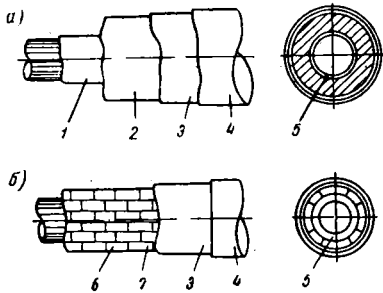
Фиг. 12. Расходный прямоуголь-
ный бак для топлива:

- 1—подвод топлива; 2—выход
топлива; 3—подвод пара; 4—вы-
ход конденсата; 5—переливной
патрубок; 6—аварийный спуск
топлива; 7—патрубок вытяж-
ной трубы; 8—спуск отстоя

Требования к устройству ёмкостей для топлива. Независимо от назначения все баки, в которых происходит подогрев нефтепродуктов, должны иметь выведенные наружу газоотводные трубы, снабжённые на концах предохранительными сетками. Все баки ёмкостью более 250 л должны иметь аварийные спускные линии и указатели уровня. Желательно применение сигнализации предельного уровня и автоматического регулирования подогрева топлива.

Изоляция трубопроводов. Для уменьшения потерь тепла трубопроводы для подачи топлива следует прокладывать в непосредственной близости от паропроводов или трубопроводов горячей воды и изолировать.

Способы изоляции трубопроводов для топлива, пара и воды показаны на фиг. 13. Ха-



Фиг. 13. Способы тепловой изоляции трубопроводов:

а—мастичная изоляционная конструкция: 1—защитный слой; 2—слой мастичного материала; 3—штукатурка; 4—оклейка миткалем и окраска; 5—черный жароупорный лак; б—изоляционная конструкция из штучных изделий: 6—первый слой штучных изделий; 7—проволочная стяжка

рактеристика применяемых для изоляции материалов приведена в табл. 15, рекомендуемая толщина изоляции — в табл. -6.

Схемы топливоподготовки

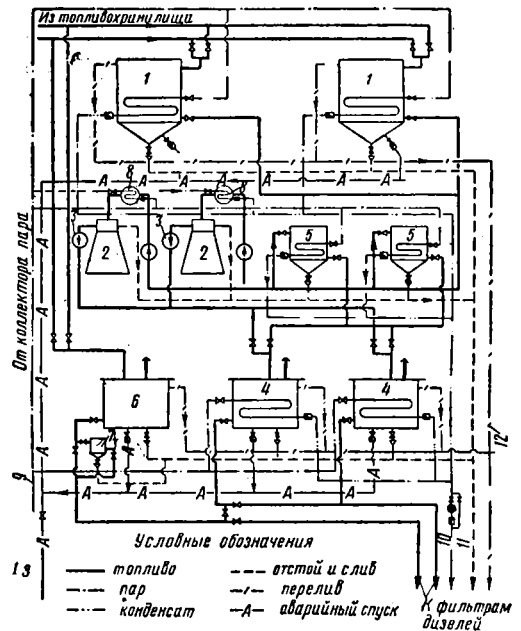
Подготовку топлива для двигателей с самовоспламенением от сжатия можно производить по схемам:

- 1) «отстой — сепарирование»;
- 2) «отстой — фильтрация».

Подготовка топлива по схеме «отстой — сепарирование» показана на фиг. 15. Топливо

Характеристика изоляционных материалов

Наименование материалов	Объёмный вес, кг/м³	Коэффициент теплопроводности конструкций, ккал/м час °С	
		при 0	при 50
Асботермит (для мастики)	550	0,097	0,111
Асбозурит	700	0,140	0,147
Новоасбозурит (для мастики)	650	0,128	0,134
Диатомовые изделия	550	0,103	0,113



Фиг. 14. Подготовка топлива по схеме «отстой — сепарирование»: 1 — отстойник; 2 — центробежный сепаратор; 3 — насос сепаратора; 4 — расходный бак тяжёлого топлива; 5 — фильтр тяжёлого топлива; 6 — расходный бак пускового топлива; 7 — фильтр пускового топлива; 8 — подогреватель топлива при сепараторе; 9 — подвод пара; 10 — отвод конденсата; 11 — спуск шлама; 12 — бак перелива; 13 — аварийный спуск топлива

Толщина изоляции

Таблица 16

Наружный диаметр трубы, мм		32	44,5	57	76	89
Толщина изоляции при температуре пара или воды 95—150°, мм	При $\lambda=0,11$ ккал/м·час °С	25	25	30	30	30
	При $\lambda=0,14$ ккал/м·час °С	30	30	35	35	35
Толщина изоляции при температуре топлива 45—80°, мм	При $\lambda=0,11$ ккал/м·час °С	20	20	25	25	25
	При $\lambda=0,14$ ккал/м·час °С	25	25	25	25	30

Примечание. Для пара и водопроводов температура поверхности изоляции принята 50°, для нефтепроводов — 40°.

из топлиохранилищ перекачивается насосом в отстойники, где оно подогревается и отстаивается. Насосами сепараторов топливо подается в расходные баки и через фильтры двигателей — к их топливным насосам. Для резервирования сепараторов устанавливаются объёмные матерчатые фильтры. Могут быть применены схемы и с последовательным пропуском топлива через сепараторы и фильтры. Перед сепараторами устанавливаются подогреватели для подогрева топлива до требуемой температуры. В схеме фиг. 14 предусмотрена также установка расходного бака и фильтра для лёгкого пускового топлива.

Температура подогрева топлива по тракту приведена в табл. 17.

Должно быть установлено не менее двух отстойников и двух сепараторов.

Производительность сепаратора должна обеспечивать возможность его работы не более 14 час. в сутки.

Ёмкость расходных баков принимается равной ёмкости отстойника.

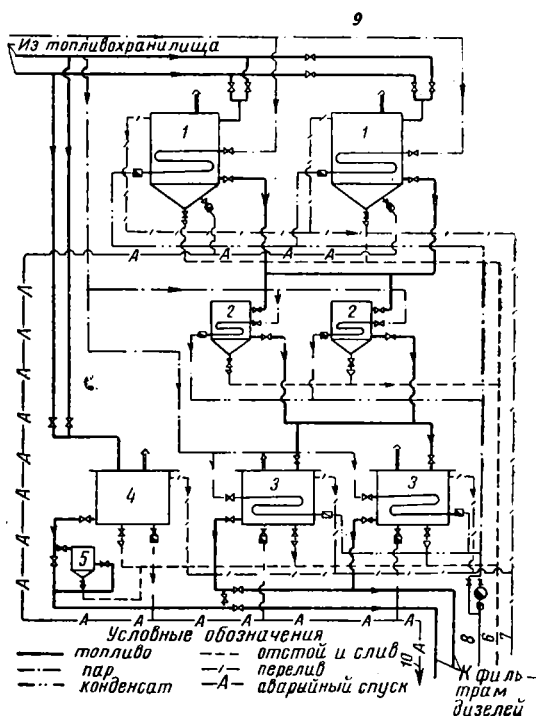
Целесообразно выполнять самотёчную подачу топлива от отстойников к двигателям.

Подготовка топлива по схеме «отстой — фильтрация» показана на фиг. 15.

Согласно Правилам технической эксплуатации на всех вновь сооружаемых и реконструируемых установках, оборудуемых бескомпрессорными двигателями, работающими на топливе марок ДТ-2 и ДТ-3, рекомендуется схема «отстой — сепарирование». Для всех видов двигателей, работающих на топливе ДТ-1, а для компрессорных дизелей и калоризаторных двигателей при работе на всех видах топлива, а также при переводе на тяжёлое топливо ранее установленных бескомпрессорных двигателей с предкамерным распыливанием допускается схема «отстой — фильтрация».

Для существующих установок с бескомпрессорными двигателями со струйным рас-

пыливанием очистка топлива марок ДТ-2 и ДТ-3 без применения сепарации допускается лишь как временное мероприятие.



Фиг. 15. Подготовка топлива по схеме «отстой — фильтрация»: 1 — отстойник; 2 — фильтр тяжёлого топлива; 3 — расходный бак тяжёлого топлива; 4 — расходный бак пускового топлива; 5 — фильтр пускового топлива; 6 — спуск шлама; 7 — перелив; 8 — отвод конденсата; 9 — подвод пара; 10 — аварийный спуск топлива

Температура подогрева топлива, °С

Таблица 17

Наименование участков системы	Марка топлива		
	ДТ-1	ДТ-2	ДТ-3
<i>Система топливоподачи</i>			
Слив из железнодорожных цистерн и автоцистерн в топлиохранилище	Подогрев не требуется То же	30—40	40—50
Топлиохранилище		30—40	50
<i>Система топливоподготовки</i>			
Схема «отстой — сепарирование» (фиг. 15)			
Отстойники	30—40	45—50	65—70
Сепараторы	30—40	50	70
Резервные фильтры	35—40	50	60—65
Расходные баки — топливный насос двигателя . . .	30—40	40—45	50—60
<i>Схема «отстой — фильтрация»</i> (фиг. 16)			
Отстойник	45—50	50	70
Фильтр	50	50	70
Расходный бак	30—40	40—45	50—60

Примечания. 1. Температура топлива, поступающего к топливному насосу, не должна превышать 50—60 °С, если завод-изготовитель не ограничивает её более низким пределом.

2. Подогрев топлива ДТ-1 в отстойниках, фильтрах и расходных баках рекомендуется не обязательно.

Тепловой расчёт устройств для хранения и подготовки жидкого топлива

Расчётные формулы. Количество тепла, требующееся для разогрева резервуара с жидким топливом (отстойник, расходный бак, фильтр и т. д.) определяется:

для топлива, содержащего парафин, по формуле

$$Q = Q_{ж} + Q_{пл} + Q_{изл} + Q_a \text{ ккал.} \quad (19)$$

Для топлива, не содержащего парафина, по формуле

$$Q = Q_{пл} + Q_{изл} + Q_a \text{ ккал,} \quad (20)$$

где Q — количество тепла, требующееся для разогрева нефтепродукта, в ккал;

$Q_{ж}$ — расход тепла на разогрев собственно нефтепродуктов в ккал;

$Q_{пл}$ — расход тепла на расплавление парафина в ккал;

$Q_{изл}$ — расход тепла на возмещение потерь в окружающую среду в ккал;

Q_a — расход тепла на нагрев собственно бака с арматурой и змеевиком подогревателя в ккал.

Расход тепла на разогрев собственно нефтепродукта определяется по формуле

$$Q_{ж} = G_{ж} c_{ж} (t_2 - t_1) \text{ ккал,} \quad (21)$$

где $G_{ж}$ — вес нефтепродукта в резервуаре в кг;

$c_{ж}$ — средняя теплоёмкость нефтепродукта в ккал/кг°C; для моторного топлива принимают $c_{ж} = 0,5 \text{ ккал/кг°C}$;

t_1 и t_2 — начальная и конечная температура нефтепродукта в °C.

Расход тепла на плавление парафина, содержащегося в топливе, определяется по формуле

$$Q_{пл} = \frac{50 \delta}{100} G_{ж} \text{ ккал,} \quad (22)$$

где δ — содержание парафина в %;

50 — скрытая теплота плавления парафина в ккал/кг.

Расход тепла на возмещение тепловых потерь в окружающую среду определяется по формуле

$$Q_{изл} = \kappa_1 \tau F \left(\frac{t_1 + t_2}{2} - t_{cp} \right) \text{ ккал,} \quad (23)$$

где κ_1 — коэффициент теплопередачи от нефтепродукта через стенку резервуара в окружающую среду в ккал/м²·час°C;

τ — время подогрева или остывания нефтепродукта в час.;

F — суммарная поверхность охлаждения резервуара, включая дно и перекрытие или зеркало нефтепродукта, в м²;

t_{cp} — температура окружающей среды в °C.

Значения κ_1 принимаются:

Изолированные резервуары . . .	2—3	ккал/м²·час °C
Неизолированные резервуары в закрытых помещениях . . .	6	» »
Неизолированные резервуары на открытом воздухе	7—10	» »

Температура окружающей среды в зависимости от места установки резервуара прини-

мается равной температуре помещений $t_{пом}$ или температуре наружного воздуха $t_{возд}$.

При отсутствии данных о фактической температуре помещения, где расположена аппаратура, можно принимать:

в период разогрева резервуара

$$t_{пом} = 10^\circ \text{C,}$$

в период эксплуатации

$$t_{пом} = 18^\circ \text{C.}$$

Расход тепла на разогрев резервуара с арматурой и подогревателем определяется по формуле

$$Q_a = G_a c_a (t_2 - t_1) \text{ ккал,} \quad (24)$$

где c_a — теплоёмкость металла бака и подогревателя, равная 0,1 ккал/кг°C;

G_a — вес бака с арматурой и подогревателем в кг.

Поверхность нагрева подогревателя F определяется по формуле

$$F = \frac{Q}{\kappa_2 \tau \Delta t} \text{ м}^2, \quad (25)$$

где κ_2 — коэффициент теплопередачи от греющей среды к нефтепродуктам через поверхность подогревателя в ккал/м²·час °C.

При подогреве водой средняя разность температур нагреваемого нефтепродукта и воды

$$\Delta t = \frac{t_1^g + t_2^g}{2} - \frac{t_1 + t_2}{2} \text{ °C,} \quad (26)$$

где t_1^g и t_2^g — начальная и конечная температура греющей воды в °C.

При подогреве насыщенным или перегретым паром

$$\Delta t = t_n - \frac{t_1 + t_2}{2} \text{ °C,} \quad (27)$$

где t_1 и t_2 — начальная и конечная температура нефтепродукта в °C;

t_n — температура насыщения греющего пара в °C.

Температуру входящей в подогреватель воды следует принимать:

$$t_1 \geq t_2 + (10 - 15) \text{ °C.}$$

Коэффициент теплопередачи определяется, как для плоской стенки, без учёта термического сопротивления труб подогревателя:

$$\kappa_2 = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{1}{\alpha_2}} \text{ ккал/м}^2 \cdot \text{час}^\circ \text{C,} \quad (28)$$

где α_1 — коэффициент теплоотдачи от поверхности подогревателя к нагреваемому нефтепродукту в ккал/м²·час °C;

α_2 — коэффициент теплоотдачи от пара или воды к стенке подогревателя в ккал/м²·час °C.

Коэффициент α_2 при паре мало влияет на общий коэффициент теплопередачи κ_2 , который можно принимать равным значению α_1 .

При плоских подогревателях, создающих лучшие условия конвекции, α_1 примерно на 20% выше, чем при цилиндрических. Приближение подогревателя ко дну обогреваемого резервуара также увеличивает α_1 .

В табл. 18 приведены данные ВТИ для коэффициента α_1 , полученные при разогреве вязкого крекинг-мазута в круглых баках.

Таблица 18

Значения коэффициента α_1 при разогреве крекинг-мазута

$t = \frac{t_n + t_{cp}}{2} \text{ } ^\circ\text{C}$	60	70	80	90	Вязкость, °Е 50
	Значение α_1 ккал/м ² ·час °C				
Диаметр змеевика, м					
0,035	55,9 75,8	65,3 87,2	82,0 100,0	100,0 114,0	55 10
0,040	54,2 73,6	63,3 84,4	79,4 97,4	97,3 110,0	55 10
0,045	52,5 71,4	61,4 81,8	77,0 94,4	94,4 107,0	55 10
0,050	51,2 69,6	59,8 79,6	75,0 92,0	92,0 104,0	55 10
Примечание. нефтепродукта t_{cp} .	Средняя		температура		

Для расчётов топливной аппаратуры значения коэффициента теплопередачи κ_2 следует принимать по данным табл. 19.

При паровом подогреве нефтепродуктов в топливохранилище величину κ_2 следует принимать в пределах 70—80 $\text{ккал/м}^2 \cdot \text{час } ^\circ\text{C}$.

Длина труб подогревателя l определяется по формуле

$$l = \frac{F}{\pi d} \text{ м}, \quad (29)$$

где d — диаметр труб подогревателя в м.

Часовой расход насыщенного пара D определяется по формуле

$$D = \frac{Q}{\tau \gamma x} \text{ кг/час}, \quad (30)$$

где τ — скрытая теплота испарения в ккал/кг ;
 x — степень сухости пара.

Удельная нагрузка подогревателя b определяется по формуле

$$b = \frac{D}{F} \text{ кг/м}^2 \text{ час} \quad (31)$$

и проверяется по данным табл. 20.

Таблица 20

Удельная нагрузка подогревателя

Показатель	Значение				
Давление пара, атм	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
Удельная нагрузка подогревателя, $\text{кг/м}^2 \cdot \text{час}$	15	20	25	30	35

Для подогрева нефтепродуктов можно пользоваться паром давлением 2,5—3 атм .

При подогреве нефтепродуктов водой её расход G_e определяется по формуле

$$G_e = \frac{Q}{\tau (t_1^e - t_2^e)} \text{ кг/час}. \quad (32)$$

Слив топлива из железнодорожных и автомобильных цистерн. Расход тепла на подогрев цистерны с топливом определяется по формуле (19).

Для приближённого определения расхода тепла можно пользоваться формулой

$$Q = (Q_{ж} + Q_{пл}) \psi \text{ ккал}, \quad (33)$$

где ψ — коэффициент, учитывающий потерю тепла в окружающую среду, равный: для южных районов — 1,1, для средней полосы — 1,2, для северных районов — 1,3.

Расход пара на подогрев цистерны определяется по формуле

$$D = \frac{Q}{\Delta i} \text{ кг/час},$$

где Δi — количество тепла, отдаваемое 1 кг пара, равное начальному теплосодержанию пара за вычетом теплосодержания конденсата пара.

Наружная поверхность охлаждения цистерны составляет:

Для цистерн ёмкостью 14,5 м^3 41,5 м^2
 » » » 25,5 » 57,5 »
 » » » 50 » 87 »

Таблица 19

Значения коэффициента теплопередачи κ_2

Наименование величин	Вода						Пар	
	ДТ-1			ДТ-2 и ДТ-3			ДТ-1	ДТ-2 и ДТ-3
Сорт топлива								
Температура воды, $^\circ\text{C}$	60	80	90	60	80	90	Сухой насыщенный	
Коэффициент теплопередачи для плоских подогревателей, $\text{ккал/м}^2 \cdot \text{час } ^\circ\text{C}$	60	90	110	45	75	90	150	130
То же для цилиндрических подогревателей	40	65	90	20	45	70	120	100

Конечная температура подогрева топлива при сливе принимается по данным табл. 18.

При определении расхода пара исходят из начальной температуры топлива t_1 в самое холодное время года.

При отсутствии опытных данных принимают: для парафинистого топлива $t_1 = 0 \div 5^\circ\text{C}$, для непарафинистых видов топлива $t_1 = -10^\circ\text{C}$.

Средняя температура топлива во время подогрева определяется по формуле

$$t_{cp} = \frac{2}{3} t_2 + \frac{1}{3} t_1. \quad (34)$$

При определении максимального часового расхода пара температуру наружного воздуха $t_{возд}$ следует принимать на $5-10^\circ$ выше расчётной для отопительных систем данного района.

Время подогрева топлива τ определяют исходя из общей нормы, устанавливаемой МПС на слив цистерн, за вычетом времени, расходуемого непосредственно на слив, которое можно принимать равным одному часу.

Топливохранилище. При длительном использовании топливохранилища в качестве резервного топлива в нём не подогревается.

Перед началом расходования производится подогрев топлива до температуры несколько более низкой, чем требуется при перекачивании.

Длительность этого периода подогрева достигает 48 час.

В период расходования топлива всё топливо или часть его, подлежащая немедленному перекачиванию, подогревается до температуры, определяемой условиями перекачивания.

В топливохранилищах ёмкостью до 200 т целесообразно подогреть всё топливо до температуры перекачивания и в дальнейшем период расходовать тепло лишь на покрытие потерь тепла во внешнюю среду.

Расчёт подогревательных устройств топливохранилища производится в следующем порядке.

Определяют вероятную температуру топлива после длительного его хранения без подогрева, количество тепла, требующегося для подогрева всей массы топлива и теряемого хранилищем в окружающую среду.

Подсчитывают поверхность нагрева подогревателей и расход пара.

Вероятная температура топлива при выключенном подогреве определяется из уравнения

$$-2,3 \lg \frac{t_2 - t_{ок}}{t_1 - t_{ок}} = \frac{F_S \kappa_1 \tau}{G_{ж} c_{ж}}, \quad (35)$$

где t_2 — вероятная температура остывшего топлива в $^\circ\text{C}$;

t_1 — температура топлива до остывания в $^\circ\text{C}$.

Для подземных и полуподземных резервуаров поверхность охлаждения резервуара определяется, как общая площадь поверхностей, соприкасающихся с грунтом F_{zp} , и поверхности зеркала топлива $F_{зер}$:

$$F_S = F_{zp} + F_{зер} \text{ м}^2.$$

Температура окружающей среды $t_{ок}$ для надземных резервуаров принимается $t_{ок} = t_{воз}^\circ\text{C}$; для подземных и полуподземных резервуаров — по формуле

$$t_{ок} = \frac{F_{zp} t_{zp} + F_{зер} t_{воз}}{F_{zp} + F_{зер}}^\circ\text{C}.$$

Для расчётов можно принимать $t_{zp} = 0^\circ\text{C}$; $t_{воз}$ — равной температуре наружного воздуха в $^\circ\text{C}$.

Для упрощения расчётов можно, подсчитав величину

$$m = \frac{F_S \kappa_1 \tau}{G_{ж} c_{ж}},$$

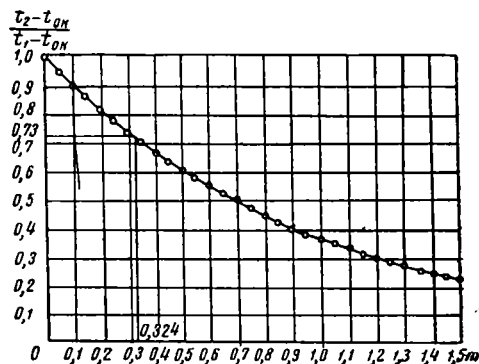
определить, пользуясь графиками фиг. 16, значение величины $\frac{t_2 - t_{ок}}{t_1 - t_{ок}}$ и затем искомую величину t_2 .

Коэффициент теплопередачи κ_1 определяется по данным табл. 21.

Т а б л и ц а 21

Коэффициент теплопередачи для топливохранилищ

Длительность остывания в часах	Надземные металлические хранилища	Железобетонные хранилища
	κ_1 , ккал/м ² ·час·°C	
15	5,0	2,5
30	4,0	1,8
50	3,3	1,3
90	2,5	1,0
360	1,25	0,4
720	1,0	0,3
1500	0,75	0,25
2 000 и более	0,6	0,20



Фиг. 16. График для определения вероятной температуры остывшего топлива

Расход тепла на полезный подогрев топлива определяется по формулам (19) и (20).

Количество тепла, теряемого в окружающую среду через стенки и дно резервуара и зеркало топлива, определяется по формулам:

$$q_{изл} = (F_{бок} \kappa_{бок} + F_{дн} \kappa_{дн} + F_{зер} \kappa_{зер}) (t - t_{воз}) * \text{ккал/час} \quad (36)$$

* При надземных металлических резервуарах определяют только потери через боковые стенки, пренебрегая потерями через грунт и зеркало топлива.

я

$$Q_{изл} = q_{изл} \tau \text{ ккал}, \quad (37)$$

где $F_{бок}$, $F_{дн}$, $F_{зер}$ — поверхности боковых стенок, дна хранилища и зеркала топлива в м^2 ;
 $\kappa_{бок}$, $\kappa_{дн}$, $\kappa_{зер}$ — соответственно коэффициенты теплопередачи поверхности боковых стенок резервуара, дна его и зеркала топлива в $\text{ккал}/\text{м}^2 \cdot \text{час} \cdot ^\circ\text{C}$;
 t — средняя температура топлива в хранилище в $^\circ\text{C}$;
 $t_{воз}$ — температура наружного воздуха в $^\circ\text{C}$.

Можно принимать:
 для подземных резервуаров

$$\kappa_{бок} = 0,3 \div 0,5 \text{ ккал}/\text{м}^2 \cdot \text{час} \cdot ^\circ\text{C},$$

$$\kappa_{дн} = \kappa_{зер} = 0,1 \div 0,12 \text{ ккал}/\text{м}^2 \cdot \text{час} \cdot ^\circ\text{C}.$$

Для надземных металлических резервуаров

$$\kappa_{бок} = 7 \div 10 \text{ ккал}/\text{м}^2 \cdot \text{час} \cdot ^\circ\text{C}.$$

Поверхность нагрева подогревателя определяют по формуле (25).

При двухступенчатом подогреве топлива поверхность нагрева подогревателя определяют по расходу тепла в период эксплуатационного подогрева.

По найденной поверхности нагрева подсчитывают длительность периода предварительного подогрева. Если при этом она получается слишком большой, то поверхность нагрева змеевиков соответственно увеличивают.

Расход тепла Q_I на разогрев топлива в период предварительного подогрева определяется по формуле

$$Q_I = G_{ж} c_{ж} (t'_2 - t_2) + 0,5 \delta G_{ж} + q_{изл} \tau_1 \text{ ккал}, \quad (38)$$

где t_2 — вероятная температура топлива в конце периода остывания в $^\circ\text{C}$;

t'_2 — температура топлива в конце периода предварительного подогрева в $^\circ\text{C}$;

τ_1 — длительность периода предварительного подогрева в часах.

Расход тепла Q_{II} на разогрев топлива в период эксплуатационного подогрева определяется по формуле (39)

$$Q_{II} = G_{ж} c_{ж} (t''_2 - t'_2) + q_{изл} \tau_{II} \text{ ккал}, \quad (39)$$

где t''_2 — температура топлива в конце эксплуатационного подогрева в $^\circ\text{C}$;

τ_{II} — длительность этого периода в часах.

Длительность периода эксплуатационного подогрева обычно принимают 1 час.

Длительность периода предварительного подогрева τ_1 находят по формуле

$$\tau_1 = \frac{Q_{ж} + Q_{пл}}{F \kappa_2 \Delta t - q_{изл}}. \quad (40)$$

Отстойники. В работе отстойников топлива различают три режима:

I — подогрев заполненного топливом отстойника после длительной остановки станции от температуры окружающей среды до температуры отстоя;

II — подогрев от температуры топлива, поступающего в отстойник, до температуры отстоя;

III — поддержание постоянной температуры в период отстоя топлива.

Расчет подогревательных систем производится в следующем порядке.

После определения исходных конструктивных данных подсчитывают полный расход тепла в период II режима работы, а затем поверхность нагрева подогревателя при возможно малой длительности рассматриваемого режима. По полученной поверхности нагрева подогревателя определяют продолжительность I режима работы, т. е. время τ_1 , необходимое для разогрева отстойника:

$$\tau_1 = \frac{a}{F \kappa_2 \Delta t - C} \text{ час},$$

где

$$a = Q_{ж} + Q_{пл} + Q_a;$$

$$C = \kappa_1 F \left(\frac{t_1 + t_2}{2} - t_{ок} \right).$$

Часовой расход тепла и пара в период отстоя определяется по формуле

$$Q_{III} = Q_{изл} = \kappa_1 F (t_2 - t_{ок}) \text{ ккал}/\text{час},$$

расход пара

$$D_{III} = \frac{Q_{III}}{r_x} \text{ кг}/\text{час},$$

расход воды

$$D_{III} = \frac{Q_{III}}{t_1^0 - t_2^0} \text{ кг}/\text{час}.$$

Расходные баки и фильтры. При расчете задаются временем подогрева и определяют поверхность нагрева подогревателя или по заданной поверхности нагрева подогревателя определяют время подогрева. Методика расчета аналогична приведенной для отстойников.

МАСЛЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО УСТАНОВОК С Д. В. С.

Характеристика смазочных масел

В быстроходных двигателях, имеющих вкладыши подшипников из корродирующих сплавов, должны применяться смазочные масла со специальными присадками.

Присадки представляют собой различные органические и неорганические соединения, обладающие способностью при добавлении их к маслам в малых количествах (от 0,01 до 5%) существенно улучшать качество масла.

Для менее быстроходных дизелей с баббитовыми подшипниками, а также для стационарных дизелей и газовых двигателей с малым и средним числами оборотов могут быть применены: дизельные масла без присадки, моторные масла, а в ряде случаев автолы соответствующей вязкости.

В табл. 22 приведена характеристика дизельных масел для быстроходных дизелей без присадок и с присадками.

Таблица 22

Дизельное масло для быстроходных дизелей

Показатели	Дизельное масло по ГОСТ 1600—46	Дизельное масло с присад- кой АЗНИИ-4 по ГОСТ 5304—50	
		зимнее	летнее
Вязкость при 50°С:			
а) кинематическая, <i>сст</i> не более	77,0	55,0	74,0
б) условная, °Э не более	10,4	—	—
Вязкость при 100 °С:			
а) кинематическая, <i>сст</i> не менее	10,5	8,3	10,4
б) условная, °Э не менее	1,9	—	—
Коксуемость, % не более	0,4	—	—
Кислотное число, мг КОН на 1 г масла не более	0,15	0,15	0,15
Зольность, % не более	0,005	0,035	0,035
Механических примесей, % не более	Отсутствие	0,01	0,01
Воды	»	—	—
Температура вспышки, определяемая в открытом тигле, °С не менее	210	200	190
Температура застывания в °С, не выше	—10	—20	—15
Термоокислительная стабильность по методу Л. Папок при 250°, минут не менее	—	25	25
Коррозионность по Пинкевичу на пластинке из безоло- вянистой бронзы, час/м не более	—	5	5
Содержание присадки, %	—	3,0	3,0
Содержание водорастворимых кислот и щелочей		Отсутствие	

Характеристика дизельных масел (мотор-ных) приведена в табл. 23.

Таблица 23

Дизельные масла для тихоходных двигателей
(моторные)

Показатели	Сорт масла по ГОСТ 1519—42	
	м	т
Вязкость при 50°С:		
а) кинематическая, <i>сст</i>	45—50	62—68
б) условная, °Э	6,0—6,5	8,2—9,0
Температура вспышки по Бренкеу, °С не ниже	195	205
Температура застывания, °С не выше	—8	0
Коксуемость, % не более	0,3	0,4
Зольность, % не более	0,02	0,04
Механических примесей, % не более	0,007	0,007
Цвет по Дюбоску, мм не менее	8	4
Воды	Отсутствие	
Водорастворимых кислот и щелочей	»	

Марки смазочных масел должны прини-маться в соответствии с указаниями завода-изготовителя. При отсутствии указаний за-вода-изготовителя для смазки двигателей мож-но руководствоваться следующими положе-ниями.

При мощности до 100 л. с. в агрегате или при числе оборотов от 500 до 800 в минуту применяется масло моторное М.

Для более крупных двигателей и во всех случаях, когда двигатель имеет большой износ, надо применять масло моторное Т.

Заменителями моторного масла марки Т является автол 10 и дизельное масло (ГОСТ 1600—46).

Для смазки компрессоров применяют ком-прессорное масло марок М и Т.

Заменителем компрессорного масла в виде временной меры может служить масло мотор-ное Т.

Нормы часового расхода масла на каждый двигатель должны быть установлены на осно-вании заводских данных или специальных испытаний.

Расход масла зависит от мощности двига-теля, его состояния, качества масла, систем смазки и других факторов и мало зависит от нагрузки двигателя.

Примерные данные об удельном расходе моторных масел приведены в табл. 24.

Таблица 24

Удельный расход моторных масел

Мощность двигателя, л. с.	Расход масла на дизели, г/л. с. ч.	Расход масла на двигатели, работаю- щие на газе, г/л. с. ч.
> 10	8—10	8—10
10—50	6—10	6—8
50—200	4—7	4—6
200—1 000	3—5	3—4
< 1 000	2—3	2—3

В двухтактных двигателях расход масла на смазку цилиндров несколько больше, чем в четырёхтактных.

Годовой расход масла

Годовой расход масла на двигатель с цир-куляционной системой смазки определяется по формуле

$$G_{год}^M = G_{мас}^M t + G_{сл}^M \tau, \quad (41)$$

где $G_{\text{час}}^M$ — часовой расход масла на двигатель;
 t — годовое число часов работы двигателя;

$G_{\text{сл}}^M$ — количество масла, слитого из картера за год;

χ — доля потери слитого из двигателя масла при его регенерации.

Величина $G_{\text{сл}}^M$ определяется по формуле

$$G_{\text{сл}}^M = G_{\text{цир}}^M \frac{t}{z}, \quad (42)$$

где $G_{\text{цир}}^M$ — количество масла в системе циркуляционной смазки, равное произведению ёмкости этой системы на удельный вес масла;

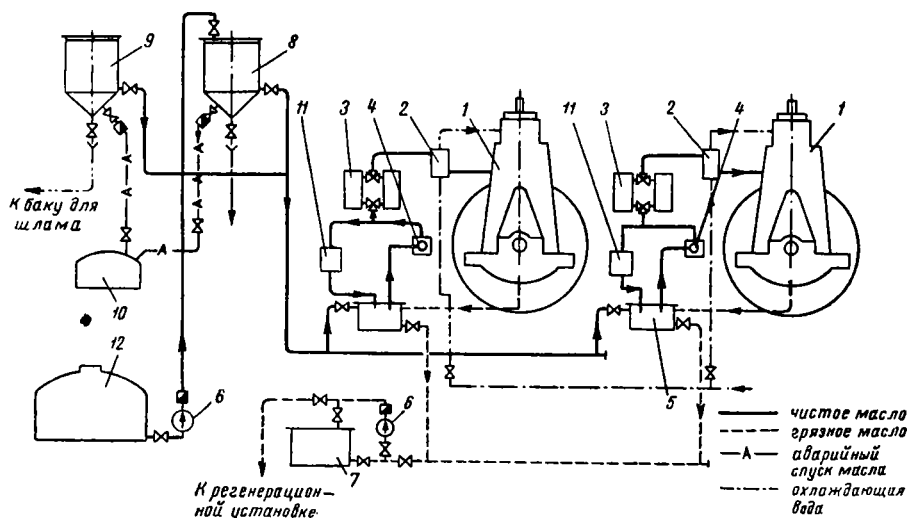
z — число часов работы двигателя, после которого масло должно быть слито.

Расходные баки для масла допустимы индивидуальные к каждому двигателю, устанавливаемые в машинном зале. Целесообразно устанавливать центральные расходные баки в помещении, отделённом от машинного зала. При наличии регенерационной установки необходим дополнительный расходный бак, рассчитанный на хранение не менее двухсуточного запаса регенерированного масла.

Сборный бак грязного масла должен быть ёмкостью не менее двухсуточного сбора масла.

Заливку свежего масла в циркуляционную систему двигателей и удаление из неё отработавшего масла допустимо производить вручную для двигателей мощностью до 400 л. с. При большей мощности двигателей масляные системы должны быть соединены трубопроводами с общестанционными баками свежего и отработавшего масла.

Баки для масла ёмкостью свыше 250 л должны быть соединены специальным трубо-



Фиг. 17. Общая схема масляного хозяйства:

1 — двигатель; 2 — маслоохладитель; 3 — фильтр; 4 — циркуляционный насос; 5 — маслосборник; 6 — насос для перекачки масла; 7 — бак грязного масла; 8 — расходный бак чистого масла; 9 — бак регенерированного масла; 10 — бак для аварийного спуска масла; 11 — фильтр второй ступени; 12 — бак для масла

Схема и элементы устройства масляного хозяйства

Общая схема масляного хозяйства. Схема масляного хозяйства для двигателей, оборудованных циркуляционной системой смазки, показана на фиг. 17.

Хранение масла

Запас смазочного масла должен быть не менее его месячного расхода. Хранение в таре запаса масла свыше 3 т запрещается. Бочки с маслом должны храниться на отдельно расположенном складе горючих.

На установках, работающих на жидком топливе, резервуары для хранения запаса масла располагаются рядом с резервуарами для хранения топлива и обслуживаются из коллекторной будки топливного хозяйства.

В районах с расчётной температурой ниже -14°C резервуар для масла должен быть оборудован подогревателем.

проводом с аварийным подземным резервуаром, расположенным вне здания станции. На фиг. 17 показана схема маслопроводов для установки, оборудованной двигателями с циркуляционной системой смазки.

Замена масла

Предельные значения констант масла, по достижении которых оно должно быть изъято из циркуляционной системы двигателей, следующее:

Механические примеси	1,5%
Кокса по Конрадсону	3%
Кислотность	1,5 мг КОН
Снижение температуры вспышки по Бренкену до	150° C
При маловязких топливах содержание воды выше	0,25%

Для быстроходных двигателей и двигателей с подшипниками из свинцовистой бронзы предельное содержание механических примесей — 0,5%; кокса по Конрадсону — 1%; кислотное число — 0,4 мг КОН.

Смена масла в циркуляционной системе двигателя должна производиться не реже чем через каждые 300 час.

Увеличение срока службы масла в системе до слива достигается включением в схему циркуляции непрерывно действующих очистителей.

При обнаружении свыше 0,25% воды в масле, залитом в систему циркуляции, оно должно быть обезвожено путём сепарации или отстоя с предварительным подогревом.

Регенерированное масло может быть вновь использовано в системе двигателя.

Допустимое соотношение между количествами регенерированного и свежего масла при заливке их в систему циркуляции приведено в табл. 25.

Таблица 25
Добавка свежего масла

Способ очистки масла	Минимальная добавка свежего масла, %
Кислотно-контактный	Добавка не обязательная
Контактный	25
Механический (отстой и др.)	50

ции и уменьшают износ деталей двигателей;

3) комбинированная система, которая, помимо устройства, включённого в схему циркуляции, имеет установку для периодической регенерации масла, забираемого из системы смазки.

Рекомендуется третья из перечисленных выше схем.

Для районов, где имеется несколько установок с двигателями внутреннего сгорания, целесообразно иметь передвижную маслорегенерационную установку, смонтированную в железнодорожном вагоне.

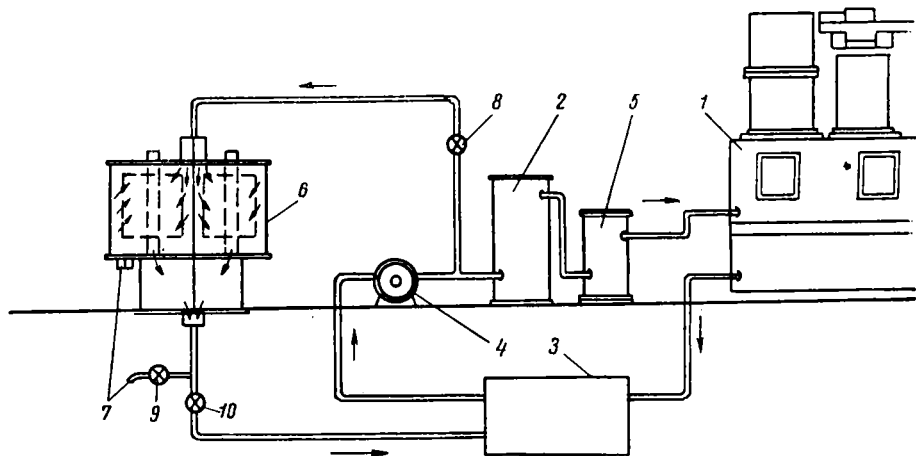
Применяются следующие способы очистки масла (подробнее см. раздел «Масляное хозяйство» настоящего справочника).

Механические способы: а) отстой, б) фильтрация, в) сепарирование, г) промывка масла водой.

Коагуляционные и химические способы: а) очистка масла отбеливающей землёй при перколяционном фильтровании;

б) очистка масла отбеливающей землёй контактными методами;

в) комбинированная очистка с применением отбеливающей земли и химических реагентов.



Фиг. 18. Включение очистителей на обводной линии:

1 — двигатель; 2 — фильтр системы циркуляции двигателя; 3 — масляный резервуар двигателя; 4 — масляный циркуляционный насос; 5 — маслохолодильник; 6 — очиститель, включённый на отводе (сепаратор, суперфильтр или перколяционный фильтр); 7 — отвод для взятия пробы; 8, 9, 10 — краны

Очистка масла

Существуют следующие системы очистки моторного масла:

1) очистка масла в устройствах, не включённых в циркуляционную систему смазки двигателя. При этой системе часть масла периодически удаляется из системы смазки двигателя и направляется в регенерационную установку;

2) очистительное устройство включается в циркуляционную систему смазки. При этом через очиститель пропускается непрерывно или периодически всё масло или часть его.

Схема включения очистителя в циркуляционную систему смазки показана на фиг. 18.

Устройства для непрерывной очистки удлиняют срок службы масла в системе циркуля-

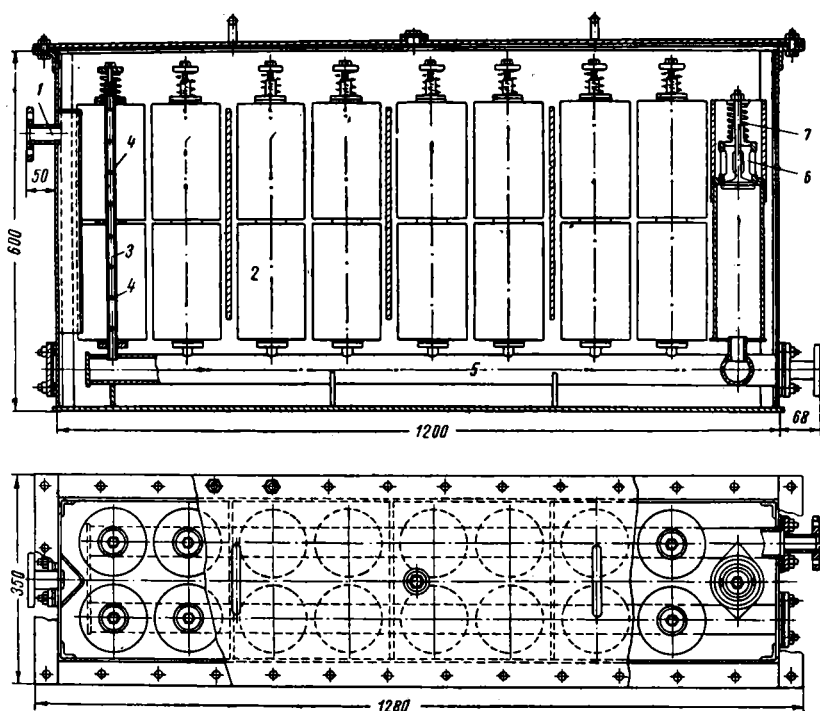
Отстой. Оптимальной для отстоя моторных масел является температура 80°C.

В большинстве регенерационных установок для порционной очистки масла отстой нагретого масла является первоначальной стадией очистки. Длительность отстоя принимается 10—12 час.

Фильтрация. Для грубой очистки масла от крупных примесей применяются фильтры с металлическими сетками.

В системах регенерации масла отбеливающей землёй контактными способом применяются фильтр-прессы. Установка фильтр-пресса может быть выполнена стационарной и передвижной.

В комплект установки входят: фильтр-пресс, сетчатый фильтр, ротационный насос с электродвигателем.



Фиг. 19. Фильтр Оргкоммуэнерго с 32 элементами АСФО к двигателю 1700 л. с.: 1 — патрубок для подачи масла; 2 — фильтрующие элементы; 3 — центральные трубки фильтров; 4 — отверстия для входа масла в центральные трубки; 5 — сборная отводящая труба; 6 — автоматический клапан для удаления масла; 7 — пружина для закрытия клапана

Таблица 26

Размеры сепаратора

Тип сепаратора	Размеры, мм											
	a	b	c	d	e	g	l	k	l	m	o	p
HCM-1	560	700	850	620	195	45	210	83	105	155	310	375
HCM-2	830	1 010	1 030	820	315	50	260	128	130	177	355	500
HCM-3	1 130	1 350	1 260	1 065	438	55	260	207	130	187	375	600

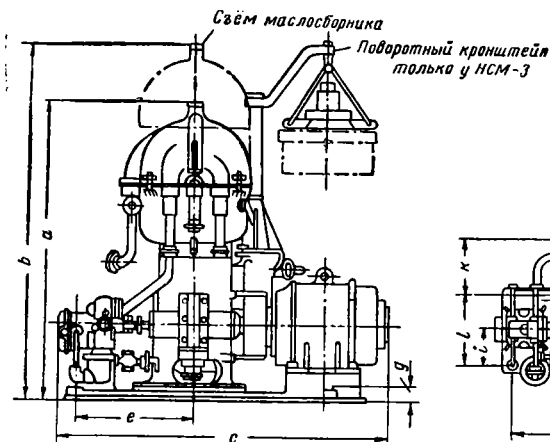
Таблица 27

Характеристика сепараторов

Наименование	Размерность величин	Тип сепаратора		
		HCM-1	HCM-2	HCM-3
Марка очищаемого масла	—	моторное и смазочное масла марки Т, М с вязкостью по Энглеру при 50°C до 9		
Нормальная производительность при глубине всасывания 2,5 м, не менее	л/час	100	500	1 500
Электродвигатель:				
а) постоянный ток 110 и 220 в:				
число оборотов	об/мин	1 420	1 500	1 400
мощность	квт	0,95	2,66	3,38
б) переменный ток 220 в:				
число оборотов	об/мин	1 500	1 500	1 500
мощность	квт	1,1	2,5	4,5
Высота всасывания масляного насоса, гарантируемая заводом, не менее	м вод. ст.	4	4	4
Давление масла на выходе из масляного насоса не ниже	кг/см ²	3,5	3,5	3,5
Число оборотов барабана	об/мин	8 520—9 000	7 125	4 424—4 740
Вес агрегата (без подогревателя и жидкости)	кг	135	250	515
Вес жидкости в барабане	»	0,85	3,2	9,0

Для тонкой очистки масла могут быть применены картонные суперфильтры-отстойники типа АСФО (автомобильные), которые включаются в циркуляционную систему смазки.

На фиг. 19 показан фильтр системы Оргкоммунэнерго, включающий 32 элемента АСФО.



Фиг. 20. Габаритные размеры центробежных сепараторов

Сепарирование является одним из наиболее эффективных способов механической очистки масел.

На фиг. 20 показан сепаратор. В табл. 26 и 27 приведены габаритные размеры и техническая характеристика сепараторов.

Содержание загрязнений в масле после двукратной сепарации по методу пурификации должно составлять не более 0,2%, при начальном содержании влаги не более 3%, и механических примесей не более 0,3%.

Содержание механических примесей в масле после двукратной сепарации по методу кларификации должно составлять не более 0,06%, при начальном содержании механических примесей до 0,3%.

Период между чистками сепаратора от загрязнений при загрязнённости масла до 3% при работе по методу кларификации допускается не более 2 час.

Контактный метод регенерации моторных масел отбеливающей землёй. Обработка масел отбеливающими землями освобождает его от механических и углистых соединений, а также уменьшает содержание смолистых и кислотных продуктов, поглощаемых отбеливающей землёй.

Обработка масла отбеливающей землёй может быть следующей:

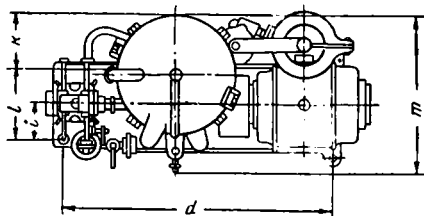
перколяционное фильтрование, при котором масло пропускается через фильтровальный слой земли крупного помола;

контактная обработка, при которой масло смешивается с отбеливающей землёй тонкого помола, а затем освобождается от неё в фильтр-прессе.

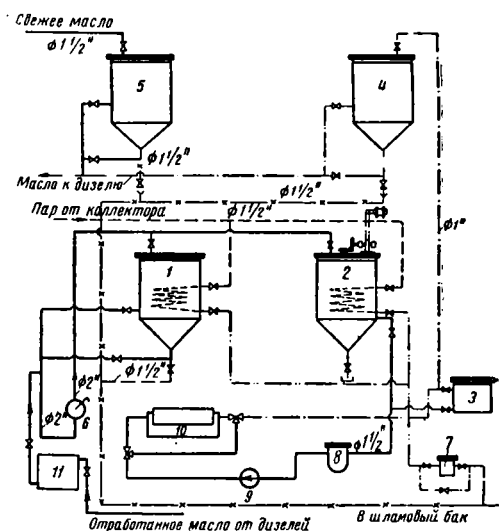
Перколяционное фильтрование применяется в фильтрах, включаемых в систему циркуляции двигателя.

Недостатком перколяционных установок является снижение адсорбирующей способности и увеличение сопротивления фильтра по мере загрязнения поверхности фильтрующего слоя механическими частицами и углистыми примесями масла.

Контактный метод регенерации, при котором очистка масла происходит порционно,



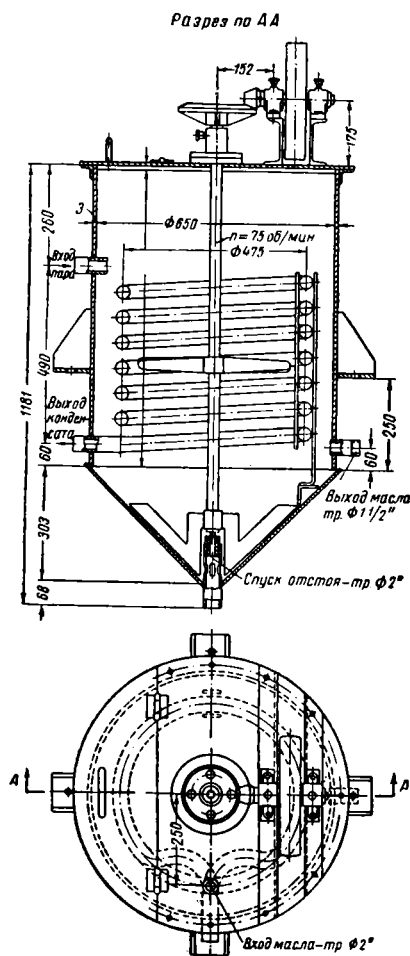
требует меньшего расхода отбеливающей земли и позволяет легче осуществлять контроль за качеством очистки.



Фиг. 21. Технологическая схема контактного метода регенерации масел отбеливающей землёй: 1 — отстойник; 2 — контактная мешалка; 3 — промежуточный бак для мутного масла; 4 — бак регенерированного масла; 5 — бак свежего масла; 6 — ручной насос; 7 — конденсационный горшок; 8 — предварительный фильтр; 9 — насос фильтр-пресса; 10 — фильтр-пресс; 11 — бак грязного масла

Контактный метод обработки масла применяется в централизованных (общестанционных) установках для регенерации масла.

На фиг. 21 показана схема установки для контактной регенерации моторного масла, а на фиг. 22—конструкция контактной мешалки.



Фиг. 22. Контактная мешалка

Потери масла при регенерации по этой схеме составляют 15%, в том числе 5% при спуске шлама из отстойника и 10% с глиной в фильтр-прессе.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ

Расход охлаждающей воды и температурный режим охлаждения двигателей

Количество тепла, отводимого с охлаждающей водой для двигателя с самовоспламенением от сжатия, составляет 650—800 ккал/е.л.с.ч.

Для расчёта системы водоснабжения если отсутствуют заводские данные, количество тепла, отводимого с охлаждающей водой, принимают $q = 700$ ккал/е.л.с.ч.

Для газовых двигателей можно принимать $q = 900$ ккал/е.л.с.ч.

Удельный расход охлаждающей воды определяется по формуле

$$g_s = \frac{q}{t_2 - t_1} = \frac{q}{\Delta t} \frac{\text{кг}}{\text{л.с.ч.}},$$

где t_1 — температура воды, поступающей в двигатель, в °С;

t_2 — температура воды, выходящей из двигателя, в °С.

Вода, направляемая в систему охлаждения двигателя, должна удовлетворять следующим требованиям: содержание примесей органических веществ (окисляемость) не более 25 мг/л, взвешенных механических примесей — 25 мг/л, солей временной жёсткости — 3,6 мг-экв/л (10° Н), масла — 5 мг/л.

Перепад температуры входящей и выходящей из двигателя воды желателен в пределах 8—12° и не должен превышать 20—30°.

Рекомендуемая температура уходящей охлаждающей воды, в зависимости от её временной жёсткости, приведена в табл. 28.

Таблица 28

Температура охлаждающей воды после двигателя

Временная жёсткость воды, мг-экв/л	Допустимая температура уходящей воды, °С	
До 1,4	55	70
От 1,4 до 2,5	50	55
Свыше 2,5	30	40

Если охлаждающая вода, удовлетворяющая требованиям табл. 28, всё же даёт отложение накипи на стенках охлаждаемых полоостей двигателя, то приведённые в таблице предельные температуры уходящей воды должны быть снижены на 5—10°С.

Система водоснабжения и её элементы

Применяют следующие системы охлаждения двигателей:

I — одноконтурное проточное охлаждение с воронкой и без неё;

II — одноконтурное циркуляционное охлаждение с воронкой и без неё;

III — двухконтурное охлаждение: первичный контур замкнутый, вторичный — проточный;

IV — двухконтурное охлаждение: первичный контур разомкнутый, вторичный — проточный;

V — двухконтурное охлаждение: первичный контур замкнутый, вторичный — циркуляционный;

VI — двухконтурное охлаждение: первичный контур разомкнутый, вторичный — циркуляционный.

Схемы систем охлаждения двигателей показаны на фиг. 23.

В системах охлаждения без воронок контроль за прохождением воды через двигатель должен осуществляться путём:

а) устройства контрольных воронок;
 б) устройства пробных кранов на сбросной линии каждого цилиндра;

в) установки шайбы с дифманометром на сбросной линии двигателя и манометра на линии перед двигателем.

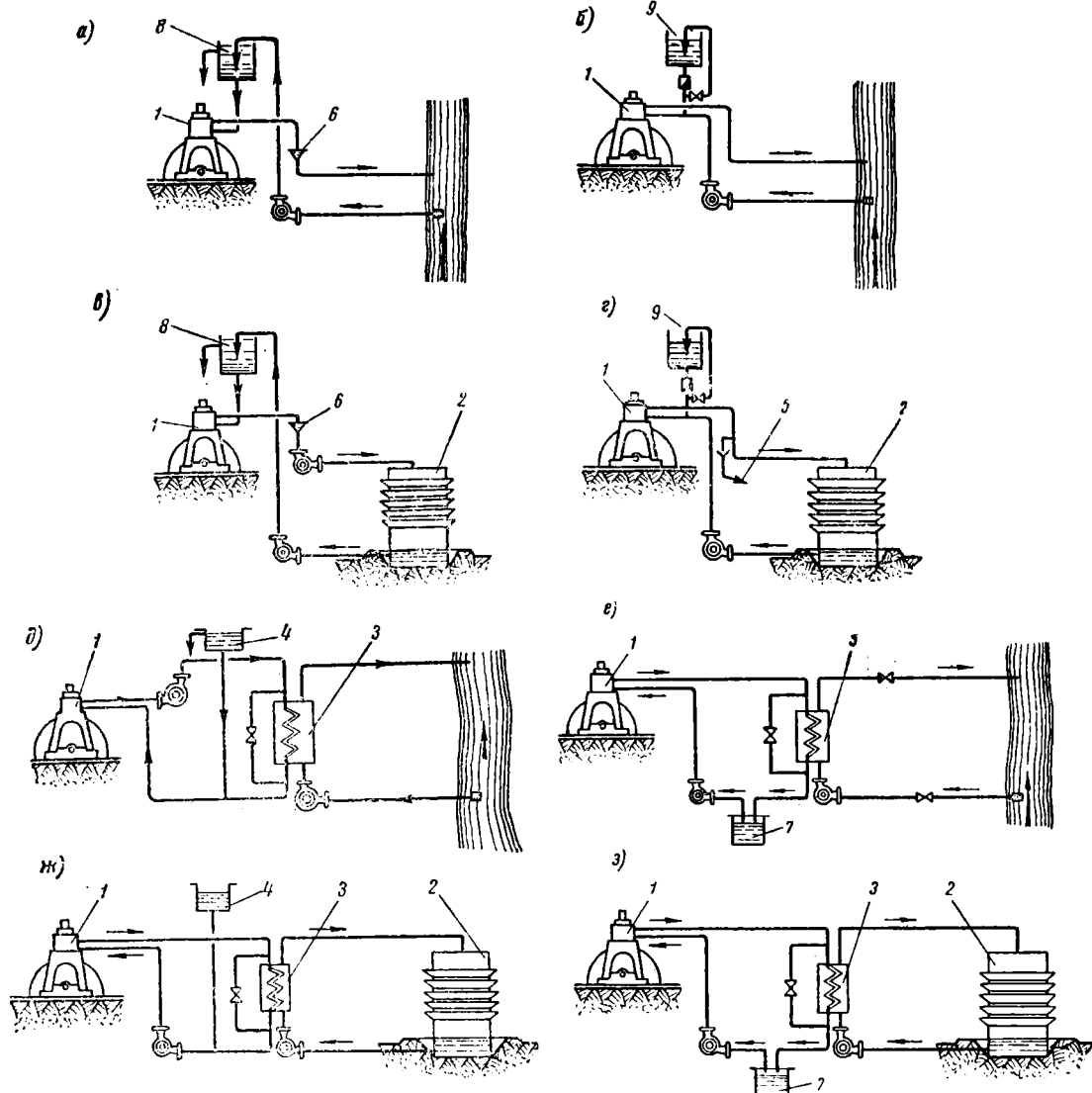
Желательно применение устройств, автоматически регулирующих температуру воды,

б) позволяют повысить температуру охлаждающей воды;

в) не требуют химической очистки охлаждающей воды во вторичном контуре даже при низком её качестве;

г) создают возможность уменьшения расхода воды на охлаждение двигателей.

Недостатками двухконтурной системы являются:



Фиг. 23. Принципиальные схемы систем водоснабжения: 1—двигатель; 2—градирня; 3—теплообменник; 4—расширительный сосуд; 5—контрольная воронка; 6—сливная воронка; 7—колодец первичной охлажденной воды; 8—буферный бак охлаждающей воды; 9—аварийный бак охлаждающей воды

сигнализирующих о прекращении подачи воды или повышении её температуры выше допустимой и автоматически останавливающих двигатель в этих случаях.

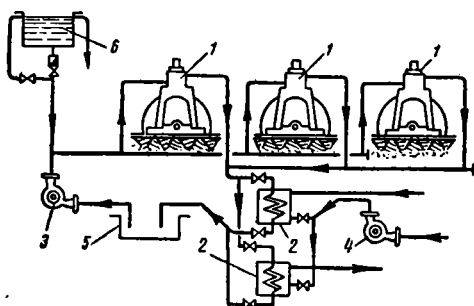
Двухконтурные системы охлаждения двигателей имеют следующие преимущества по сравнению с одноконтурными:

а) обеспечивают чистоту охлаждаемых поверхностей двигателя;

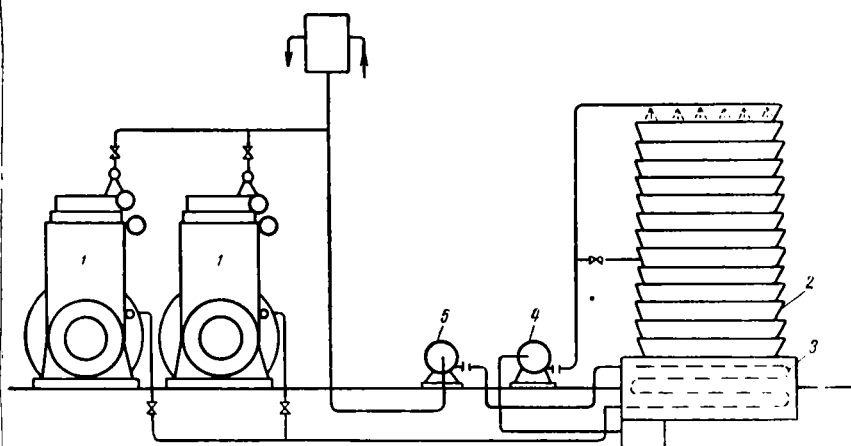
а) наличие дополнительного элемента оборудования — теплообменника;

б) увеличение гидравлического сопротивления рубашки двигателя в связи с увеличением количества циркулирующей воды.

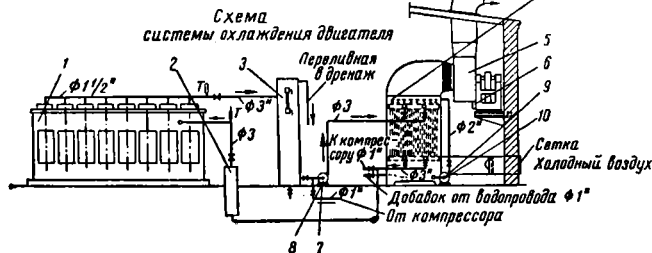
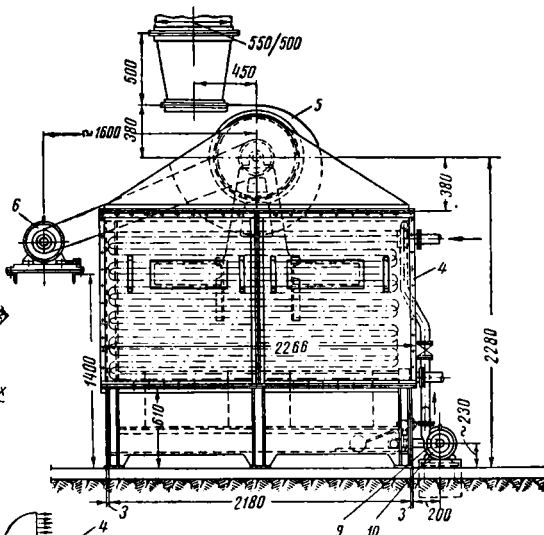
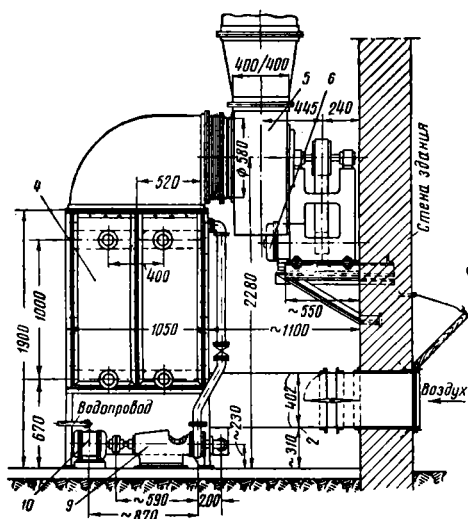
Схема двухконтурной системы водоснабжения с центральными теплообменниками показана на фиг. 24.



Фиг. 24. Схема установки центрального теплообменника: 1—двигатель; 2—теплообменник; 3—насос первичной воды; 4—насос вторичной (жёсткой) воды; 5—колодец охлаждённой воды; 6—аварийный бак



Фиг. 25. Расположение теплообменников двухконтурной схемы над поддоном градирни: 1—двигатель; 2—градирня; 3—змеевики-теплообменники; 4—насос вторичной воды; 5—насос первичной воды



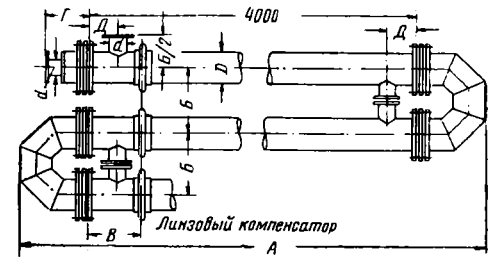
Фиг. 26. Установка испарительного охлаждения в машинном зале: 1—двигатель мощностью 600—700 л.с.; 2—маслоохладитель; 3—сборник горячей воды; 4—испарительный охладитель; 5—центробежный вентилятор низкого давления; 6—электродвигатель к вентилятору; 7—центробежный насос для первичной воды; 8—электродвигатель к нему; 9—центробежный насос для охлаждающей воды; 10—электродвигатель к нему

Потеря воды из первичного контура должна пополняться очищенной водой, желательнее дистиллятом.

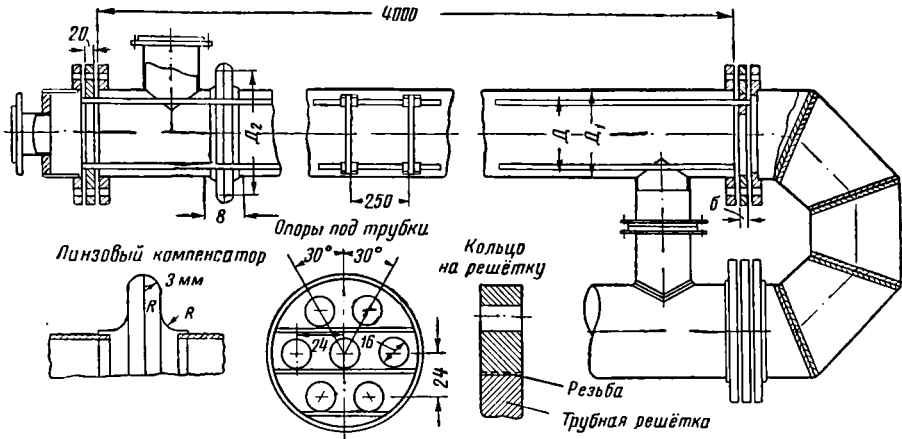
Ряд преимуществ создаётся применением двухконтурной системы водоснабжения с испарительным отводом тепла от теплообменников.

На фиг. 25 показана двухконтурная система водоснабжения с расположением установки испарительного охлаждения над поддоном градирни.

На фиг. 26 показана установка испарительного охлаждения с вентиляторной подачей воздуха, размещённая в машинном зале.



Фиг. 27. Теплообменник (общий вид)



Фиг. 28. Теплообменник (разрез по сечению)

Таблица 29

Конструктивные размеры теплообменников в мм

№ бойлера	D	D ₁	D ₂	A	R	б
2	57	52	125	150	20	24
3	89	83	150	200	20	24
4	108	100	178	260	20	24
6	159	150	230	350	20	24
8	216	203	325	420	25	30
10	267	253	377	470	25	30
12	325	309	435	520	25	30

Установка может быть автоматизирована применением термостата, контролирующего температуру воды на выходе из двигателя и воздействующего, при помощи сервомотора, на заслонки, регулирующие вход и выход воздуха.

Конструкция теплообменников (отвод тепла жидкой фазой теплоносителя) для двухконтурных систем охлаждения показана на фиг. 27 и 28.

В табл. 29 и 30 приведены характеристики и основные размеры теплообменников.

Трубы теплообменников — латунные или стальные бесшовные.

Таблица 30

Характеристика теплообменников

№ бойлеров	Основные размеры теплообменников								Поверхность нагрева одной секции, м ²	Вес секции, кг	
	внутренний диаметр корпуса	строительная длина A	B	B	Г	Д	диаметр патрубков d, мм	число трубок секции (диаметр трубок 14/16 мм)		трубки (латунные)	общий вес одной секции
2	52	4 400	250	230	210	130	38	4	0,75	6	45
3	83	4 475	300	270	210	150	70	7	1,32	11	78
4	100	4 590	400	310	210	170	83	12	2,26	20	113
6	150	4 930	450	340	210	180	125	31	5,84	50	212
8	203	5 050	520	400	210	200	150	55	10,35	89	391
10	253	5 100	570	425	270	225	203	88	16,60	143	561
12	309	5 310	625	500	270	250	252	140	26,40	228	781

Таблица 31

Значение коэффициента теплоотдачи α для воды в $\text{ккал/м}^2 \cdot \text{час} \cdot ^\circ\text{C}$

W, м/сек	При температуре, $^\circ\text{C}$							
	20	40	60	80	100	120	140	160
0,2	—	—	1 370	1 550	1 720	1 355	1 975	2 045
0,3	—	1 620	1 900	2 150	2 380	2 575	2 740	2 840
0,4	1 640	2 035	2 390	2 705	2 990	3 240	3 450	3 750
0,5	1 955	2 425	2 845	3 220	3 565	3 860	4 110	4 260
0,6	2 260	2 800	3 300	3 730	4 120	4 460	4 750	4 925
0,7	2 560	3 175	3 730	4 220	4 660	5 050	5 380	5 575
0,8	2 855	3 540	4 160	4 700	5 200	5 630	5 980	6 210
0,9	3 140	3 900	4 580	5 175	5 825	6 200	6 600	6 830
1,0	3 408	4 236	4 968	5 620	6 213	6 730	7 155	7 420
1,2	3 940	4 890	5 750	6 500	7 200	7 780	8 275	8 590
1,4	4 450	5 520	6 400	7 330	8 110	8 780	9 350	9 700
1,6	4 970	6 160	7 250	8 200	9 060	9 810	10 450	10 830
1,8	5 450	6 760	7 950	9 000	9 950	10 750	11 480	11 890
2,0	5 930	7 360	8 650	9 780	10 830	11 700	12 480	12 900
2,2	6 405	7 960	9 350	10 580	11 700	12 650	13 470	13 950
2,4	6 875	8 530	10 000	11 310	12 520	13 550	14 420	14 930
2,6	7 330	9 100	10 700	12 090	13 370	14 450	15 400	15 950
2,8	7 760	9 640	11 330	12 800	14 170	15 310	16 310	16 900
3,0	8 220	10 200	11 950	13 510	14 980	16 200	17 250	17 850

Расчёт теплообменника. Поверхность нагрева теплообменника определяется по формуле

$$Q = \kappa F \Delta t = \kappa \pi d l \Delta t, \quad (43)$$

где κ — коэффициент теплопередачи

$$\kappa = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{1}{\alpha_2}},$$

Q — количество отводимого тепла в ккал/час ;

$d = \frac{d_1 + d_2}{2}$ — средний диаметр трубок в м ;

n — число трубок в пучке;

l — длина одной трубки в м ;

Δt — средняя разность температур охлаждаемой и охлаждающей воды в $^\circ\text{C}$;

Учитывая, что в теплообменниках средняя разность температур имеет малую величину, в формуле (44) для определения α_1 и α_2 можно принимать значение t_s , равное средней температуре соответственно первичной и вторичной воды.

При определении α_2 (для воды, циркулирующей в междутрубном пространстве) в формулу (44) надо подставлять значение приведенного диаметра по формуле

$$d_{пр} = \frac{4f}{\Pi}, \quad (45)$$

где f — площадь междутрубного пространства в м^2 ;

Π — смоченный периметр трубок в м .

В табл. 31 приведены значения α , подсчитанные по формуле (44), в зависимости от t и w .

В зависимости от диаметра трубки d указанные величины умножают на коэффициент ϵ (табл. 31а).

Таблица 31а

Значение коэффициента ϵ

$d, \text{мм}$	10	14	18	22	26	30	34	38	42	46	50
ϵ	1,17	1,10	1,04	1,0	0,98	0,94	0,92	0,90	0,88	0,86	0,85

α_1 — коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности трубок к воде в $\text{ккал/м}^2 \cdot \text{час} \cdot ^\circ\text{C}$;

α_2 — коэффициент теплоотдачи от внутренней поверхности трубок к воде в $\text{ккал/м}^2 \cdot \text{час} \cdot ^\circ\text{C}$.

Значения α_1 и α_2 определяются по формуле

$$\alpha = (1\,190 + 21,5 t_s' - 0,45 t_s'') \frac{w^{0,8}}{d^{0,2}} \text{ ккал/м}^2 \cdot \text{час} \cdot ^\circ\text{C}, \quad (44)$$

где w — скорость воды в м/сек .

Значение Δt определяется по формуле

$$\Delta t = \frac{\Delta t_\sigma - \Delta t_m}{\ln \frac{\Delta t_\sigma}{\Delta t_m}}, \quad (46)$$

или

$$\Delta t = \Delta t_\sigma f \left(\frac{\Delta t_m}{\Delta t_\sigma} \right), \quad (47)$$

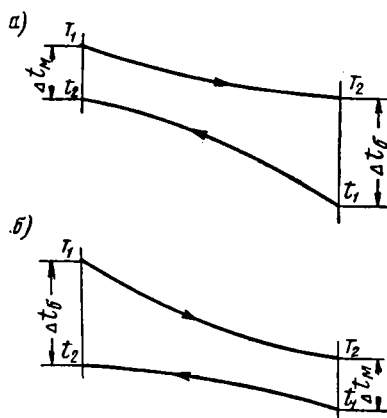
где Δt_σ и Δt_m — большая и меньшая разности температур по концам теплообменника.

При противотоке (фиг. 29)

$$\Delta t_{\theta} = T_2 - t_1, \text{ или } \Delta t_{\theta} = T_1 - t_2,$$

$$\Delta t_m = T_1 - t_2, \text{ или } \Delta t_m = T_2 - t_1,$$

где T_1 — температура охлаждаемой воды, поступающей в теплообменник, в °С;
 T_2 — температура охлаждаемой воды при выходе из теплообменника в °С;
 t_1 — температура охлаждающей воды при входе в теплообменник в °С;
 t_2 — температура охлаждающей воды при выходе из теплообменника в °С.



Фиг. 29. Схема противотока

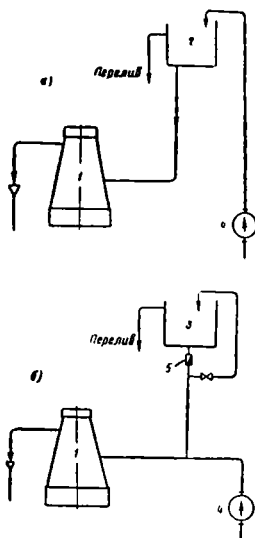
Для облегчения расчёта в табл. 32 приведены значения $f\left(\frac{\Delta t_m}{\Delta t_{\theta}}\right)$.

Включение резервного бака. Подвод воды к двигателю на случай прекращения работы насосов (или другого источника водоснабжения) должен осуществляться от резервного бака.

Минимальная ёмкость резервного бака должна обеспечивать 30-минутную потребность в воде наиболее мощного двигателя.

Резервный бак может быть включён, как буферный (фиг. 30, а), с пропуском через

него всей воды, поступающей к двигателю, или, как аварийный (фиг. 30, б), с подачей к двигателю помимо бака. В этом случае подача воды из бака происходит только при прекращении работы насоса.



Фиг. 30. Схема включения резервного бака: а — схема с буферным баком; б — схема с аварийным баком; 1 — двигатель; 2 — буферный бак; 3 — аварийный бак; 4 — насос; 5 — обратный клапан

Буферный бак должен быть расположен на высоте, обеспечивающей подачу воды в аварийном случае и во время нормальной работы двигателей.

Аварийные баки устанавливают на высоте 7—10 м. Система с аварийным баком в большинстве случаев оказывается более целесообразной.

Насосы системы водоснабжения. Насосная установка, как правило, выполняется централизованной.

При оборотной системе водоснабжения насосы целесообразно устанавливать в главном здании так, чтобы они были постоянно под заливом водой.

Таблица 32

Значения $f\left(\frac{\Delta t_m}{\Delta t_{\theta}}\right)$

$\frac{\Delta t_m}{\Delta t_{\theta}}$	$f\left(\frac{\Delta t_m}{\Delta t_{\theta}}\right)$	$\frac{\Delta t_m}{\Delta t_{\theta}}$	$f\left(\frac{\Delta t_m}{\Delta t_{\theta}}\right)$	$\frac{\Delta t_m}{\Delta t_{\theta}}$	$f\left(\frac{\Delta t_m}{\Delta t_{\theta}}\right)$
0,01	0,22	0,12	0,42	0,50	0,72
0,02	0,25	0,14	0,44	0,55	0,76
0,03	0,28	0,16	0,46	0,60	0,79
0,04	0,30	0,18	0,48	0,65	0,82
0,05	0,32	0,20	0,50	0,70	0,84
0,06	0,34	0,25	0,54	0,75	0,87
0,07	0,35	0,30	0,58	0,80	0,90
0,08	0,37	0,35	0,62	0,85	0,93
0,09	0,38	0,40	0,66	0,90	0,95
0,10	0,39	0,45	0,69	0,95	0,98
				1,0	1,0

Установка насосов для работы с всасыванием при температуре воды выше $40-50^{\circ}$ не допускается.

Всасывающие линии насосов должны быть по возможности короткими; самотёчную линию, подающую воду от градирни или брызгального бассейна, желательно подводить непосредственно к колодцу, расположенному у насосов.

Число и производительность насосов охлаждающей воды должны быть выбраны так, чтобы была обеспечена подача необходимого количества воды при выходе из строя любого из насосов. Резервный насос может быть общим для холодной и горячей воды, а также для первичного и вторичного контуров двухконтурных систем.

При использовании в качестве резерва системы охлаждения двигателей водопровода должна быть исключена возможность попадания в городскую водопроводную сеть воды из системы технического водоснабжения.

Магистральные водяные трубопроводы, работающие под напором и обслуживающие несколько двигателей, должны быть резервированы. Если установка работает параллельно с другой электростанцией или энергосистемой, можно применять одинарные трубопроводы.

Охладители системы оборотного водоснабжения. Рациональными охладителями систем оборотного водоснабжения д. в. с. являются открытые градирни (капельные и брызгальные) и брызгальные бассейны.

Подготовка охлаждающей воды. В одноконтурных системах охлаждения должна применяться химическая обработка воды, если качество охлаждающей воды не удовлетворяет требованиям, указанным в табл. 28.

Для обработки охлаждающей воды двига-

УСТРОЙСТВА ДЛЯ ПОДАЧИ ВОЗДУХА

Баллоны сжатого воздуха должны быть установлены в соответствии с правилами Котлонадзора и допускаются к работе с его разрешения.

Наружный осмотр баллонов сжатого воздуха должен производиться не реже одного раза в год; внутренний осмотр — не реже одного раза в три года; гидравлическое испытание — не реже одного раза в шесть лет.

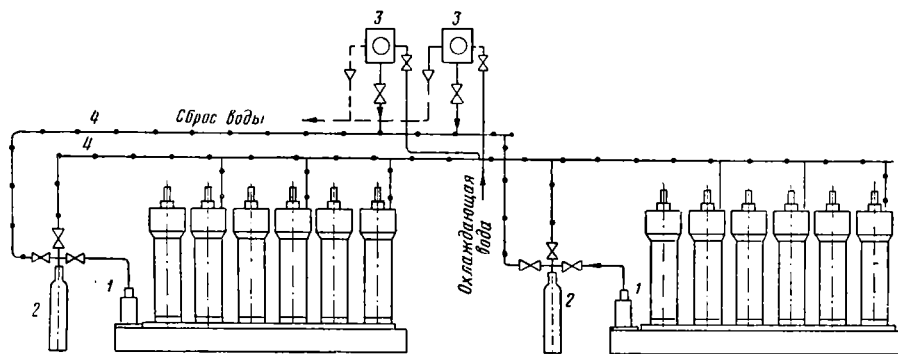
Воздухопроводы сжатого воздуха должны быть выполнены из **стальных** цельнотянутых труб.

На трубопроводах, ресиверах за ступенью высокого давления всех компрессоров, а также между отдельными ступенями постоянно работающих компрессоров должны быть установлены предохранительные клапаны, отрегулированные на давление, превышающее максимальное рабочее на 10%, но не менее чем на 1 ат.

Для двигателей с компрессорами, приводимыми от коренного или распределительного вала, следует устанавливать резервные компрессоры с независимым приводом. Для установок мощностью до 1 000 л. с. в качестве резервного можно применять ручной компрессор.

Для установок большей мощности допустима установка одного резервного компрессора с электродвигателем, если имеется независимый от установки источник тока.

В установках, являющихся единственными источниками электроснабжения, помимо компрессора с электропроводом, необходимо устанавливать, в зависимости от мощности, компрессор с приводом от бензинового двигателя или ручной. На фиг. 31 показана схема включения резервных компрессоров.



Фиг. 31. Схема воздушных компрессоров с приводом от вала двигателя: 1 — компрессор при двигателе; 2 — баллон воздуха для пуска; 3 — резервный компрессор с независимым приводом; 4 — воздушные провода

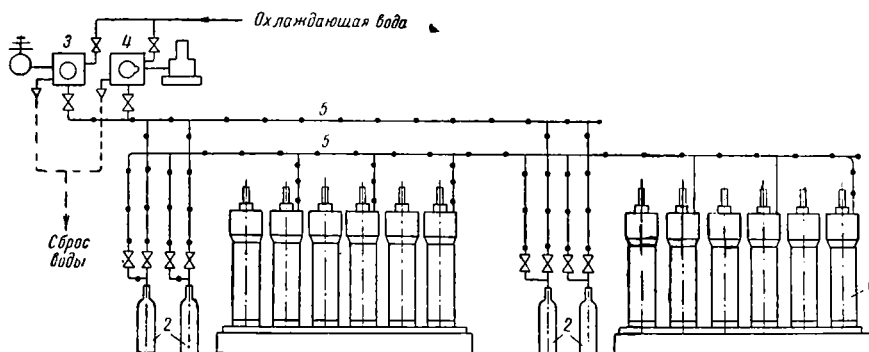
телей внутреннего сгорания применяются стабилизирующие присадки (временная жесткость исходной воды не выше $5-6$ мг-экв. л).

При высокой карбонатной и общей жесткости добавочной воды применение стабилизирующих присадок следует комбинировать с другими методами химической обработки (известкование, подкисление воды) или применять двухконтурную систему охлаждения.

На фиг. 32 показана схема воздушных компрессоров электростанции, оборудованной компрессорами с независимым приводом.

Пусковые баллоны могут быть расположены у каждого двигателя или установка их может быть выполнена централизованной.

В табл. 33 приведена характеристика компрессора с ручным приводом марки РК-30 завода «Красный факел».



Фиг. 32. Схема воздухопроводов при получении воздуха от компрессоров с независимым приводом: 1 — двигатель; 2 — баллон воздуха для пуска; 3 — компрессор с электроприводом; 4 — компрессор с приводом от бензинового двигателя; 5 — воздухопроводы

Таблица 33
Характеристика компрессора с ручным приводом

Наименование	Значение величин
Количество засасываемого воздуха, $\text{м}^3/\text{мин}$	0,04
Давление сжатого воздуха, атм	30
Число качаний в минуту	60
Диаметр цилиндров, мм	18,45
Ход поршня, мм	72
Вес, кг	30

Использование тепла выхлопных газов и охлаждающей воды

Физическое тепло выхлопных газов и тепло охлаждающей воды установок с д. в. с. могут быть использованы для собственных нужд установки и снабжения внешних потребителей. В установках, работающих на тя-

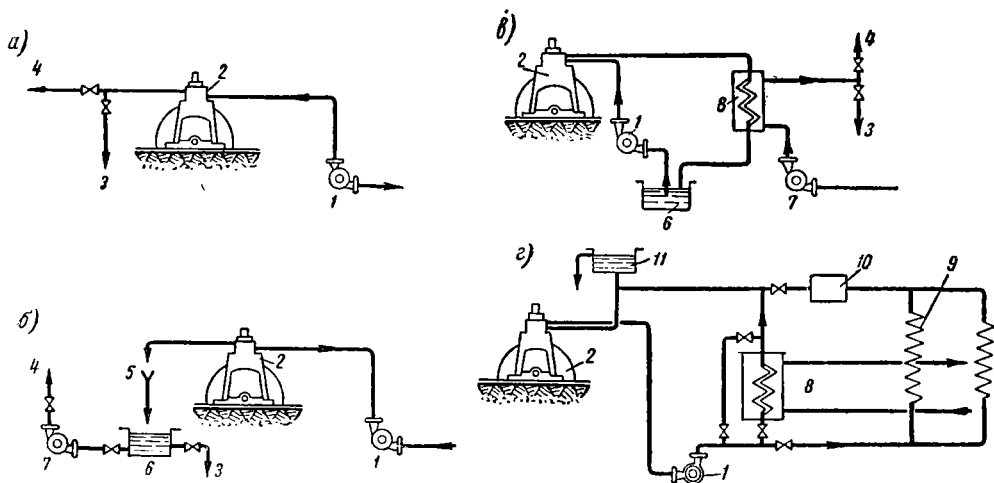
желом моторном топливе, на подогрев его расходуется значительная часть располагаемого тепла выхлопных газов, а для внешних потребителей может быть использовано только тепло охлаждающей воды.

Использование охлаждающей воды и выхлопных газов в большинстве случаев приходится осуществлять в независимых установках.

На фиг. 33 показаны схемы установок для использования охлаждающей воды для отопления и горячего водоснабжения:

схема а — при системе охлаждения без разрыва струи за двигателем. Горячая вода транспортируется потребителю насосом, подающим охлаждающую воду к двигателю; схема б — система охлаждения двигателя с разрывом струи. Горячая вода после двигателя направляется в резервуар, из которого подается потребителям самотёком или при помощи специального насоса;

схема в — вода подается для горячего водоснабжения из вторичного контура системы с теплообменником;

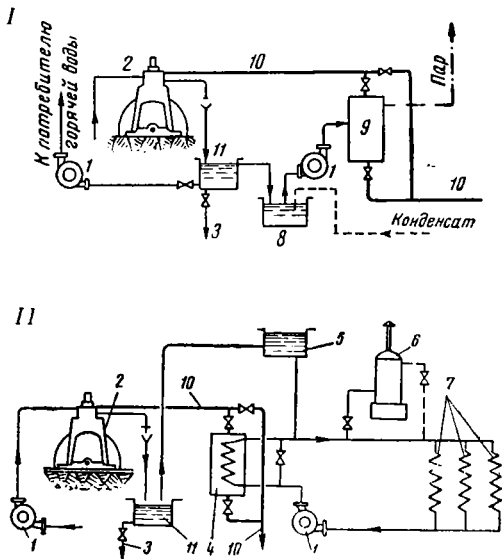


Фиг. 33. Схемы использования охлаждающей воды:

1 — насос; 2 — двигатель; 3 — сброс воды; 4 — вода к потребителю; 5 — воронка; 6 — бак нагретой воды; 7 — насос, подающий воду потребителю; 8 — теплообменник; 9 — отопительные системы; 10 — грязевик; 11 — резервный бак-расширитель

схема 2 — вода используется для отопления при пониженной расчётной температуре (70—80°С) и подаётся из первичного контура системы с теплообменником.

На фиг. 34 показаны схемы использования тепла охлаждающей воды и уходящих газов с котлом-утилизатором.

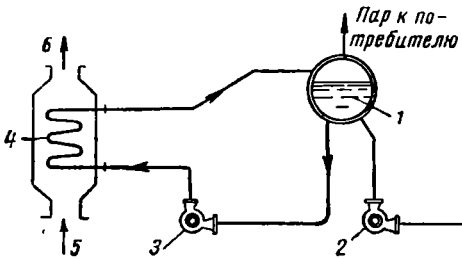


Фиг. 34. Схемы использования тепла охлаждающей воды и уходящих газов: 1—насос; 2—двигатель; 3—сбор; 4—водогрейный котёл-утилизатор; 5—расширительный сосуд; 6—котёл с огневой топкой; 7—отопительные системы; 8—питательный бак; 9—паровой котёл-утилизатор; 10—выхлопные газы; 11—сборный бак охлаждающей воды

В схеме I предусматривается отпуск потребителям пара от котла-утилизатора и одновременно охлаждающей воды для горячего водоснабжения.

В схеме II предусматривается установка водогрейного котла-утилизатора для отопления. Охлаждающая вода двигателей используется лишь для пополнения потерь отопительной системы.

На фиг. 35 показано включение котла-утилизатора с принудительной циркуляцией для совместной работы с паровым или водогрейным котлом с огневой топкой, что позволяет полностью утилизировать располагаемое тепло отходящих газов при любых нагрузках двигателя, причём давление пара, получаемого в паровом котле, не зависит от температуры выхлопных газов.



Фиг. 35. Включение котла-утилизатора с принудительной циркуляцией: 1—паровой котёл с огневой топкой; 2—питательный насос парового котла; 3—циркуляционный насос котла-утилизатора; 4—котёл-утилизатор; 5—вход газов; 6—выход газов

Конструкция котлов-утилизаторов, применяемых для использования физического тепла выхлопных газов, приведена в ТСЖ, т. II. Характеристика некоторых типов котлов-утилизаторов дана в табл. 34.

Тепловые отходы д. в. с. должны в первую очередь использоваться на производственные (разогрев топлива и масла) и санитарно-технические нужды (отопление, вентиляция, горячее водоснабжение).

Для установок, работающих на топливе ДТ-1 и ДТ-2, расход пара на производственные нужды составляет 0,1—0,25 кг/час на 1 установленную е. л. с.

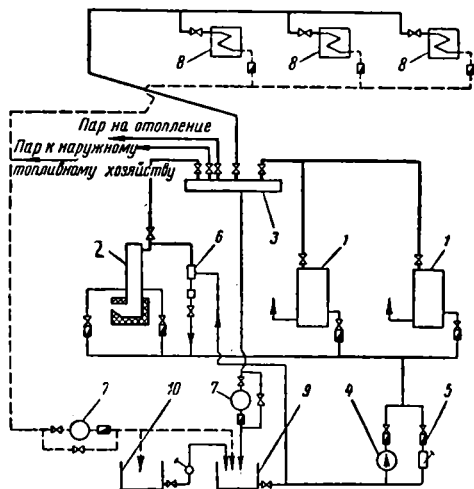
Таблица 34

Характеристика котлов-утилизаторов

Наименование величин	Единицы измерения	Тип котла				
		НИДИ-IV		НИДИ-V	НИДИ-Ia	НИДИ-IX
		малый	большой			
Мощность двигателей	л. с.	100—150	200—300	400—600	до 300	400—750
Тип котла	—	Горизонтально-водотрубный, паровой	Горизонтально-водотрубный, паровой	Горизонтально-водотрубный, паровой с двойным ходом газов	Вертикально-водотрубный, паровой	Вертикально-водотрубный, паровой
Поверхность нагрева	м²	2,7	5,4	7,7	1,3	6,7
Габариты:						
длина	м	1,4	1,4	1,95	—	—
ширина	»	0,47	0,47	0,59	—	—
высота	»	0,755	1,00	1,14	1,8	2,3
диаметр	»	—	—	—	0,47	0,63
число рядов труб	—	21	21	2×44	23	30
Диаметр труб	мм	29×2,5	29×2,5	33×2,5	29×2,5	29×2,5
Давление пара	атм	2	2	2	4	4
Расчётная паропроизводительность	кг/час	22—30	44—60	110—155	75	126—210
Расчётное газовое сопротивление	мм вод. ст.	38—76	38—76	190—400	323	126—381

Расход тепла на отопление вспомогательных помещений (в машинном зале предусматривается аварийное отопление) и вентиляцию машинного зала определяется по санитарно-техническим нормам.

На фиг. 36 показана схема пароснабжения электростанции, осуществляемого от паровых котлов-утилизаторов, работающих параллельно с котлом, имеющим огнеую топку.



Фиг. 36. Схема пароснабжения электростанций: 1 — паровой котёл-утилизатор; 2 — паровой котёл с огневой топкой; 3 — коллектор пара; 4 — питательный электронасос; 5 — ручной питательный насос; 6 — паровой инжектор; 7 — конденсационный горшок; 8 — обогреваемые резервуары в здании электростанции; 9 — питательный бак; 10 — бак для сбора конденсата

Для установок малой мощности целесообразна установка водогрейных котлов-утилизаторов, работающих параллельно с водогрейными котлами с огневой топкой. В этом случае подогрев топлива и масла осуществляется горячей водой.

Расчёт установки котла-утилизатора

Количество газов, получающихся при сжигании жидкого топлива, можно определять исходя из среднего весового состава моторного топлива $C = 86\%$, $H = 13\%$ и $N + O = 1\%$ и его теплотворности $Q_H^p = 10\,000$ ккал/кг. Объем газов при 0°C и давлении 760 мм рт. ст., образующихся при сжигании 1 кг жидкого топлива, определяется по формуле

$$V_g = \frac{C}{0,54 CO_2} + 11 H \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (48)$$

Общий вес продуктов сгорания 1 кг моторного топлива среднего состава определяется по формуле

$$G = 14,5 \alpha + 1 \text{ кг/кг}, \quad (49)$$

где α — коэффициент избытка воздуха.

Количество воздуха при 0°C и 760 мм рт. ст., поступающего в двигатель на 1 кг топлива,

$$S_g = 14,5 \alpha \text{ кг/кг}, \text{ или } L_g = 11 \alpha \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Максимальное содержание CO_2 в продуктах сгорания при $\alpha = 1$

$$CO_{2\max} = \frac{0,21}{1 + \beta},$$

где β — характеристика топлива.

Для моторного топлива среднего состава

$$CO_{2\max} = \frac{0,21}{1 + \beta} = 15,6\%$$

приближённое значение CO_2 определяется по формуле

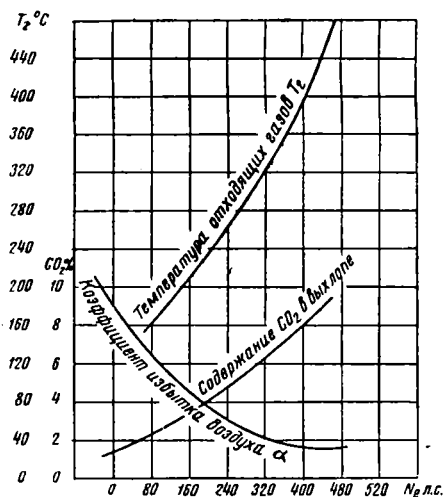
$$CO_2 = \frac{CO_{2\max}}{\alpha} \%. \quad (50)$$

Содержание CO_2 в выхлопных газах значительно отличается для различных типов двигателей и зависит от нагрузки.

На фиг. 37 показаны значения CO_2 и α по данным испытания бескомпрессорного дизеля типа 4ч — 42,5/60 завода «Двигатель революции».

Если отсутствуют данные испытаний, то содержание CO_2 при нормальной нагрузке двигателя можно принимать ориентировочно в пределах 7—9% для четырёхтактных машин и 4—5% для двухтактных.

Количество газов, получающихся при сжигании генераторного газа, если состав его неизвестен, для расчёта можно принимать по средним данным, приведённым в табл. 35.



Фиг. 37. Кривые CO_2 , α и T_g

Температура выхлопных газов для разных типов двигателей различна и при номинальной нагрузке составляет: для четырёхтактных дизелей $350\text{—}450^\circ\text{C}$; для двухтактных $220\text{—}310^\circ\text{C}$; для газовых двигателей $450\text{—}550^\circ\text{C}$. У быстроходных двигателей температура выхлопных газов выше, чем у тихоходных.

Снижение температуры газов в газопроводе от двигателя до котла составляет для изолированного газопровода примерно $1,5^\circ\text{C}$ на 1 м длины газопровода.

Таблица 35

Продукты сгорания генераторного газа теплотворностью $Q_H^D = 1150 \text{ ккал/м}^3$

Наименование величин	Единица измерения	Тип двигателя	
		тихоходные	быстроходные
L	$\text{м}^3/\text{м}^3$	1,0	1,0
α	—	1,4	1,2
$V_{сг}$	—	2,05	1,85
$V_{вп}$	—	0,17	0,17
$V_g = V_{сг} + V_{вп}$	—	2,22	2,02
CO_2	—	15,0	18,0
$\text{O}_2 + \text{N}_2$	—	85,0	82,0

С уменьшением нагрузки двигателя температура выхлопных газов резко падает. В табл.36 приведена примерная температура выхлопных газов двигателей при различной нагрузке.

Температуру газов за котлом-утилизатором при расчётной нагрузке следует принимать равной: для четырёхтактных двигателей 220°C , для двухтактных 180°C . Дальнейшее снижение температуры выхлопных газов нецелесообразно в связи с явлением коррозии котла и трубо-

Таблица 36

Температура газов за двигателями

Тип двигателя	Нагрузка двигателя в % от номинальной					
	10	20	40	60	80	100
Четырёхтактный дизель	170	190	235	285	345	410
Двухтактный дизель	125	145	180	215	260	310

где T — температура газов в $^\circ\text{C}$;

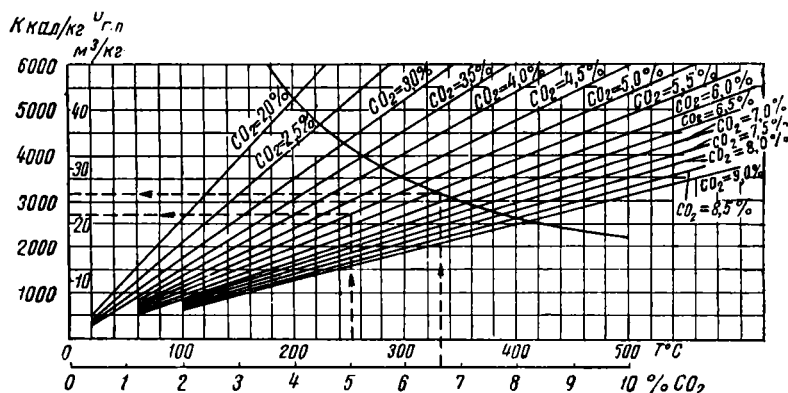
$c_{рт}^{сг}$ — средняя объёмная теплоёмкость смеси сухих газов в интервале температур $0 - T$ при давлении $760 \text{ мм рт. ст. в ккал/м}^3 \cdot ^\circ\text{C}$;

$c_{рт}^{вп}$ — средняя объёмная теплоёмкость водяных паров в интервале температур $0 - T$ при давлении $760 \text{ мм рт. ст. в ккал/м}^3 \cdot ^\circ\text{C}$;

$c_{рт}^{сг}$ — определяется по формуле

$$c_{рт}^{сг} = V_{\text{CO}_2} c_{p\text{CO}_2} + V_{\text{N}_2} c_{p\text{N}_2} + V_{\text{O}_2} c_{p\text{O}_2} \text{ ккал/м}^3 \cdot ^\circ\text{C}. \quad (52)$$

На фиг. 38 приведена номограмма для определения теплосодержания продуктов сгорания моторного топлива при различном содержании CO_2 в дымовых газах, а также для определения полного объёма газов V_g .



Фиг. 38. Номограмма для определения теплосодержания i и полного объёма продуктов сгорания V_g для 1 кг моторного топлива

проводов, возникающей при пониженной нагрузке двигателя и увеличением поверхности нагрева котла.

При работе четырёхтактного двигателя со средней эксплуатационной нагрузкой меньшей чем $0,25 - 0,35$ от номинальной и двухтактного с нагрузкой $0,4 - 0,6$ от номинальной установка котлов-утилизаторов нецелесообразна.

Количество утилизируемого тепла выхлопных газов

Теплосодержание газов определяется по формуле

$$i = (V_{сг} c_{рт}^{сг} + V_{вп} c_{рт}^{вп}) T \text{ ккал/кг топлива}, \quad (51)$$

Для приближённого расчёта можно пользоваться формулой

$$i = (3,5\alpha + 0,5) T \text{ ккал/кг нефти}.$$

Количество тепла, используемого в котле-утилизаторе,

$$Q_{пол} = b_e N_e (i_1 - i_2) (1 - \varphi) \text{ ккал/час}, \quad (53)$$

где i_1 и i_2 — теплосодержание продуктов сгорания до и после котла-утилизатора в ккал/кг ;

φ — коэффициент, учитывающий потерю тепла котлом в окружающую среду и равный $0,95$.

При нагрузке двигателя, равной 0,85 от номинальной, использование тепла выхлопных газов возможно в пределах: для четырёхтактных двигателей — до 200 ккал/е. л. с. ч., для двухтактных — до 150 ккал/е. л. с. ч.

Порядок расчёта котла-утилизатора

По данным завода-изготовителя или испытаний принимают средние для двигателя значения удельного расхода топлива, содержания CO₂ и температуру газов за двигателем.

Устанавливают максимальную производительность котла, принимая нагрузку двигателя 0,85 от номинальной.

Уточняют технические данные устанавливаемого котла-утилизатора: тип и конструкцию, поверхность нагрева, диаметр трубок, живые сечения для прохода газов и теплоносителя и т. д.

Определяют давление пара и температуру питательной воды для парового котла-утилизатора или температуру входа и выхода воды для водогрейного котла.

Определяют производительность котла при заданной нагрузке двигателя и соответствующую ей температуру газов за котлом.

Для этой цели задаются несколькими значениями температуры T₂ газов за котлом и определяют:

- а) количество тепла Q', теряемого газами;
- б) количество тепла, передаваемого теплоносителю, по формуле

$$Q' = \kappa F \Delta T, \tag{54}$$

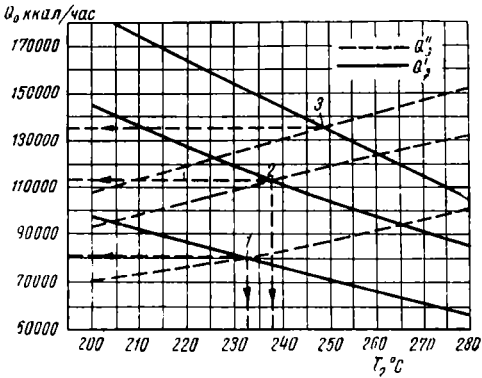
где κ — коэффициент теплопередачи;
F — поверхность нагрева котла;
 ΔT — средняя разность температур газа и нагреваемой воды или пара.

На основании полученных данных строят графики зависимости

$$Q' = f(T_2) \text{ и } Q'' = f(T_2).$$

По точке пересечения построенных кривых определяются искомые значения температуры газов за котлом и производительность котла.

На фиг. 39 приведены графики для выбора температуры газов за котлом НИДИ-Х1 при установке его за четырёхтактными дизелями 400, 600 и 750 л. с.



Фиг. 39. Графики для выбора температуры газов за котлом-утилизатором НИДИ-Х1: 1 — для двигателя 400 л. с.; 2 — для двигателя 600 л. с.; 3 — для двигателя 750 л. с.

Определяют газовое сопротивление котла. Если газовое сопротивление котла превышает допустимое для данного типа двигателя, приходится отказаться от рассматриваемого типа котла или работать с пропуском части газов помимо котла-утилизатора.

Определяют производительность котла с учётом тепловых потерь.

КОМПОНОВКА И ТЕПЛОВЫЕ СХЕМЫ УСТАНОВОК С ДВИГАТЕЛЯМИ ВНУТРЕННЕГО СГОРАНИЯ

Общие данные

Кубатура главных зданий дизельных установок малой мощности приведена в табл. 37.

В машинном зале агрегаты (двигатель-электрогенераторы) должны быть расположены в один ряд перпендикулярно оси зала. Продольное расположение может быть целесообразным только при крупных двигателях — более 3 000 л. с. в агрегате.

Таблица 37

Кубатура главных зданий дизельных установок

Число двигателей	2	2	3	2	3	3	2	3
Единичная мощность установленных двигателей, л. с.	50	70	105	140	140	180	240	240
Установленная мощность станции, л. с.	100	140	315	280	420	540	480	720
Объём здания, м ³ /л. с.								
Машинный зал	3,12	2,47	1,41	1,29	1,26	1,72	1,57	1,43
Котельная	—	—	0,16	0,18	0,11	0,14	0,26	0,17
Помещения электрических устройств	0,95	0,74	0,51	0,43	0,57	0,72	0,35	0,46
Прочие производственные помещения	—	—	1,25	1,51	1,23	1,83	1,59	1,52
Бытовые помещения	1,45	1,13	0,33	0,43	0,38	0,40	0,38	0,28
Фундаменты под оборудование	0,17	0,16	0,15	0,12	0,13	0,31	0,30	0,31
Всего	5,69	4,50	3,81	3,96	3,68	5,12	4,45	4,15

Проход между торцом двигателя со стороны управления и стеной или оборудованием должен быть не менее 2 м.

Вспомогательное оборудование (баллоны, фильтры и т. д.), не требующее обслуживания со всех сторон, можно устанавливать вплотную к стенам.

Расстояния между электрическим генератором и стеной здания или другими элементами оборудования определяются габаритами, необходимыми для монтажа ротора генератора.

Расстояние между осями параллельно расположенных двигателей определяется габаритами основания фундаментов.

В торце машинного зала должна быть предусмотрена монтажная площадка.

Могут быть использованы площадки между двигателями, на которых при этом не должно быть вспомогательного оборудования.

При установке двигателей мощностью более 300 л. с. между фундаментами и продольной стеной машинного зала целесообразно устроить подвал высотой не менее 1,8 м для расположения трубопроводов топлива, масла, воды и пр.

В подвале машинного зала должна быть обеспечена ширина проходов не менее 0,8 м. При установке малых двигателей возможно прокладку трубопроводов осуществить в канале со съёмными плитами. Трубы, пересекающие проходы в машинном зале, должны

быть расположены не выше 0,3 и не ниже 1,8 м от пола.

Не допускается расположение топливных и масляных фильтров, баков и соединений топливных и масляных труб (фланцев, муфт):

а) на расстоянии менее 0,5 м от вертикальных плоскостей, проведённых касательно к поверхности выхлопной трубы, если упомянутые элементы расположены выше её;

б) ближе чем на 100 мм от поверхности выхлопной трубы для частей трубопроводов и ближе чем на 0,5 м для баков и фильтров, если они расположены сбоку или ниже выхлопной трубы.

Газопроводы должны быть расположены в местах, доступных для постоянного наблюдения, легко и естественно вентилируемых и исключающих возможность не заметного для персонала скопления газа в помещении при утечке его из неисправного газопровода.

Компоновка машинного зала газогенераторных установок и расположение в нём двигателей подчиняются тем же условиям, что и для электростанций, работающих на жидком топливе.

Допускается расположение в общем машинном зале двигателей, работающих на газе и жидком топливе.

В табл. 38 приведены данные об основных размерах машинного зала для двигателей разных типов.

Таблица 38

Основные размеры машинного зала

Завод-изготовитель и характеристика двигателя	Мощность двигателя, л. с.	Фундамент дизеля с гене- ратором			Расстояние между осями двигателей, мм	Расстояние от фундамента двигателя до		Пролёт машинного зала в свету, мм	Пролёт машинного зала между центрами подкрановых путей, мм	Высота машинного зала от пола до головки рельса подкрановых путей, мм	Высота машинного зала до затяжки фермы от пола, мм	Высота от пола машинного зала до наивысшей точки выемки поршня, мм	Высота подвала, мм
		Ширина	Длина	Высота (без банкета)		стены машинного зала со стороны фронта двигателя	стены машинного зала со стороны генератора						
Имени Сталина, ЗД-19/32	105	2 000	4 300	1 700	3 000	1 600	—	7 450	7 000	3 600	4 350	2 450	Без под- вала
Имени Сталина, 4Д-19/32	140	2 000	4 640	1 700	3 000	2 150	810	8 380	8 000	3 600	5 360	2 450	То же
«Двигатель революции», 4Ч-29/41,5	240	3 800	6 000	2 300	4 800	1 320	1 000	8 430	8 000	4 200	6 000	3 150	»
«Двигатель революции», 4Ч-42,5/60	400	5 200	7 860	2 800	6 250	2 700	1 440	12 520	12 000	5 500	7 550	4 700	3 000
«Двигатель революции», 6Ч-42,5/60	600	5 200	9 700	2 800	6 200	3 000	1 080	13 780	13 000	4 900	6 600	4 700	3 200
«Атлас-Дизель», восьми- цилиндровый, беском- прессорный, двухтакт- ный	1 280	7 700	12 300	—	7 300	3 195	1 650	16 590	16 000	5 700	7 500	4 550	3 000
«Вортингтон», четырёх- тактный, восьмицилин- дровый дизель	1 050	3 800	9 200	3 000	4 300	2 400	1 500	13 500	—	5 500	7 500	5 000	3 500
«Кларк», двухтактный, трёхцилиндровый ди- зель	300	2 700	5 500	1 600	5 200	1 800	1 000	8 409	—	5 370	6 200	4 370	Без под- вала

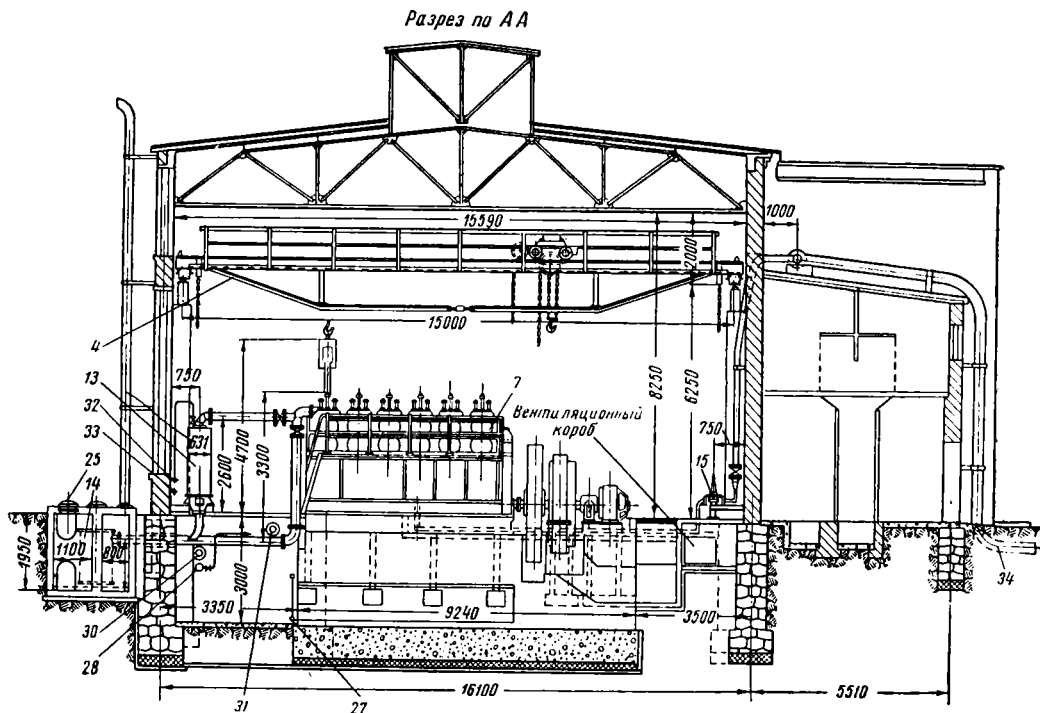
Примеры компоновок и тепловых схем электростанций

На фиг. 40 и 41 показана компоновка электростанции с пятью газовыми двигателями общей мощностью 2 800 л. с., работающими на природном газе

революции» и газогенераторами типа Г-2 того же завода для работы на дровяных чурках.

Грузоподъемные устройства

Для установок, оборудованных двигателями с единичной мощностью более 1 500 л. с. или имеющих большое количество агрегатов,



Фиг. 40. Электростанция на природном газе с пятью газовыми двигателями общей мощностью 2 800 л. с. (обозначения к фиг. 43, 44, 45): 1—газовый двигатель 6Ч-42,5/60, 600 л. с.; 2—газовый двигатель 60 Г-6,600 л. с.; 3—газовый двигатель 4Ч-42,5/60 560—400 л. с.; 4—мостовой кран грузоподъемностью 10 т.; 5—коллектор пара; 6—питательный ручной насос; 7—маслоохладитель; 8—масло-сборник; 9—баллон пускового воздуха; 10—пусковой компрессор; 11—электромотор; 12—питательный центробежный насос; 13—утилизационный паровой котёл НИДИ-Х1; 14—глушитель; 15—регулятор давления и количества газа; 16—бак грязного масла; 17—фланц-насос для перекачки грязного масла; 18—бак мутного масла; 19—отстойник масла; 20—контактная мешалка с мотором; 21—бак регенерированного масла; 22—бак расходного масла; 23—фильтр-пресс; 24—бак питательной воды; 25—взрывной клапан; 26—щит собственных нужд; 27—грязное масло; 28—чистое масло к двигателям; 29—чистое масло к баку регенерированного масла; 30, 31—вода к двигателям; 32—пар из котлов-утилизаторов; 33—питательная вода к котлам-утилизаторам; 34—газопровод

На фиг. 42 приведена тепловая схема этой станции.

На фиг. 43 и 44 показана электростанция с тремя двигателями 6Ч-29/41,5 завода «Двигатель революции» по 360 л. с., работающими на топливе ДТ-3 и на фиг. 45 — развёрнутая схема внутристанционных трубопроводов этой ДЭС.

На фиг. 46 показана тепловая схема ДЭС с четырьмя двухтактными двигателями «Русский дизель» марки 6Д-30/50, мощностью 600 л. с., работающими на соляровом масле.

На фиг. 47 изображена установка двигателя 6Ч-36/45 мощностью 600 л. с. завода «Двигатель революции».

На фиг. 48 и 49 приведена компоновка электростанции, оборудованной газовыми двигателями типа 4ГЧ-26/38 завода «Двигатель

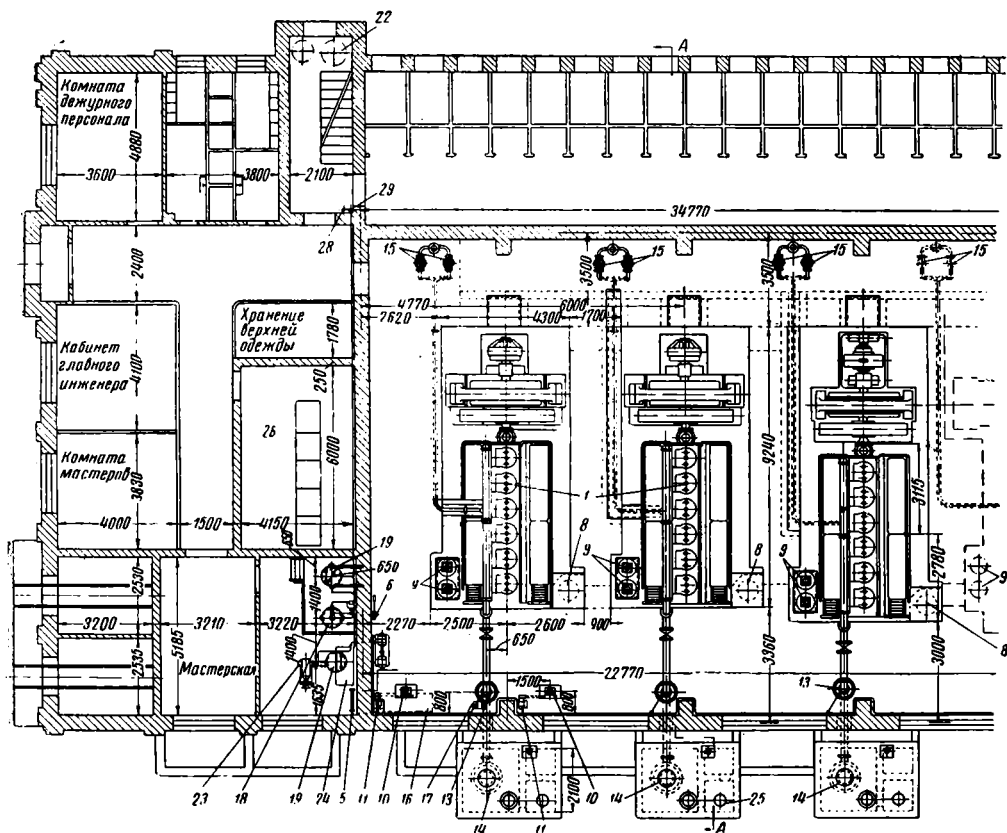
в машинном зале целесообразно применять мостовой кран с электрическим приводом.

При установке в машинном зале не более трёх двигателей единичной мощностью до 100 л. с. допускается установка монорельсов и переносных подъёмных устройств.

Высота от пола машинного зала до верхнего положения крюка грузоподъёмного устройства определяется условиями выемки поршней двигателей. Эти данные приведены в табл. 38.

Расстояние от настила моста крана с электрическим приводом до нижней части потолочного перекрытия должно быть не менее 2 м.

При ручном мостовом кране это расстояние может быть определено по фиг. 50. В табл. 39 и 40 приведены данные о ручных мостовых кранах.

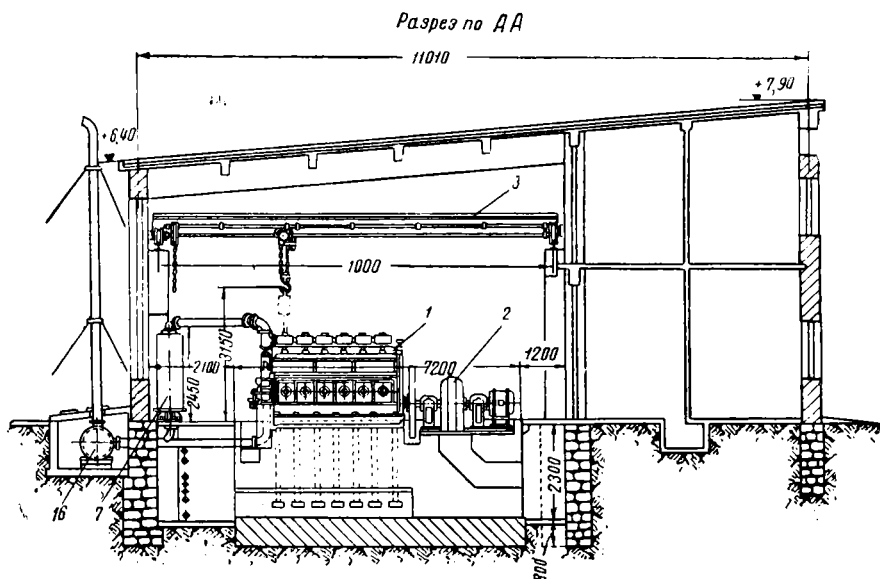


Фиг. 41. Электростанция с пятью газовыми двигателями на природном газе (экспликация по фиг. 40)

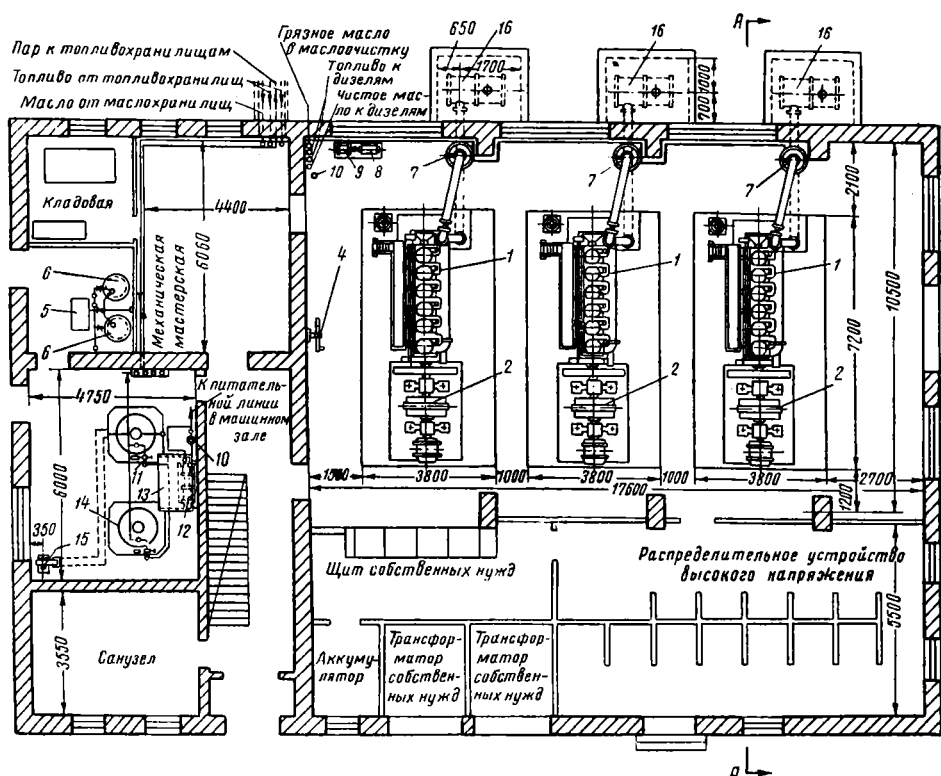
Таблица 39

Размеры кранов с ручным приводом

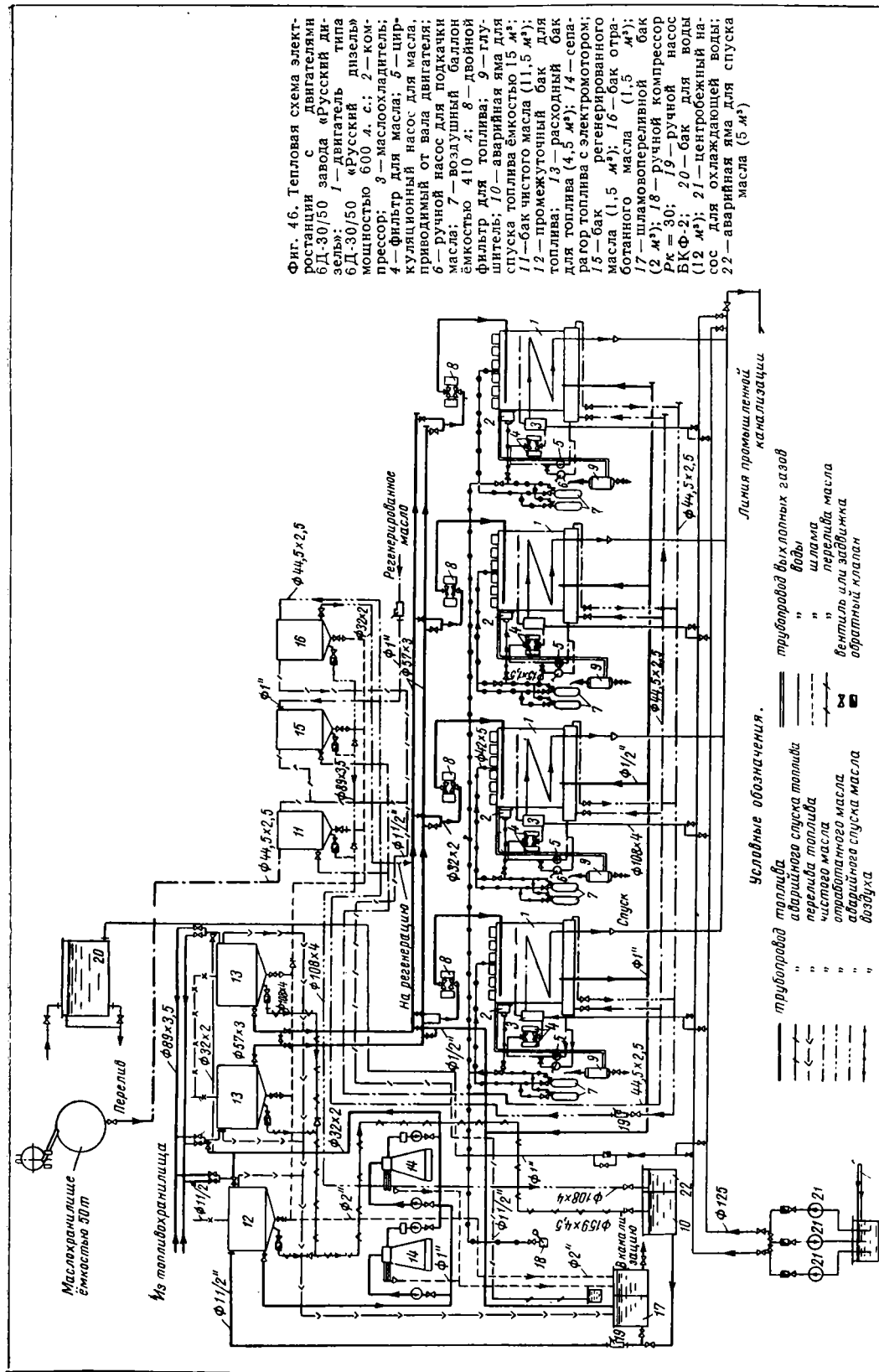
Грузоподъёмность, т	Пролёт	Размеры однобалочного крана, мм (фиг. 50,а)							
	L _к , м	A	B	F	C	D	M	K	a
1	5:6 7:8	450	125	100	520	550	1 950	1 200	40
	9:10	500							
	11:12	600	150	150	470		2 350	1 600	
	13:14	700							
3	5:6	500	160	125	855	550	1 950	1 200	50
	7:8	600		150	830				
	9:10 11:12	700		175	805		2 350	1 600	
5	5:6	600	180	75	1 045	550	2 350	1 600	50
	7:8			100	1 020				
	11:12	700		175	945				

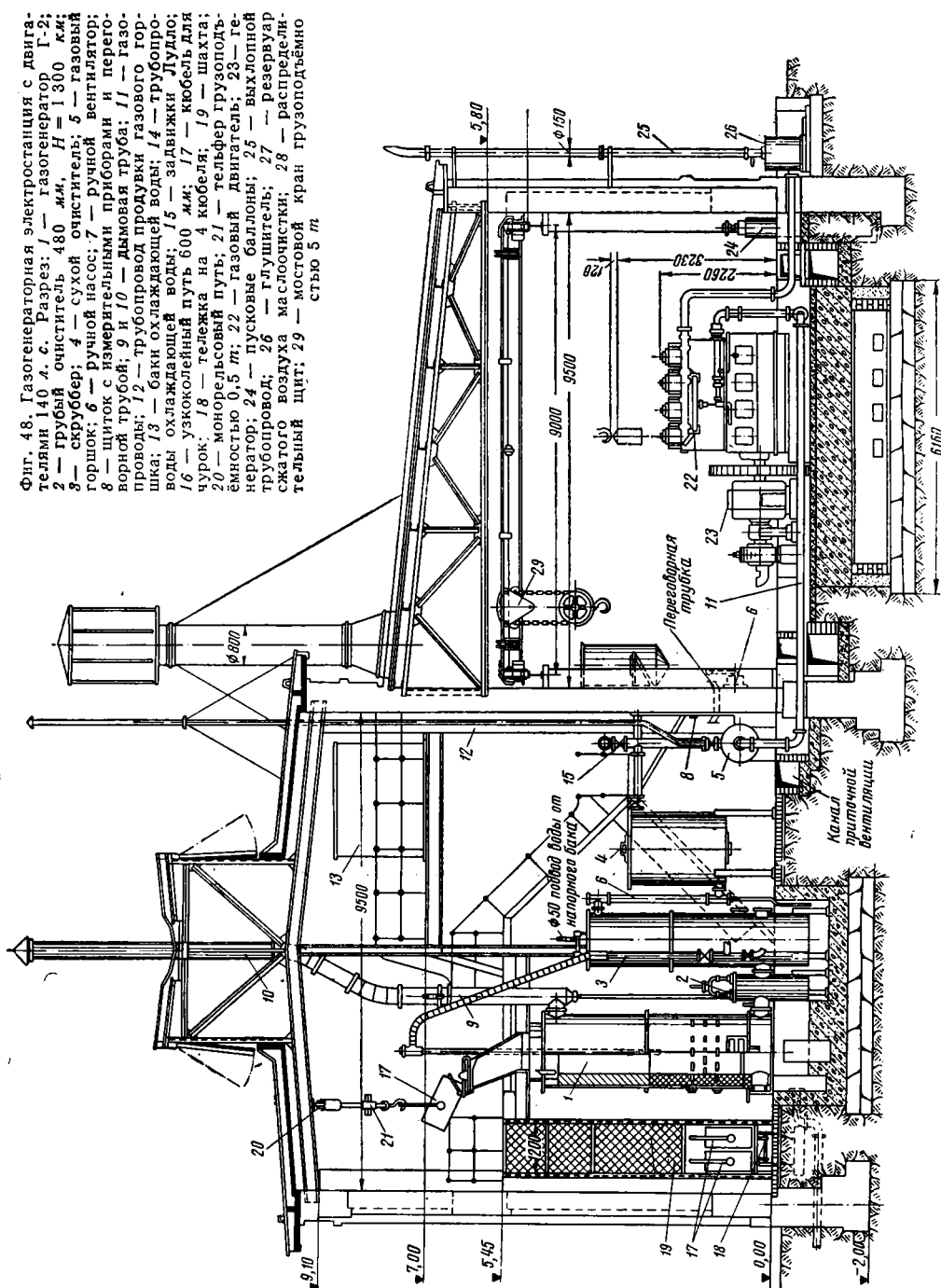


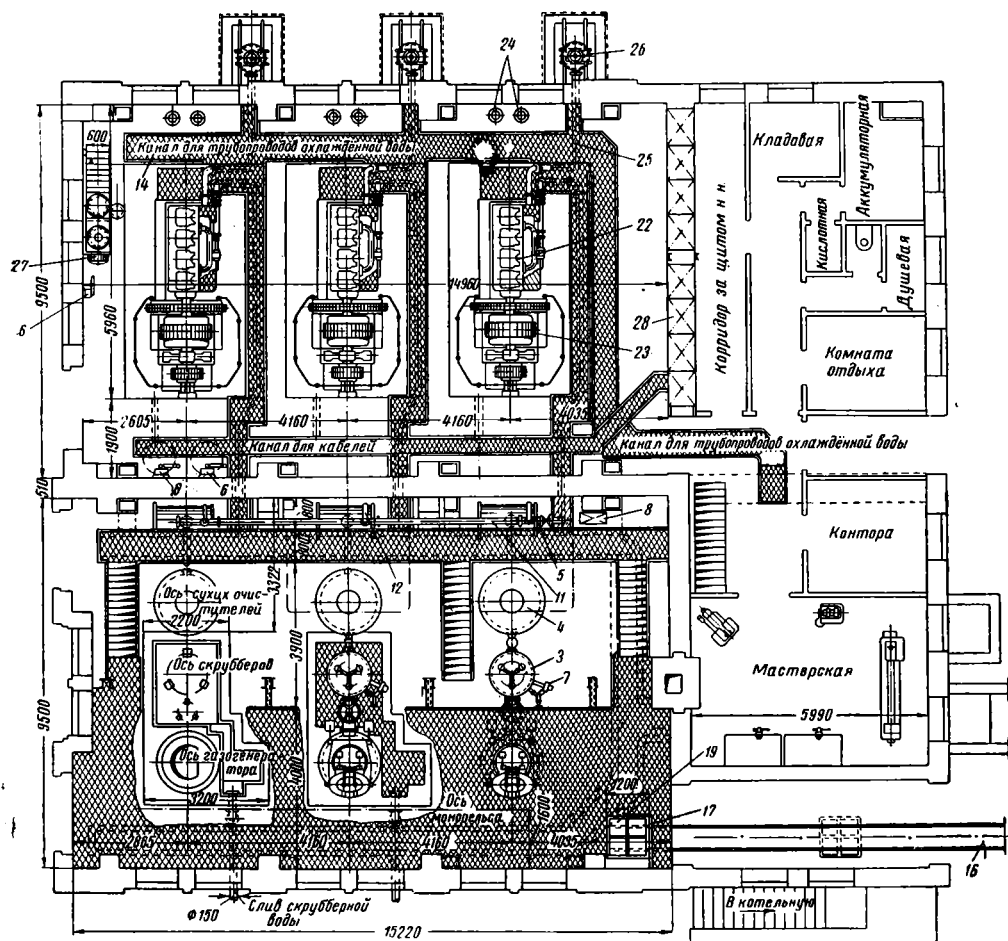
Фиг. 43. Электростанция с тремя двигателями по 360 л. с.: 1 — дизель; 2 — генератор; 3 — ручной однобалочный кран грузоподъемностью 5 т; 7 — утилизационный котёл системы НИДИ-ХІ; 16 — глушитель



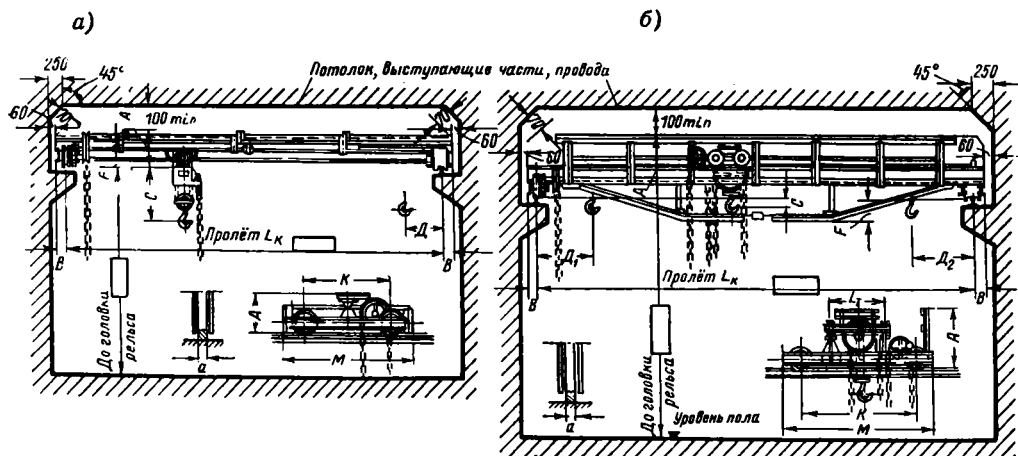
Фиг. 44. Электростанция с тремя двигателями по 360 л. с. (экспликация по фиг. 46)







Фиг. 49. Газогенераторная электростанция с двигателями 140 л. с. План (обозначения см. на фиг. 48)



Фиг. 50. Габаритные размеры ручных кранов: а—однобалочные краны; б—двухбалочные краны

Выхлопные устройства

Выхлопные трубопроводы двигателя должны быть короткими, с минимальным количеством поворотов и изгибов, и выполнены с учетом их теплового удлинения. Глушители, как правило, должны быть расположены вдоль продольной стены машинного зала со стороны управления: выхлопные трубы глушителя должны быть выведены выше крыши здания.

Участки выхлопного трубопровода, не охлаждаемые водой, в пределах машинного зала должны быть покрыты изоляцией. Примерная конструкция изоляции показана на фиг. 51. Данные об изоляционных материалах приведены в табл. 41 и 42.

Т а б л и ц а 41

Изоляционные материалы для выхлопных труб

Наименование материала	Объемный вес, кг/м³	Коэффициент теплопроводности конструкции λ , ккал/м²·час °С	
		при 0°	при 200°С
Совелит (для мастики)	440	0,082	0,097
Асботермит (для мастики)	550	0,097	0,122
Совелитовые плиты	400	0,069	0,101
Вулканитовые »	400	0,087	—
при 100°С			
Шлаковая вата (для засыпки)	200—270	0,05	0,075
Минеральная вата (для засыпки)	175—250	0,05—0,055	—
при 20°С			

Металлические глушители устанавливаются:

а) на кронштейнах на стене здания выше уровня цилиндров;

б) в прямке у стены машинного зала;

в) в подземной камере, у стены машинного зала, с выпуском газа из глушителя в камеру.

Глушитель должен иметь люк для очистки и устройства для выпуска воды, смолы и масла.

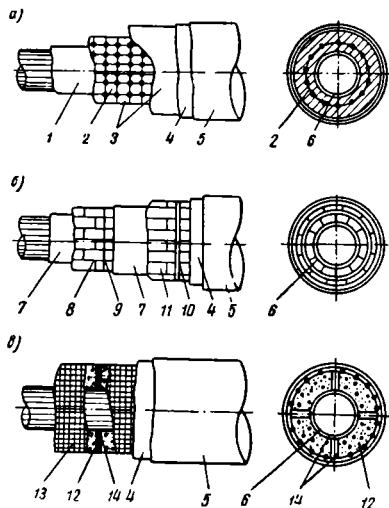
Требования к размещению топливно-масляных устройств в главном здании

Условия хранения легковоспламеняющихся и горючих жидкостей внутри здания и до-

пускаемое к хранению их количество определяется требованиями противопожарных норм.

Для самотёчного спуска горючей или легко воспламеняющейся жидкости из баков, расположенных в здании, обязательна установка аварийного резервуара, расположенного на расстоянии не менее 5 м от стен здания.

Подземный аварийный резервуар должен иметь ёмкость, равную суммарной ёмкости соединённых с ним топливных и масляных резервуаров. Резервуары, имеющие ёмкость меньше 250 л, можно не соединять с аварийным резервуаром. Диаметр аварийного трубо-



Фиг. 51. Конструкция изоляции для выхлопных трубопроводов: а — мастичная изоляционная конструкция; 1 — прокладка; 2 — провололочный каркас; 3 — слой мастичного материала; 4 — штукатурка; 5 — оклейка миткалем и окраска; 6 — чёрный жароупорный лак; б — изоляционная конструкция из штучных изделий; 7 — подмазка; 8 — 1-й слой штучных изделий; 9 — провололочная стяжка; 10 — бандаж из 2-мм железа; 11 — 2-й слой штучных изделий; в — засыпная изоляционная конструкция; 12 — засыпка; 13 — провололочная сетка; 14 — опорные кольца из диатона

провода должен быть рассчитан на спуск нефтепродуктов из всех ёмкостей в течение не более 10 мин.

Бак аварийного спуска целесообразно разделить на две части — для масла и для топлива.

Задвижки на магистральных линиях аварийного спуска надлежит располагать в легко-

Толщина изоляции для выхлопных труб

Т а б л и ц а 42

Наименование показателей		Наружный диаметр выхлопной трубы, мм					
		108	159	216	267	325	376
Толщина изоляции при температуре газов 300° С, мм	при $\lambda=0,10$	60	70	70	70	70	70
	при $\lambda=0,13$	70	80	80	80	90	90
Толщина изоляции при температуре газов 450° С, мм	при $\lambda=0,10$	90	100	100	100	100	110
	при $\lambda=0,13$	110	110	120	130	130	130

доступных местах, желательно вблизи от выхода из здания, например в лестничной клетке.

Перед задвижкой на линии спуска топлива должен быть установлен пробный кран для проверки наличия в трубе незастьившего топлива. Задвижки аварийного спуска при баках должны быть запломбированы в открытом состоянии.

Непосредственно в машинном зале допускается размещение расходных баков для топлива и масла, фильтров и других резервуаров, если их суммарная ёмкость не превышает 5 т.

При централизации установок для подготовки топлива и масла ёмкость горючих жидкостей превышает допустимую к размещению в машинном зале. Поэтому необходимо выносить всё оборудование системы топливоподготовки и расходные баки в отдельное помещение, отделённое огнестойкой стеной от машинного зала.

Отдельное помещение топливно-масляного хозяйства удобно располагать со стороны постоянного торца машинного зала. Там же можно размещать водяные баки станции и насосы для воды.

Высота помещения определяется необходимостью размещения бака для воды на высоте 8—12 м и условием самотёчной подачи топлива от отстойника через систему топливоподготовки к двигателям, для чего расходные баки должны быть установлены на высоте 4—5 м от пола машинного зала. Соответственно выше должны быть расположены отстойники и фильтры.

Газогенераторное отделение

Газогенераторное отделение предпочтительно располагать в одном блоке со зданием электростанции. Возможно расположение газогенераторов в отдельно стоящем здании. Помещение газогенераторов должно быть выполнено из огнестойких или полуголестойких материалов (кирпич, бетон, железобетон, металл, пол из водонепроницаемых материалов, цемент, асфальт) и отделено от машинного зала капитальной стеной.

Разрывы между отдельными газогенераторами должны составлять не менее 1,3 полу-суммы наружных диаметров смежных газогенераторов; расстояние между газогенераторами и стенами помещения — не менее одного диаметра. Во всех случаях ширина прохода между газогенераторами должна быть не менее 1,5 м, а между газогенераторами и стенами помещения — не менее 1 м.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ УСТАНОВОК С Д. В. С.

Эксплуатационные испытания

В соответствии с ПТЭ на установках с д. в. с. должны производиться: приёмо-сдаточные испытания, индцирование двигателей, проверка удельного расхода топлива и масла; специальные испытания (по особой программе).

После планово-предупредительного ремонта, происходящего после 5 000—7 000 час. работы двигателя, а также после капитального ремонта должно производиться сокращён-

ное приёмо-сдаточное испытание. В программу испытания должно входить:

- а) пуск холодного двигателя;
- б) испытания при следующих нагрузках:

Нагрузка двигателя в % от номинальной	110	100	75	50	Холодный ход
Длительность испытаний в часах . . .	1	6	1	1	0,5

в) проверка работы регулятора числа оборотов путём сброса нагрузки;

г) проверка расхода масла и топлива и индцирование двигателя.

При приёмо-сдаточных испытаниях должны замеряться и фиксироваться: барометрическое давление и температура всасываемого двигателем воздуха; давление воздуха в пусковом баллоне до и после пуска; марка пускового топлива; время между открытием пускового вентиля и достижением двигателем нормального числа оборотов; давление сжатия во время работы двигателя на холостом ходу. Кроме того, следует наблюдать и фиксировать: нагрузку агрегата по щитовым приборам; температуру входящей и выходящей воды; давление воды перед двигателем; давление масла до и после фильтра; давление распыляющего воздуха; число оборотов двигателя; температуру отходящих газов по цилиндрам, а для двигателей мощностью свыше 500 л. с. — и индикаторную мощность компрессора и продувочного насоса.

Газогенераторное оборудование после текущего и капитального ремонта следует проверять на экономичность и плотность. Проверка на плотность должна производиться после каждого ремонта или внутреннего осмотра, связанных со вскрытием фланцев или люков.

При испытании газогенераторной установки должны определяться все основные параметры процесса (температура, давление или разрежение), а также производительность установки, состав и теплотворность газа, выход газа на 1 кг топлива и к. п. д. установки.

Результаты испытаний и средние значения всех замеренных величин должны быть зафиксированы в приёмо-сдаточном акте.

Полное приёмо-сдаточное испытание по ОСТ 3151 надлежит производить: после монтажа нового двигателя мощностью свыше 30 л. с. в цилиндре, или 60 л. с. в агрегате; при окончании гарантийного срока работы двигателя, если это предусмотрено в договоре на поставку; после реконструкции двигателя, повлекшей за собой изменение рабочего процесса, мощности, числа оборотов, метода распыливания топлива и др.

Для анализа процесса, происходящего в цилиндрах двигателя, следует проводить индцирование, что позволяет определить давление сжатия и вспышки по цилиндрам; определить равномерность распределения нагрузки по цилиндрам, а также проверить работу органов газораспределения и топливоподдачи.

Одновременно с индцированием рекомендуется производить измерение температуры отходящих газов по цилиндрам, чтобы судить о величине нагрузки цилиндра. Для двигателей с числом оборотов более 400 в ми-

нута равномерность распределения нагрузки по цилиндрам проверяется по температуре выхлопных газов или при помощи пиметра.

Для определения тепловой экономичности двигателя в различных эксплуатационных условиях периодически должна производиться проверка удельного расхода топлива.

Проверку удельного расхода топлива следует производить после регулирования и индцирования двигателя и приступать к ней после непрерывной работы двигателя при данной нагрузке не менее одного часа. Во время проверки нагрузка не должна колебаться больше чем на 2—5% от средней её величины. Если проверка обнаружит повышение удельного расхода топлива против данных завода-изготовителя или результатов предыдущих испытаний, необходимо выяснить причины перерасхода и устранить их. В соответствии с Инструкцией по испытанию и проверке двигателей внутреннего сгорания такой анализ результатов испытаний обязателен при перерасходе топлива, превышающем 7% для бескомпрессорных и 5% для компрессорных двигателей.

Проверка часового и удельного расхода смазочного масла должна производиться одновременно с сокращённым приёмо-сдаточным испытанием двигателя, т. е. не реже одного раза в год. Рекомендуется определять расход масла при полной или близкой к ней нагрузке. Если это невозможно, то определение расхода масла можно производить при любой нагрузке, но при нормальном числе оборотов двигателя.

Расход циркуляционного масла должен определяться в течение 10—20 час. работы двигателя.

Расход масла, идущего на смазку цилиндров, должен определяться отдельно, если смазка не производится разбрызгиванием.

Определение расхода масла при наличии в системе циркуляционного бака производится:

1) по постоянной отметке уровня масла в циркуляционном баке;

2) по высотам уровня масла в нём.

По первому способу фиксируется уровень масла в баке в начале испытания. Испытание начинается при установившейся температуре масла. Замеряется вес масла, заливаемого в бак по мере понижения уровня в нём. В конце опыта доводят температуру и уровень масла в баке до значений, которые они имели в начале испытания. Искомый расход равен при этом весу доливаемого масла.

По второму способу температуры масла в баке в начале и в конце опыта также должны быть равны, однако начальный и конечный уровни могут не совпадать. Расход масла определяется по весу залитого масла и разнице уровней.

Техническая отчётность и анализ результатов работы

Для возможности учёта основных показателей работы двигателей рабочие места персонала должны быть оснащены необходимыми контрольно-измерительными приборами.

Согласно ПТЭ требуется установить на двигателе следующий минимальный комплект приборов:

1) манометры на пусковых (и форсуночных) баллонах и на компрессоре (на каждой его ступени);

2) ртутный U-образный манометр на ресивере продувочного воздуха;

3) манометры до и после масляных фильтров и на подводе охлаждающей воды к двигателю, а также на подводе воды или масла на охлаждение головок;

4) термометры на охлаждающей воде до двигателя и после каждого цилиндра (у двигателей мощностью менее 300 л. с. можно устанавливать один термометр на общем сливе охлаждающей воды);

5) термометр на воде (или масле), охлаждающей головки поршней, на сливе из каждого поршня, а также для замера температуры масла до и после холодильника;

6) гильзы для термометров в выхлопных патрубках каждого цилиндра и в конце выхлопного коллектора;

7) индикаторные краны и приводы (при мощности в цилиндре 20 л. с. и более).

На двигателях мощностью более 150 л. с. должны быть установлены постоянные термометры в выхлопных патрубках.

При мощности двигателей 1 000 л. с. и выше на воде, охлаждающей двигатель, должен быть установлен отдельный водомер, помимо общего водомера, учитывающего количество воды, получаемой станцией для всех нужд. Каждая установка, имеющая двигателя мощностью 100 л. с. и выше, должна иметь не менее одного поршневого индикатора.

При мощности газовых двигателей до 300 л. с. на газогенераторных установках должны производиться контроль и измерение следующих величин:

1) разрежение за газогенераторами, за скрубберами и перед двигателями;

2) температура газа перед двигателями;

3) температура воды перед скрубберами

При мощности двигателей более 300 л. с. кроме того, должны измеряться:

1) температура газа после газогенератора;

2) количество воды, подаваемой на скрубберы;

3) качество (состав) генераторного газа.

На газогенераторах с паро-воздушным дутьём должны измеряться давление паро-воздушной смеси и её температура.

Контроль качества газа должен производиться не реже одного раза в смену.

Учёт расхода твёрдого топлива должен производиться по каждому газогенератору в отдельности.

Контроль качества топлива должен производиться путём отбора лабораторной пробы от каждой партии топлива и последующего анализа её в лаборатории. Желательно дополнительное оснащение двигателей и других агрегатов приборами и аппаратурой для автоматического контроля и сигнализации. По обработанной первичной технической документации ежесуточно составляется отчёт о выполнении технических норм и плановых заданий за истекшие сутки. Особое внимание должно быть обращено на правильное определение расхода топлива.

Распределение нагрузки между двигателями

Нагрузка между двигателями должна распределяться таким образом, чтобы суммарный расход топлива был для данных условий минимально возможным.

При уменьшении нагрузки возможна остановка одного из двигателей и перераспределение нагрузки между всеми оставшимися в работе двигателями или только перераспределение нагрузки между двигателями.

В первую очередь надо останавливать агрегаты, имеющие большие расходы топлива при данной нагрузке.

Критерием для решения вопроса о наиболее выгоднейшем распределении нагрузки между одновременно работающими двигателями является величина относительно прироста расхода топлива двигателем δ .

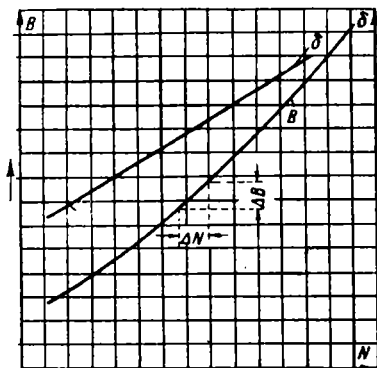
Если расход топлива двигателем характеризуется функцией $B = f(N)$, то относительным приростом называется производная

$$\delta = \frac{dB}{dN}.$$

Для каждой точки кривой топливной характеристики $B = f(N)$ величина δ определяется, как тангенс угла α , образуемого касательной к этой точке и осью абсцисс.

Применительно к д. в. с. должны быть рассмотрены следующие виды топливных характеристик:

а) характеристика $B = f(N)$ является математически непрерывной функцией и изображается кривой, обращённой своей выпуклой частью вниз. В этом случае характеристика относительных приростов $\delta = f(N)$ плавно возрастает. Характерная зависимость $B = f(N)$ и $\delta = f(N)$ для бескомпрессорного дизеля показана на фиг. 52;



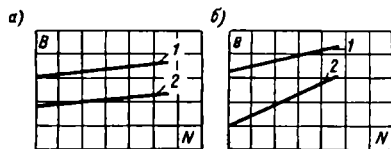
Фиг. 52. Топливная характеристика двигателя и кривая относительных приростов

б) линейная топливная характеристика. При этом характеристика относительных приростов изображается горизонтальной прямой с ординатой, равной тангенсу угла наклона топливной характеристики. Относительные приросты для двигателей 1 и 2 (фиг. 53, а) равны между собой. Относительный прирост для двигателя 2 (фиг. 53, б) больше, чем для

двигателя 1. В этих условиях правила распределения нагрузок таковы:

а) в случае, когда топливные характеристики всех совместно работающих двигателей изображаются кривыми, обращёнными выпуклостями к оси абсцисс, наименьший расход топлива соответствует такому распределению нагрузок, при котором относительные приросты для всех двигателей одинаковы;

$$\delta_1 = \delta_2 = \delta_3;$$



Фиг. 53. Линейные топливные характеристики

б) если топливные характеристики двигателей не обладают точками, имеющими одинаковое значение относительных приростов (сопряжённые точки), то максимально должен загружаться агрегат, имеющий минимальный относительный прирост, а далее — агрегаты в порядке возрастания относительных приростов. Частным случаем применения этого правила является распределение нагрузок для двигателей с линейными топливными характеристиками (фиг. 53, б), например: должен полностью загружаться агрегат 1, несмотря на большую величину холостого хода, а частичную нагрузку должен нести агрегат 2;

в) между одинаковыми агрегатами, имеющими одинаковые топливные характеристики, нагрузка должна распределяться равномерно;

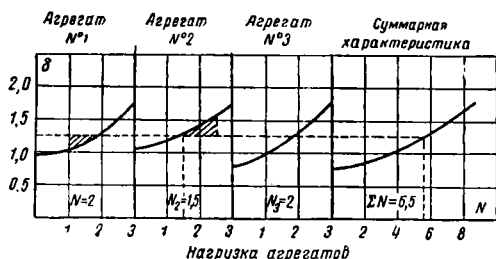
г) если топливные характеристики нескольких одновременно работающих агрегатов линейны при одинаковых относительных приростах (характеристики параллельны), то экономичность совместной работы не зависит от распределения нагрузки между двигателями;

д) в случае, если топливные характеристики агрегатов представляют собой ломаные линии с одним или более изломами, агрегаты загружаются в порядке возрастания относительных приростов. При этом возможны случаи, когда один и тот же агрегат следует загружать до определённой нагрузки в первую очередь, а сверх этой нагрузки — после других агрегатов.

При топливных характеристиках, отличающихся от описанных выше, распределение нагрузок между двигателями должно производиться на основе специальных правил.

На фиг. 54 показано графическое решение задачи распределения нагрузок для трёх двигателей с плавно возрастающими характеристиками относительных приростов. Задаваясь произвольным значением относительного прироста, суммируют мощность отдельных двигателей при этом значении δ . Произведя несколько таких вычислений, строят кривую зависимости относительного прироста от суммарной нагрузки всех агрегатов. По заданной общей нагрузке станции, пользуясь этой кривой, находят наиболее выгодную нагрузку отдельных агрегатов.

Если при неизменной величине суммарной нагрузки отступить от наивыгоднейшего распределения нагрузок между двигателями



Фиг. 54. Графический метод определения распределения нагрузки между двигателями

и нагрузить агрегат 1 меньше на величину ΔN (например, принять $N=1$ вместо $N=2$), а агрегат 2 соответственно больше, то перерасход топлива измерится суммарной величиной заштрихованных площадок.

Некоторые указания по эксплуатации двигателей¹

Нагрузка и число оборотов двигателя.

На установках, расположенных в районах с пониженным средним барометрическим давлением (ниже 760 мм рт. ст.), величина номинальной мощности двигателя уменьшится на 4% на каждые 25 мм рт. ст.

На установках, расположенных в районах со средней температурой воздуха четырёх наиболее жарких месяцев в году свыше 30°C, величина номинальной мощности дизеля уменьшается на 4% на каждые 10° увеличения температуры воздуха сверх 20°C.

При непрерывной работе двигателя свыше 24 час. рекомендуется нагрузку двигателя снижать: для четырёхтактных — до 90%, а для двухтактных — до 85% от номинальной мощности.

Число оборотов двигателя на всех режимах, от холостого хода до полной нагрузки, а также при перегрузке до 10%, должно быть устойчивым.

Изменения числа оборотов при внезапном сбросе полной нагрузки или при внезапном переходе с холостого хода на полную нагрузку не должны превышать следующих величин:

мгновенное изменение — не более 10%;
установившееся изменение — не более 6%.

Пуск и остановка двигателей. Все операции, связанные с пуском и остановкой двигателя, должны производиться дежурным машинистом, обслуживающим данный двигатель. Пуск двигателя должен производиться под наблюдением старшего в смене. Пуск двигателя, вышедшего из ремонта, должен производиться под наблюдением работника, руководившего ремонтом, и начальника цеха.

Перед пуском двигателя должна быть произведена проверка готовности двигателя и вспомогательного оборудования к работе.

Проверка готовности должна включать:

- а) проверку подвижности рабочих клапанов;

- б) проверку подвижности пусковых клапанов;

- в) проверку наличия охлаждающей воды, топлива, масла и сжатого воздуха (а для газовых двигателей — наличие и качество газа);

- г) подготовку к работе смазочной аппаратуры и маслёнок;

- д) проверку положения рукояток управления, а также маховиков, вентиля и задвижек трубопроводов;

- е) уборку с машины инструмента и других посторонних предметов.

Во избежание появления трещин в крышках и рубашках рабочих цилиндров перед пуском двигателя все полости водяного охлаждения должны быть заполнены водой.

Перед пуском двигатель должен быть пробуксован.

При буксовке декомпрессионные крючки должны быть откинuty, индикаторные краны открыты, топливные насосы выключены.

Одновременно у двигателей с циркуляционной системой смазки должна быть произведена прокачка масла в системе.

Перед пуском двигателя необходимо проверить путём прокачки отсутствие воздуха в форсунке и насосе (если двигатель стоял больше часа).

Перед пуском должна быть произведена продувка пусковых баллонов.

В случае отсутствия сжатого воздуха пуск может быть произведён сжатым углекислым газом того же давления. В последнем случае должна быть произведена проверка, исключающая случайную замену углекислого газа кислородом.

В исключительных случаях разрешается пуск агрегатов электрическим генератором постоянного тока путём использования электрического генератора в качестве двигателя, питаемого от соседних агрегатов. При этом должны быть выполнены все правила включения и пуска генераторов в качестве двигателей.

Пуск и нормальная остановка двигателей, работающих на моторном топливе марок ДТ-2, ДТ-3 или на другом топливе с повышенной вязкостью, должна производиться на моторном топливе марки ДТ-1, соляровом масле или другом топливе с низкой вязкостью.

В исключительных случаях, при затруднительности пуска из-за большой вязкости топлива или изношенности частей двигателя, разрешается производить пуск двигателя на смеси моторного топлива с керосином. При этом содержание керосина не должно составлять более 50%.

Вливать для облегчения пуска керосин, бензин и другие легковоспламеняющиеся жидкости в цилиндры, клапаны и всасывающие трубы категорически запрещается.

Пуск двигателя в ход при включённой нагрузке запрещается.

Холодный двигатель должен после пуска работать в течение 5 мин. без нагрузки. Увеличение нагрузки должно производиться по возможности постепенно, по мере разогрева двигателя.

¹ Составлено в соответствии с Правилами технической эксплуатации электростанций, оборудованных двигателями внутреннего сгорания. Издательство МХС РСФСР, 1947.

До истечения 15 мин. с момента пуска холодного двигателя запрещается давать на него нагрузку, превышающую 75% его номинальной мощности.

При пуске и остановке двигателей, у которых номинальное число оборотов лежит выше критического, переход через зону критических оборотов должен производиться возможно быстрее.

Немедленно после пуска двигателя рекомендуется пропускать в течение 5 мин. большую струю воды через рубашки, чтобы поднять и промыть отстоявшуюся в них грязь.

Запрещается пуск в работу двигателей, имеющих следующие неисправности:

а) подплавление подшипников или нагрев их выше допускаемых пределов;

б) запретные значения расхождения щёк, овальности шеек вала, зазоров в подшипниках и остаточного удлинения шатунных болтов, установленные в инструкциях по уходу за коленчатыми валами и шатунными болтами;

в) трещины, плёны, сорванную резьбу или местные натирки, хотя бы на одном из шатунных болтов;

г) давление распыливающего воздуха меньшее, чем требуется инструкцией завода-изготовителя двигателя;

д) повышение числа оборотов при сбросе нагрузки более чем на 20% от номинальной;

е) недопустимые стук;

ж) неисправности отдельных деталей, могущие вызвать их поломку (трещины и другие дефекты);

з) появление воды из индикаторных кранов при буксовке двигателя перед пуском;

и) отставание краёв рамы от фундамента на длине более 75% периметра.

После остановки двигателя необходимо:

а) проверить на ощупь температуру рамовых, мотылёвых и головных подшипников;

б) проверить целостность шплинтов или замков, предупреждающих отвёртывание гаек шатунных болтов;

в) произвести тщательную наружную очистку двигателя;

г) произвести общий наружный осмотр двигателя.

Охлаждение двигателя после остановки его не должно выключаться в течение 5—10 мин. при несколько уменьшенной подаче воды.

При масляном охлаждении поршней следует после остановки двигателя прокачивать масло через поршни ручным или вспомогательным насосом в течение 5 мин.

В случае если температура воздуха в машинном зале может упасть ниже 0°C, при остановке двигателя должны быть приняты следующие меры:

а) вода должна быть спущена из всех охлаждающих полостей и труб;

б) из корпусов выхлопных клапанов, маслоохладильника, водяных насосов и других полостей, где вода не может быть спущена самотёком, она должна быть удалена при помощи шланга сжатым воздухом низкого давления.

При остановке на срок свыше 10 дней двигатель должен быть тщательно очищен, а все движущиеся части его хорошо смазаны. Смаз-

ка поршней и цилиндрических втулок должна быть произведена при буксовке двигателя.

Проверка состояния деталей и смазка законсервированного двигателя должны производиться ежемесячно. Проворачивание вала двигателя должно производиться ежедневно, причём с таким расчётом, чтобы поршни в цилиндрах каждый раз занимали новое положение.

При возможности, законсервированный двигатель следует пускать один раз в месяц на 15—20 мин. без нагрузки.

О времени и причинах каждого пуска и остановки двигателя должна быть сделана запись в суточной ведомости двигателя и журнале дежурного по машинному залу.

Наблюдение и уход за работающим двигателем. Наблюдение за работающим двигателем должно производиться в соответствии с указаниями инструкции завода-изготовителя.

При работе двигателя необходимо систематически наблюдать:

а) за действием наружных движущихся частей работающего двигателя;

б) за отсутствием посторонних шумов и ненормальных стуков в двигателе;

в) за указателями уровня, каплеуказательными устройствами и показаниями приборов у двигателя.

Чистка топливных фильтров низкого давления должна производиться не реже одного раза в сутки.

Спуск отстоявшейся воды и грязи из расходных баков и фильтров должен производиться не реже одного раза в смену.

При водяном охлаждении форсунок необходимо проверить не менее двух раз в смену отсутствие топлива в отходящей от форсунок воде.

Очистка масляных фильтров должна производиться при повышении перепада давления в них до предела, указанного заводом-изготовителем, но не реже одного раза в сутки.

Ручная смазка должна производиться не реже чем каждый час, количество масла в маслёнках должно проверяться не реже одного раза в смену.

Проверка работы смазочных колец в подшипниках должна производиться не менее одного раза в смену.

Каждый час необходимо проверять на ощупь нагрев всех доступных подшипников двигателя.

Рабочие баллоны компрессорных дизелей следует периодически продувать.

Промежутки времени между продувками определяются в зависимости от влажности воздуха. Продувка баллонов должна производиться не реже двух раз в смену; пусковые баллоны следует продувать каждый раз после их заполнения.

Температуру пусковых труб вблизи пусковых клапанов следует проверять на ощупь не реже двух раз в смену.

Воздушные сепараторы следует продувать не реже двух раз в смену.

Индикаторные краны надо продувать ежедневно.

Надзор и уход за шатунными болтами, коленчатыми валами, рамными подшипниками описан в следующем разделе.

Таблица 3

Периодичность осмотра и проверки деталей

Наименование узлов, отдельных деталей или аппаратов двигателя	Краткий перечень работ	Число часов работы двигателя в машино-часах		
		Дизели		
		Четырёхтактные		Двухтактные
		бескомпрессорные	компрессорные	бескомпрессорные и компрессорные
Форсунка	Очистка внешней поверхности сопла, опрессовка и проверка распыла . .	72	108	72
Форсунка	Осмотр и разборка форсунки, притирка иглы, проверка давления нефти и регулировка распыла	144	150	144
Выхлопной клапан	Разборка, очистка, осмотр и притирка	216	216	—
Всасывающий клапан	Разборка, очистка, осмотр и притирка	432	432	—
Пусковой клапан	Разборка, очистка, осмотр и притирка	1 296	1 296	1 296
Топливный насос	Опрессовка с проверкой давления по манометру и в случае необходимости притирка клапанов	108	216	216
Топливный насос	Разборка, притирка клапанов, осмотр втулок и опрессовка	864	1 296	864
Цилиндровая втулка	Проверка зазоров между толкателями и кулачками и опережения подачи топлива	1 296	1 296	1 296
Рабочие поршни, верхние шатунные подшипники и пальцы	Осмотр, очистка, проверка износа и опорных мест	1 296	1 680	1 296
Нижние подшипники шатуна	Выемка, очистка, осмотр и проверка износа поршня, ручьёв, колец, пальца, замер и регулировка зазора . .	1 296	1 680	1 296
Шатунные болты	Осмотр, очистка, проверка и регулировка зазора	1 296	1 680	1 296
Коленчатый вал	Ревизия болтов		См. табл. 4	
Коренные подшипники	Ревизия коленчатого вала	1 296	1 680	1 296
Масляная система с насосами и прес-маслёнками	Осмотр, очистка, проверка и регулировка зазоров	1 296	1 680	1 296
Масляные фильтры	Осмотр, очистка, промывка и исправление дефектов	2 592	2 592	2 592
Внутренняя поверхность охлаждения	Осмотр, очистка и промывка		Один раз в смену	
Регуляторный механизм	Очистка от накипи		При толщине накипи 1 мм и выше, но не реже 1 раза в год	
Зубчатая передача	Осмотр пружин, подшипников, грузов, очистка и регулировка	1 296	1 680	1 296
Маховик	Осмотр, очистка и проверка зазоров между зубьями	2 592	2 592	2 592
Компрессор	Осмотр шпонок, проверка крепления болтов и отклонения маховика от вертикальной плоскости	2 592	2 592	2 592
Клапаны компрессора	Разборка, очистка, осмотр и устранение дефектов	—	2 592	2 592
Баллоны сжатого воздуха	Осмотр, очистка и притирка	—	216	216
Пусковой предохранительный и питательный клапаны воздушных баллонов	Осмотр, разборка головки, очистка и притирка арматуры	2 592	2 592	2 592
Воздухопроводы	Осмотр и притирка клапанов, регулировка предохранительного клапана .	1 296	1 296	1 296
Глушитель и выхлопная труба	Очистка от масляных наслоений . . .	2 592	2 592	2 592
Топливные баки	Осмотр, очистка от нагара и промывка	2 592	2 592	2 592
Топливные фильтры	Промывка и очистка, ремонт змеевиков	2 592	2 592	2 592
Водяные баки, трубопроводы, вентили и краны	Разборка, очистка, промывка и необходимый ремонт	108	108	108
Продувочный насос	Очистка, промывка и притирка вентилей кранов	3 184	5 184	5 184
Измерения давления сгорания и сжатия	Разборка, осмотр, очистка и исправление дефектов	—	—	1 296
Проверка распределения нагрузки по цилиндрам двигателя по снятым индикаторным диаграммам и температуре отходящих газов. Проверка удельных расходов топлива и смазочного масла	Снятие диаграммы сжатия и сгорания с каждого цилиндра двигателя . . .	216	216	216
	Индикирование, определение среднего индикаторного давления и индикаторной мощности в цилиндрах, определение температуры отходящих газов по цилиндрам, определение удельного расхода топлива и смазочного масла, устранение дефектов, выявленных при проверке	1 296	1 680	1 296

Таблица 4

Виды, сроки и способы проверки шатунных болтов

Наименование проверки и замера	Срок производства проверки и замера	Способ проверки и замера
Проверка шплинтов или замков, предупреждающих отвёртывание гаек	После каждой остановки двигателя и перед пуском двигателя после ремонта поршневой группы	Шплинты должны быть стальные и плотно входить в отверстие. Применение проволоки, гвоздей, а также конусных штифтов запрещается
Затяжка болта при сборке двигателя после ремонта и проверка неизменности затяжки болта в эксплуатации	При постановке нового болта и постановке болта после ремонта. Вторичная проверка неизменности затяжки после 8 час. работы двигателя Через 500—700 час. работы двигателя После обнаружения отсутствия шплинта или замка, предупреждающих отвёртывание гайки	Затяжка шатунного болта гайкой контролируется по удлинению болта. Упругое удлинение шатунного болта при этом должно равняться для болтов, изготовленных из малоуглеродистых сталей, 0,0003 длины болта и для болтов, изготовленных из легированной стали, 0,0004 длины болта. При подсчёте удлинения за длину болта принимают расстояние между опорными поверхностями головки и гайки
Контрольный осмотр и испытание методом магнитной дефектоскопии	Перед установкой нового болта Через 1 296 час. работы двигателя. После обнаружения перегрева подшипника, заедания поршня и каждого другого случая, который мог отразиться на состоянии шатунного болта После каждой разборки шатунного подшипника	При сорванной резьбе, забоинах или надрезах на теле болта, местных натирах, трещинах и т. п. болт подлежит замене. При отсутствии дефектоскопа выявление трещин в болте двигателей мощностью меньше 200 л. с. можно производить путём обмазки мелом
Проверка прилегания опорных поверхностей	Перед установкой нового болта При среднем и капитальном ремонте При каждом случае, который мог отразиться на состоянии шатунных болтов (задир поршня, чрезмерное повышение оборотов, перегрев подшипника и т. п.)	Прилегание опорных поверхностей проверяется по краске. Отпечатки краски на опорных поверхностях нижней головки шатуна должны располагаться равномерно Пробелы между отдельными пятнами не должны быть более 45° по окружности проверяемых кольцевых поверхностей. Опорные поверхности исправляются на нижней головке шатуна; припильвать опорную поверхность головки болта не разрешается
Проверка на остаточное удлинение	При контрольных осмотрах и проверках прилегания опорных поверхностей болта. При наличии ослабления затяжки болта или увеличении его длины против установленной при последней сборке больше чем на 0,03 мм	Освобождённый от затяжки болт должен принимать первоначальную длину без остаточного удлинения. Допускается в эксплуатации болт, получивший остаточное удлинение не более 0,001 длины болта между опорными поверхностями головки и гайки

Таблица 5
Сроки замены шатунных болтов

Число оборотов двигателя, об/мин	Срок службы шатунных болтов в часах	
	Двигатели	
	четырёхтактные	двухтактные
До 200	30 000	45 000
200—350	25 000	35 000
350—500	15 000	25 000
500—750	10 000	15 000
750—1 000	7 500	—

Коленчатые валы и рамные подшипники

Для предупреждения возможных поломок, скручивания и изгиба вала во время эксплуатации необходимо:

1) правильно производить укладку коленчатого вала при ремонте, не допуская неравномерной укладки на подшипниках. Вести систематическое наблюдение за валом во время работы двигателя;

2) не допускать продолжительной работы

двигателя со значительной вибрацией (работу двигателя в запретной зоне числа оборотов, с выключенным цилиндром, снятым противовесом и т. п.);

3) не допускать случаев, которые могут отразиться на состоянии коленчатого вала, в частности: задиры поршней, обрыва шатунного болта, чрезмерного давления или преждевременных вспышек в цилиндре, гидравлических или механических ударов в цилиндре и т. п.

Периодические наблюдения и проверка коленчатого вала и состояния деталей, влияющих на условия его работы, производятся независимо от отсутствия видимых неисправностей в следующем порядке:

1) проверка поступления масла к подшипникам коленчатого вала и их температуры во время работы двигателя;

2) проверка затяжки гаек крепления подшипников коленчатого вала после каждой остановки двигателя;

3) проверка, в установленные сроки; зазоров в подшипниках коленчатого вала,

4) проверка положения вала по расхождению щёк. Если обнаружится расхождение щёк в одном из колен вала, равное или более $\frac{1}{6000}$

хода поршня (в мм), то двигатель должен быть остановлен для переукладки вала.

Допускается исправление линии коленчатого вала без подъёма его путём подшабровки одного или нескольких подшипников.

После исправления положения коленчатого вала без его подъёма до очередной остановки двигателя для переукладки вала измерения расхождения щёк должны производиться не реже чем через каждые 500 час. работы двигателя. Выравнивание линии коленчатого вала путём установки под вкладыши прокладок или набивки на затылки вкладыша кернов не разрешается;

5) один раз в год при среднем и капитальном ремонте производится проверка цилиндричности шеек, осмотр и испытание коленчатого вала в целях выявления трещин, плёнов и других дефектов;

6) производятся внеочередные проверки положения коленчатого вала в следующих случаях:

а) при подплавлении баббита рамового подшипника. Перед проверкой в этом случае производится охлаждение и зачистка подшипника,

б) во всех случаях тяжёлого задира поршня, сильных механических или гидравлических ударов в одном из цилиндров и т. п.

Кроме того, в этих случаях производят проверку вала на изгиб и скручивание;

7) после исправления линии коленчатого вала производится контрольный замер расхождения щёк.

Необходимо иметь в виду, что некоторые быстроходные двигатели имеют короткие, жёсткие и в то же время достаточно лёгкие коленчатые валы и сопряжённые с ними детали. Такие валы от собственного веса и от веса сопряжённых деталей при наличии поднятого или опущенного на значительную величину подшипника мало деформируются и дают незначительное расхождение щёк.

Для замера расхождения щёк этих коленчатых валов создают дополнительное усилие путём:

а) нажима на рамовые шейки, прилегающие к тому колену, расхождение которого замеряется;

б) нажима на поршень. Такой способ применяется только при собранном двигателе.

Необходимость создания дополнительного усилия для прогиба вала должна быть установлена для каждого двигателя.

ПЕРЕЧЕНЬ ДЕТАЛЕЙ НЕСНИЖАЕМОГО ЗАПАСА ДЛЯ ДВИГАТЕЛЕЙ

На каждой электростанции должен быть неснижаемый запас сменных деталей и материалов, используемый в случаях аварий и, в исключительных случаях, при периодических ремонтах.

Номенклатура минимального количества деталей неснижаемого запаса устанавливается в зависимости от конструктивных особенностей, условий эксплуатации и числа однотипных двигателей в соответствии с табл. 6.

ДОПУСТИМЫЙ ИЗНОС ДЕТАЛЕЙ И ТРЕБОВАНИЯ НА СБОРКУ УЗЛОВ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ

Данные о предельно допустимом износе деталей и требования на сборку узлов при капитальном ремонте приведены в табл. 7.

КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ

Периодичность капитальных ремонтов

Сроки между капитальными ремонтами определяются в зависимости от конструктивных особенностей двигателя. Рекомендуемые сроки между капитальными ремонтами двигателей приведены в табл. 8.

Таблица 6

Неснижаемый запас сменных деталей и материалов

Наименование запасных частей	Количество деталей	Примечание
Крышка рабочего цилиндра	1	На все однотипные двигатели
Втулка и поршень рабочего цилиндра с пальцами и кольцами, комплектов	1	То же
Вкладыши мотылёвого и рамового подшипников	1	»
Подшипник верхней головки шатуна	1	На каждый двигатель
Клапан всасывающий и выхлопной в сборе, комплектов	1	То же
Клапан пусковой, комплектов	1	На все однотипные двигатели
Топливный насос в сборе, комплектов	1	То же
Шатунные болты с гайками и шпильками, комплектов на 1 цилиндр	1	»
Форсунка в сборе	1	»
Поршневые кольца на 1 цилиндр	1	На каждый двигатель
Втулка распылителя, распылитель, сопло и игла с направляющей на 1 цилиндр, комплектов	1	То же
Плунжерная пара комплектов	1	»
Клапаны топливных насосов с седлами, комплектов	1	»
Пружины: форсунки, плунжера топливного насоса, рабочих и пусковых клапанов и клапанов компрессора, комплектов на цилиндр	1	»
Уплотнительные кольца и прокладки под клапаны рабочего цилиндра и компрессора, комплектов на 1 цилиндр	1	»
Клапаны компрессора, комплектов	1	»
Поршневые кольца компрессора или продувочного насоса, комплектов на 1 цилиндр	1	»
Предохранительные клапаны (пластинки) топливных насосов	1	»
Нагнетательные трубопроводы от топливных насосов к форсункам со штуцерами	1	»
Сетка к масляным и топливным фильтрам, комплектов	1	»

Таблица 7

Предельно допустимый износ деталей и предельные нормы износа, зазоров и отклонений деталей

Наименование деталей, характеристика износа и требования на сборку	Предельные нормы износа, зазоров и отклонений	
	при капитальном ремонте	при эксплуатации
Фундаментная рама		
Отклонение от горизонтальности		
а) уклон рамы по оси вала	0,1 мм/1 м	0,5÷1,0 мм/1 м
б) уклон в направлении, перпендикулярном оси . .	0,3 мм/1 м	1,0÷2,0 мм/1 м
в) изгиб строганных поверхностей: для двигателей станинного типа	—	0,15÷0,3 мм/1 м
для двигателей блочного типа	—	0,1÷0,15 мм/1 м
Отставание краёв рамы от фундамента	—	50÷65% от периметра
Коленчатый вал		
Уменьшение диаметра шейки вала <i>D</i> после проточки и опиловки не более	$\frac{3D}{100}$ мм	—
Овальность и конусность шеек вала:		
а) для диаметра до 200 мм	0,03 мм	0,2 мм
б) » » свыше 200 мм	0,05 »	0,3 »
Осовой разбег вала	0,15—0,3 мм	0,5—1,0 мм
Непараллельность осей мотылёвых шеек оси вала . .	0,2 мм/1 м	—
Расхождения шеек:		
а) по вертикали	0,05 мм	$\frac{1}{6\ 000}$ хода поршня в мм
б) по горизонтали	0,02 мм	
Рамовые и мотылёвые подшипники		
Состояние баббитовой заливки:		
а) трещины	Не допускаются	Не допускаются
б) отставание заливки	Не допускаются	20% рабочей плоскости и только по краям вкладышей
Зазоры в подшипниках:		
а) в подшипниках при кольцевой смазке	$\frac{d}{1\ 000} \div \frac{d}{1\ 400}$ мм	1,5÷2 номинальных зазоров
б) в подшипниках при смазке под давлением	$\frac{d}{1\ 500} \div \frac{d}{2\ 000}$ мм	
Рабочие цилиндры и втулки		
Увеличение диаметра <i>D</i> в верхней части втулки от износа	—	$\frac{D}{150} \div \frac{D}{200}$ мм
Эллиптичность втулки	—	$\frac{D}{1\ 000}$ мм
Увеличение диаметра втулки от расточек	на $\frac{D}{50}$ мм	—
Разность между диаметрами втулок	± 0,5 мм	—
Разность диаметров в любых сечениях втулки	Отклонение отверстия по 2-му или 3-му клас- су точности или в пре- делах допуска по чер- тежу	—
Поршень рабочего цилиндра		
Износ поршня по диаметру <i>D</i> вверху направляющей части	—	$\frac{D}{750}$ мм
Неравномерность износа поршня по длине направляющей части	—	$\frac{D}{1\ 000}$ мм
Перекося оси отверстий под палец	0,2 мм/1 м	0,2 мм/1 м
Отклонение оси шатуна от оси поршня	0,15 мм/1 м	
Разность диаметров в любых сечениях направляющей части	Отклонение вала по 2-му или 3-му классу точ- ности или в пределах допуска по чертежу	—
Зазор между поршнем и втулкой рабочего цилиндра . .	$\frac{8D}{10\ 000} \div \frac{D}{1\ 000}$ мм	Обуславливается пре- дельным износом втулки и поршня
Износ канавок для поршневых колец по высоте	—	До 1,25 от номиналь- ной высоты
Разработка отверстий для поршневого пальца (зазор между пальцем и отверстием)	—	Выше 1,5 от номиналь- ного
Поршневые кольца		
Зазор по высоте между кольцом и канавкой	Номинальный	Двойной от номиналь- ного
Зазор в замке в наименее изношенной части втулки . .	То же	$\frac{D}{80}$ мм

Продолжение

Наименование деталей, характеристика износа и требования на сборку	Предельные нормы износа, зазоров и отклонений	
	при капитальном ремонте	при эксплуатации
<i>Поршневые и крейцкопфные пальцы и головные подшипники</i>		
Эллиптичность и конусность в рабочей части пальца . .	0,02 ÷ 0,05 мм	$\frac{d}{1\ 000} + 0,05\ мм$
Зазор между подшипником и пальцем:		
а) для подшипников, залитых баббитом	$\frac{d}{2\ 000}\ мм$	$\frac{d}{1\ 000} + 0,05\ мм$
б) для бронзовых подшипников	$\frac{d}{1\ 000}\ мм$	$\frac{2d}{1\ 000} + 0,05\ мм$
<i>Передаточные шестерни</i>		
Боковой зазор между зубьями шестерён:		
а) для цилиндрических шестерён	Номинальный	2,5-кратной номинальной величины
б) для винтовых шестерён	»	3-кратной номинальной величины
<i>Шестерни масло- и нефтенасосов</i>		
Осевой зазор между шестернями и корпусом	0,08 ÷ 0,1 мм	0,20 ÷ 0,25 мм
Радиальный зазор между шестернями и корпусом . . .	0,1 мм	0,25 мм
Диаметральный зазор между валом зубчатого колеса и втулкой	0,05 ÷ 0,1 мм	0,2 ÷ 0,25 мм
Зазор между зубьями шестерён	0,1 ÷ 0,2 мм	0,3 мм
Примечание. В каждом отдельном случае зазоры и допускаемые износы должны назначаться с учётом конструктивных особенностей двигателя и заводских указаний.		

Таблица 8

Рекомендуемые сроки между капитальными ремонтами

Число часов работы двигателя между капитальными ремонтами	Группы двигателей по числу оборотов в минуту
20 000—25 000	До 215
12 000—15 000	215 до 500
8 000—12 000	500 и выше

Передовые методы обслуживания двигателей позволяют значительно удлинить сроки между капитальными ремонтами.

Организация капитального ремонта

Уменьшение длительности простоя двигателя в ремонте зависит в значительной мере от его подготовки и организации. Подготовка начинается до постановки двигателя в ремонт, — с накопления полных данных о дефектах двигателя и изыскания способов ремонта деталей. Неисправности деталей и способы их устранения заносятся в дефектную ведомость, в которой, кроме того, должен содержаться полный перечень необходимых для ремонта запасных частей, материалов и инструмента.

На основании дефектной ведомости производится:

- 1) изготовление и приобретение запасных частей и материалов;
- 2) составление календарного графика подготовительных и основных работ по капитальному ремонту двигателя и комплектровка рабочей силы;
- 3) ремонт и испытание механизмов для

подъёма и передвижения деталей, подготовка рабочего места, стеллажей, кóзел, инструмента, контрольно-измерительных приборов и инвентаря, необходимого для производства ремонта;

4) подготовка запасных частей и контрольная сборка узлов из них.

В процессе ремонта двигателя на наиболее трудоёмкие работы (опилка и укладка коленчатого вала, сборка поршней и т. п.) рекомендуется составлять подробный календарный график и технологические карты. Необходимо соблюдать параллельность работ по ремонту деталей и на сборку узлов.

Высокое качество ремонта обеспечивается правильно организованным контролем за выполнением технических условий на ремонт двигателя и указаний завода-изготовителя.

Материалы, применяемые для изготовления сменных деталей

Наиболее употребительные материалы для изготовления основных сменных деталей приведены в табл. 9.

Основные технические требования при изготовлении сменных деталей

Основные требования при изготовлении сменных деталей приведены в табл. 10.

Испытание двигателей внутреннего сгорания

Применяются следующие виды испытаний двигателей внутреннего сгорания:

- 1) промышленные испытания, которые производятся по программе и методике, предусмотренной ОСТ: «Двигатели дизеля

Таблица 9

Материалы, применяемые для изготовления сменных деталей

ГОСТ	Марка материала	Свойства материала	Область применения
<i>Чугун</i>			
В 1412-48 В 1412-48	СЧ 15-32 СЧ 18-36	Хорошая обрабатываемость	Ответственные части с толстыми стенками: фундаментные рамы, станины, параллели, противовесы, рамовые подшипники, трубы
В 1412-48	СЧ 21-40 СЧ 24-44	Высокая механическая прочность и плотность	Крышки, втулки и поршни рабочих цилиндров, корпуса клапанов и топливных насосов, поршневые кольца
В 1412-48	СЧ 28-48	Износоустойчивость и огнестойкость	Поршни и втулки быстроходных двигателей, передаточные шестерни
<i>Сталь</i>			
380-50 1050-52 4543-48 1050-52 4543-48 7124	Ст. 2 15 15Х 20 12ХНЗА 20ХНЗА	Сваривается, цементируется	Поршневые пальцы, валики, оси, кулачковые шайбы (цементируемые), болты, шпильки, вкладыши подшипников
1050-52 1050-52 380-50 1050-52	30 35 Ст. 5 45	Слабо закаляются, не свариваются и не цементируются	Поршневые пальцы и кулачковые шайбы быстроходных двигателей
4543-48 4543-48 4543-48 4543-48 4543-48 4543-48	37ХНЗА 30ХНЗА 25ХНЗА 20ХНЗА 30ХМА 45Х	Хромоникелевая То же	Коленчатые валы, шатуны, шатунные болты, штоки, соединительные муфты
— — 5632-51 5632-52 5632-51 5632-51 В 2052-53 В 1050-52	9СХ-3 9СХ-8 Х9С2 Х10С2 4Х13 3Х13 60С2 65Г ХВГ	Хромо-никелевая То же Хромо-молибденовая Хромистая Сильхромовая Жароупорная Хромистая Кремнистая Марганцовистая Хромовольфрамовая	Шестерни, кулачные шайбы, валики, шпонки, поршневые пальцы (закаляются токами высокой частоты) Шатунные болты быстроходных двигателей
3426 4543-48 4543-48 4543-48 1050-52	ШХ-15 40ХН 45ХН 20Х; 35Х 40	Хромистая Углеродистая	Детали, работающие без удара, но соприкасающиеся с горячими газами
<i>Бронза</i>			
613-50 613-50 613-50 — — 493-54	ОЦС 6-6-3 ОЦС 5-5-5 ОЦСН 3-7-5-1 ОФ-10-1 Каро АЖ-9-4	Оловянистая бронза То же Обрабатывается давлением Безоловянистая бронза	Выхлопные клапаны Пружины Иглы, сопла, распылители, плунжерные пары, клапаны топливной аппаратуры
<i>Литые углеродистые стали</i>			
977-53 977-53 977-53 977-53	15-4020 25-4518 35-5015 45-5512	Термически обработанная отливка обладает большой стойкостью при высокой температуре	Всасывающие клапаны
<i>Алюминий</i>			
2685-53	Ал-1	Большая теплопроводность и малый удельный вес	Подшипники верхней головки шатуна, вкладыши подшипников, втулки, муфты и клапаны вентиля
<i>Баббиты</i>			
1320-41 1320-41 —	Б-83 БН Б-2	Оловянистый баббит на оловянистой основе Оловянистый баббит на свинцовой основе Баббит малооловянистый с щёлко-земельными металлами	Особо ответственные подшипники и шестерни То же Поршневые головки, крышки рабочих цилиндров, корпуса насосов, зубчатые колёса, арматура высокого давления
<i>Алюминий</i>			
2685-53	Ал-1	Большая теплопроводность и малый удельный вес	Неохлаждаемые поршни быстроходных двигателей
<i>Баббиты</i>			
1320-41 1320-41 —	Б-83 БН Б-2	Оловянистый баббит на оловянистой основе Оловянистый баббит на свинцовой основе Баббит малооловянистый с щёлко-земельными металлами	Подшипники коленчатого вала быстроходных двигателей и подшипники верхней головки шатуна Подшипники тихоходных двигателей Рекомендуется ЦНИИ для подшипников двигателей с тонким слоем баббитовой заливки

Требования, предъявляемые при изготовлении сменных деталей

Наименование деталей	Требования к отливке или заготовке	Требования к механической обработке	Испытания
Крышка рабочего цилиндра	Наибольшая плотность должна быть на нижних поверхностях крышки. Допускаются единичные мелкие несквозные раковины на верхней плоскости, в направляющих для клапанов и в нижнем днище за уплотнительным буртиком	Размеры обработанной цилиндровой крышки должны соответствовать чертежу. Во внутренних каналах не должно быть заливов, препятствующих движению воды и газов	Обработанная крышка подвергается гидравлическому испытанию со стороны полости охлаждения на 6 атм, полости каналовпускowego воздуха на 60 атм, днища со стороны камеры горения на 80 атм. В случае отсутствия технической возможности произвести опрессовку на 80 атм по особому согласованию. Допускается испытание крышки со стороны полости охлаждения на 25—30 атм
Втулка рабочего цилиндра	Не допускается наличие раковин на внутренней поверхности втулки на протяжении половины её длины со стороны камеры сжатия. На остальных местах втулки допускаются несквозные мелкие одиночные раковины	Размеры обработанной втулки должны соответствовать чертежу. Допускается отклонение от номинального диаметра до $\pm 0,5$ мм. Эксцентricичность посадочных поясов к внутренней расточке допускается не более 0,2 мм	Испытывается на давление 6 атм. Рекомендуется цилиндрические втулки опрессовывать на полуторное рабочее давление на одной трети длины со стороны камеры горения
Поршни рабочего цилиндра	В верхней части поршня до оси пальца, на внутренней и наружной поверхностях раковины не допускаются. Ниже оси пальца допускаются единичные мелкие раковины	Размеры обработанного поршня должны соответствовать чертежу. Неперпендикулярность оси расточек для пальца к оси поршня не должна превышать 0,2 мм на 1 м длины. Смещение канавок для поршневых колец допускается на 1 мм, а нижнего маслосъемного кольца на 5 мм только к головке поршня	Головки поршней, имеющие охлаждение, испытываются на давление 6 атм. Потение и пропуск воды не допускаются
Поршневые кольца	Чугун для поршневых колец должен иметь мелкозернистую структуру и обладать устойчивыми пружинящими свойствами. Пористость, трещины, плёны, раковины не допускаются	Размеры колец должны соответствовать диаметру цилиндра и размерам канавок на поршне	Производится испытание одного кольца от каждого барабана на пружинящие свойства
Шатунные болты	Покровка болтов ведётся при определённой температуре. Осадка материала под головку не допускается	Механическая обработка и чистота поверхности должны соответствовать указанным на чертежах требованиям. Особо точно должны быть выполнены переходы от одного диаметра к другому и резьба болта	От каждого прутка или откованной заготовки производится испытание образцов на механическую прочность. Готовый болт подвергается проверке магнитным дефектоскопом

Примечания. 1. Чугунные отливки после грубой обработки подвергаются отжигу при температуре 450—500° с последующим медленным срыванием. Продолжительность отжига 8 час. При отсутствии термической печи отливка не должна выниматься из опоки в продолжение 24 час.

2. Для проверки качества применяемого материала производится его испытание.

3. При термической обработке шатунных болтов должен соблюдаться процесс, соответствующий марке стали и обеспечивающий получение механических свойств, предусмотренных ГОСТ.

стационарные. Методы испытаний», и имеют целью получить основные характеристики изготовленного двигателя или выяснить состояние двигателя по окончании гарантийного срока;

2) контрольные или приёмо-сдаточные испытания, которые производятся после капитального ремонта двигателя по программе и методике, предусмотренной Техническими условиями на ремонт и монтаж дизелей железнодорожных электростанций, и имеют целью исследовать работу различных узлов и механизмов двигателя, выявить и устранить недостатки ремонта и наладки, определить соответствие удельного расхода топлива, смаз-

ки и воды установленным нормам и получить оптимальный режим работы двигателя;

3) эксплуатационные испытания, которые производятся периодически между капитальными ремонтами и имеют целью наладку двигателя, выяснить состояние и работоспособность отдельных узлов и механизмов двигателя, выявить отклонения удельного расхода топлива и смазки от гарантийных норм, определить причины этих отклонений, наметить мероприятия по их устранению и обучить персонал рациональным методам работы.

Промышленные испытания на электростанциях производятся редко и поэтому не рассматриваются.

АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ



При пользовании настоящим Указателем следует иметь в виду, что каждое название упоминается один раз и, как правило, не повторяется в перестановке слов.

В Указателе упоминается вначале (за редким исключением) основное слово, а потом его определение, например, «Камера топочная», а не «Топочная камера».

В большинстве случаев, когда формула, определение, мера и пр. носят название по фамилии ученого, инженера, новатора, в указателе приводится лишь фамилия (без сопровождающего термина), например, «Федоров К. Г.», а не «Конструкция Федорова К. Г.».

А

Автоколебания цепной подвески 372
Автол 248
Автоматизация вакуумной системы ртутного выпрямителя 657
Автоматизация котельных установок 811
Автоматика водоснабжения системы охлаждения ртутных выпрямителей 667
— питающих линий 662
— питающих линий постоянного тока высокого напряжения 662
— ртутно-выпрямительных агрегатов 652, 655
— системы охлаждения ртутного выпрямителя 659
— собственных нужд тяговых подстанций 664
Автоматы безопасности работы турбин 963, 965
Автомобили-самосвалы 855
Автопогрузчик 854
Агрегаты выпрямительные стеклянные 495
— зарядные 494
— стартерные 494
— тяговых подстанций 533
Адсорбер 562, 565
Аккумуляторы железоникелевые 493
— свинцовые стационарные 491, 492
— стартерные 494
Анализ газов 802
Амперметр 166, 847
Анкер винтовой 375
Анкерный участок 352
Анкеровка контактного провода 274, 275

Анкеровка контактного провода на компенсатор 359
— усиливающих проводов 353
Аппарат золосмывной 915
Аппаратура автоматики линий постоянного тока с шаговым искателем 665, а защиты 252
— систем автоматического регулирования тепловых процессов 824, 828, 830
— контакторного управления 251
— ручного управления 250
— шкафа вакуумной установки 659
— электрическая 250
— электронная для систем автоматического регулирования тепловых процессов 830
Аппараты высокого напряжения 414
— золосмывные 914, 915
— низкого напряжения 458
Арматура железобетонных опор 335
Аппараты для гидравлических систем автоматического регулирования тепловых процессов
— — электромеханических систем автоматического регулирования тепловых процессов 828
Асбест 809
Асбозурит 1020
Асботермит 1020
Асимметрия проводов телефонной цепи по сопротивлению 188
— токов и напряжений 124

Б

Бак расходный 1019, 1026
— резервный 1036
Баланс тепловой двигателей внутреннего сгорания 597
— — котельной установки 590
— — котельного агрегата 752
Баллон сжатого воздуха 1037
Барререр 659
Батарея аккумуляторная 490
Блок пуск—запасующий 668
— управления 655
— контакт 655, 663, 665, 666
Болт стяжной 381
— шатунный 1059
Больцмана критерий 712
Боты дизлектрические 579
Бульдозер 854
Бункер приемный 860
— сборный 1060

В

Вагонетки опрокидные 858
Вагон монтажный 356
Вакуум в конденсаторе 950
Вальцовки крепежные 807
Валы коленчатые двигателя внутреннего сгорания 1061
Васильев К. И. 360
Васильев Ю. Г. 736
Ваттметр 820
Величины, определяемые при проектировании системы энергоснабжения 41
— перегрузок для преобразовательных агрегатов 43

- Вентилятор 791, 793
 Вентиль водонапорный
 электромагнитный 661, 666
 — дроссельный 827
 Вес насыпной очаговых остатков 904
 — угля насыпной 874
 Весы 873
 Ветровые погрузки для расчета контактной сети 17
 Ветроустойчивость контактной подвески 372
 Вибрация турбогенераторов 967, 969
 Вилка для разогрева топлива в цистернах 1012
 Включение автоматическое повторное 407
 — вольтметра 169
 Влагосодержание воздуха 592
 Влажность воздуха 710
 — топлива 706
 Влияние блуждающих токов на сооружения и устройства метрополитена 173
 — контактных сетей на цепи связи 184, 185, 188, 192
 — токов и напряжений обратной и нулевой последовательностей на работу системы 131
 — тяговой нагрузки на генераторы электрических станций 35
 — электрической тяги на подземные сооружения 149
 Вода питательная для котла 798, 840, 845
 Водоподогреватели локомотивов 989
 Водоснабжение 1031
 Воздействие блуждающих токов на сооружение метрополитена 174
 Воздуходувка 565
 Воздухоподогреватель 767, 768, 769, 770
 Воздухопроводы 1037
 Возмущение 814
 Вольтметр 169
 Влияние мешающее 195
 Воронка углеприемная 740
 Восстановление контактной сети 374
 — отработавшего силикагеля 564
 Вставка плавкая для предохранителя 253, 415
 — тросовая 275
 — труб в трубные отверстия 806
 Выбор вентилятора 791
 — выключателей 408
 — высоковольтных аппаратов 407
 — дымососа 791
 — мощности тяговых подстанций постоянного тока с ртутновыпрямительными агрегатами 43
 — наимыгоднейшего варианта схемы энергоснабжения 41
 — напряжения 232
 — предохранителей 409
 — проводников по условиям термической устойчивости 405
 — расчетного режима 405
 — реактора 409
 — сечения проводов контактной сети 406
 — тока 232
 — топочного устройства 705
 — трансформатора тока 408
 — шин 403
 — электродвигателя 241, 242
 — — для дутьевых машин 792
 Вибрации турбогенераторов 967
 Выключатели 408
 — автоматические и неавтоматические 433, 464, 469
 — быстродействующие постоянного тока 433, 434, 435, 436
 — воздушные автоматические 464, 465, 466
 — высоковольтные переменного тока 422, 423, 424, 425, 426, 427, 428, 429
 — пакетные 251, 461, 462, 463
 — переменного тока 250, 251
 Выпрямители высокого напряжения переносные 394
 — ртутные 533, 614
 Выпрямители ртутные 533, 614
 — —, конструкция 614
 — —, физические характеристики 619
 — —, соотношения токов и напряжений 619
 — —, схемы выпрямительных трансформаторов 621
 — —, типы выпрямительных трансформаторов 622
 — —, сеточное управление 623
 — —, токи аварийных режимов 623
 Выработка тепловой энергии на электростанции 602
 — электроэнергии станций 602
 Высота всасывания для
 — контактных проводов 285
 — поршневых насосов 495
 — — центробежных насосов 496
 — штабелей угля 850
 Вышка изолированная съемная 364, 377
 Выхлопные устройства двигателя внутреннего сгорания 1053
 Выход летучих веществ из горючей массы 589
 — очаговых остатков в котельных 903
 Вычисление периодической составляющей тока при двухфазном коротком замыкании 398
 — — — при трехфазном коротком замыкании 401
 — сопротивлений расчетных схем 396
 — ударного тока и наибольшего действующего значения полного тока короткого замыкания 402
 Выявление случайных металлических связей между сооружениями и тяговыми рельсами 169
 Вязкость смазки 967
 Вязкость топлива кинематическая 1010, 1011

Г

- Габариты контактного рельса 379
 — контактной сети 351
 — опор 351
 — подвески 351
 Газы трехатомные сухие 710
 Газоанализатор электрический 819
 Галоши резиновые 579
 Генератора 514
 — для заряда щелочных аккумуляторных батарей 494
 — зарядные и подзарядные для свинцово-кислотных батарей 494
 Германов А. И. 360
 Гибкость подкоса консоли 292
 — элементов металлических опор 305
 Гидроаппараты для смыва золы и шлака 922, 923
 Гидрозолоудаление внешнее 921
 — внутри котельной 914
 Глубина протекания обратного тока эквивалентная 88
 Гнезда для труб 806
 Гнутье труб 806
 Гололед 278
 Горелки муфельные 752
 График изменения высоты грузов компенсатора 359
 — износа контактных проводов 367
 — месячных максимумов 569
 — нагрузок тяговых подстанций электрических железных дорог 32

График натяжений компенсированных контактных проводов 367
 — натяжного несущего троса 357
 — прогноза 569
 — распределения нагрузки электростанций 571
 — стрелы провеса 358
 — электрической нагрузки 231
 Грейфер 855
 Грозозащита 114, 514
 Гурвич А. М. 712

Д

Давление ветра на опорные конструкции 296
 — парциальное 783
 Датчик трансформатора 831
 Двигатели асинхронные 255
 — внутреннего сгорания 1007
 — — —, коэффициент полезного действия 1007, 1008
 — — —, расход топлива 1008
 — резервного насоса 666
 — универсальные коллекторные 255
 — циркуляционного насоса 666
 Деаэраторы 958
 Дегазатор 846
 Депо электровозное
 Дешифратор 668
 Диаграмма нагрузочной способности и трансформатора 575, 577
 — плотностей тока утечки 165
 — потенциалов 165
 Диатомовые изделия 1020
 Диафрагма 599, 600
 Дистанция контактной сети 363
 Диффузор 720
 Длина выступающих концов труб для котлов 807
 Длина путей эксплуатационная 70
 — анкерных участков 19
 Дома жилые
 Допуски зубчатых передач 966
 — червячных передач 966
 Дрезина монтажная 377
 — монтажно-восстановительная 364
 Дренаж 172
 — электрический 169
 Дорожки резиновые 579
 Доставка топлива 1012
 Дробилки 870, 908, 909, 910
 Дробление топлива 858
 Дроссели путевые 173
 Дутье воздушное 720, 784
 Дымососы 791, 793

Е

Емкость масляной системы паровых турбин 556
 — — турбогенераторов 974
 — складов топлива 1013
 — частичная 188
 — телемеханической системы 668

Ж

Жесткость железобетонных опор 336
 Житенев С. Е. 737, 738

З

Забрасыватель топлива 723, 728, 729
 — — воздушный 730, 743
 — — механический 729
 — — паровой 730
 — — пневматический 729
 Загоскин Е. М. 567
 Задание проектное
 Зажигание топлива 732
 Зажим клиновый 275
 — кольцевой 164
 — рельсовый 164
 Заземление 264, 350
 — защитное 264
 — рабочее 264
 Заземлитель для отводов токов молнии 116
 — измерительный 164, 168
 Зазоры в температурных стыках контактного рельса 382
 Заклепка шарнирного крепления тяги 292
 Зал машинный 1043
 Замена масла 1027
 Заменители смазочных масел 248
 Замыкание короткое 96, 576
 Зануление 264
 Запрос 668
 Запас неснижаемый деталей внутреннего сгорания 1062
 — прочности железобетонных опор 334
 — — проводов и тросов 271
 Запыленность газа 893
 Затвор бункерный 903
 — лопастный 903
 Затвор-мигалка 902
 — шаровой 902
 — шиберный 902
 Зачистка трубных отверстий 806
 Защита блокировкой фидерных выключателей 98
 — генераторов 509
 — выключателями с индуктивными шунтами 101
 — железобетонных опор от коррозии 335
 — импульсная
 — кабелей фидеров контактной сети 177

Защита кабелей контактной сети от повреждений переменной составляющей тягового тока 180
 — кабельных перемычек 177
 — катодная 169
 — контактной сети 105
 — короткозамыкателями 98
 — металлических сооружений от коррозии 158, 161
 — от максимального повышения напряжения 511
 — от минимального напряжения 512
 — персонала от воздействия разности потенциалов между рельсами смотровых канав и тилом тоннеля 181
 — подвижного состава 106
 — подземных металлических сооружений от электрокоррозии 159
 — по схеме мостика 102
 — потенциальная 102
 — по установившимся значениям токов короткого замыкания 96
 — реагирующая на скорость нарастания тока 101
 — релейная 545
 — секционными постами 96
 — сетей дифференциальная высокочастотная 509
 — — дистанционная 508
 — — дифференциальная 506
 — — от замыкания на землю 504
 — сети метрополитена 143
 — с трансформаторами тока 101
 — систем энергоснабжения электрических железных дорог от токов короткого замыкания 96
 — токовая 98, 496
 — токовая сети направленная максимальная 505
 — трансформаторов 511
 — тяговых подстанций 106
 — установок переменного тока релейная 497
 — устройств автоматики 445
 — электродвигателей 512
 — электротяговых устройств от перенапряжения 105
 Задние дизельных установок 1043
 — дистанции контактной сети 364
 Задание масляного хозяйства 552
 Здания электростанций 945
 Зеркало горения 711
 Знаки сигнальные временные об опускании и поднятии пантографа 375

Зола летучая 892
 Золоудаление 903
 — механическое 901
 — пневматическое 907
 Золоулавливание 891
 Зольность топлива 706
 Зона защиты молниеотводов 114
 — фидерная 72
 Зубчатая передача 966

И

Игнитрон 618
 Изготовление железобетонных опор 340
 Изменение высоты контактных проводов 285
 Измерение блуждающих токов 163, 165, 181
 — — — на метрополитене 181
 — падения напряжения в междупутных кабельных перемычках 182
 — переходного сопротивления от рельсов к телу тоннеля 182
 — потенциалов синхронных 169
 — при выборе метода защиты подземного кабеля или трубопровода после выделения опасных зон 169
 — разности потенциалов между рельсами и телом тоннеля 181
 — сопротивления дроссельных рельсовых стыков 184
 — — сборных стыков ходовых рельсов 183
 — температур газов в топке 802
 Износ деталей двигателей внутреннего сгорания 1063
 — контактного провода 367, 368, 369
 — струн 273
 Изоляторы 272, 377, 404, 409
 — секционные 344
 — стационарные опорные 410, 412, 413
 — фарфоровые 381
 — штыревые 409, 526
 Изоляция проводов и кабелей 214, 215
 Изоляция трубопроводов 1020
 Изыскания при проектировании электрических железных дорог 16
 Ильичев А. В. 183
 Инвентирование тока 625
 Инвенторы 533
 Индикатор напряжения 394
 Индуктивность контактного провода 191
 Инерция тепловая

Инструкции должностные 797
 Инструмент электрифицированный 255
 Искатель шаговый 662
 Испарение ступенчатое 772
 Испарительная способность топлива 752
 Использование тепла выхлопных газов и охлаждающей воды 1038, 1039
 — охлаждающей воды 1038
 Испытание батарей аккумуляторных 544
 — воздушных линий 518
 — вторичных цепей 544
 — выключателей переменного тока 527, 528
 — выпрямленного тока 529
 — выпрямителей ртутных 533
 — генераторов 514, 515
 — двигателей внутреннего сгорания 596, 1065
 — заземляющих устройств 540, 541
 — защитных средств 548, 549
 — изоляторов 523
 — инвенторы 533
 — кабелей постоянного тока высокого напряжения 391
 — конденсаторов 538, 540
 — котельных установок 801
 — линий кабельных силовых 519, 520
 — — тяговых сетей 519
 — локомотивов 1003
 — молниеотводов 536
 — оборудования и устройств контактной сети 375, 376
 — пневматических приводов 529
 — предохранителей высоковольтных 525
 — проводов и сети низкого напряжения переменного тока 541
 — профилактическое 513, 520
 — разъединителей 524, 525
 — разрядников 536
 — распределительных устройств 525
 — реакторов 538, 539
 — релейной защиты 545
 — силовых трансформаторов 530, 531
 — трансформаторного масла 552
 — трансформаторов измерительных 532
 — установок с двигателями внутреннего сгорания 1065
 — устройств автоматики 545
 — щитов управления 544
 — электрического оборудования 513

Испытание электродвигателей 246, 542
 — электроизмерительных устройств 546
 — электромагнитных приводов 529
 Испытания эксплуатационные на электрических станциях 588

К

Кабели контактной сети 174, 178, 199, 213, 215, 217
 — отсасывающие 164
 — отсасывающих линий 387
 Камера топочная 711, 720, 732, 751
 Квтирование сигнала 668
 Каналы золосмывные 915
 — шлакосмывные 915
 Канаты стальные для контактной сети 270
 Катки гладкие прицепные 849
 Катушка включающая 666
 — держащая 655, 665
 Кенотрон переносный облегченного типа 394
 Клапан отсечный 826
 — соленоидный 827
 Классификация помещений 216
 — электродвигателей 241
 Классы точности трансформаторов 443
 Клещи изолирующие 579
 Ключ управления 655, 666
 — перевода 665, 666
 Клярификация 556
 Коагуляция 1028
 Коврики резиновые 579
 Код 668
 Колосник беспровальный 720 неподвижный 720
 — качающийся 722
 — опрокидной 720
 — плитчатый 717
 — поворотный 719, 721
 Коммутация первичная электрических станций и подстанций 760
 — тяговых подстанций 473
 Компоновка зданий с турбинами 944, 949
 Компоновки установок с двигателями внутреннего сгорания 1042
 — локомотивных установок 1005
 — локомотивных электростанций 1005
 — экономайзера 768
 Компенсатор грузовой 275
 — синхронный 212
 Компрессор 1038
 — измерительный 827
 Конвейер ленточный 850, 877, 879
 — — передвижной 850
 Конвекционная поверхность нагрева 773, 775

- Конденсатор 212, 457, 538, 956, 957
 Консоли 289, 292, 293
 Конструкции распределительных устройств 482
 — электродвигателей 241
 Контактная сеть электрических железных дорог 19
 — — метрополитена 379
 Контактор 251, 665
 Контакты 655, 662, 665, 666
 Контакторы 251, 655, 662
 Контроллеры 250
 Контроль защитного состояния сооружения 171
 — износа контактных проводов 365
 Концентрация золы и шлака 925
 Короб защитный 383, 384
 Коробки 381
 Корона 208
 Короткозамыкатели 387
 Корректировка времени хода поездов с учетом потерь напряжения 74
 Короткозамыкатели 387
 Коррозия рельсов 387
 Костромитин Н. Н.
 Котел паровой 754
 — паровозный 763, 764
 — промышленный 760
 — со стokerным отоплением 762
 — с пневматическим забрасывателем топлива 755, 762
 — с пылеугольным отоплением 761
 — с цепной механической решеткой 756
 — утилизатор 1039, 1040, 1041
 — энергетический 758
 — унифицированный с шахматно-мельничной топкой 761
 Коэффициент аэродинамический 279
 — взаимной индукции 188, 191, 196, 197
 — загрязнения 715
 — запаса прочности железобетонных опор 334
 — заполнения графика 33
 — защитного действия оболочки кабеля при магнитном влиянии 186
 — излучения 714
 — импульсный 116, 117
 — использования газодов 777
 — — максимума электростанции 603
 — — экономайзеров 777
 — — установленной мощности электростанции 34, 603
 — попадание в максимум 34
 Коэффициент нагрузки электростанции 33, 603
 — — тяговых подстанций
 — очистки газа 898
 — полезного действия генераторов 995
 — золоуловителей 904
 — — индикаторный 1007
 — — котельного агрегата 752
 — — котельной установки 590
 — — механический 1007
 — — относительный 1007
 — — паровых турбин 931, 933, 934
 — — электрический 1007
 — — эффективный 1007
 — попадания в максимум 34
 — рабочего времени электростанции 603
 — распространения волны вдоль контактного провода 188
 — — нагрузки на неповрежденных путях 99
 — резерва электростанции 34, 603
 — самондукции 88
 — сброса мощности 793
 — сопротивления 912
 — съема грузовых поездов сборными и пассажирскими 9
 — условного хода для конденсационных турбин 933
 — — для турбин с противодавлением 934
 — — для турбин с отбором пара 934
 — теплоотдачи 713, 714, 777, 778, 779, 780, 781, 782, 784
 — теплопередачи 776, 777
 — — для топливохранилищ 1024
 — — участковой скорости 10
 — учитывающий вес тары и электровазона 9, 10, 11
 — формы шин 404
 — цепной подвески конструктивный 283
 — чувствительности телефонных цепей к помехам 186
 — экономайзера 777
 — экранирования 186, 191
 — экранирующего действия рельсов при магнитном влиянии 186
 — эффективности нагрузки подстанции 84
 Кран автоматический отсечной 826
 — грейферный 854
 — дистанционного управления 826
 Кран для электростанций 1045, 1050
 — переключения 826
 Кратность самовыравнивания 816
 — термической устойчивости 408
 — электродинамическая 408
 Крепление контактного рельса 379
 Кривая монтажная 282
 — натяжения контактного провода 283
 — приведенных потерь трансформатора 576, 577
 — приращений натяжения контактного провода 289
 Кривые для типового гидротурбогенератора 399, 400
 — — турбогенератора 398, 399
 — изменения потенциала
 — — тока
 Кронштейны поддерживающие 381
 — контактного рельса 380
 Круг искателя 665
- Л**
- Лампы люминесцентные 260
 261, 263
 — электрические 257, 258
 Линейная цепь 696
 Лебедки откатные 858
 — скреперные 857
 Линии воздушные 518
 — кабельные силовые 519
 — связи 668, 696
 — тяговых сетей 519
 — электропередач 204
 Локомотивы 592, 981, 983, 984
 Люфты подшипников качения радиальные 809
- М**
- Манометр дифференциальный 830
 — чувствительный 830
 Марквардт Г. Г. 156
 Марквардт К. Г. 48
 Марки изолированных проводов и кабелей 215
 Масло веретенное 248
 — для двигателей внутреннего сгорания 1027
 — дизельное 1026
 — машинное 248
 — смазочное 248
 — соляровое 1010
 — трансформаторное 552
 — турбинное 554
 Маслохранилище 552
 Масляная система турбогенератора 974
 Масляное хозяйство 1025
 Машина разгрузочная 850
 Материалы для железобетонных опор 334

Материалы для изготовления деталей двигателей внутреннего сгорания 1065
 — для металлических опор 305
 — изоляционные 1053
 — набивочные для сальников арматуры котлов 808
 — прокладочные для арматуры и фланцевых соединений котлов 809
Мачты 161
Мельница шахтная 748, 749, 750, 751
Мероприятия по защите подземных металлических сооружений от коррозии 158, 159, 161
 — противопожарные при эксплуатации турбинных установок 980
 — по снижению блуждающих токов на метрополитене 174
Меры защитные при электрификации железных дорог 197
Металлоуловитель 922
Метод дренажа 139
 — непрерывного исследования графика движения 56
 — расчета систем энергоснабжения 47, 48, 56, 62, 82
 — — — по заданным размерам движения 62, 82
 — суперпозиции 150
 — характерных сечений графика движения 48
Метрополитен 379
Механизм дистанционного управления 829, 830
 — исполнительный 826, 828
 — подъемный 378
 — следящий 829, 830
Механизация ремонтных работ 809
 — складов топлива 850, 862
 — топливоподачи 873
Миллиамперметр 166, 167
Милливольтметр 167
Множители переводные для пересчета топлива 710
Молниеотвод 114, 536
Моменты сопротивления шин 403
Монтаж гибких поперечин 363
 — контактной сети 356
 — усиливающих и питающих проводов 361
 — электродвигателей 244
Молниеотводы 536
Москальков 922, 925
Мощность короткого замыкания 500
 — необходимая на электростанции для питания

электрифицированной линии 10
 — тяговых подстанций 13
 — устройств энергоснабжения 17
 — электродвигателей 247
Муфты изолирующие 180

Н

Нагрев внешний 245
 — индукционный 244
 — током 245
Нагрузка аварийная 297
 — ветровая 279, 280, 281
 — гололедная 278
 — горизонтальная 296
 — двигателей внутреннего сгорания 1058
 — двуплечая 130
 — действующая на опоры 295
 — критическая на провод 282
 — монтажная 296
 — особая (аварийная) 297
 — от собственного веса 279
 — проводов контактной сети 43
 — расчетная 278, 279, 290
 — результирующая 279
 — тепловая топочного устройства 704
 — трехфазной системы 36
 — электродвигателя 248
 — электростанции 603
Нагрузки для проводов и кабелей с медными жилами 225
 — для шин 223, 224
 — допустимые для проводов и кабелей 223
 — максимальная тяговой подстанции 41
 — — питающих линий 41
 — на голые провода 223
 — на изолированные провода и кабели с изоляцией 224
 — на кабели с бумажной изоляцией 228, 229
 — на конструкции закрытых распределительных устройств 481, 482
 — питающих линий 42
 — тяговые 32, 34, 35
 — тяговых подстанций 40, 41, 42, 83
 — на фундамент электродвигателя 244
 — расчетные поддерживающих опор 291
Напор температурный 775
Напряжение испытательное 249, 520, 521
 — короткого замыкания трансформаторов 396
 — критическое 208
 — мешающее эквивалентное 185
 — номинальное на токо-

приемнике электроподвижного состава
 — относительно земли 264
 — тепловое
 — шаговое 264
Напряжения, индуктированные в телефонной цепи 188
 — в контактной сети 188, 195
 — линий, питающих тяговые подстанции 32
 — симметричные 122
 — электрической железной дороги постоянного тока 39
Насосная багерная 922
Насосы багерные 921
 — для подачи эжектирующей воды 923
 — конденсатные 796, 956
 — песковые 924
 — питательные 794
 — поршневые 794
 — ртутные 616
 — системы водоснабжения 1036
 — смывные 920, 921
 — турбогенераторов 957
 — центробежные 794, 921
 — циркуляционные 956
Неисправности конденсационных устройств 953
 — в работе масляной системы паротурбинных установок 970
 — в работе насосов 953, 954
 — в работе паровых эжекторов 956
 — в работе подогревателей 960
 — в работе турбин 964
Несимметрия в сетях энергоснабжения 123
Нефтеловушка 1015
Новоасбозурит 1020
Нормы отбраковки масла 558
 — расхода масла на промывку при ревизиях 554
 — — трансформаторного 552
 — — турбинного 555, 973
 — — на электрическую прочность масла 553
Нумерация опор 353

О

Облицовка базальтовая 917
Обозначение условные 355, 651
Обмотка намагничивающая 566
Оборот локомотива 10
Оборудование масляного хозяйства 550
Обслуживание паровых турбин 976
 — складов топлива 890—

Огнеупоры 810
 Ольшевский В. А. 183
 Опоры 295, 353
 — анкерные 299
 — — с однопутной консолью 297, 298
 — гибких поперечин 301, 315, 320
 — двутавровые 341
 — деревянные 327, 328, 329, 330, 331
 — —, расчет и конструирование 331
 — железобетонные 333, 335
 — —, конструктивные формы 333
 — —, примеры конструкций 338
 — — пустотелые 340
 — —, расчет и конструирование 334
 — металлические 305, 314, 315
 — —, расчет и конструирование 308, 309
 — консольные 315, 317
 — контактной сети 19, 161, 295, 374
 — концевые 305
 — коробчатые 341
 — переходные 305
 — питающих и отсасывающих линий 304
 — предварительно напряженные 341
 — промежуточные 304, 317, 319, 320
 — пустотелые железобетонные 340
 — с двухпутной консолью 300
 — с однопутной консолью 297, 298, 299
 — фиксирующие 301, 316, 317
 — угловые 305
 Определение места повреждения кабельных линий 522
 — минимально необходимого сечения проводника 406
 — причины происшедшего повреждения подземного кабеля или других сооружений 169
 — потенциального состояния металлического сооружения в местах соприкосновения его с землей 165
 — пропускной способности участка на контактной сети 78
 — сечений проводов и кабелей 199
 — утечки тока 166
 — фиктивного времени действия короткого замыкания 405
 Освещение масла 556

Освещение прожекторное 259
 — электрическое 257
 Осмотр двигателя внутреннего сгорания 1060
 — контактной сети 366
 Остановка двигателей внутреннего сгорания
 — котла 799
 Ответвления трансформаторов 207
 Отвод боковой 382
 — концевой 382
 Отдачи световые 262
 Отклонения ветровые проводов 287
 — напряжений допускаемые 211, 212
 Отпуск тепловой энергии 602
 — электроэнергии 602
 Отсечка токовая максимальная 498, 505
 Отстой жидкого топлива 1015
 — масла 1028
 Отстойник топлива 1018, 1025
 Охладители системы оборотного водоснабжения 1037
 Охлаждение выпрямителей 616
 — пара поверхностное 766
 Оценка состояния кабелей сети 391, 392, 393
 Очистка контактного провода от гололеда 370
 — масла 556, 1028
 — трубок конденсатора 952
 Оценка качества малокабельных телемеханических систем 670
 — схем механизации складов топлива 860

П

Падение напряжения в рельсовой цепи 42
 Пантограф 375
 Параметр регулируемый — тяговых нагрузок 34
 Параметры, характеризующие турбины 928, 929
 — цепей связи 186
 — электрические 188
 — элементов контактных сетей 88
 Парк электровозов 10
 Пароперегреватель 754
 Парораспределение локомотивов 1001, 1002
 Паропроизводительность 754
 Пена 773
 Перевозка нефтепродуктов 1012
 Перегрузка трансформатора 575
 Передача зубчатая 966
 — червячная 966

Переключатели 439, 440, 441, 442, 458, 460, 662, 666
 Перенапряжения в электротяговых устройствах 103, 105
 — внутренние 105
 — индуктированные 105
 — прямого удара молнии 103
 Перепад полных напоров 785
 Пересечения контактной сети 355
 Периодичность капитальных ремонтов двигателей внутреннего сгорания 1064
 — осмотра двигателей внутреннего сгорания 1060
 — — кабельной сети 389
 — — электродвигателей 248
 — ремонта энергетического оборудования железнодорожных электростанций 581
 Переключатели 458
 Переохлаждение конденсатора 950
 Перчатки диэлектрические 579
 Питатели топлива 879
 — — дисковые 880
 — — поршневые
 — — скребковые 880
 — — лотковые 879
 Питание контактной сети электрических железных дорог 36
 — — — однофазного тока 38
 — светильников 232
 — тяговых подстанций
 — устройств телеуправления и телесигнализации 697
 — централизованное и распределительное 38
 План дистанции контактной сети 364
 Планки для опор 311
 Плита для установки временной трубчатой опоры 375
 Плотность конденсатная 951
 — нефтепродукта 1011
 — — тока электрическая 199
 Пляска цепной подвески 372
 Пневмозолоудаление 908
 Поверхность нагрева 712, 716
 — — конвекционная 774, 775
 Повреждения в защитных устройствах 172
 — кабельных линий 522
 — паровых котлов 804
 Погрузчик 853
 Повторитель 655, 662, 665, 666

- Подвеска двойная цепная 273, 287
 — контактная 268, 278, 353
 — контактной сети 19
 — несущего троса 273
 — усиливающих проводов 273
 — цепная 282
 Подготовка жидкого топлива 1015
 — охлаждающей воды 1037
 Подогрев жидкого топлива 1021
 Подпаривание дутья 720
 Подогреватели 959, 960
 Подставки изолирующие 579
 Подстанции внутрицеховые 233
 — понизительные 473
 — тяговые 614, 625, 635, 645
 — переменного тока 636
 — — передвижные 640
 — электрические метрополитена 607
 Подшипники 248, 1061
 Подъем линии — руководящий 9, 10
 — эквивалентный 10
 Подъемники лифтовые грузовые 875
 — скиповые 876, 905
 Поезд монтажный 356
 Показатели выработки продукции электростанций 602
 — физико-технические жидкого топлива 1010
 — надежности длительной работы турбин 962
 — режима работы электростанций 603
 — технико-экономические по электрификации железных дорог 9, 21, 22
 — эксплуатации электрических станций 602
 — эксплуатационные по электрификации железных дорог 23
 Показатель уровня пыли 819
 Покров защитный 383
 Померанцев В. В. 748
 Помещения 216
 Поперечина гибкая 290, 301
 — жесткая 302, 305
 Порядок производства работ на контактной сети 365
 Посты переключения 385
 Потенциал рельсовой цепи относительно земли 40
 Потенциалы в подземных сооружениях 156
 — в рельсах 149
 Потенциалы в рельсах и подземных сооружениях 149, 156
 Потери на внешнее охлаждение котлов 753
 — напора 925
 — напряжения в местных сетях 202
 — напряжения сети 42
 — тепла котельных агрегатов 752
 — — от механического недожога 704, 753
 — — — пережога 704, 753
 — — от химической неполноты сгорания 753
 — — с охлаждающей водой панели 753
 — — с уходящими газами 752
 — энергии в проводах в контактной сети 41, 63, 64
 — — в системе энергоснабжения 42, 63
 Потоки световые 262
 Потребители электроэнергии железнодорожных узлов 231
 Предохранители 224, 409, 414, 415, 416, 458
 — низковольтные 253
 — плавкие 253
 — с резьбой 252
 Преобразователи тока для тяговых подстанций 614
 — частоты 255, 625
 Прибор точильный 256
 Приборы для измерения блуждающих токов 163
 — контрольно-измерительные котельного агрегата 819
 — — питательных установок 847
 — регулирующие электронные 830
 — следящие электронные 830
 — электроизмерительные 163, 546
 Приведение контактной сети к расчетному виду 88
 Привод грузовой 345
 — к высоковольтным выключателям переменного тока 529, 530, 531, 532
 — колосников 722
 — к разъединителям 439, 440, 441, 442
 — мембранный 827
 Прием нагрузки на все агрегаты 571
 — — одним агрегатом 571
 — на работу в котельных установках 797
 Присоединение отсасывающих линий 350
 Примеры выполнения тяговых подстанций электрических железных дорог 625
 Приспособления для очистки контактного провода от гололеда 370
 — противоугонные контактного рельса 383
 Пробег поездов 10
 Проверка воздействия электрического дренажа или катодной защиты на соседние металлические трубопроводы и кабели 172
 — гидравлической плотности конденсационных установок 951
 — изоляторов 377
 — исправности действия защитных установок 172
 — оборудования контактной сети 375, 376
 Провода 199, 200, 213, 214, 216, 239, 269, 270, 271
 — алюминиевые 271
 — воздушных линий 353
 — контактной сети 199, 213
 — контактные 269
 — медные 271
 — изолированные 216
 — питающие 270
 — усиливающие 270, 352
 Проводимость линии реактивная 208
 — провода связи 188
 Проводки 237
 Проводники 405, 406
 Проволока биметаллическая 271
 Прогиб металлических опор 312
 Продление сроков службы опор контактной сети 374
 Продолжительность использования суточного или годового максимума нагрузки 34
 — короткого замыкания 576
 — перегрузки трансформаторов 575
 — сушки электродвигателя 246
 Продувка котла 772
 Продукты сгорания генераторного газа 1041
 — топлива 704
 Проектирование электрических железных дорог 14
 Прожигание поврежденных мест изоляции кабельных линий 523
 Производные индуктированные напряжения и тока в приводе связи 188
 Прокладка изолированных проводов 216
 — кабелей 217, 220, 221, 222
 — — в каналах и тоннелях 221
 — — в производственных помещениях 221

Прокладка кабеля непосредственно в земле 221

— — однофазных 220
— — при низкой температуре 221

— — при пересечении ходовых рельсов 176

Пролет контактной подвески 287

— полосы действительный 404

— — критический 404
— — расчетный 404

— цепной подвески 352

Промежуток искровой 350

Промывка паровых турбин 974

Пропускная способность участка по контактной сети 89

— — железной дороги 9
— — электрифицированных линий 17

Простои котельных агрегатов в текущем ремонте 805

Протекание несимметричных токов в симметричных элементах цепи 125

— токов обратной последовательности 132, 133

Противоугон 383

Прочность железобетонных опор 335

Пульспара 662

Пункты отсасывающие 175, 350

Пункт исполнительный 668

— распорядительный 667

Пускатели кнопочные 470

— магнитный 253, 254, 466, 467, 468, 656, 666

— масляные 254, 255

Пурификация 556

Пуск двигателей внутреннего сгорания 1057

— котла в работу 797

— паровой турбины 976

— электродвигателей 246, 247

Путь рельсовый 149, 161, 166

Пылеуловитель

Пыль 893

Р

Работа параллельная дымососов и вентиляторов

— систем энергоснабжения при рекуперации энергии 43

— поперечин энергоснабжения 13, 40

Радиусы кривых, при которых допускается установка фиксаторов 274

— провода эквивалентные 88

Разбивка опор 352

Размеры движения в период интенсивности перевозок 9

Разгрузка золы 902

Размыв пены 773

Разность уровней установки концевых муфт при прокладке кабелей 220

— потенциалов 149

Разрывы противопожарные 476

Разрядник 108, 110, 111, 416, 417, 418, 419, 536

— алюминиевый 109

— вентильный 111, 113

— вилитовый 112

— постоянного тока 108

— роговой 108

— тиритовый 110

Разъединители 436, 437, 438, 439

— контактной сети с электропроводом 387, 388

— секционные 344

Раскатка контактного провода 358

— несущего троса 356, 357

Рама с подкосом 303

Раскосы 303, 308

Расположение контактных подвесок в искусственных сооружениях 353

— проводов 352

Распределение нагрузки между агрегатами 569

— — — двигателями 1056

— потенциалов и токов в рельсовой цепи 150, 154

— топлива на решетке 728

— экономическое реактивных нагрузок между генераторами 572

Распределительные устройства 523

Расстановка кронштейнов контактного рельса 380

Расстояния, допустимые между кабелями 219

— — — элементами проводов 218

— — — для элементов проводов 238

— между вспомогательными и контактными проводами 273

— опор контактной сети от оси пути 19, 351

— от уровня головки ходовых рельсов до контактной поверхности концевых отводов 383

— между тяговыми подстанциями в зависимости от величины годового потребления электроэнергии 11

Расчет аэродинамический 894, 899

— батарейного циклона 894

— ветровых отклонений проводов 287

Расчет гибких элементов 293

— годовых потерь энергии в проводах контактной сети 63

— консолей 292

— изменений натяжения и продольных перемещений контактных проводов 288

— грозозащиты электро-тяговых устройств 114

— контактной подвески 278

— линий электропередач 204

— мгновенных схем на-грузок 50

— местных сетей электрических 199, 204

— металлических опор 308

— натяжений и стрел про-веса несущего троса 285

— несимметрии токов и на-пряжений 136

— опор с планками 311

— поперечных несущих тросов 293

— продуктов сгорания топлива 704

— размеров топки 711

— режима смыва 920

— сварных соединений 314

— системы пневмозоло-удаления 911

— — энергоснабжения с учетом внешних харак-теристик тяговых под-станций 83

— — — электрических же-лезных дорог 38

— тепловой конвективных поверхностей нагрева 773, 774

— — устройств для хра-нения и подготовки жидкого топлива 1022

— теплообменника 1035

— теплопередачи в топоч-ной камере 714

— токов короткого замы-кания 86

— тяговых подстанций 10

— теплопередачи в топоч-ной камере 711

— установки котла-утили-затора 1040

— фиксирующих тросов 293

— цеховых сетей 234

— электрический приве-денных контактных се-тей 91, 93

— — контактных сетей 199

— с отсасывающими транс-форматорами 95

— электрический контакт-ных сетей однофазного тока 88

— — нагрузок отдельных цехов и предприятий 233

Расход масла двигателем внутреннего сгорания 1026

- Расход масла паровыми турбинами** 556
- материалов на проводку контактной сети 29, 238, 239
 - моторных масел 1026
 - охлаждающей воды 1031
 - пара паровыми турбинами 935
 - — при неполной нагрузке турбогенератора 937
 - тепла на возмещение тепловых потерь в окружающую среду 1022
 - — на плавление парафина 1022
 - — на разогрев резервуара 1022
 - топлива котельным агрегатом 752
 - двигателем внутреннего сгорания 1008
 - — на электростанции 11, 604
 - — на паровой тяге 11
 - —, смазки и воды на локомотивную установку 995, 998
 - электроэнергии на собственные нужды электростанции 602
 - — на электрифицированных линиях 13
 - — удельный 10
- Реактор** 409, 418, 419, 420, 421, 538
- Регенерация масла** 556, 558
- Регистраторы вентильных разрядников** 113
- Регулирование автоматическое** 814
- давления питательной воды 845
 - напряжения электропередачи 211
 - питания барабанных котлов автоматическое 840
 - процесса горения автоматическое 823, 834, 836, 838
 - — в котлах с шахтно-мельничными топками 837
 - — в пылеугольных топках 838
 - — в топках с цепными решетками 834
 - — в топках с полумеханическими решетками 836
 - — пылеприготовления автоматическое 840
 - работы дегазаторов 846
 - — редуционно-охладительной установки 847
 - температуры перегрева пара 765
- Регулирование работы выпрямителя** 652
- тепловых процессов автоматическое 814
 - цепной подвески 261
- Регулятор автоматический**
- астатический 823
 - гидравлический 818
 - давления 818, 824
 - двухимпульсный 822, 843
 - дроссельный 820
 - загрузки 828
 - изодромный 823
 - изохронный 572
 - нагрузки котельной установки 824
 - непрерывного действия 822
 - низкого давления 829
 - низкой температуры 828
 - одноимпульсный 841
 - питания 825
 - пневматический 821
 - позиционный 823
 - поплавковый уровня 828
 - постоянства расхода газоз-воздушной смеси 828
 - прерывистого действия 822
 - прямого действия 818
 - соотношения 823, 824
 - — расходов
 - статический 823
 - струйный 820
 - температуры 818
 - трехимпульсный 823, 844
 - уровня поплавка 818
 - электрический 821
 - электромеханический 821
 - электронный 822
- Регенерация масла** 556, 558
- Редуктор скорости** 967
- Реле аварийного уровня** 666
- блокировки 665
 - включения 655, 678
 - возбуждения 655
 - возврата искателя 677
 - времени 502, 666
 - выбора 672, 681
 - группового сброса 677
 - групповые 678
 - защиты 666
 - индивидуальные теле-сигнализации 678
 - исполнения 678
 - контроля 655, 666, 678
 - линейное 667, 681
 - мощности 502
 - неисправности 677, 678
 - нулевого положения 678
 - общей блокировки 662, 665
 - общие 678
 - освещения панели сигнального щита 677
 - предотвращения вторичного запуска 677
 - пауз 681
- Реле подготовки повторных включений** 662, 665, 666
- промежуточные 503, 665, 666
 - пульсатор 678
 - пульс-пары 662, 665
 - пульс-схемы 677, 678, 681
 - сигнальные электромагнитные 503
 - тепловое 252, 655, 666
 - тока 499, 500, 501
 - управления 665, 678
 - усиление тока 677
- Режим напряжения в контактной сети** 39
- неустойчивый 815
 - охлаждения двигателей 1031, 1058
 - переходный 875
 - работы генераторов 572
 - — котлоаппарата нормальный 799
 - трансформаторов 574, 576
 - — электрических станций 569
 - стационарный регулируемого объекта 815
 - турбогенератора 946, 947
 - установившийся электрических станций 569, 603
 - расчетный 295, 405
 - — при выборе мощности системы энергоснабжения 41
 - экономический 576
- Рекуперация энергии** 43
- Резервуары железобетонные** 1015
- Резервирование электроэнергии** 17
- Рельс контактный** 379, 384
- Рельсы ходовые** 174
- Ремонт аппаратуры распределительных устройств** 596
- генераторов 571
 - вентиляторов 807
 - двигателей внутреннего сгорания 1059
 - арматуры котла 807
 - дымососов 807
 - контактной сети 374
 - контактного рельса 390, 391
 - локомотивов 997
 - на железнодорожных электростанциях 580
 - оборудования контактной сети 373
 - — котельных установок 803
 - паровой машины 1000
 - трансформаторов 586
 - турбин 960, 962
 - электродвигателей 249
- Реостаты** 162
- Решетка колосниковая** 871

Решетка опор 307
 — поворотного типа 719
 — топки 717, 719, 723, 729, 737, 739
 — цепная 737
 — веерообразная
 Ригели 290
 Рога дугогасительные 345, 346
 Розенфельд В. Е. 48
 Рубильники 250, 458, 459, 460

С

Самосинхронизация генераторов 573
 Самотяга суммарная 790
 Сварка труб 807
 Свойства регулируемого объекта
 Себестоимость электроэнергетики 606
 Седло 273
 Секционирование контактной сети 140, 342
 Селекция 668
 Сепаратор 1029
 Сепарация влаги 777
 Сепарирование топлива 771, 1015
 Сепаратор масла 556, 1030
 — топлива 871, 872
 Сеть кабельная 384
 — контактная 19
 — — метрополитена 140
 — низкого напряжения 541
 — отсасывающая метрополитена 173, 174
 Сжигание факельно-слоевое 724
 Сечение медных проводов и кабелей 226, 227
 — проводника 234
 — проводов 237
 — — контактной сети 11, 18, 42
 — — наименьшее при отсутствии активной проводимости 208
 — — разомкнутых магистралей с несколькими нагрузками 203
 — —, шнуров и кабелей, допускаемые по механической прочности, 217
 — — экономическое 42
 Сила тока 668
 Сила электродвижущая индуктивная продольная 188
 Символ контрольный 668
 Симметричные составляющие высших гармонических токов и напряжений 135
 — токи и напряжения 122
 Синхронизация генераторов 573
 Системы первичного энергоснабжения электриче-

ских железных дорог 31, 38
 Склад топлива 849, 1013
 Скобы 381
 Скорость ветра 278
 — ходовая для грузовых поездов 10
 Скрепер 856, 904
 Составляющая тока короткого замыкания апериодическая 398, 401
 — периодическая 402
 Слив жидкого топлива 1012, 1024
 Слипаемость различных пылей 893
 Смазка подшипников электродвигателя 248, 249
 Смещение центра пантографа 352
 Смыв золы и шлака 914
 Снижение тока короткого замыкания от нагрева проводника 407
 Содержание контактной сети 365
 — котлов в горячем состоянии 800
 — — в холодном состоянии 800
 — — технических средств для монтажа контактной сети 377
 Соединения междупутные 174
 Соединения электрические участков контактного рельса 384
 Соленоид 655, 666
 Соотношения мощностей обмоток и напряжения короткого замыкания трехобмоточных трансформаторов 207
 — токов и напряжений 619
 Сопла побудительные 920
 — смывные 920
 Сопряжения анкерных участков 276
 — изолирующие 276
 Способность теплотворная топлива 589
 Способ расчета конструкций опор аналитический 309
 — — — графический 312
 Средства защитные в электротехнических установках 579
 — механизации топливоподачи 873
 Сопротивление воздушных линий с алюминиевыми проводами 199
 — — — с медными проводами 200, 201
 — взаиминдукции между проводами 88
 — вращающихся машин реактивное
 — вследствие изменения сечения при входе и выходе

Сопротивление газо-воздушного тракта 785
 — генераторов 396
 — движению поезда 10
 — заземления 264
 — изоляции изолирующего покрытия 164
 — — электродвигателей 246
 — местное 788
 — от рельсов к телу тоннеля 176, 180, 182
 — контактной сети волновое 119
 — короткозамкнутых асинхронных двигателей 127
 — линии связи электропередачи током различных последовательностей 125
 — обратной последовательности синхронных машин 129
 — однопроводной цепи с возвратом тока через землю 88
 — переходное на депо-ских и тракционных путях 178, 179
 — проводов связи 188
 — — и кабелей 199
 — пучка труб 787
 — реактивное 397
 — ребристых поверхностей 787
 — рельсов 161
 — рельсовой сети 173
 — рельсовых стыков 175
 — взаиминдукции между проводами 88
 — стальных проводов 201
 — трансформаторов 396
 — трения для гладких валов 786
 — тягового дутья 79
 Скрепер 856, 857
 Сталь для котлов 805
 — для металлических опор 305, 306
 Стекло водомерное 820
 Степень черноты пламени 715
 — — топки 715
 — экранирования 715
 Стоимость вспомогательных устройств энергоснабжения 28
 — контактной сети 24
 — тяговых подстанций 25
 — экипировочных и вспомогательных устройств тягового хозяйства 27
 — электровозных и моторвагонных депо 26
 — электрификации железных дорог 21
 Стрела провеса провода 282, 283, 285, 286
 Стрелки воздушные 276
 Струны 273

Струны цепной подвески 287
 Стык изолирующий 349, 382
 — нормальный контактного рельса 381
 — температурный 381, 382
 Сроки капитального ремонта оборудования контактной сети 373, 374
 — — — тяговых подстанций 649
 — лабораторных испытаний трансформаторного масла 533
 — осмотра проводок 241
 — — двигателей внутреннего сгорания 1060
 — — локомотивов 998
 — — тяговых подстанций 646
 — проведения ремонта турбин 962
 — проверки шатунных болтов 1060
 — расчетные при проектировании энергоснабжения 41
 Схемы автоматического регулирования процесса горения 827
 — комплексные 130
 — механизации складов топлива 858
 — — топливоподачи 880
 — отдельных последовательностей 129
 — цеховых сетей 232
 — первичного энергоснабжения 31
 — питания контактной сети электрических железных дорог 36, 37
 — — собственных нужд электрических станций 489
 — — тяговых подстанций 31
 — последовательностей 129
 — тепловые локомотивных установок 989
 — электрических станций 470
 Счетчик 547, 662
 Суперпозиция 150
 Сушка асинхронных электродвигателей 244
 — генераторов 583
 — масла 556, 558
 — трансформаторов 566

Т

Тангенс угла потерь 527, 531
 Тахометр
 Тележка хвостовая передвижная 857
 — грейферная однорельсовая 874
 Температура воздуха 278
 — вспышки топлива 1012
 — газов, покидающих топку 716, 717

Температура воздуха за двигателем 1041
 — нагрева охлаждающей воды в конденсаторе 950
 — подогрева топлива 1021
 — проводника 406
 — сгорания топлива 712
 — токоведущих частей 406
 — точки росы 767
 — частей электродвигателя 248
 Тепловой элемент водорегулирующего вентили 655
 — расчет конвективных поверхностей нагрева 773
 Тепло выхлопных газов 1038
 Тепловые схемы локомотивных установок 989
 — — паротурбинных установок 952
 — — установок с двигателями внутреннего сгорания 1042
 Теплоемкость водяных паров
 — моторного топлива 1012
 — сухих газов 710
 — твердого топлива 753
 Телеуправление тяговыми подстанциями метрополитена 675
 — элементами системы энергоснабжения железных дорог 679
 — энергетическими системами 693
 Телеизмерение 697
 Телесигнализация 668
 Теплообменник 1035, 1036
 Теплоотдача 714, 777
 Теплопередача 711, 776
 Тепло, переданное в топке, 717
 Теплосодержание газов и золы 710
 Термометр ртутный 819
 — сопротивления 819
 Термопара газовая скоростная 980
 — паровая скоростная 980
 Термопатрон 659
 Терморегулятор 659
 Техника безопасности при эксплуатации турбинных установок 980
 Технические условия проектирования железных дорог по разделу электрической тяги поездов 17
 Токи аварийных режимов 623
 — блуждающие 158, 163, 181
 — в подземном сооружении 156
 — в рельсах 149
 — гармонические 135
 — короткого замыкания 395
 — мешающие эквивалентные 185

Токи, применяемые в телемеханике 674
 — симметричные 122
 — скоростные турбогенераторов 510
 — термической устойчивости высоковольтных аппаратов 408
 — ударные короткого замыкания 402, 403
 — электрической индукции 188
 Топки 714
 — с забрасывателем топлива на решетки 723, 724, 728, 734
 — с ручным обслуживанием 717, 718, 719, 723
 — с цепными решетками 738, 740, 745
 — с шахтными мельницами 747, 748, 751
 — с шурующей планкой 733, 735, 736, 739
 — цепные факельно-слоевые 743, 744, 746
 Топливо 704
 — для дизелей 1009
 — — двигателей внутреннего сгорания 1009, 1011
 Топливоподача 873, 880, 886
 Топливоподготовка 1020
 Топливохранилище 1024
 Точка росы 767
 Транспорт гидромассы на золототвал самотечный 915
 — — — насосами 921
 — — — смешанной системы 922, 923
 Трансформатор 255, 396
 — возбуждения 655
 — выпрямительный 621, 622
 — двухобмоточный однофазный 206
 — — трехфазный 205
 — измерительный 532
 — напряжения 454, 455, 456
 — постоянный 204
 — трехобмоточный однофазный 207
 — — трехфазный 206
 — тока 408, 443, 444, 445, 446
 — — быстронасыщающийся 449
 — — встроенный 450, 451
 — — катушечный 443
 — — малогабаритный 444
 — — опорный 449
 — — проходной 444, 445, 446
 — силовой 530
 — — шинный 447
 Трассировка контактной сети 351
 Тросы несущие 270, 293, 352
 — фиксирующие 293

Трубы выхлопные 1053
 — дымовые 791
 — локомотивов 989
 — стальные 293
 Трубопроводы выхлоп-
 ные 1053
 — топливные 1017
 Турбины конденсацион-
 ные 928, 929
 — малой мощности 942,
 943, 944
 — паровые 927
 — с противодавлением 930
 Турбогенератор 510, 939, 942
 Турбонасос 794
 Тяговое хозяйство 20
 Тяговые нагрузки 34, 35
 Тяга естественная 791
 — искусственная 791
 — электрическая 149
 Тяговые подстанции 18
 Тягомер мембранный 819
 — чувствительный 819

У

Угол наклона стрел 273
 Удаление золы 903
 — шлака 717, 903
 Узлы крепежные контакт-
 ного рельса 381
 — присоединения 384
 — связи телемеханических
 устройств 694
 — селекторные 671
 Указатели границ участков
 энергоснабжения 363
 — уровня воды
 Управление работой ко-
 тельных агрегатов, 812,
 817
 — питательных устано-
 вок 846
 — сеточное 623
 Уравнения влияния кон-
 тактной сети на цепи
 связи 188
 Усилия, действующие на
 опоры, 295
 Условия климатические
 278, 295
 — работы систем энерго-
 снабжения электриче-
 ских железных дорог 38
 — элементов системы
 энергоснабжения 40, 41
 — проектирования элек-
 трической тяги поез-
 дов 17
 — расчета системы энерго-
 снабжения 41, 47
 Условная величина напря-
 жения 39
 Условные обозначения ап-
 паратуры в схемах авто-
 матики 651
 Установки котельные 752
 — маслоснасосные 826
 — паротурбинные 927
 — переменного тока для
 собственных нужд элек-
 трических станций 489

Установка постоянного тока
 для собственных нужд
 электрических станций
 490
 — редуционно-охлади-
 тельные 847, 848
 — с двигателями внут-
 реннего сгорания 1007
 — скреперные 855
 — телеуправления 675
 — тягодутьевые 784
 Устойчивость высоко-
 вольтных аппаратов
 — консоли 292
 Устройства внутрикотло-
 вые 771
 — вспомогательные 20
 — выпрямительные медно-
 кислые 494
 — селеновые 495
 — грузоподъемные в уста-
 новках с двигателями
 внутреннего сгорания
 1044
 — для подачи воздуха 1037
 — для разгрузки золы 902
 — золосливные 914
 — конденсационные паро-
 вых турбин 950
 — контактной сети метро-
 политена 379
 — маслосборные
 — поддерживающие кон-
 тактной сети 289
 — приемо-разгрузочные 850
 — распределительные
 электрических станций
 и подстанций 476
 — растопочные 751
 — сепарационные 771
 — телеизмерения 697
 — телемеханические 667
 — телеуправления 675, 679
 — топочные 704, 709, 711
 — энергоснабжения 10, 13
 Устройство контактного
 рельса 379
 Утечка тока 166
 Уход за двигателем внут-
 реннего сгорания 1059
 — за конденсационным уст-
 ройством 951
 Учет автоматического по-
 вторного включения 407,
 824
 — снижения тока замыка-
 ния от нагрева провод-
 ника 407
 — топлива 872
 Участок регулируемый 815

Ф

Фактор формы экрана 712,
 713
 Фёдоров П. Г. 356
 Фиксатор 274
 Фильтрование масла 557,
 1029
 — нефти 1017
 Фильтр 1026
 — топлива 1017

Фильтр-пресс 557, 1029
 Фильтр термосифонный 562
 Фильтры масляные 1028
 Формы опор 307
 — экрана 712, 713
 Формулы для пересчета
 элементарного состава
 топлива 704
 — преобразования расчет-
 ных схем токов корот-
 кого замыкания 397
 — для расчета потерь энер-
 гии 64
 — — — по рас-
 ходам энергии на фи-
 дерных зонах 66
 — — — по расхо-
 дам энергии на пере-
 гонках или блок-участ-
 ках 69
 Формулы для определения
 электродвижущей силы
 шума в телефонных цепях
 на воздушных линиях
 связи 189, 191
 — — — влияния кон-
 тактной сети однофаз-
 ного переменного тока
 192
 — — — — — постоян-
 ного тока 189
 — — — расчетных величин
 токов короткого замыка-
 ния 99
 — — — средних потерь
 напряжения для коррек-
 тировки времени хода
 поездов 75
 Формы процессов регу-
 лирования 817
 Фундаменты металличе-
 ских опор 321, 325, 326
 — — — бетонные 322, 323
 — — — железобетонные 322,
 323, 324
 — — — — — отдельные 327

Х

Характеристика автоматиче-
 ских регуляторов
 Характеристики топлива
 расчетные 705, 706
 — тяговых подстанций 640
 Хозяйство масляное элек-
 трических станций и под-
 станций 550, 1025
 — топливное котельных и
 электростанций 849
 — тяговое 20
 Хранение масла 1027
 — топлива 1010, 1011

Ц

Центрифуга 556, 565
 Цепи рельсовые 349
 Цепь линейная 696
 Циклоны батарейные 892,
 895, 896, 897

Циклоны Ниогаза 897, 898,
899, 900, 901
Цистерны 1012

Ч

Частота влияющего тока
188
Часы 820
Червячная передача 966
Чернота 715
Число часов использования
установленной мощ-
ности 603

Ш

Шамотобетоны 810
Шахты шлакосмывные 914
Швы лобовые 314
— сварные в металли-
ческих опорах 306
— фланговые 314
Шевьев П. И. 876
Шины 403, 655, 662, 665,
666
— соединительные 181
Шифратор 668
Шкаф вакуумной уста-
новки 657, 659
Шкафы для сушки бума-
ги 565
— линейные для распре-
делительных устройств
583
— общестанционные для
распределительных ус-
тройств 583
— управления выпрямите-
ля 617
Шкивы электромагнит-
ные 871
Шлак 717
Шлаковывгрузатели 906, 907
Шлакодробилка 922
Шлакоудаление 903
Шлакозолопровод 915
Шнеки 905, 906
Шнуры 217
Штанга защитная контакт-
ная 164

Штанга изолированная 378,
579
— скребок 370
Шевалин В. А.

Щ

Щеки для электродвигате-
лей 255
Щукин Б. К. 668

Э

Эжектор 911, 956
Эквивалент экономический
576
Экономайзер водяной 766,
768
Экономичность паровых
турбин 931
— работы электростанций
604
— тепла при комбиниро-
ванной выработке элек-
трической и тепловой
энергии 942
Экономия топлива 11
Экран 712, 713
Эксплуатация железнодоро-
жных станций и под-
станций 569
— заземления 578
— контактного рельса 390
— контактной сети 363
— котельных установок
797
— локомотивов 993
— турбинных установок
971
— установок с двигате-
лями внутреннего сго-
рания 1054
— электродвигателей 247
— электрических распре-
делительных устройств
577
— электропроводок 241
Электробезопасность 263
Электродвигатели 241, 243,
542
Электрод защитный 165

Электродрель 256
Электроды для измерений
181
— для сварки 808
Электроключи-отвертки 256
Электрокоррозия 158
Электромагнит отключения
432
— шагового искателя 665
Электромолотки 256
Электроножницы 256
Электроосвещение 257
Электропередачи транзит-
ные 209
— продольного электро-
снабжения железных
дорог 210
Электропила 256
Электропотребление элек-
трифицированных линий
10, 13
Электросверлилки 256
Электростанция малой
мощности 470
— мощная 472
Электротельферы 873
Электрошпалоподбойки 256
Элементы релейных схем
677, 681, 691
Элементы топки 728
Эстакада разгрузочная 851,
852
— сливная 1012
Электрические станции 470,
569, 602
Электрические станции га-
зовые 1007
— — газогенераторные 1007
— — дизельные 1007
Элеваторы 876
Энергоснабжение пер-
вичное 31
Эффективное значение на-
грузки проводов контакт-
ной сети 41
— — — питающих и от-
сасывающих линий 41
— — — тяговых подстан-
ций 41
Энергоснабжение пред-
приятий железнодорож-
ных узлов 232

«Технический справочник железнодорожника, том 10»

Переплёт художника Б. В. Шварца

Технический редактор Г. П. Верина

Корректоры А. И. Левина, В. Ф. Малькова

Сдано в набор 10/VI 1955 г. Подписано к печати 17/XII 1956 г.
Формат бумаги 70×108¹/₁₆. Печатных листов 67,5 (условных 92,47) бум. листов 33,75
учетно-изд. листов 135. Тираж 10 000 Т11559 ЖДИЗ 76528 Заказ тип. 1020 Цена 43 р.
ТРАНСЖЕЛДОРИЗДАТ Москва, Басманный туп., 6а

1-я типография Трансжелдориздата МПС, Москва, Б. Переславская, 46.

ОПЕЧАТКИ

Страница	Колонка	Строка	Напечатано	Должно быть
265	Табл. 65, графа 3	2 снизу	<i>в</i> —ширина заземлителя	<i>б</i> —ширина заземлителя
266	Правая	6 сверху	<i>ом/м</i>	<i>ом.м</i>
267	Табл. 66	1 сверху	<i>ом/см</i>	<i>ом.см</i>
267	Правая	6 сверху	<i>ом/см</i>	<i>ом.см</i>
334	Левая	9 сверху	открытый	отрытый
387	Табл. 8, графа 4	3 сверху	<i>квт</i>	<i>квт</i>
743	Подпись под фиг. 25	—	конструкции	системы
819	Табл. 2, графа 3	15 и 16 снизу	пароперевателем	пароперевателем
888	Графа 4	12 и 13 сверху	котельных электростанций	котельных и электростанций
973	—	—	Таблица 51	Таблица 59

Зак. 1020.

