

Н.А. Иванов, Н.М. Лернер,
Ю.И. Рябцев

**СПРАВОЧНИК
по монтажу
распределительных
устройств
выше 1 кВ
на электростанциях
и подстанциях**

ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ

Н. А. Иванов, Н. М. Лернер,
Ю. И. Рябцев

**СПРАВОЧНИК
по монтажу
распределительных
устройств
выше 1 кВ
на электростанциях
и подстанциях**

Под редакцией Н. А. Иванова, Н. Г. Этуса

Третье издание, переработанное
и дополненное



МОСКВА
ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ
1987

ББК 31.277.1

И 20

УДК 621.316.37.002.72(035.5)

Рецензент Э. С. Мусаэлян

Иванов Н. А. и др.

И 20 **Справочник** по монтажу распределительных устройств выше 1 кВ на электростанциях и подстанциях/Н. А. Иванов, Н. М. Лернер, Ю. И. Рябцев;/Под ред. Н. А. Иванова, Н. Г. Этуса. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1987. — 304 с.: ил.

Содержатся сведения по передовой технологии монтажа закрытых РУ 6—20 кВ, открытых РУ 35—1150 кВ и силовых трансформаторов. Второе издание вышло в 1979 г. Третье издание значительно переработано и дополнено сведениями о новой технологии и новых типах оборудования.

Для инженерно-технических работников и квалифицированных рабочих, занятых на монтаже электрооборудования электростанций и подстанций.

И 2302040000-354
051(01)-87 175-87

ББК 31.277.1

© Издательство «Энергия», 1979

© Энергоатомиздат, 1987

ПРЕДИСЛОВИЕ

Основными положениями Энергетической программы СССР на длительную перспективу перед электроэнергетикой поставлены следующие задачи, которые должны быть решены в ближайшие два десятилетия: завершение формирования Единой электроэнергетической системы СССР с повышением ее маневренности и надежности путем строительства пиковых электростанций и линий электропередачи сверхвысокого напряжения переменного и постоянного тока.

Наращивание генерирующих мощностей Единой электроэнергетической системы СССР будет обеспечиваться строительством: крупных атомных электростанций в европейской части страны; мощных конденсационных электростанций на органическом топливе в восточных районах, особенно в Экибастузском и Канско-Ачинском энергетических комплексах, а также электростанций в Западной Сибири на природном газе; крупных гидроэлектростанций в восточных районах страны; теплоэлектроцентралей для централизованного теплоснабжения потребителей; электростанций с высокоманевренным оборудованием (гидроаккумулирующих, парогазовых и газотурбинных) преимущественно в объединенных электроэнергетических системах Северо-Запада, Центра и Юга страны. Получат дальнейшее развитие межсистемные электрические связи за счет строительства линий электропередачи переменного тока напряжением 1150 и 750 кВ, а также постоянного тока напряжением 1500 кВ. Важнейшими из них являются линии Сибирь — Казахстан — Урал напряжением 1150 кВ и Экибастуз — Центр напряжением 1150 кВ. Расширятся распределительные сети напряжением 35 кВ и выше.

Поставленные задачи требуют дальнейшего совершенствования и электромонтажного производства.

Третье издание справочника дополнено сведениями об электрооборудовании на напряжение 1150 кВ, техническими характеристиками и указаниями по монтажу новых типов мощных трансформаторов высокого напряжения с применением новых монтажных механизмов и аппаратов. Приведены данные о новых типах комплектных распределительных устройств на напряжения 6—10, а также 110—220 кВ. Внесены изменения и дополнения, связанные с новыми ГОСТ и техническими условиями.

В настоящем издании справочника разд. 1 составлен Н. А. Ивановым, разд. 2 — Н. М. Лернером и разд. 3 — Ю. И. Рябцевым.

Авторы и редакторы справочника с благодарностью примут замечания и предложения по книге и просят направлять их в адрес Энергоатомиздата: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10.

Авторы

МОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ ЗАКРЫТЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ 6—220 кВ

А. ЗАКРЫТЫЕ РУ 6—10 кВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ, СООРУЖАЕМЫЕ ИЗ КОМПЛЕКТНЫХ УСТРОЙСТВ ЗАВОДСКОГО ИЗГОТОВЛЕНИЯ

1.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

В настоящем разделе приведены данные об основных параметрах электротехнического оборудования, устанавливаемого в закрытых распределительных устройствах (ЗРУ) электрических станций и подстанций, изложены требования к готовности строительной части ЗРУ, обеспечивающие выполнение монтажа оборудования в минимальные сроки, с наименьшими трудовыми затратами и высоким качеством. Даны указания по монтажу оборудования ЗРУ с использованием прогрессивной технологии.

В ЗРУ 6—10 кВ электрических станций и подстанций устанавливаются шкафы комплектных распределительных устройств (КРУ), сборных камер типа КСО, а также устройства транспортабельные блочные (УТБ).

Шкафы КРУ изготовляют заводы Минэлектротехпрома СССР и Минэнерго СССР, камеры КСО — заводы Минэлектротехпрома СССР, а установки УТБ — опытный завод блочных электроконструкций (ОЗБЭК) треста «Электроуралмонтаж» Минэнерго СССР.

В ЗРУ 110—220 кВ используется оборудование наружной установки, монтаж которого приведен в разд. 2 справочника, а также комплектные устройства с элегазовой изоляцией, выпуск которых освоен заводами Минэлектротехпрома СССР.

1.2. ШКАФЫ КРУ 6—10 кВ ВНУТРЕННЕЙ УСТАНОВКИ

Закрытые РУ 6—10 кВ комплектуются из отдельных шкафов со встроенной в них аппаратурой, установленной на выдвижных элементах (тележках).

Комплектные распределительные устройства, выпускаемые заводами Минэнерго СССР, рассчитаны на прислонную установку с односторонним обслуживанием.

Большинство конструкций КРУ заводов Минэлектротехпрома СССР — свободностоящие с двухсторонним обслуживанием.

В настоящее время промышленностью выпускаются шкафы КРУ, в которых в качестве основных коммутационных аппаратов применяются

масляные и электромагнитные (табл. 1.1) выключатели. Ведутся также разработки по созданию наиболее перспективных КРУ с вакуумными выключателями.

Наибольшее применение в настоящее время находят шкафы КРУ с малообъемными масляными, а также электромагнитными выключателями следующих серий.

КРУ серии К-ХII широко применяются во всех отраслях народного хозяйства. Общий вид шкафа К-ХII с выключателем ВМП-10К с приводом ПЭ-11 приведен на рис. 1.1.

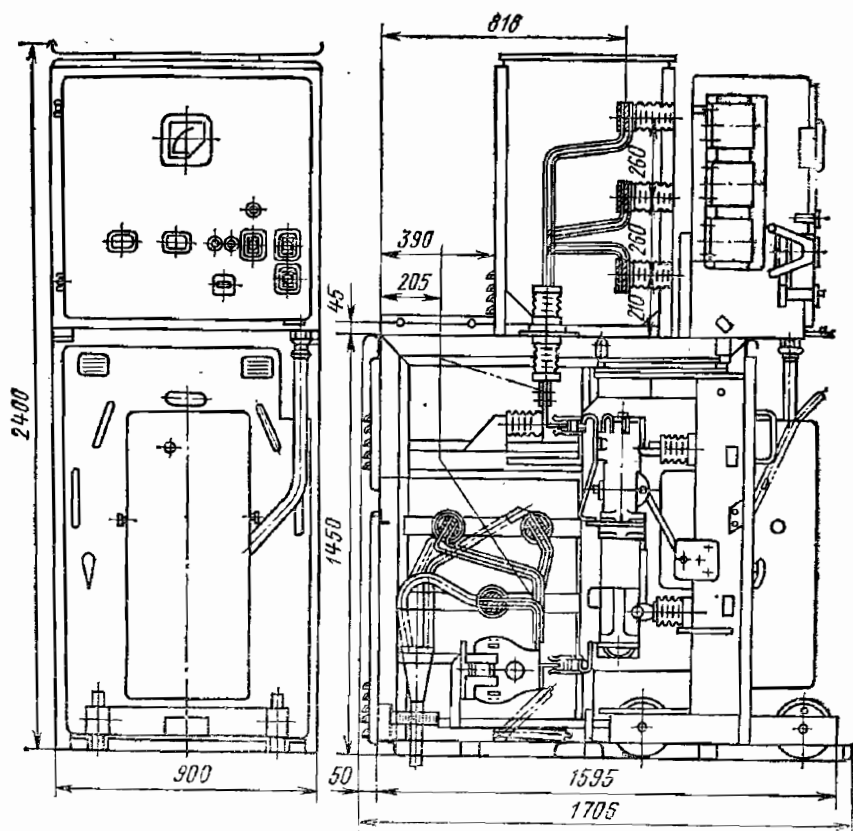


Рис. 1.1. Общий вид шкафа К-ХII с выключателем ВМП-10К с приводом ПЭ-11

КРУ серии К-XXVI имеют более высокие электрические параметры и повышенную заводскую готовность по сравнению с КРУ серии К-ХII. Общий вид шкафа серии К-XXVI приведен на рис. 1.2.

КРУ серии К-XXVII применяются для вводов в секции РУ и как межсекционные. Общий вид шкафа К-XXVII приведен на рис. 1.3.

КРУ серии КРУ2-10-20 на номинальные токи 2000, 2500 и 3200 А предназначены для вводов рабочего и резервного питания в РУ собственных нужд, а также в качестве секционных в РУ, собранных из шкафов этой серии. Общий вид этого шкафа приведен на рис. 1.4.

КРУ серии К-Х и К-XXI применяются для установки в РУ собственных нужд тепловых (ТЭС) и атомных (АЭС) электростанций с бло-

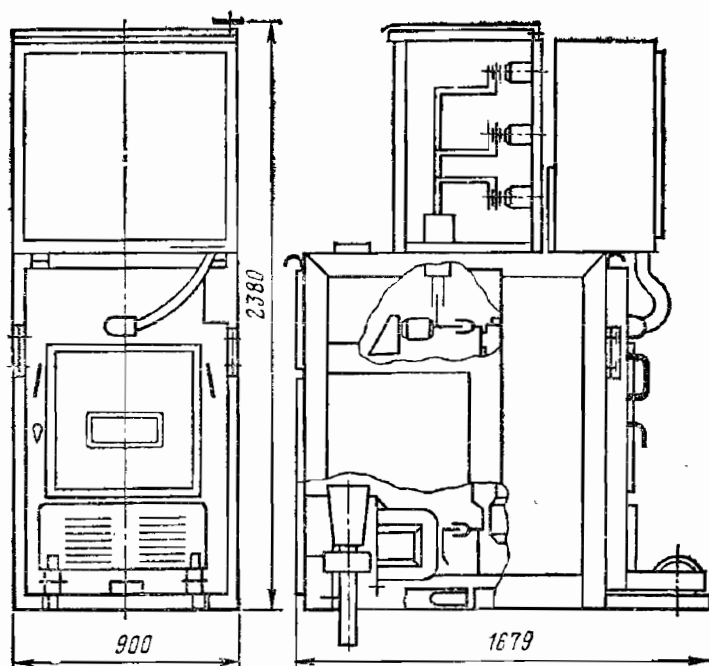


Рис. 1.2. Общий вид шкафа серии К-XXVI

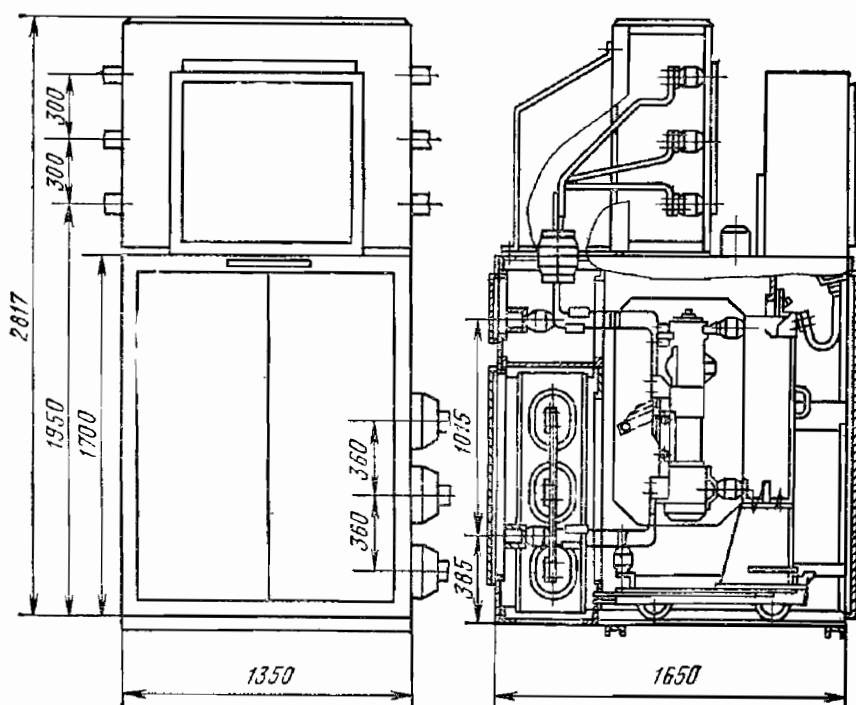


Рис. 1.3. Общий вид шкафа серии К-XXVII

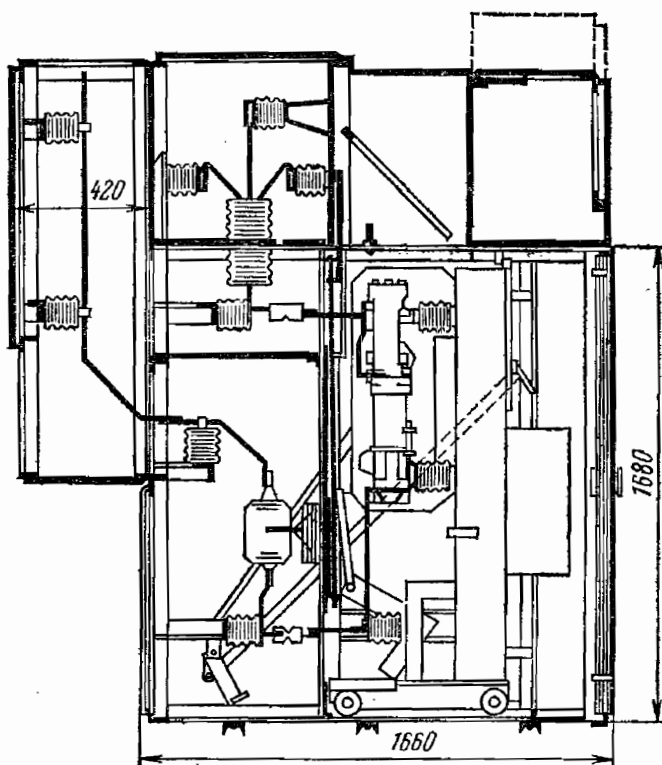


Рис. 1.4. Общий вид шкафа серии КРУ2-10-20

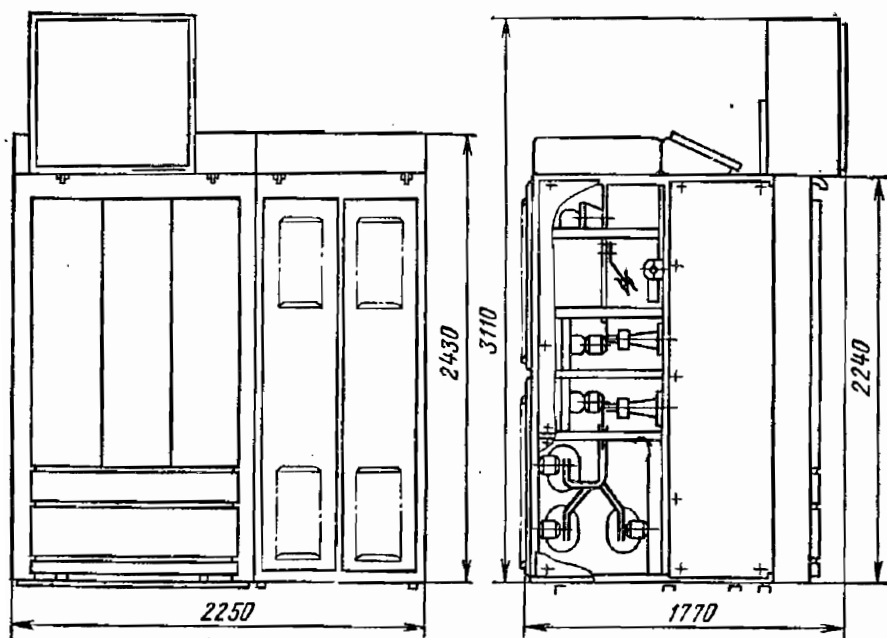


Рис. 1.5. Шкаф КРУ серии К-XXIV

Таблица 1.1. Технические характеристики шкафов КРУ

Серия КРУ	Номинальные		Выключатель
	напряжение, кВ	ток, А	
Масляные			
К-ХП	6; 10	630; 1000; 1500	ВМП-10К
К-XXVI	6; 10	630; 1000; 1600	ВМП-10
К-XXVII	10	2000	ВМПЭ-10
КРУ-2-10-20УЗ	6; 10	630; 1000; 1600; 2000; 2500; 3200	ВМПЭ-10; ВМПП-10
КРУ-10-20ТЗ	6—6,9; 10; 11	630; 1000; 1250; 2000; 2500	ВМПЭ-10; ВМПП-10
КР-10/31,5	6; 10	630; 1000; 1600; 3200	ВМПЭ-10; ВМПП-10
КР-10/31,5Т	6—6,9; 10; 11	630; 1000; 1250—2500	ВМПЭ-10; ВМПП-10
КМ-10УЗ	10	630; 1000; 1250; 1600	ВК-10
КМ-10ТЗ	11	630; 1000	ВК-10
Электромагнитные			
К-Х	6	800; 1000; 1500; 2000	ВЭМ-6-2000/ /40-125*
К-XXI	6	800; 1000; 1500; 2000	ВЭМ-6-2000/ /40-125*
К-XXIV	6	3200	ВЭМ-6-3200/ /40-125
КРУ-10Э/Э-12,5	6; 10	630; 1000	ВЭМ-6Э-1000 ВЭМ-10Э-1000
КРУ-10Э/Э-20	6; 10	630; 1000	ВЭМ-6Э-1000 ВЭМ-10Э-1000
КЭ-10/20	10	630; 1000; 1600; 2000; 3200	ВЭ-10
КЭ-10/31,5	10	630; 1000; 1600; 2000; 3200	ВЭ-10

* В знаменателе приведен максимальный отключаемый ток.

масляными и электромагнитными выключателями

Привод	Размеры шкафа, мм			Масса, кг
	Ширина	Высота	Глубина	

выключатели

Встроенный электромагнитный или пружинный ПЭ-11 и ПП-67	900	2400	1650	900—1000
Встроенный электромагнитный или пружинный	900	2400	1650	900—1000
Встроенный электромагнитный	900; 1350	2820	1650	630—1800
Встроенный электромагнитный или пружинный	900; 1350	2590	1660	600—1800
Встроенный электромагнитный или пружинный	900; 1350	2590	1660	600—1800
То же	900; 1350	2750	1600	1200—1800
» »	900; 1350	2750	1600	1200—1800
» »	900; 1350	2750	1600	1200—1800
Встроенный пружинный	750	2400; 2585	1850	1390
То же	750	2400; 2585	1850	1390

выключатели

Встроенный ПЭ-22	900	2240; 3110	1700	700—1650
Встроенный ПЭ-22	900	2240; 3110	1700	700—1650
То же	900; 1350	2430; 3110	1770; 1550	2140—2810
Встроенные ПЭГ-7Т и ПЭГ-8	900	2590	1660	1280
То же	900	2590	1660	1280
» »	900	2590	1660	1280
Встроенный пружинный	750; 1125	2585	1850	640—1600
То же	750; 1125	2585	1850	640—1600

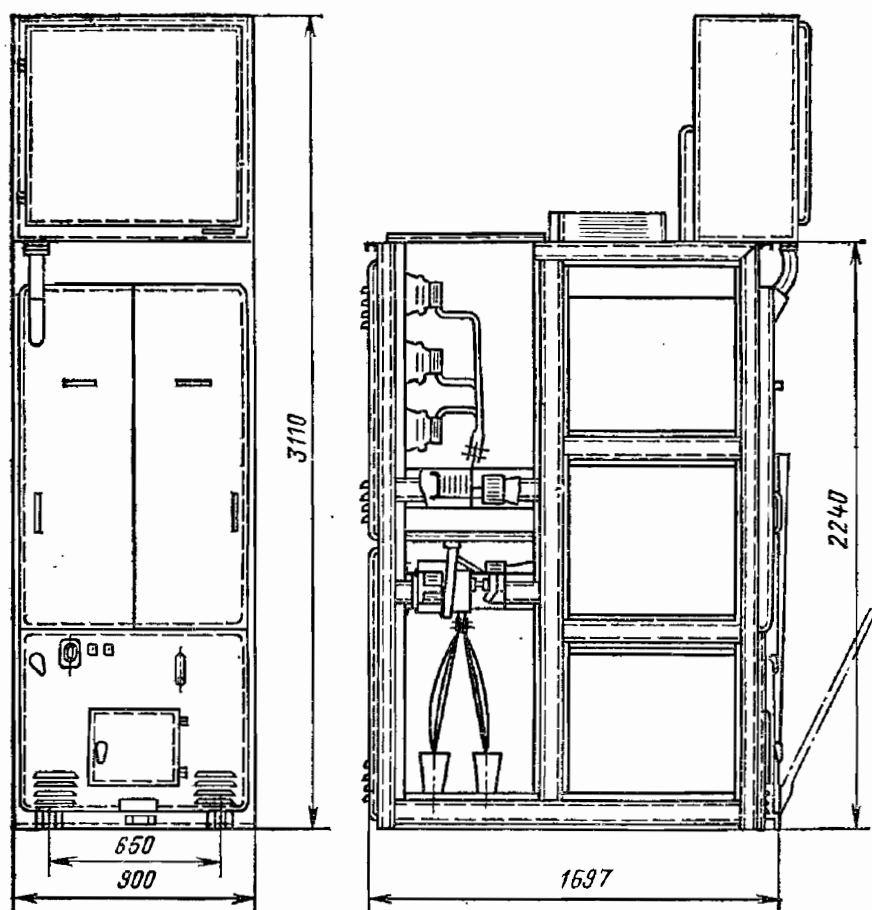


Рис. 1.6. Общий вид шкафа серии К-Х

ками единичной мощностью 300 МВт и более, а также на сетевых подстанциях с трансформаторами мощностью 6300 кВ·А и выше. Общий вид шкафа серии К-Х приведен на рис. 1.6.

КРУ серии К-XXIV применяются для вводов от рабочих и резервных трансформаторов СН мощностью 40 и 63 МВ·А, а также для секционирования магистралей резервного питания на ТЭС и АЭС. Шкаф КРУ серии К-XXIV представлен на рис. 1.5.

1.3. МОНТАЖ ШКАФОВ КРУ

Шкафы КРУ поставляются заказчику упакованными в щитовую или решетчатую тару, на которой несмываемой краской нанесены в числе прочих указания по выполнению погрузо-разгрузочных работ. На самих шкафах имеются приспособления для строповки.

Размеры и масса грузовых мест со шкафами КРУ, имеющими наибольшее применение, приведены в табл. 1.2.

Таблица 1.2. Размеры и масса грузовых мест со шкафами КРУ

Шкаф КРУ	Размеры грузового места, мм			Масса, кг
	Высота	Ширина	Длина	
К-Х	2400	1100	1900	1830
К-ХП	2270	1100	1900	1250
К-XXI	2400	1100	1900	1830
К-XXIV	2800	1550	1930	2650
К-XXVI	3100	1550	1900	1250
К-XXVII	3100	1550	2050	2500
КРУ2-10-20	2535	1050	1900	1440
КЭ-10/20	3070	1230	2340	1850
КЭ-10/31,5	2800	1300	2000	1500

Примечание. Данные таблицы приведены для грузовых мест, в которых упакован один шкаф соответствующей серии КРУ.

Монтаж шкафов КРУ в помещениях РУ производится в соответствии с проектом, рекомендациями заводов-изготовителей и проектом производства работ (ПНР), разработанным монтажной организацией. В соответствии со СНиП III-33-76 монтажные работы должны производиться в две стадии. На первой стадии одновременно со строительными работами выполняют подготовительные (установка закладных частей для крепления шкафов КРУ, подготовка кабельных трасс, прокладка проводников заземления, заготовки под проводку цепей освещения). На второй стадии устанавливают и соединяют между собой шкафы КРУ, монтируют шинные связи, проводки вторичных цепей и подсоединяют внешние проводки и кабели. Перед началом этих работ необходимо закончить все строительные работы, включая отделочные и гидроизоляционные. Помещение РУ должно быть высушено и очищено от строительного мусора и пыли. Достаточность и правильность перечисленных работ фиксируются актом приемки помещения РУ под монтаж.

При приемке помещения РУ под монтаж особое внимание уделяют правильности установки закладных оснований под шкафы КРУ. Они должны быть выполнены из рихтованных швеллеров соответствующих размеров, приведенных в инструкциях заводов-изготовителей. Несущие поверхности швеллеров-оснований не должны иметь неровностей, превышающих 1 мм на 1 м длины швеллера, а по всей длине секции — не более 5 мм. Допускается выравнивание оснований привариванием к ним стальных прокладок толщиной не более 5 мм. Швеллеры оснований должны лежать в одной горизонтальной плоскости.

Монтаж шкафов КРУ начинают с транспортировки их к местам установки согласно схеме заполнения РУ. Транспортировку шкафов КРУ производят при помощи универсального приспособления (рис. 1.7) для перемещения грузов грузоподъемностью 10 кН, разработанного трестом «Электросибмонтаж» Минэнерго СССР, или инвентарной портальной тележки грузоподъемностью 70 кН конструкции Одесского филиала института «Оргэнергострой».

Установку шкафов КРУ целесообразнее всего начинать с одного из крайних по схеме заполнения шкафов. После установки шкафа из него выкатывают выдвижные элементы и проверяют правильность его установки.

Шкаф не должен иметь качаний или перекосов. При необходимости для их устранения можно применять стальные прокладки толщиной до

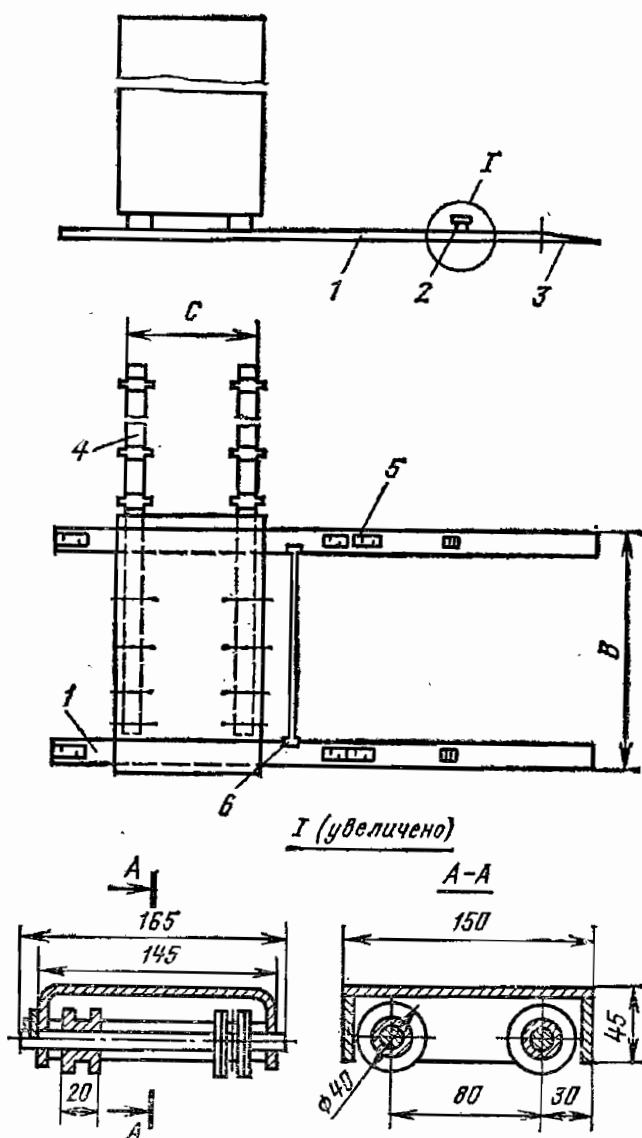


Рис. 1.7. Универсальное приспособление для перемещения грузов конструкции треста «Электросибмонтаж»:

1 — колея из швеллера № 8; 2 — катки; 3 — склизы для вкатывания груза на колею и установки его на катки; 4 — рольганги для скатывания груза в направлении, перпендикулярном направлению колеи; 5 — накладки для крепления отрезков швеллера; 6 — шпильки, которыми регулируется ширина колеи.

Примечание. Размеры B и C зависят от размеров перемещаемых грузов

2 мм. При помощи уровня и отвеса проверяют горизонтальность нижней рамы шкафа и отсутствие наклонов по глубине и фасаду.

При соблюдении этих условий к установленному шкафу пристыкуют следующий и т. д. При установке каждого последующего проверяют правильность установки предыдущего шкафа. При этом стенки двух соседних шкафов должны плотно прилегать друг к другу.

После установки шкафов их скрепляют между собой болтами. Скрепление начинают с первого крайнего установленного шкафа с соседним и т. д., причем сначала затягивают нижние, а затем верхние болты и болты отсеков сборных шин.

После установки шкафов монтируют сборные шины, к которым присоединяют отпайки (в соответствии с инструкциями завода-поставщика и ППР сваркой или болтовым присоединением). Монтаж сборных шин целесообразнее начинать с середины секции РУ.

По окончании монтажа сборных шин и отпайек проверяют правильность установки всех шкафов секции РУ. Для этого в шкафы вкатывают подвижные элементы, разъединяющие контакты которых предварительно смазываются смазкой ЦИАТИМ-203 по ГОСТ 9433—80* или вазелином по ГОСТ 15975—70* и устанавливаются в крайнее нижнее положение. Эту операцию повторяют и при положении разъединяющих контактов выдвижного элемента в верхнем положении. По следу, оставленному неподвижным контактом, судят о соосности подвижного и неподвижного разъединяющих контактов и достаточности их контактного соединения. Одновременно проверяют работу блокировочных устройств.

При положительных результатах указанных проверок шкафы КРУ приваривают к опорным швеллерам в местах, указанных в инструкциях заводов-изготовителей (как правило, изнутри шкафа).

После этого вся аппаратура секции РУ протирается (или продувается сжатым воздухом) от пыли и передается под наладочные испытания.

1.4. КОМПЛЕКТНЫЕ РУ 6—10 кВ ТИПА КСО

Обозначение КСО расшифровывается следующим образом: К — камера; С — сборная; О — одностороннего обслуживания.

Основное отличие камер КСО от КРУ — открытое их исполнение: сборные шины проложены открыто сверху камеры.

До недавнего времени аппаратура в камерах КСО устанавливалась только стационарно. К ним относятся камеры КСО-266, КСО-272, КСО-366 и др. Сейчас разработаны и серийно выпускаются камеры КСО серии КВВО-2 с выдвижными элементами, на которых установлены аппараты главных цепей. Все камеры КСО изготавливаются с одной системой сборных шин.

В комплект поставки камер КСО входят шинные мосты для соединения сборных шин полусекций РУ (при двухрядном расположении камер), а также приспособления (рамы, крюки и т. д.) для подъема камер при разгрузке и монтаже. Для осмотра или ремонта выключателей поставляется специальный настил.

Камеры КСО (рис. 1.8) применяются в основном для временного электроснабжения строительных площадок, а также для установки на подстанциях с простыми схемами главных соединений и малыми (не более 20 кА) токами коротких замыканий.

Технические характеристики камер КСО приведены в табл. 1.3.

Монтаж камер КСО. Камеры КСО устанавливаются в помещении ЗРУ в один или два ряда на закладные рамы, выполненные из угловой или швеллерной стали.

Монтаж начинается с установки одной из крайних камер. Камера выверяется по отвесу и уровню с подкладыванием при необходимости прокладок из листовой стали. Выверенная таким образом камера приваривается к закладной раме электросваркой. Таким же образом устанавливаются вторая и последующие камеры. Между собой камеры

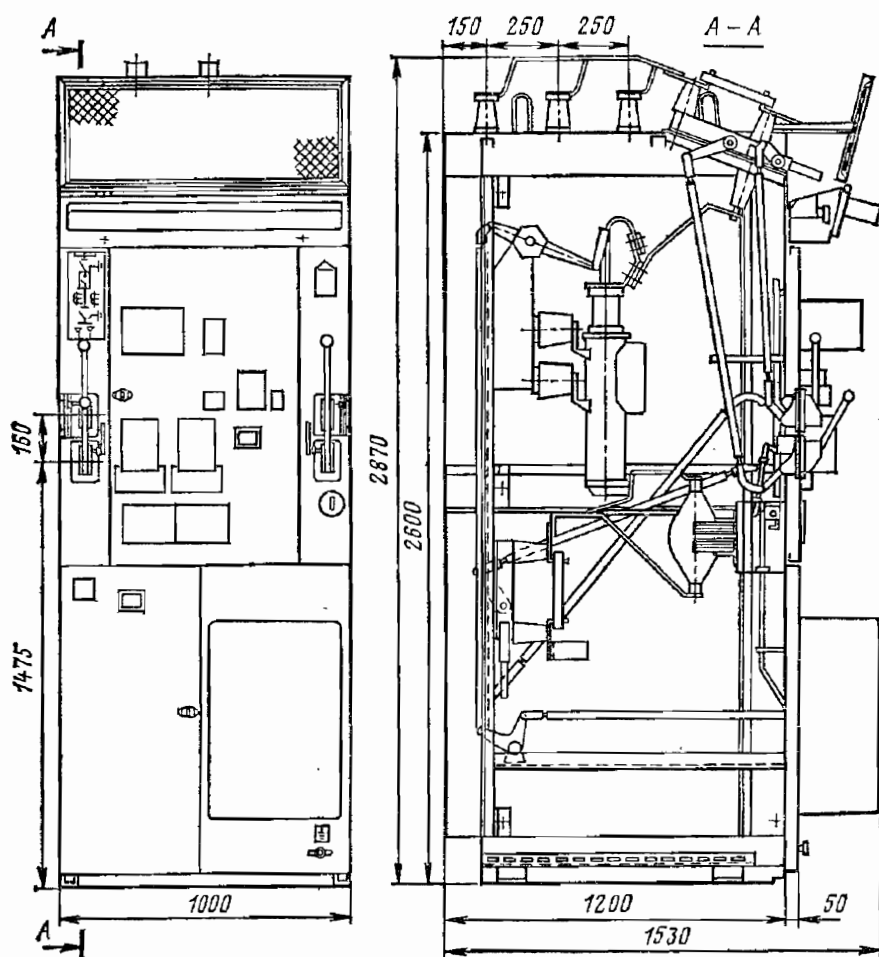


Рис. 1.8. Общий вид камеры КСО-272

Таблица 1.3. Технические

Серия КСО	Номинальные		Выключатель
	напряжение, кВ	ток, А	
КСО-266	6; 10	400; 630; 1000	ВМГ-133; ВМГ-10
КСО-272	6; 10	400; 630; 1000	ВМГ-10; ВМП-10; ВМПП-10; ВМПЭ-10
КСО-366	6; 10	400; 630	Выключатели нагрузки ВНП ₃ -17; ВНП ₃ -16
КВВО-2	6; 10	630; 1000	ВМП-10; 630-20К; ВМПЭ-10; ВМПП-10

скрепляются болтами. В первую очередь затягиваются нижние болты, а затем верхние.

При двухрядном расположении после установки ряды камер КСО соединяются шинными мостами, поставляемыми комплектно с камерами КСО.

1.5. УСТРОЙСТВА ТРАНСПОРТАБЕЛЬНЫЕ БЛОЧНЫЕ

Устройства транспортабельные блочные, изготавливаемые ОЗБЭК, представляют собой передвижные здания, внутри которых смонтировано электротехническое оборудование. Они предназначены для установки на подстанциях.

Каждое УТБ в зависимости от назначения и необходимых в связи с этим габаритов состоит из одного (тип I), двух (тип II) или трех (тип III) унифицированных стандартных помещений — боксов (блоков). Бокс — транспортабельное малогабаритное утепленное помещение с жестким металлическим каркасом. Доставленные на место установки боксы со смонтированной в них аппаратурой легко объединяются, образуя требуемые РУ, распреустройства собственных нужд и т. д.

Основным достоинством УТБ является их полная заводская готовность, включающая регулировку и наладку оборудования. Поэтому на строительной площадке монтажные работы сводятся к установке УТБ на фундаменты и присоединению внешних связей.

Применение УТБ исключает также необходимость строительства зданий для распреустройств.

Все это сокращает объемы строительно-монтажных работ, уменьшает трудозатраты и численность строительно-монтажного персонала непосредственно на строительной площадке, сокращает сроки строительства и повышает качество строительного комплекса в целом.

В настоящее время ОЗБЭК выпускает следующие УТБ:

УТБ-ЗРУ 10 кВ (рис. 1.9 и 1.10);

УТБ собственных нужд (СН);

УТБ-ОПУ (общестанционный пункт управления, рис. 1.11);

УТБ-компрессорная (рис. 1.12);

УТБ-электродотельная.

характеристики камер КСО

Привод	Размеры, мм			Масса, кг
	Ширина	Высота	Глубина	
ПП-67; ПЭ-11; ПРБА	1000	3000	1530	460—930
ПП-67; ПЭ-11; ППВ-10 (встроенный пружинный или электромагнитный)	1000	2900	1530	350—900
ПРА-17	1000	2100	110	225—345
ПЭ-11; ПП-67 (встроенный электромагнитный или пружинный)	1000	2400	1300	540—800

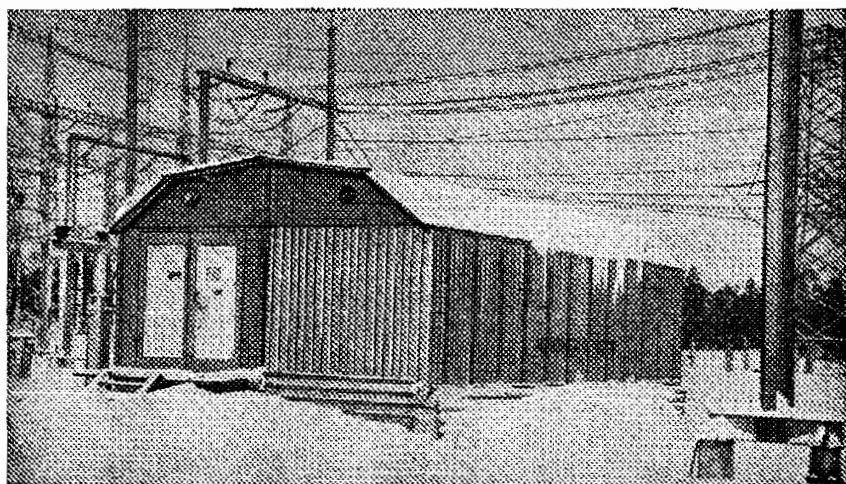


Рис. 1.9. Внешний вид УТБ-ЗРУ 10 кВ

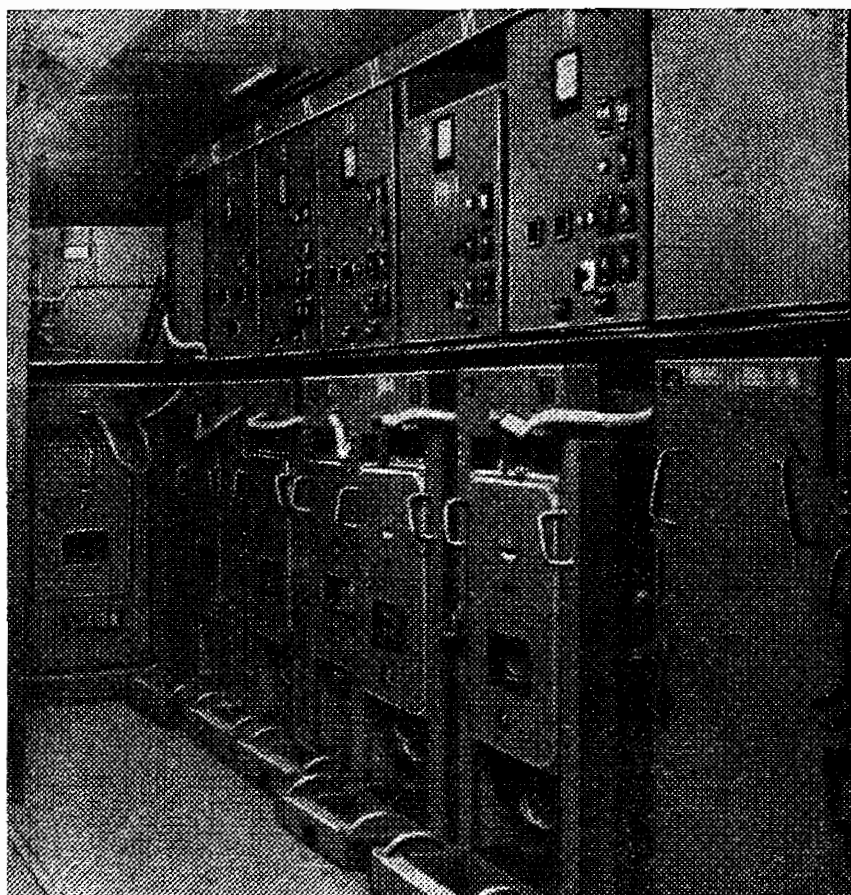


Рис. 1.10. Внутренний вид УТБ-ЗРУ 10 кВ

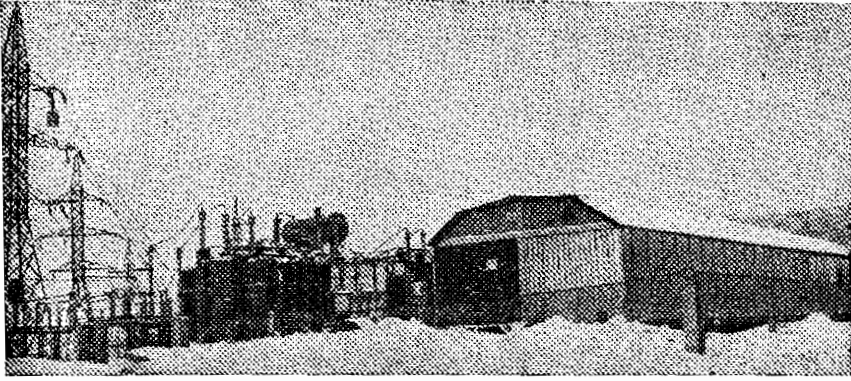


Рис. 1.11. Внешний вид УТБ-ОПУ

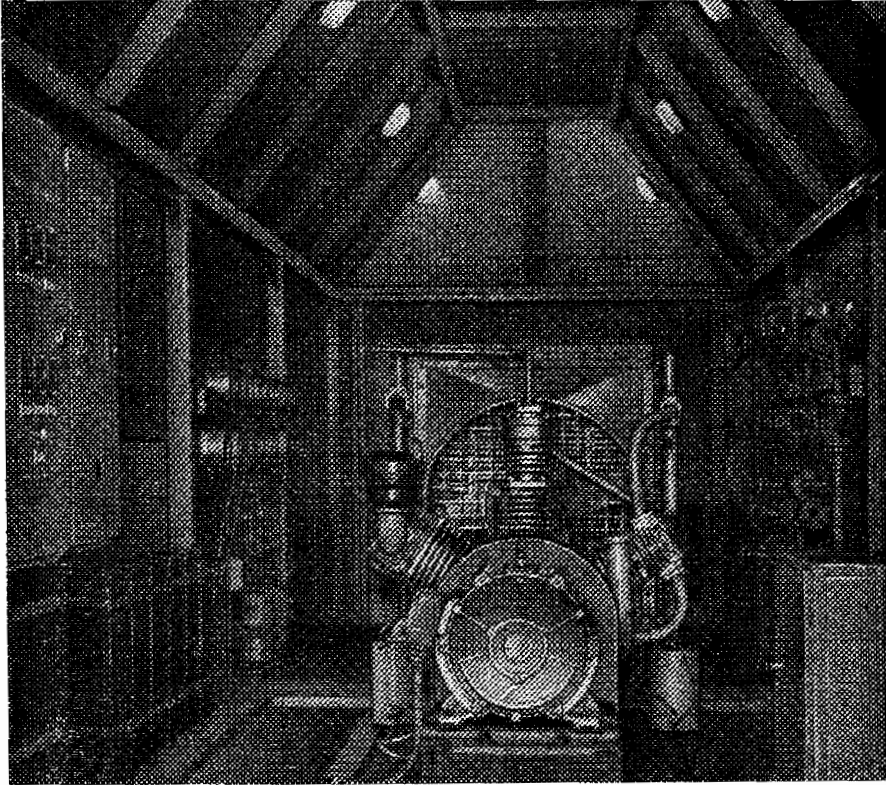


Рис. 1.12. Внутренний вид УТБ-компрессорной

УТБ-ЗРУ 10 кВ представляет собой устройство, в котором установлены шкафы КРУ серий К-XXVI и К-XXVII Московского завода «Электроштит» (МЭШ). Основные параметры УТБ-ЗРУ 10 кВ приведены в табл. 1.4.

Таблица 1.4. Основные параметры УТБ-ЗРУ 10 кВ

Тип УТБ-ЗРУ 10 кВ	Серия установ- ленных шкафов КРУ	Номинальные			Масса, кг
		напряже- ние, кВ	ток, А		
			сборных шин	отходя- щих линий	
10-I-1	K-XXVI	10	2000—3200	До 1600	36 800
10-I-2	K-XXVI; K-XXVII	10	2000—3200	До 1600	36 800
10-II-2	K-XXVI; K-XXVII	10	2000—3200	До 1600	76 400
10-II-3	K-XXVI; K-XXVII	10	2000—3200	До 1600	77 500

УТБ собственных нужд состоит из двух изолированных помеще-
ний — щитового и аккумуляторного. В щитовом помещении установле-
ны щиты переменного и постоянного тока, зарядно-подзарядный агре-
гаты, блоки питания и другие устройства СН. В аккумуляторном поме-
щении установлена свинцово-кислотная малогабаритная закрытая
аккумуляторная батарея типа АБ-80, отформованная на заводе. Уст-
ройства транспортальные блочные СН имеют два исполнения: УТБ
СН-1 и УТБ СН-2 (с одной и двумя аккумуляторными батареями соот-
ветственно), причем УТБ СН-1 допускает развитие до УТБ СН-2 путем
установки дополнительного оборудования на резервные места.

Основные технические данные УТБ СН

Длина, мм	12 600
Ширина, мм	3 250
Высота, мм	3 760
Масса, кг:	
УТБ СН-1	12 500
УТБ СН-2	13 100

УТБ-ОПУ состоит из панелей управления, защиты, сигнализации и
автоматки. Устройство УТБ-ОПУ в зависимости от типов и количества
устанавливаемых панелей выпускается в трех исполнениях: УТБ-ОПУ-I,

Таблица 1.5. Основные

Параметры	УТБ-ОПУ-I		
	УТБ-ОПУ-I-1	УТБ-ОПУ-I-2	УТБ-ОПУ-I-3
Тип и количе- ство устанавли- ваемых пане- лей	ПН-550/800, 12 шт.	ПН-550/800, 6 шт.	ПАС-800/900, 10 шт.
Масса, кг	11 200	11 200	11 200

УТБ-ОПУ-II и УТБ-ОПУ-III. Основные технические данные УТБ-ОПУ приведены в табл. 1.5.

УТБ-компрессорная (табл. 1.6), смонтированная в боксе типа I, имеет два исполнения: УТБ-компрессорная-40, с компрессорными агрегатами ВШ-3/40 при конечном давлении воздуха 3,92 МПа (40 кг/см²) и УПТ-компрессорная-230 с компрессорными агрегатами ВШВ-2,3/230 при конечном давлении воздуха 22,54 МПа (230 кг/см²).

Таблица 1.6. Основные технические данные УТБ-компрессорной

Исполнение УТБ	Тип установленных агрегатов	Количество агрегатов	Конечное давление воздуха, МПа	Масса с оборудованием, кг
УТБ-40	ВШ-3/4 ОМ	2	3,92	15 000
УТБ-230	ВШ-2,3/230	2	22,54	16 000

Таблица 1.7. Сравнительные показатели боксов с аркообразной и плоской кровлей

Показатели	Тип боксов					
	С аркообразной кровлей			С плоской кровлей		
	Бокс I	Бокс II	Бокс III	Бокс I ПК	Бокс ПК*	Бокс ПС*
Площадь, м ²	37,4	74,9	112,3	31,8	31,8	31,8
Габаритные размеры, мм:						
длина	12 600	12 600	12 600	12 600	12 600	12 600
ширина	3 250	6 370	9 490	2 850	2 800	2 750
высота	3 760	3 830	4 040	3 100	3 100	3 100
Масса, кг	8 200	15 500	22 500	7 500	7 100	6 700

* ПК — крайние боксы (без одной боковой стенки); ПС — средние (без двух боковых стенок).

Примечание. Приведенные в таблице боксы I ПК, ПК и ПС с плоской кровлей соответствуют боксам I, II и III с аркообразной формой.

технические данные УТБ-ОПУ

УТБ-ОПУ-II		УТБ-ОПУ-III	
УТБ-ОПУ-II-1	УТБ-ОПУ-II-2	УТБ-ОПУ-III-1	УТБ-ОПУ-III-2
ПН-550/800, 33 шт.	ПН-550/800, 19 шт.	ПН-550/800, 57 шт.	ПН-500/800, 39 шт.
23 750	22 350	36 750	35 550

УТБ-электрокотельная предназначена для теплоснабжения промышленных баз строительства, отдаленных участков строительных площадок и временных зданий и сооружений. УТБ-котельная смонтирована в УТБ-I, в котором установлено по два электродкотла мощностью по 100 или 400 кВт каждый и смонтированы устройства управления, освещения и т. д.

Все перечисленные боксы УТБ по условиям железнодорожного габарита имеют аркообразную кровлю. В настоящее время на ОЗБЭК разработана новая конструкция бокса с плоской кровлей — бокс модерни-

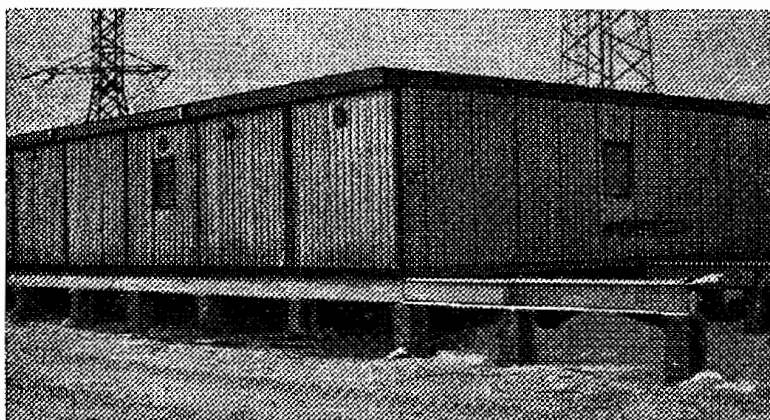


Рис. 1.13. УТБ-ОПУ из прямоугольных блоков

зированный прямоугольный (БМП) для устройств транспортабельных блочных. Конструкция этого бокса обеспечивает сокращение материалоёмкости, трудозатрат при изготовлении и монтаже, а также позволяет компоновать в единое помещение любое число боксов. Сравнительные показатели боксов с аркообразной и плоской кровлей приведены в табл. 1.7. На рис. 1.13 показано УТБ-ОПУ из прямоугольных блоков.

1.6. МОНТАЖ УТБ

Устройства транспортабельные блочные поступают на строительную площадку полностью готовыми, с налаженной и испытанной аппаратурой. Поэтому монтаж их сводится к разгрузке, установке и закреплению на фундаментах и подсоединению внешних связей.

Разгрузка и установка на фундаменты производятся краном соответствующей грузоподъемности с помощью траверсы. Строповка осуществляется за четыре цапфы, имеющиеся на УТБ. Проушины на торцах основания не предназначены для подъема блоков, а служат только для перемещения их по монтажной площадке на коротких расстояниях. При этом направление усилия тяжения должно совпадать с продольной осью бокса.

Разгрузку УТБ и установку на фундамент можно производить также с помощью лебедок или двух тракторов-тягачей с общим тяговым усилием не менее 40 кН (4000 кгс) в перечисленной ниже последовательности:

трейлер или сани с блоками подводят к месту монтажа и устанавливают параллельно фундаменту на расстоянии 4 м от него;

между трейлером (саниями) и фундаментом выкладывают шпальные клетки, на которые укладывают разгрузочные балки из двутавра № 30. При этом верхние плоскости балок должны совпадать с плоскостями ростверков фундаментов, служа их продолжением;

разгрузочные балки скрепляют с ростверками соединительными пластинами и болтами. К основанию блока приваривают ограничительные пластины;

блок освобождают от креплений к трейлеру (саниям), за проушины основания закрепляют тяговые концы лебедок или тракторов. Плоскости разгрузочных балок и ростверков смазывают тавотом;

приводят в действие тяговые устройства и блок сдвигают на фундамент.

После установки все такелажные приспособления убирают, с блока снимают временную обшивку и его основание приваривают к ростверкам фундамента.

Б. ЗАКРЫТЫЕ РУ ГЕНЕРАТОРНОГО НАПРЯЖЕНИЯ (ГРУ) 10—20 кВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

1.7. МОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ ГРУ 10—20 кВ

ГРУ 10—20 кВ служат для распределения части вырабатываемой электростанцией электроэнергии на генераторном напряжении (потребители, собственные нужды), а также для передачи ее на повышающие трансформаторы.

Требования к строительной части зданий ГРУ 10—20 кВ и порядков приемки их под монтаж оборудования аналогичны требованиям к помещениям для КРУ.

Все необходимые для монтажа ГРУ 10—20 кВ металлоконструкции, а также шкафы с шинными разъединителями и ошиновкой изготавливаются на заводах или производственных базах монтажных организаций и поставляются на площадку укрупненными блоками.

Тяжелое оборудование (масляные или воздушные выключатели, реакторы, проходные изоляторы для ввода ошиновки в здание ГРУ) доставляется и монтируется отдельно.

Монтаж оборудования в ГРУ производят в соответствии с проектной документацией, ППР и технологическими картами.

Монтажные работы начинают с разметки помещения для установки аппаратуры. Одновременно в помещение завозят опорные конструкции, блоки, шкафы и тяжелое оборудование, размещая их согласно схеме заполнения. Блоки шинных разъединителей и сборных шин выверяют по осям и стыкуют, затем монтируют задние и боковые стенки камер. Выполняют монтаж аппаратуры (выключатели, секционные и линейные реакторы), устанавливают фасадные стенки камер; снятую на время транспортировки ошиновку устанавливают и закрепляют на изоляторах шинодержателями. Собирают шинные мосты от камер выключателей до линейных вводов и шкафов КРУ, а также до камер реакторов, выполняют монтаж вентиляции, заземления, освещения и вторичных цепей. Аргонодуговой сваркой сваривают шины на стыках блоков.

Технология монтажа отдельных видов оборудования приводится ниже.

1.8. МОНТАЖ ОПОРНЫХ И ПРОХОДНЫХ ИЗОЛЯТОРОВ И ГЕРМЕТИЧНЫХ ЛИНЕЙНЫХ ВВОДОВ

Типы устанавливаемых в ГРУ 10—20 кВ опорных и проходных изоляторов приведены в табл. 1.8 и 1.9.

Опорные изоляторы устанавливают как на металлических конструкциях, так и на стенах и перекрытиях.

Опорными конструкциями служат кронштейны из угловой стали или скобы из полосовой или угловой стали, изготавливаемые в монтажно-заготовительных мастерских (МЗМ) в соответствии с монтажными нормами, с рассверленными отверстиями для крепления изоляторов. Крепление опорных металлоконструкций к стенам и перегородкам толщиной более 100 мм осуществляют с помощью дюбелей-винтов или дю-

**Т а б л и ц а 1.8. Опорные изоляторы внутренней установки
на напряжение 10—20 кВ**

Тип изолятора	Высота изолятора с армировкой, мм	Диаметр изолятора, мм	Количество × диаметр отверстий в армпро- ке, мм		Масса, кг
			верхней	нижней	
ОФ-10-375	120	82	1×M8	1×M12	1,47
ОФ-10-750	120	102	2×M10	1×M16	2,1
ОФР-10-750	124	115	2×M10	1×M16	3,0
ОФ-10-1250 кВ	225	175	4×M10	4×Ø15	7,9
ОФ-10-2000	134	160	2×M12	2×M12	6,3
ОФ-10-2000 кВ	235	190	4×M16	4×Ø15	11,6
ОФ-10-3000	134	180	4×M12	4×M12	13,9
ОФ-10-6000	250	220	4×M16	4×Ø18	22,0
ОФ-20-375 кр	295	130	4×M10	1×M16	5,43
ОФР-20-750	160	160	1×M24	1×M24	7,5
ОФ-20-2000 кВ	315	220	4×M15	4×Ø18	16,12
ОФ-20-3000	206	186	4×M12	4×M16	13,0

**Т а б л и ц а 1.9. Проходные изоляторы внутренней установки
на напряжение 10—20 кВ**

Тип изолятора	Полная высота изолято- ра, мм	Макси- мальный попереч- ный размер, мм	Количество × диаметр отверстий на фланце, мм	Рассто- яние между отвер- стиями, мм	Масса, кг
П-10/400-630-750	310	205	2×13	165	5,4
П-10/1000-1500-750	310	205	4×13	165	10,0
П-10/1000-3200-3000	488	305	4×18	260	32,5
П-10/5000-6000-4250	640	555	4×20	495	78,5
П-10/8000-10000-4250	615	555	4×20	495	78,5
П-20/1000-2000-2000	726	305	4×20	260	33,0
П-20/3200-2000	770	322	4×20	266	47,0
П-20/6300-1500-2000	738	360	4×20	460	51,6
П-20/1000-4250	930	68	4×20	608	135,0

белей с распорной гайкой, забиваемых в основание при помощи строительного монтажного пистолета. При толщине оснований менее 100 мм конструкции (и отдельные изоляторы) крепят на сквозных болтах через заранее просверленные в основаниях два или четыре (в зависимости от типа изолятора) отверстия, причем для придания креплению большей прочности между головками и гайками болтов на плоскость стены или перекрытия прокладывают квадратные шайбы размером 50×50 мм.

Перед установкой каждый изолятор осматривают. На нем не должно быть сколов, трещин и других механических повреждений. Поверхность фарфорового корпуса изолятора должна быть полностью покрыта гладким слоем глазури, в котором допускаются лысины общей площадью не более 1,5 см². Они должны быть отшлифованы и покрыты двумя слоями глифталевого или бакелитового лака. Колпачок и фланец изолятора должны быть прочно армированы, а слой цементирующего состава должен быть равномерным по всей окружности и покрыт влагостойкой краской. Фарфоровые корпуса изоляторов очищают от грязи и пыли чистой тряпкой, смоченной в бензине.

При установке опорных изоляторов должны быть соблюдены следующие обязательные условия:

1) плоскости колпачков изоляторов каждого комплекта (3 шт. — по числу фаз), а также ряда изоляторов участка сборных шин или камеры должны быть расположены на одном уровне с максимальным допуском ± 2 мм;

2) продольные и поперечные оси симметрии должны проходить через центры колпачков с допуском не более ± 5 мм;

3) расстояние между осями изоляторов разных фаз, а также от осей изоляторов до заземленных конструкций и расстояния между отдельными изоляторами одной фазы (вдоль оси фазы) должны соответствовать проекту и требованиям ПУЭ с отклонением не более ± 5 мм;

4) при установке изоляторов на стенах, перегородках или перекрытиях нижние фланцы не должны утапливаться;

5) заземляющие болты должны располагаться со стороны магистрального заземления;

6) места соприкосновения фланцев изоляторов с конструкциями или заземляющими болтами и соответствующие места на конструкциях должны быть зачищены до блеска и смазаны вазелином.

При монтаже опорных изоляторов для сборных шин или шинных мостов сначала устанавливают крайние изоляторы. По центрам их верхних фланцев натягивают шнур, по которому устанавливают и выравнивают (при необходимости с помощью подкладок из листовой стали) все промежуточные изоляторы. После выверки затягивают до отказа гайками крепежные болты или шпильки. Правильность установки опорных изоляторов проверяют рейкой и уровнем. Фланцы и колпачки изоляторов окрашивают черной краской.

Проходные изоляторы устанавливают на металлических плитах из листовой стали с рамой из угловой стали или на железобетонных плитах. Металлические плиты изготавливаются в МЗМ по типовым чертежам-нормалам проектной организации. Диаметры отверстий в плитах для прохода изоляторов должны быть больше диаметров изоляторов у фланца на 5—10 мм, а диаметры отверстий под крепящие болты больше диаметров болтов на 2—3 мм.

При номинальном токе проходных изоляторов 1000 А и более поперечные связи угольников рамы и стальные листы разрезают и соединяют планками из немагнитных материалов (алюминий, медь) для уменьшения магнитного потока, возникающего в замкнутом магнитном

контуре. Должны также разрезаться стержни арматуры в проемах железобетонных плит.

Перед установкой проходные изоляторы осматривают и обрабатывают так же, как опорные изоляторы. Дополнительно проверяют исправность резьбы токоведущих стержней, наличие шайб, гаек и контргаяк на круглых стержнях и пружинящих шайб на плоских, а также соответствие диаметров или сечения стержней номинальному току изолятора.

При монтаже проходных изоляторов сначала устанавливают проходную плиту, выверяя ее по осям симметрии, и крепят ее к арматуре или конструкции сваркой (стальная плита) или цементным раствором (железобетонная плита).

При номинальных токах 2000 А и более проходные изоляторы выпускаются без токоведущих стержней. В этих случаях их роль выполняют непосредственно проходящие через изоляторы токоведущие шины. При этом изоляторы закрываются с обеих сторон чугунными колпачками со стальными планками, имеющими прямоугольные вырезы, число и размеры которых зависят от количества и размеров пропускаемых шин. На вводе и выводе шин из изолятора между ними устанавливают распорки такой же толщины, как и шины.

Герметичные линейные вводы (табл. 1.10), предназначенные для ввода линий высокого напряжения через стены и перекрытия в ЗРУ, состоят из верхней и нижней фарфоровых крышек, соединительной втулки с фланцем, за который ввод прикрепляется к строительной конструкции, расширителя, контактных наконечников, верхнего и нижнего экранов. Внутри ввода проходит токоведущий стержень, на котором с помощью стяжного устройства крепятся все детали ввода. Ввод заполнен изоляционным маслом. Для компенсации температурных изменений объема масла у вводов имеются специальные компенсаторы, внутри которых помещаются упругие элементы (сильфоны), заполненные газом под избыточным давлением. Компенсатор помещается в верхней части ввода или в выносном баке давления, соединенном с вводом металличе-

Т а б л и ц а 1.10. Герметичные линейные вводы

Тип ввода	Номинальные		Размеры, мм		Масса, кг
	напряжение, кВ	ток, А	Длина	Диаметр	
ГБМЛП - 0—90	110	1000	3610	360	374
110/1000 - У					
ГБМЛП - 0—90	110	2000	3640	360	376
110/2000 - У					
МНГ - 220/1000	220	1000	5745	818	1170

П р и м е ч а н и е. Обозначение линейных вводов: Г — герметичный; БМ — с бумажно-масляной изоляцией; Л — линейный; П — с выводом для подключения прибора измерения напряжения (ПИН); первая цифра — номинальное напряжение, кВ; вторая цифра — номинальный ток, А; У — усиленная изоляция; в знаменателе — угол установки ввода к вертикали.

ским трубопроводом (капилляром). Давление масла во вводе контролируется по манометру. На герметичных линейных вводах 110 кВ бак давления является неотъемлемой его частью, он жестко прикреплен к вводу на наружной крышке.

У герметичных вводов 220 кВ бак давления устанавливается отдельно.

Перед монтажом вводы следует тщательно осмотреть на предмет возможных повреждений фарфора, отсутствия течи масла, целостности баков давления и соединительных металлических трубопроводов, а также провести испытания, предусмотренные § 1.8.31 ПУЭ.

По манометру определяют давление масла во вводе, которое в зависимости от температуры окружающей среды должно иметь следующие значения:

Температура, °С .	30	20	10	0	—20	—30
Давление, МПа						
(кгс/см ²) . . .	0,15	0,12	0,09	0,07	0,04	0,02
	(1,5)	(1,2)	(0,9)	(0,7)	(0,4)	(0,2)

Подъем вводов 110 кВ на место установки производят краном либо при помощи лебедки. При подъеме ввод удерживают оттяжками. Для направления ввода в отверстие плиты монтажник поднимается в корзине вышки или находится на площадке обслуживания снаружи здания ЗРУ. После закрепления ввода разматывают капилляр и прикрепляют его вместе с манометром к стене здания так, чтобы манометр был доступен для наблюдения.

Ввод 220 кВ после распаковки и осмотра укладывают на шпальную клетку, осматривают и испытывают в объеме, предусмотренном, как указывалось ранее (§ 1.8.31 ПУЭ).

Если установка ввода (как 110, так и 220 кВ) предусмотрена с наклоном под соответствующим углом, на него со стороны внутренней части устанавливают проходную плиту с шарнирами. После подъема и заводки ввода в проем его при помощи полиспаста поворачивают вместе с проходной плитой на шарнире в проектное положение и плиту прикрепляют к раме проема.

При монтаже ввода 220 кВ перед подъемом на необходимую отметку от его вентильного устройства, а также от бака давления отсоединяют маслопровод, бак давления устанавливают на проектную отметку и соединяют с вводом временным монтажным маслопроводом, поставляемым заводом-изготовителем. После установки и окончательно закрепления ввод и бак давления соединяют постоянным маслопроводом. Сначала маслопровод присоединяют к вентильному устройству бака давления с помощью штуцера с накидной гайкой и медной прокладки. Затем приоткрывают вентиль бака давления и маслопровод под струей масла присоединяют к вводу, после чего вентили на вводе и баке давления открывают полностью.

Все работы по монтажу вводов должны быть организованы так, чтобы ввод оставался отсоединенным от бака давления не более 1 ч. В заключение проверяют все соединения и устраняют подтеки масла.

1.9. МОНТАЖ СБОРНЫХ И ОТВЕТВИТЕЛЬНЫХ ШИН

Сборные и ответвительные шины в ГРУ 10—20 кВ выполняются, как правило, из плоских и профильных алюминиевых шин. Сортамент шин, применяемых для ошиновки ГРУ 10—20 кВ, и их основные данные приведены в табл. 1.11 и 1.12 (ГОСТ 15176—84).

**Таблица 1.11. Шины алюминиевые прямоугольного сечения,
применяемые для ошиновки ГРУ 10—20 кВ**

Размеры, мм		Масса 1 м шин, кг	Токовая нагрузка, А, при числе полос на фазу			
Ширина	Толщина		1	2	3	4
60	6	0,97	870	1350	1700	—
80	6	1,3	1150	1630	2100	—
100	6	1,62	1425	1935	2500	—
60	8	1,3	1025	1680	2180	—
80	8	1,73	1320	2040	2320	—
100	8	2,16	1625	2390	3050	—
120	8	2,59	1900	2650	3380	—
60	10	1,62	1155	2010	2650	—
80	10	2,16	1480	2410	3100	—
100	10	2,70	1820	2860	3650	4150
120	10	3,24	2070	3200	4100	4650

При монтаже ошиновки ГРУ 10—20 кВ шинные блоки заготавливают по чертежам и контрольным измерениям в МЗМ и доставляют промаркированными и упакованными на монтажную площадку. Заготовка шинных блоков и элементов ошиновки на монтажной площадке может быть оправдана лишь при небольших объемах работ по ошиновке и значительной удаленности объекта от МЗМ.

Работы по заготовке шинных блоков и монтажу шин состоят из следующих основных операций: сортировки и отбора, правки, резки, изгибания, подготовки контактных соединений, установки и крепления, соединения и окраски.

Технологическая последовательность заготовки и монтажа ошиновки приведена в табл. 1.13.

**Таблица 1.12. Шины алюминиевые профильные (коробчатые),
применяемые для ошиновки ГРУ 10—20 кВ**

Размеры, мм			Поперечное сечение, мм ²	Масса 1 м шины, кг	Токовые нагрузки на шины, А
a	b	c			
75	35	5,5	695	1,88	2 670
100	45	4,5	775	2,09	2 820
100	45	6,0	1010	7,73	3 500
125	55	6,5	1370	3,7	4 640
150	65	7,0	1785	4,82	5 430
175	80	8,0	2440	6,6	6 430
200	90	10,0	3435	9,3	7 550
200	90	12,0	4040	10,9	8 830
225	105	12,5	4880	13,2	10 300
250	115	12,5	5450	14,7	10 800

Примечание. a — высота профиля; b — ширина; c — толщина.

Таблица 1.13. Технологическая последовательность заготовки и монтажа ошиновки

Наименование операций. Механизмы и приспособления	Технологические указания
Сортировка и отбор шин	<p>Шины (табл. 1.11 и 1.12) сортируют и отбирают по сечениям и длинам. Каждая отобранная группа шин маркируется и снабжается указанием, для какого участка ГРУ она предназначена</p>
Правка шин. Вальцеправильный станок, лебедка, червячный пресс, двутавровая балка	<p>Правку шин, поставляемых в пакетах, производят только тогда, когда шины имеют кривизну более 2 мм на 1 м длины. Полосовые шины, поставляемые в рулонах, раскатывают и вытягивают лебедкой. Правку производят на вальце-</p>

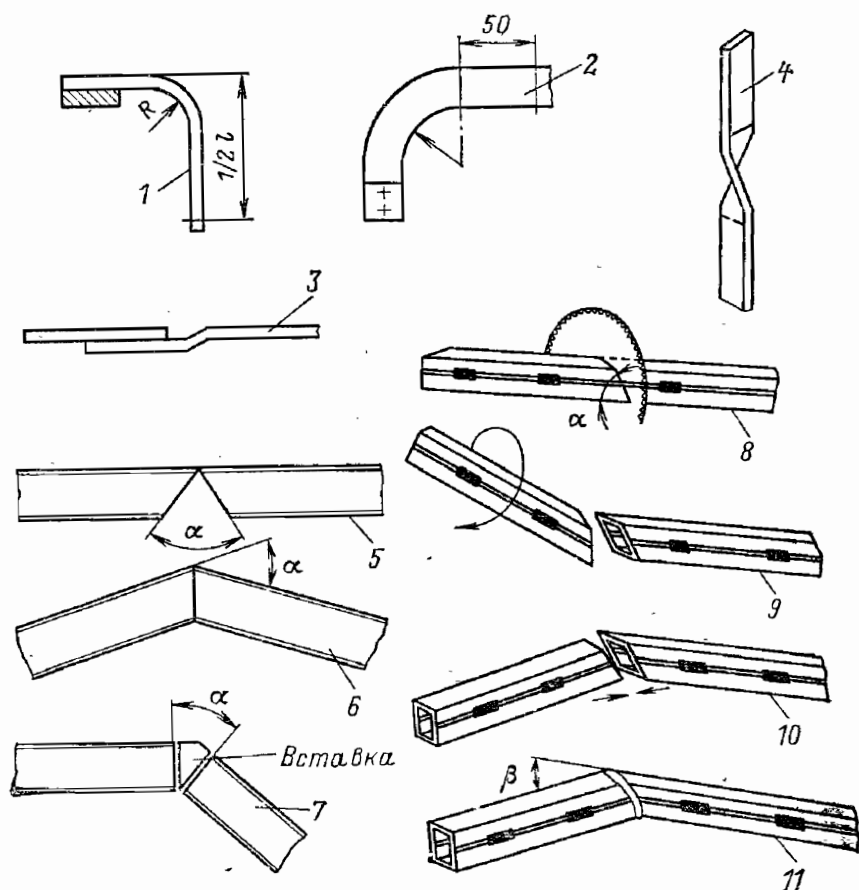


Рис. 1.14. Изгибание шин:

1 — на плоскость; 2 — на ребро; 3 — уткой; 4 — штопором; 5—7 — с вырезкой ко-
сынок; 8—11 — одним резом с последующей сваркой

Наименование операций. Механизмы и приспособления	Технологические указания
<p>Резка шин. Дисковые или маятниковые пилы, пресс-ножницы, рычажные ножницы, ножовки с электроприводом, установки плазменной резки</p> <p>Изгибание шин. Приводные и ручные шиногибы для изгибания шин на плоскость и на ребро, приспособления для изгибания штопором (изгиб вокруг оси на 90°) или «уткой»</p>	<p>правильном станке или с помощью червячных прессов. При небольшом объеме ошиновочных работ правку выполняют вручную на правильной плите или двутавровой балке ударами молотка через смягчающую алюминиевую прокладку</p> <p>Полосовые шины перерезают дисковыми пилами, пресс-ножницами, рычажными ножницами, ножовками с электроприводом. Профильные шины режут дисковыми пилами или с помощью установок плазменной резки</p> <p>Изгибание шин производят по шаблонам, заранее изготовленным по чертежам или по обмеру на месте. Шаблоны изготавливают из стальной проволоки диаметром 3—6 мм. Шины изгибают с помощью приводных и ручных шиногибов на плоскость и на ребро и приспособления для изгибания «уткой» и в «штопор». На плоскость могут изгибаться одновременно пакеты из двух—четырех шин. При этом между шинами закладывают прокладки. На ребро изгибается отдельно каждая шина. Изгиб профильных коробчатых шин производят после вырезки косынок в полках на угол α, равный углу необходимого изгиба, или разрезанием шины под углом к оси с последующей сваркой. При таком способе изгиба угол, под которым разрезается шина, должен быть равен $180^\circ - 2\beta$, где β — угол изгиба шины (рис. 1.14)</p> <p>Болтовое соединение шин выполняют, как правило, внахлестку. При подготовке контактных поверхностей под болтовое соединение сначала просверливают отверстия, разметка центров которых выполняется в соответствии с проектом. Отверстия просверливают диаметром на 1 мм больше диаметра соответствующего болта. Далее контактные поверхности обрабатывают в следующем порядке:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) грубая обработка на шинозачистном станке или драчевым напильником под линейку; 2) зачистка под слоем вазелина стальной щеткой; 3) протирка тряпкой, смоченной в бензине;

Наименование операций. Механизмы и приспособления	Технологические указания
<p>Установка и крепление шин. Гидростатический или спиртовой уровень, рейки, шиур, отвес, стальная проволока</p> <p>Разъемные (болтовые) соединения шин. Гайковерты, ключи с регулируемым моментом</p> <p>Неразъемное соединение шин. Сварочный генератор или трансформатор, аппаратура для сварки и резки в среде аргона</p> <p>Присоединение шин к аппаратам</p>	<p>4) вторичная зачистка стальной щеткой под слоем вазелина, который уже не удаляется.</p> <p>Уменьшение толщины шины в месте обработки контактной поверхности не должно превышать 2 % общей толщины шины</p> <p>На опорных изоляторах устанавливают шинодержатели (рис. 1.15), укладывают обработанные шины или заготовленные заранее узлы ошиновки с выверкой при помощи стальной проволоки, натянутой вдоль продольной оси шин, и при помощи рейки и уровня в горизонтальной плоскости. Шины закрепляют в шинодержателях, причем в указанных в проекте «мертвых точках» они закрепляются жестко, а в остальных так, чтобы было обеспечено свободное перемещение шин вдоль шинодержателей. При монтаже плоских шин пакетами между шинами устанавливают распорные прокладки, а на сборных шинах — компенсаторы (рис. 1.16)</p> <p>При соединении шин болтами под головки болтов и гайки устанавливают тарельчатые пружины. Гайки затягивают стандартным ключом или ключом с регулируемым моментом</p> <p>Неразъемное соединение шин выполняют электросваркой. Шины в узлах тяжелой ошиновки из профильных шин или пакетов плоских шин большого сечения сваривают ручной аргонодуговой электросваркой неплавящимся вольфрамовым электродом переменным током при вертикальном положении шва и полуавтоматической аргонодуговой сваркой плавящимся электродом при любых пространственных положениях шва. Соединение электросваркой отдельных шин и приварки ответвлений к сборным шинам осуществляют ручной дуговой электросваркой угольным электродом при горизонтальном и вертикальном положении шва.</p> <p>В помещениях при относительной влажности менее 80 % и отсутствии агрессивных сред при номинальных токах аппаратов до 2000 А алюминиевые шн-</p>

Наименование операций. Механизмы и приспособления	Технологические указания
<p>Окраска шин и установка термоиндикаторов контроля температуры контактных соединений</p>	<p>ны могут непосредственно присоединяться к плоским медным контактам аппаратов. К стержневым медным зажимам непосредственное присоединение допускается при токах не более 400 А. При токах более 2000 А к аппаратам с плоскими медными контактами, при токах более 400 А к аппаратам со стержневыми контактами, а также в помещениях с агрессивными средами присоединение осуществляют через медно-алюминиевые переходы. Присоединение шин к плоским зажимам производят с применением тарельчатых пружин и специальных шайб (табл. 1.14), а к стержневым зажимам — специальными гайками из меди или медных сплавов, поставляемых комплектом с аппаратами.</p> <p>По окончании монтажа шины окрашивают: фазу А — в желтый, фазу В — в зеленый и фазу С — в красный цвет. Отдельные шины окрашивают со всех сторон, а пакеты — только снаружи. Для контроля за нагревом контактных соединений шин применяют термоленки, которые наклеивают вблизи контакта. При повышении температуры контактного соединения термоленка меняет цвет (табл. 1.15), сигнализируя об ослаблении контакта. Термоленка закрепляется при помощи бензоцеллюлозного лака</p>

Таблица 1.14. Размеры специальных стальных шайб для присоединения алюминиевых шин к плоским зажимам аппаратов

Диаметр резьбы крепящих болтов	Внутренний диаметр шайбы, мм	Наружный диаметр шайбы, мм	Толщина шайбы, мм
М8	8,5	18	3
М10	10,5	24	4
М12	12,5	32	6
М16	16,5	40	6
М20	21	46	6

Т а б л и ц а 1.15. Изменение цвета термопленки при нагреве

Цвет пленки при температуре до 35 °С	Цвет пленки при нагреве	
	Первое изменение	Второе изменение
Желтый	Оранжевый при 44—50 °С	Красный при 90—100 °С
Зеленый	Коричневый при 50—60 °С	Темно-красный при 90—100 °С
Красный	Темно-коричневый при 60—70 °С	Черный при 100—110 °С

1.10. МОНТАЖ РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ

Разъединители (табл. 1.16) изготавливаются трехполюсными и однополюсными, собираемыми на месте монтажа в трехполюсные аппараты. Разъединители поставляются с одним или двумя комплектами заземляющих ножей (со стороны подвижных контактов и неподвижных контактных стоек). Разъединители управляются ручными рычажными, червячными и электрическими приводами (табл. 1.17).

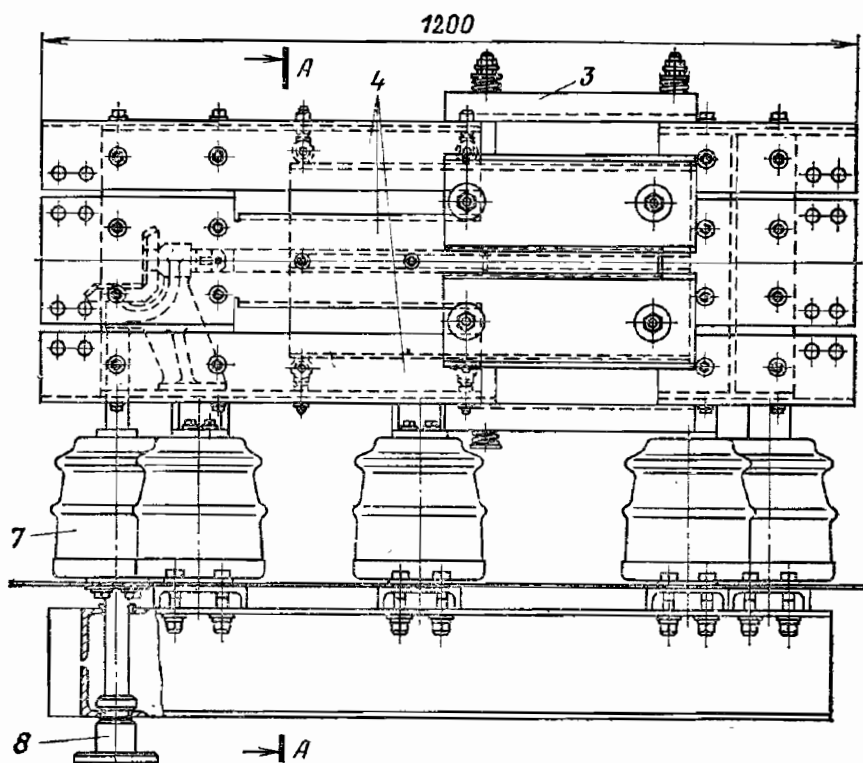


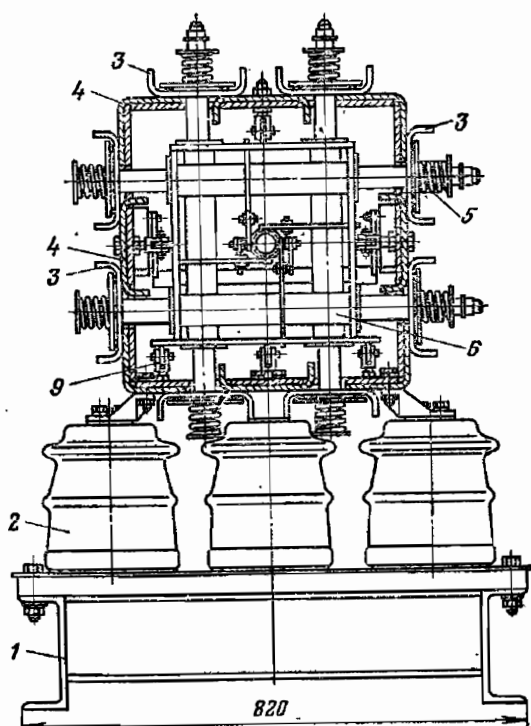
Рис. 1.17. Разъединитель

1 — рама; 2 — неподвижный изолятор; 3 — подвижные контакты; 4 — неподвижный поворотный изолятор; 8 — вал для соединения с приводом; 9 — ролик

Последовательность операции и технологические указания по монтажу разъединителей (кроме разъединителей РВК-20/12000-14000, которые даются отдельно) приведены в табл. 1.18.

Разъединители РВК-20/12000-14000 по своей конструкции (рис. 1.17) отличаются от других типов разъединителей тем, что подвижные контакты выполнены в них не в виде поворотных ножей, а представляют собой самостоятельную контактную систему из подвижных контактов 3, которая при включении разъединителя катится по роликам и замыкает два неподвижных контакта 4. Плотность контактов при этом создается контактными пружинами 5. Так как масса разъединителя РВК-20/12000-14000 значительно превышает массу других разъединителей типа РВК (см. табл. 1.16), подъем полюсов его производят при помощи полиспаста или лебедки с оттяжными блоками. До объединения в трехполюсный аппарат проверяют ход подвижной контактной системы каждого полюса отдельно. Подвижные контактные системы должны двигаться по роликам без перекосов и заеданий. Последовательность технологических операций при монтаже та же, что и для других типов разъединителей (см. табл. 1.17).

После окончания регулировки производят многократное (20—30 раз) включение и отключение разъединителя. При этом не должно возникать перекосов, деформаций тяг, разрегулировки систем или вибрации. При положительном результате проверки все его трущиеся и контактные части промывают бензином, протирают чистыми тряпками, а



типа РВК-20/12000-14000:

ные контакты; 5 — контактные пружины; 6 — механизм подвижного контакта;

Таблица 1.16. Разъединители, устанавливаемые в ГРУ 10—20 кВ

Тип	Исполнение	Размеры, мм			Масса, кг
		Длина	Ширина	Высота при отключенных ножах	
РВО-10-400-630-1000	Однополюсный	480	92	440	32
ЗОВ-20	»	482	470	615	34
РВ-10/400	Трёхполюсный на общей раме	508	898	460	50—70
РВ-20/400-630-1000	То же	600	1200	685	88
РВЗ-20/400-630-1000	» »	600	1200	685	105
РВЗ-10/2000	Трёхполюсный из трех отдельных полюсов	670	470	545	102
ВРЗ-10/2500	То же	1050	470	545	170
ВРЗ-10/4000	» »	1490	520	1050	200
РВЗ-20/6300	» »	1400	700	1050	225
РВЗ-20/2000	» »	1400	700	1050	204
РВК-20/12 000—14 000	» »	1200	820	960	1200

Примечания: 1. Обозначения: Р — разъединитель; В — внутренней установки; О — однополюсный; З — с заземляющими ножами; К — с контактами корабчатой формы.

2. Для трёхполюсных разъединителей, поставляемых в виде трех отдельных полюсов, ширина приведена для одного полюса.

Таблица 1.17. Установочные размеры и масса приводов разъединителей

Тип привода	Исполнение	Расстояние между центрами отверстий для крепления, мм		Количество и диаметр крепежных отверстий, мм	Масса, кг
		по оси	по ширине		
ПР-2	Рычажный ручного включения	120	70	4×8	2—3,4
ПР-3	То же	120	70	4×8	3,6—5,2
ПР-10, ПРН-11	» »	120	70	4×12	2,9—5,6
ПЧН-50	Червячный ручного включения	120	150	4×18	27
ПДВ-1	Электродвигательный	250	280	4×23	100

Таблица 1.18. Последовательность операций и технологические указания (или назначение операций) по монтажу разъединителей

Последовательность операций, механизмы и приспособления	Технологические указания (или назначение операции)
Подготовительные работы	<p>Проверяют отсутствие трещин и сколов на фарфоровых изоляторах и тягах и повреждений их армировки, отсутствие раковин и пленки окиси на контактных ножах и стойках (если они имеются, их зачищают мягкой стальной щеткой), правильность попадания ножей в контактные стойки (соосность ножей и стоек) и отсутствие ударов ножей о головки опорных изоляторов (из-за проскакивания ножей). Удары ножей устраняют перемещением ножа или контактной стойки по изолятору; проверяют исправность нажимных пружин на ножах и достаточность нажатия в контактах. Достаточность нажатия проверяют вытягиванием ножей из контактных стоек при помощи динамометра (см. табл. 1.19). Усилие нажатия регулируют сжатием или ослаблением пружин вращением специального болта (имеется на пружинах). При сжатии пружин между их витками должен оставаться зазор не менее 0,5 мм (при включенном ноже). Вытягивающие усилия составляют $\frac{1}{3}$—$\frac{1}{4}$ нажатия в контактах разъединителя, и истинное усилие нажатия определяется умножением показания динамометра на коэффициент 3—4; проверяют плотность соприкосновения ножа и контактной стойки щупом толщиной 0,05 мм и шириной 10 мм. Щуп не должен входить между контактами на глубину более 5 мм.</p>
Подъем разъединителей. Блоки, или полиспасты, или универсальные штативы	<p>Разъединители поднимают и временно закрепляют болтами или шпильками на опорной конструкции</p>
Выверка разъединителей. Уровень и отвес	<p>При выверке необходимо обеспечить совпадение всех крепежных отверстий разъединителя с осями разметки с допуском ± 2 мм. При выверке отдельных полюсов должна быть обеспечена соосность их валов. Перекосы устраняют прокладками из тонкой листовой стали</p>
Сборка и регулировка разъединителя. Электродрель, сварочный аппарат	<p>На вал разъединителя устанавливают рычаг и временно закрепляют его стопорными винтами. Устанавливают соединительные муфты между валами полюсов. При сборке разъединителей серии РВК валы двух соседних полюсов при расстоянии между по-</p>

Последовательность операций, механизмы и приспособления	Технологические указания (или назначенные операции)
	<p>люсами до 470 мм соединяют одной муфтой (две муфты на три полюса), а если это расстояние превышает 470 мм, то между валами устанавливают стальную вставку, соединяя ее с валами двумя муфтами (четыре муфты на три полюса). Для крепления муфт на валах полюсов разъединителя просверливают (электродрелью) отверстия и производят штифтовку муфт коническими штифтами. Устанавливают и крепят привод разъединителя. В концы тяги, соединяющей привод с разъединителем (изготавливается по снятому по месту шаблону), вставляют и закрепляют шпильками болты регулировочных вилок (болты вилок можно скреплять с тягой и электросваркой). После соединения тяги с рычагами привода и разъединителя отключают ножи разъединителя поворотом привода, регулируют угол поворота ножей и закрепляют рычаги и упоры на валах разъединителя и привода. Угол поворота (раскрытия) ножей разъединителя регулируют изменением длины тяги (регулируемыми вилками) и перестановкой ограничительных упоров. Угол раскрытия главных ножей разъединителя должен составлять 75° для разъединителей типов РВ-10/400-600, 65° для РВ-10/400-1000, 58° для РВК-10-2000, РВК-10-3000, РВК-10-4000, 67° для РВК-20-5000 при допустимом отклонении от этих значений не более $\pm 3\%$. Проверяют одновременность включения ножей всех трех фаз. Для этого доводят приводом ножи разъединителя до соприкосновения опережающего ножа с неподвижной контактной стойкой и измеряют зазор между ножами отставших полюсов и соответствующими контактными стойками. Этот зазор не должен превышать 3 мм. При необходимости регулировка одновременности достигается изменением длины поводков изоляционных тяг или прокладками под опорными изоляторами. При регулировке разъединителей РВК с приводом ПЧ-50 следует учитывать, что полностью операция включения должна быть закончена за 12 оборотов рукоятки привода (вращение против часовой стрелки).</p>

**Т а б л и ц а 1.19. Нормальные усилия вытягивания ножа
из контактных стоек полюса разъединителя**

Разъединитель	Номинальный ток, А	Усилие вытягивания ножа, Н
РВО и РВ	400	100—120
РВО и РВ	600—1000	160—180
РВ, РВЗ и РВРЗ	100—2000	350—400
РВЗ	2500	500—550
РВЗ	400	330—360
РВЗ	6300	500—550
РВЗ	8000	500—550

затем смазывают свежей смазкой: контакты — вазелином или смазкой ЦИАТИМ-201, а трущиеся части — смазкой ЦИАТИМ-201.

1.11. МОНТАЖ ЗАЗЕМЛИТЕЛЕЙ ЗОВ-20

Заземлитель предназначен для закорачивания фаз и заземления токопроводов. Заземлитель поставляется отдельными полюсами, каждый из которых состоит из неподвижного контакта, который устанавливается на токопроводе, и заземляющего подвижного контакта, закрепленного на контактодержателе, установленном на металлическом цоколе.

После установки на токопроводе неподвижных контактов подвижные контакты устанавливают на металлоконструкциях так, чтобы они свободно входили в неподвижные, а валы полюсов были соосны. Из газовой трубы диаметром 25 мм изготавливают тягу, соединяющую заземлитель с приводом. При включенном положении заземлителя в рычагах, муфтах и валах засверливают отверстия и устанавливают штифты. Контактное давление регулируют (пружинами неподвижных контактов) так, чтобы вытягивающее усилие находилось в пределах 500—550 Н (50—55 кгс). Устанавливают и соединяют с заземлителем привод, проверяют одновременность включения полюсов, контактные поверхности смазывают консистентной смазкой, а трущиеся поверхности привода — этой же смазкой, смешанной с графитом (10 % графита марки II по массе). К цоколю заземлителя и приводу подсоединяют шины заземления.

1.12. ВЫКЛЮЧАТЕЛИ 6—20 кВ

Для установки в ГРУ 10—20 кВ применяются в основном мало-масляные выключатели серий ВМП и ВМГ (табл. 1.20), а также воздушные типа ВВ-20.

Т а б л и ц а 1.20. Выключатели для ГРУ 10—20 кВ

Тип выключателя	Номинальные		Размеры выключате- ля, мм			Общая масса, кг	Масса за- ливаемого масла, кг
	напряже- ние, кВ	ток, А	Высо- та	Глу- бина	Шир- на		
ВМПЭ-10Э	10	2500	1090	850	1000	450	4,5
ВМПП-10*	10	630, 1030, 1600	950	650	670	235	5,5
ВМПЭ-10	10	630, 1000, 1600	1145	640	670	240	5,5
ВМЦ-10	10	3200	1320	850	1000	400	8,0
МГ-10	10	5000	2940	1234	1840	2100	55,0
МГ-10	10	9000	2940	1234	1840	2150	55,0
МГ-20	20	6000	3100	1388	2040	2400	55,0
МГ-20	20	9500	3100	1388	2040	2450	55,0
ВВ-20	20	12 000	3155	1060	2730	9150	—

* С пружинным приводом.

Пр и м е ч а н и е. Обозначения: М — масляный; П — подвесной; Г — горшко-
вый; Э — с электромагнитным приводом; В — воздушный.

1.13. МОНТАЖ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ СЕРИИ ВМП

Выключатель и привод устанавливают на опорные конструкции и закрепляют. Рычаг на валу привода устанавливают под углом 30° к вертикали при включенном положении привода, привод и выключатель переводят в отключенное положение и соединяют выключатель с приводом тягой, изготовленной из стальной трубы диаметром 20 мм. Проверяют и регулируют приводной механизм и контактную систему выключателя. При помощи шаблона (рис. 1.18) регулируют недоход механизма привода до «мертвой точки» при отключенном положении выключателя. Манипулируя приводом, регулируют контактную систему. Для выключателей ВМП-10-630-1600 при угле поворота вала на $87+2^\circ$ полный ход подвижных контактов должен составлять $245-5$ мм при недоходе до крайнего включенного положения не менее 4 мм, а ход в розеточном контакте $60+3-5$ мм. При этом зазор в пружинном буфере должен быть в пределах 0,5—1,5 мм, а рабочий ход буфера — 22—23 мм. Для выключателя ВМП-10Э-2500 полный ход подвижных контактов должен равняться 295—5 мм, ход в контактах — $80+3-5$ мм, ход в пружинном буфере — 58 ± 6 мм.

После окончания регулировки баки выключателя заливают сухим трансформаторным маслом.

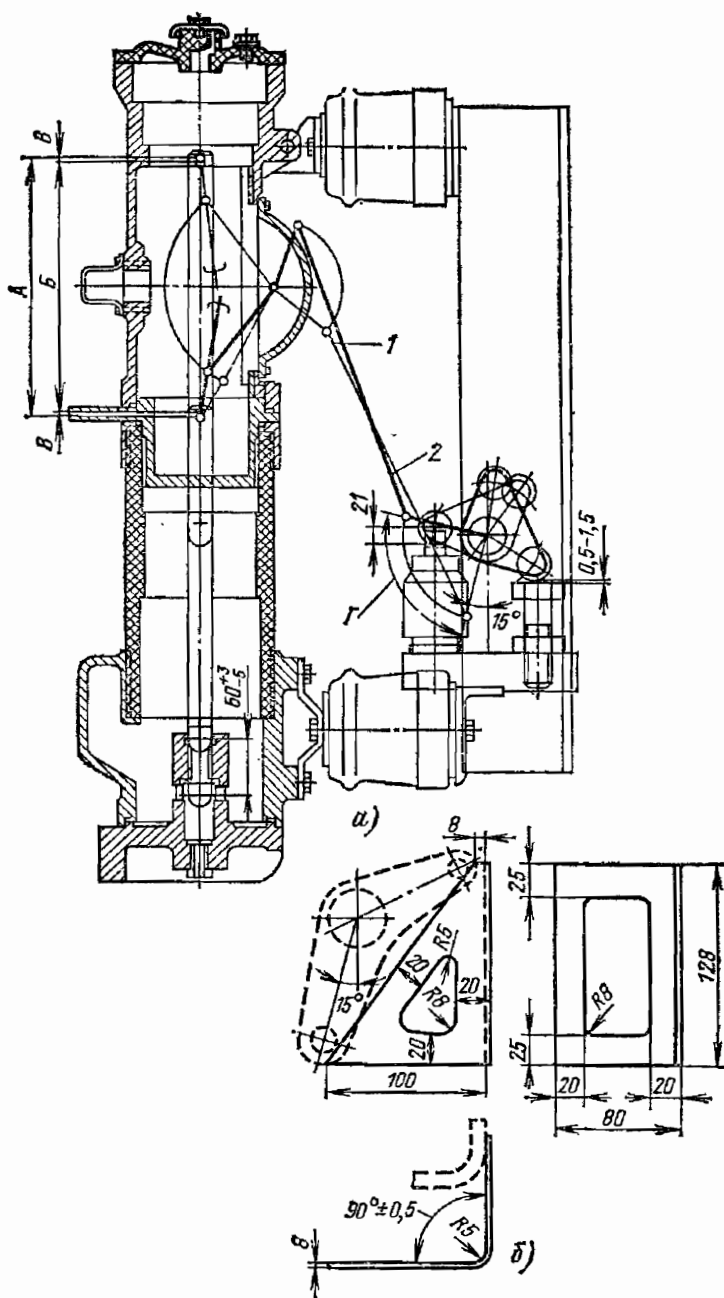


Рис. 1.18. Регулировка приводного механизма выключателей типа ВМП-10:

а — кинематическая схема; *б* — шаблон для регулировки; 1 — положение «отключено»; 2 — положение «включено»; *A* — возможный полный ход механизма; *B* — полный ход подвижных контактов; *B* — недоход; *Г* — угол поворота вала

1.14. МОНТАЖ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ СЕРИИ МГ

Выключатели МГ-10 и МГ-20 (рис. 1.19) поставляются собранными на раме, выключенными, с застопоренным механизмом (во избежание случайного отключения при транспортировке). Выключатели устанавливаются в ЗРУ на полу или на специальном фундаменте.

Раму выключателя выверяют по уровню и отвесу и прикрепляют болтами к закладным частям. Привод устанавливают и закрепляют анкерными болтами. Раму выключателя и привод соединяют распорной трубой или стержнем диаметром 30 мм для придания жесткости и предупреждения расшатывания при работе выключателя.

Специальным домкратом (входит в поставку завода) вручную включают и отключают выключатель. Для этого домкрат свинчивают до отказа и устанавливают его в центре привода под сердечник вклю-

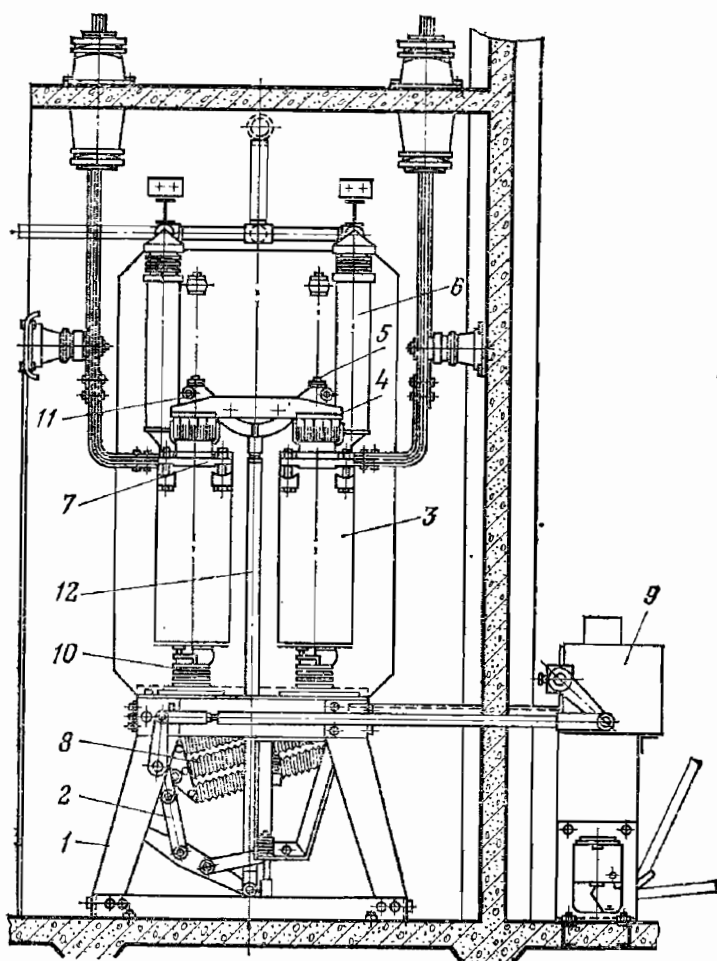


Рис. 1.19. Масляный выключатель типа МГ-20:

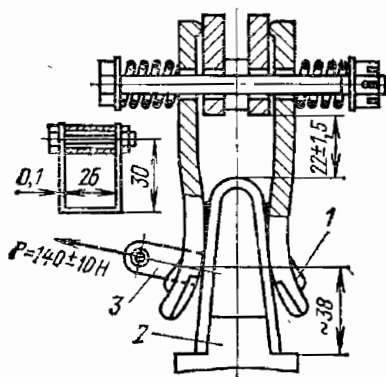
1 — рама; 2 — механизм; 3 — баки; 4 — главные контакты; 5 — дугогасительные контакты; 6 — газоотводы; 7 — крышка бака; 8 — отключающие пружины; 9 — привод; 10 — опорный изолятор; 11 — траверса; 12 — штанга

чающего электромагнита. На рукоятку домкрата надевают трубу диаметром $\frac{3}{4}$ " длиной около 1,5 м. Привод устанавливают домкратом в положение, близкое к включенному, так, чтобы удерживающая защелка привода была близка к западению под ролик. Привод соединяют предварительно изготовленной тягой с выключателем, доключают привод до западения собачки, снимают скобу (установленную на заводе), удерживающую выключатель во включенном положении, и отключают выключатель.

Разбирают контактную систему выключателя (отвертывают гайки, ослабляют стяжные болты, укрепляющие дугогасительные стержни на траверсе, и опускают стержни на днища цилиндров). Изоляционную

Рис. 1.20. Измерение контактного давления в главных контактах выключателя типа МГ-10:

1 — ламели неподвижного контакта;
2 — контактный нож; 3 — приспособление для измерения контактного давления



штангу 12 с траверсой 11 отсоединяют от приводного механизма и вынимают контактные стержни из цилиндров, сняв предварительно крышки цилиндров. Производят осмотр и ревизию баков, гасительных камер и подвижной контактной системы. При ревизии проверяют контактное давление в розеточных контактах (рис. 1.20). Для выключателей МГ-10 давление должно быть 250—300 Н. Перед сборкой выключателя необходимо проверить, не засорен ли клапан, соединяющий маслоотделитель с цилиндром, промывают внутренние полости цилиндров сухим трансформаторным маслом, а все контактные поверхности и места присоединения шин смазывают вазелином. После сборки проверяют вертикальность цилиндров. При необходимости производится регулировка болтами, крепящими опорные изоляторы, и прокладками из прессишпана. Проверяют расположение цилиндров и рабочих неподвижных контактов каждой фазы относительно коромысел приводного механизма: отвес, опущенный с середины между цилиндрами, должен совпадать с точностью до ± 3 мм с центром соединения изоляционной штанги с коромыслом. Затем производят регулировку выключателя вместе с приводом. Шаблон, приложенный к трем осям звеньев, образующих «мертвую точку», должен совпадать со всеми осями (шаблон поставляется заводом). В этом случае обеспечивается нормальный недоход до «мертвой точки». Зазор между средней осью и шаблоном свидетельствует о чрезмерном недотяге привода, а при излишнем выступании средней оси, когда шаблон не касается крайних осей, — перетяге. Недотяг допускается в пределах 2—3 мм, а перетяг не допускается.

Когда выключатель с приводом отрегулирован, проверяют параметры контактной системы. При этом измеряют давление в главных контактах (рис. 1.20) (оно должно составлять 140 ± 10 Н для выключателей МГ-10 и 450 Н у выключателей МГ-20); полный ход подвижных

контактов (420—10 мм у выключателей МГ-10, 500—25 мм у выключателей МГ-20); заход контактных стержней в розеточный контакт (у выключателей МГ-10 стержень не должен доходить до дна розеточного контакта на 20—25 мм, а у МГ-20 заход должен быть не менее 90 мм).

1.15. МОНТАЖ ВОЗДУШНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ВВ-20

Выключатель ВВ-20 (рис. 1.21) состоит из трех отдельных полюсов и распределительного шкафа. Каждый полюс установлен на стальном цилиндрическом резервуаре, который является одновременно и основанием полюса и емкостью — накопителем сжатого воздуха, необходимого для работы выключателя.

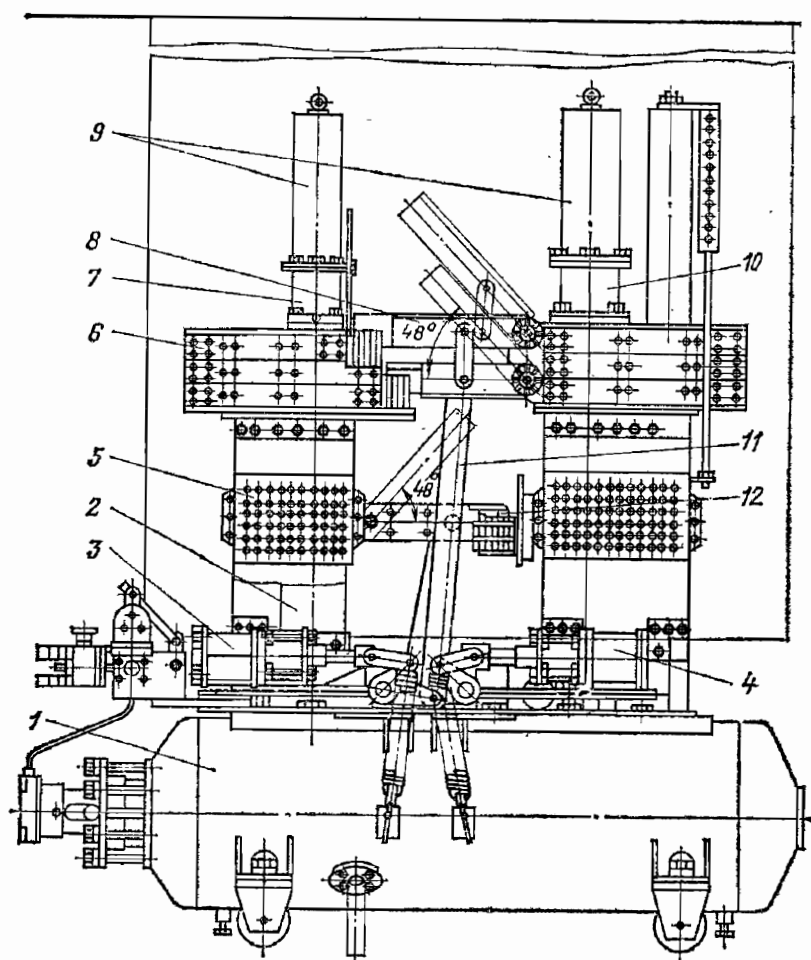


Рис. 1.21. Воздушный выключатель ВВ-20:

1 — основание; 2 — опорный изолятор; 3, 4 — привод ножей; 5 — шунтирующий резистор; 6 — вывод; 7 — камера; 8 — подвижные контакты разъединителя; 9 — охлаждаители; 10 — камера вспомогательная; 11 — штанга; 12 — нож отделителя

Выключатель поставляется заводом-изготовителем полностью собранный (пополюсно). Отдельно поставляется лишь газоотвод, общий для всех трех полюсов.

Перед монтажом выключателя производится ревизия, заключающаяся во внешнем и внутреннем его осмотре. При внешнем осмотре проверяют отсутствие повреждений изоляционного фарфора, а также отсутствие трещин и других повреждений баков, исправность привода и приводного механизма (валов, рычагов, отключающих пружин, масляного и пружинного буферов) и маслоуказателя. При внутреннем осмотре проверяют исправность розеточных контактов, гасительных камер и внутренних изоляционных деталей. Гасительные камеры промывают сухим трансформаторным маслом. При ревизии все части выключателя очищают от консервационной смазки (салфетками, смоченными в бензине) и протирают фарфоровые изоляторы и внутренние изоляционные части сухими чистыми тряпками. Все контактные поверхности, токоведущие стержни, гибкие перемычки при необходимости зачищают стеклянной бумагой и смазывают тонким слоем технического вазелина.

После окончания ревизии и сборки разобранных при ревизии полюсов выключателя (специальным ключом, поставляемым заводом-изготовителем), а также по готовности воздухораспределительной сети приступают к его монтажу.

Монтаж выключателя сводится к установке на фундаменты полюсов выключателя и распределительного шкафа и соединению их воздухопроводами между собой и воздушной магистралью ГРУ, а также к установке газоотвода.

Вслед за этим производят регулировку выключателя в соответствии с заводской инструкцией и паспортом. В резервуары выключателя подают воздух и производят опробование работы выключателя.

1.16. МОНТАЖ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ

Трансформаторы тока (табл. 1.21) перед монтажом осматривают и испытывают. При осмотре проверяют исправность фарфоровой или литой изоляции, отсутствие повреждений кожухов, фланцев, колодок выводов вторичных обмоток, наличие паспортной таблички и обозначений выводов. При испытаниях (их производит наладочная бригада) измеряют сопротивление изоляции обмоток и коэффициент трансформации, проверяют полярность выводов, снимают вольт-амперные характеристики, испытывают трансформатор повышенным напряжением и подбирают одинаковые по характеристикам трансформаторы тока для установки в присоединениях.

Трансформаторы тока устанавливают на стальных конструкциях на железобетонных или стальных плитах, а также в проемах стен и перекрытий. Трансформаторы, собранные в комплект, или отдельные (при установке в проемах) поднимают, устанавливают на место, проверяют и закрепляют.

При монтаже трансформаторов тока с номинальным током 1000 А и выше опорные стальные конструкции или арматура должны быть разрезаны и скреплены накладками из немагнитного материала для исключения индуктирования в них тока и связанного с этим недопустимого разогрева.

Трансформаторы должны устанавливаться так, чтобы их плиты с паспортной табличкой были легко различимы.

Т а б л и ц а 1.21. Трансформаторы тока

Тип	Номинальные		Размеры, мм			Масса, кг
	напря- жение, кВ	первичный ток, кА	Длина	Ширина	Высота	
ТПОФ-10	10	0,4—1,5	700	310	310	42
ТПОФУ-10	10	0,4—1,5	760	310	310	42
ТПФМ-10	10	0,005—0,4	670	206	482	28—32
ТПФМД-10	10	0,075—0,4	670	206	482	32—45
ТПФМЗ-10	10	0,075—0,4	670	206	482	35—45
ТПШФ-20	20	6,0	780	500	536	110
ТПОЛМ-10	6—10	0,4—1,5	450	226	226	17
ТПОЛ-10Р	6—10	0,6—1,5	412	220	248	12—17
ТПЛ-10Р	6—10	0,005—0,4	400	180	230	10—17
ТПШЛ-10	6—10	2,0—5,0	290	348	438	25
ТПШЛ-20	20	6,0—12	400	760—880	792—817	180—219
ТНПШ-1-6-15	6—15	1,75	140	500	160	156
ТНПШ-2-6-16	6—15	3,0	156	620	160	246
ТНПШ-3-6-15	6—15	4,5	156	760	200	325

Примечания: 1. Обозначения: Т — трансформатор тока; П — проходного типа; О — одновитковый (по первичной обмотке); Ф — с фарфоровой изоляцией; У — усилитель; М — модернизированный; Д — с обмоткой для дифференциальной защиты; З — для защиты от замыканий на землю; Ш — шинный; Л — с лентой изоляцией из эпоксидной смолы; Р — для релейной защиты; НП — нулевой последовательности.

2. Трансформаторы тока нулевой последовательности типов ТНП и ТНПШ применяются для защиты от замыканий на землю статорных обмоток синхронных генераторов и электродвигателей высокого напряжения.

Присоединение шин к трансформатору должно выполняться так, чтобы выводные зажимы не испытывали тяжения шин. При этом шины со стороны питания присоединяют к зажимам с пометкой *Л1* (начало первичной обмотки), а отходящие шины — к зажимам *Л2* (конец обмотки). Тогда на вторичных обмотках трансформатора зажимы с пометками *И1* и *И2* будут означать начало и конец этих обмоток. Вторичные обмотки трансформаторов тока, не используемые в схемах вторичных цепей, должны быть закорочены.

При установке трансформаторов в проемах стен и перекрытий между трансформатором и стеной или перекрытием необходимо оставлять зазор в 2—3 мм, в который закладывается толь для предохранения корпуса трансформатора от коррозии. Корпус трансформатора заземляется.

Трансформаторы напряжения (табл. 1.22) выпускаются в трехфазном или однофазном исполнении, собранными и залитыми маслом. Их следует хранить в вертикальном положении, контролируя уровень масла по маслоуказателю. Перед монтажом производят внешний осмотр трансформаторов. При этом проверяют исправность фарфоровых изоляторов и их армировки, отсутствие течи масла, исправность маслоуказателя и спускных трубок. Путем слива небольшого количества масла проверяют исправность сообщения маслоуказателя с баком трансформатора. Отбирают пробу масла для испытания его на электрическую прочность, после чего доливают масло до необходимого уровня.

Т а б л и ц а 1.22. Трансформаторы напряжения

Тип	Номинальное напряжение		Размеры, мм			Масса, кг
	первичное, кВ	вторичное, В	Дли-на	Шири-на	Высо-та	
НОМ-10	10	100	319	210	472	35
НОМ-15	15,75—18	100	522	218	617	81
НТМК-10	10	100	380	380	858	110
НТМИ-10	10	100; $100/\sqrt{3}$	453	445	507	80
НТМИ-18	13,8	100; $100/\sqrt{3}$	480	1044	730	300
НТМИ-18	15,75	100; $100/\sqrt{3}$	480	1044	730	300
НТМИ-18	18	100; $100/\sqrt{3}$	480	1044	730	300
ЗНОМ-15	6; 10;	$100/\sqrt{3}$	600	600	617	63
	$15,0/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$				
ЗНОМ-20	$18,0/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	600	600	617	77,5
	$20,0/\sqrt{3}$		600	600	617	77,5

Примечания: 1. Обозначения: Н — трансформатор напряжения; О — однофазный; Т — трехфазный; М — масляный; К — с компенсационной обмоткой; И — с дополнительной обмоткой для контроля изоляции; З — с изолированной нейтралью.

2. Трансформаторы напряжения ЗНОМ и НТМИ предназначены для сетей с изолированной нейтралью.

После осмотра трансформаторы напряжения поднимают за приваренные к баку крюки, устанавливают их на опорные конструкции, выверяют по осям ячеек и по уровню и закрепляют. При этом должны быть выполнены следующие условия:

1) маслоспускной кран и указатель уровня масла должны быть обращены в сторону коридора управления;

2) расстояние между баками однофазных трансформаторов должно быть не менее 160 мм (в свету);

3) шины со стороны высокого напряжения к трансформаторам НТМК и НТМИ подсоединяют в следующем порядке: желтая фаза — к выводу с пометкой А; зеленая — к выводу В, красная — к выводу С. Вывод с пометкой Х заземляется. У однофазных трансформаторов вывод с пометкой А может быть присоединен к любой фазе, а выводы Х соединяются общей шиной, которая заземляется. У этих трансформаторов каждый бак заземляется отдельно.

1.17. МОНТАЖ ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ

Для установки в ГРУ 10—20 кВ выпускаются силовые предохранители с заполнением кварцевым песком серий ПК (предохранитель кварцевый), ПКУ (кварцевый усиленный), а также серий ПКТ и

**Т а б л и ц а 1.23. Характеристики предохранителей
высокого напряжения, устанавливаемых в ГРУ 10—20 кВ**

Номинальное напряжение, кВ	Размеры, мм			Масса, кг
	Длина	Ширина	Высота	
<i>Предохранители ПК и ПКУ</i>				
10	521	88	203	5,4
20	760	130	463	9,4
<i>Предохранители ПКТ и ПКТУ</i>				
10	321	82	203	13
20	560	130	378	13

ПКТУ для защиты трансформаторов напряжения. Их характеристики приведены в табл. 1.23.

Предохранители высокого напряжения состоят из патрона с плавкой вставкой, изоляторов с контактными стойками и цоколя. Патроны предохранителей заполнены кварцевым песком, в котором помещено несколько спиральных плавких вставок.

Срабатывание предохранителей определяется по указателю, который выбрасывается пружиной при перегорании плавкой вставки. Перед установкой предохранители осматривают на сохранность изоляторов и фарфоровых патронов, исправность указателя срабатывания.

Цоколи предохранителей устанавливают на соответствующих основаниях (металлоконструкции, стены и т. п.), выверяют по отвесу и уровню. Патроны предохранителей вставляют в неподвижные контактные стойки так, чтобы указатели срабатывания были обращены вниз. К цоколям присоединяются шины заземления.

1.18. МОНТАЖ РЕАКТОРОВ

Реакторы (рис. 1.22, табл. 1.24) применяются для ограничения токов короткого замыкания. Конструктивно они выполняются в виде катушек из алюминиевого изолированного провода, намотанного на бетонные колонки. Реакторы изготавливаются с одинарной и со сдвоенной обмоткой. Сдвоенные реакторы типа РБС применяются для установки в ячейках ГРУ 10 кВ, когда по схеме соединений от ячейки ГРУ питается группа отходящих линий через шкафы КРУ, половина которых присоединяется к одной обмотке, а другая половина — к другой (при помощи специальной шинной сборки).

Каждая фаза реактора комплектуется опорными изоляторами для изоляции от фундамента и от фаз, стоящих выше.

Реакторы могут устанавливаться вертикально, горизонтально и ступенчато (рис. 1.22). Они для этого выпускаются с маркировкой: *В* — верхняя, *С* — средняя, *Н* — нижняя, *Г* — горизонтальная и *СГ* — средняя горизонтальная.

После доставки фаз реактора к месту установки они освобождаются от заводской упаковки (обычно обрешетка), очищаются от пыли и грязи, тщательно осматриваются на предмет отсутствия трещин или

**Т а б л и ц а 1.24. Основные установочные размеры реакторов
внутренней установки**

Тип реактора	Размеры (рис. 1.22), мм					Количество изоляторов	Масса, кг
	<i>D</i>	<i>h</i>	<i>d</i>	<i>a</i>	<i>b</i>		
РБ-10-400-0,35	1430	945	845	1000	330	10	880
РБ-10-400-0,45	1440	1135	925	1000	320	10	880
РБ-10-630-0,25	1350	1040	885	950	380	12	930
РБ-10-630-0,40	1410	1040	865	1000	470	12	1160
РБГ-10-630-0,40	1410	1040	865	1000	470	12	1020
РБС-10-2×630-0,25	1490	1230	945	1050	550	12	1440
РБС-10-2×630-0,40	1690	1230	1105	1100	700	12	1680
РБС-10-2×630-0,56	1845	1230	1225	1200	800	12	1910
РБСГ-10-2×630-0,56	1690	1230	1105	1100	700	12	1680
РБ-10-1000-0,14	1370	1040	865	1000	450	12	1120
РБ-10-1000-0,22	1490	1135	985	1050	520	14	1340
РБ-10-1000-0,28	1530	1230	1025	1050	550	14	1490
РБ-10-1000-0,35	1590	1135	1065	1100	620	14	1660
РБ-10-1000-0,45	1730	1140	1145	1150	630	14	1560
РБ-10-1000-0,56	1750	1230	1163	1150	750	14	1670
РБГ-10-1000-0,22	1490	1135	985	1050	520	14	1190
РБС-10-2×1000-0,14	1720	2505	1105	1100	650	14	1900
РБС-10-2×1000-0,22	1870	2550	1285	1200	800	12	2020
РБС-10-2×1000-0,28	1885	2640	1225	860	1200	12	2380
РБСД-10-2×1000-0,35	1925	—	1265	950	1250	12	2440
РБСД-10-2×1000-0,45	2025	—	1405	980	1350	12	2400
РБСД-10-2×1000-0,56	2025	—	1345	1100	1350	12	2820
РБСД-10-2×1000-0,22	1870	1230	1285	800	1200	14	1940
РБСГ-10-2×1000-0,35	1925	1230	1265	950	1250	12	2280
РБСГ-10-2×1000-0,45	2025	1425	1405	980	1350	12	2400
РБСГ-10-2×1000-0,56	2045	1425	1345	1100	1350	12	2820
РБ-10-1600-0,14	1510	1325	965	580	1050	14	1770
РБ-10-1600-0,20	1665	1230	1045	710	1100	14	2040
РБ-1X-1600-0,25	1910	1230	1325	800	1250	16	2230
РБ-10-1600-0,35	1905	1220	1205	890	1250	12	2530
РБГ-10-1600-0,14	1510	1325	965	580	1050	14	1610
РБГ-10-1600-0,20	1665	1230	1045	710	1100	14	1830
РБС-10-2×1600-0,14	2065	1275	1365	970	1350	14	2960
РБСГ-10-2×1600-0,20	2125	1470	1465	1100	1400	14	3120
РБСД-10-2×1600-0,20	2125	—	1465	1100	1400	14	3120
РБСД-10-2×1600-0,25	2210	—	1545	1150	1500	14	3470
РБСДГ-10-2×1600-0,25	2270	1370	1645	1150	1500	14	3300
РБСДГ-10-2×1600-0,35	2080	1550	1345	1200	1450	12	3850
РБСДГ-10-2×2500-0,14	2205	1415	1505	1250	1550	14	3500
РБСДГ-10-2×2500-0,20	2140	1500	1405	1270	1550	14	3890
РБД-10-2500-0,20	1925	—	1225	950	1250	12	2460
РБГ-10-2500-0,14	1955	1230	1265	830	1150	14	2070

Продолжение табл. 1.24

Тип реактора	Размеры (рис. 1.22), мм					Количество изоляторов	Масса, кг
	D	h	d	a	b		
РБГ-10-2500-0,20	1925	1280	1225	950	1250	12	2180
РБДГ-10-2500-0,25	2145	1180	1365	1100	1400	15	2740
РБДГ-10-2500-0,35	2220	1230	1405	1200	1500	14	3040
РБДГ-10-4000-0,105	2082	1170	1305	1000	1300	12	2160
РБДГ-10-4000-0,18	2140	1370	1325	1170	1450	12	2890

Примечания: 1. Обозначения: Р — реактор; Б — бетонный; Д — охлажденное воздушное с дутьем; С — сдвоенный; Г — с горизонтальным расположением фаз; первая цифра — номинальное напряжение, кВ; вторая цифра — номинальный ток, А; третья цифра — индуктивное сопротивление фазы реактора, Ом.

2. Размеры для реакторов типа РБ применены и для аналогичных реакторов типа РБУ (для ступенчатой установки).

отбитых краев в бетонных колонках, исправности опорных изоляторов, целостности изоляции витков обмотки и лакового покрытия бетонных колонок. Мегаомметром 2500 В проверяют сопротивление изоляции между выводами обмотки и болтами на бетонных колонках (должно

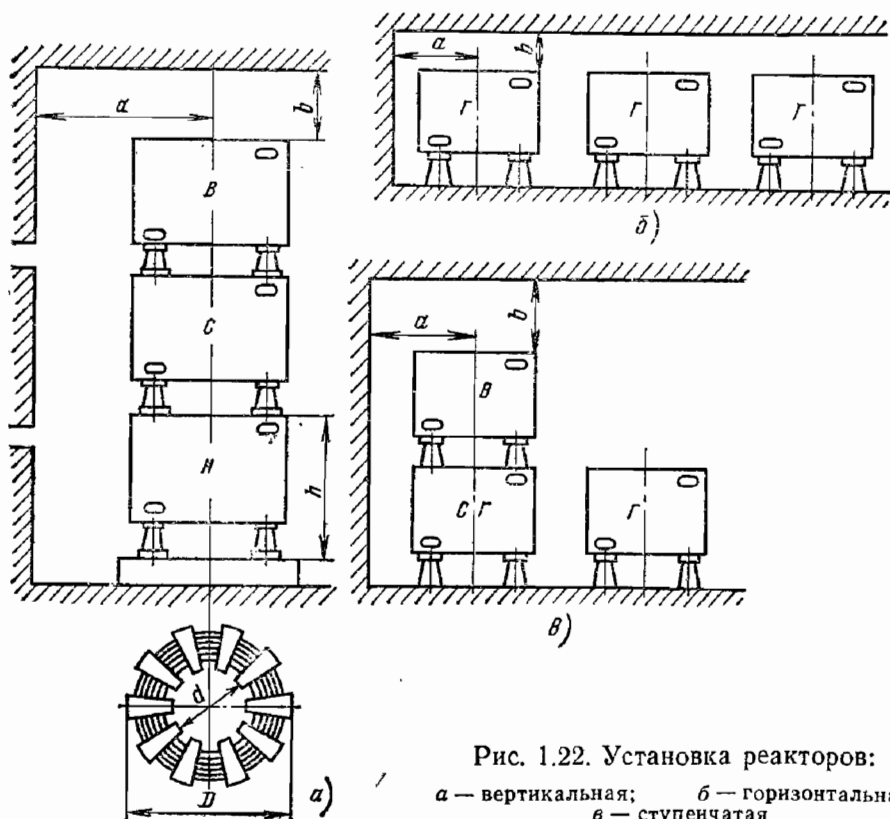


Рис. 1.22. Установка реакторов:

a — вертикальная; b — горизонтальная;
 $в$ — ступенчатая

быть не менее 30 МОм). После устранения замеченных неисправностей приступают к монтажу реактора.

При вертикальной установке монтаж реактора производят талью грузоподъемностью 3—5 т, закрепляемой к двутавровой балке или швеллеру, прокладываемому под перекрытием ячеек реакторов во время строительства здания. При горизонтальном расположении фаз монтаж реактора выполняют при помощи двойной тележки, на которой перевозят фазы к фундаментам.

При вертикальной установке сначала подают на фундамент верхнюю фазу (В). Под нее подводят швеллер № 10 и с помощью стропов поднимают талью фазу на высоту, достаточную для установки под ней средней фазы (С). Подают на фундамент фазу С. На штыри бетонных колонок фазы В наворачивают опорные изоляторы, опускают ее и закрепляют на фазе С. Поднимают обе фазы, подводят фазу Н, опускают и скрепляют с ней фазы С и В. Всю колонну закрепляют на фундаменте, устанавливая в его колодцы болты (заглубление болта в фундаменте должно быть не менее 90 мм). Колодцы с болтами заливают цементным раствором. Колонну реактора выверяют по уровню и отвесу и реактор окончательно закрепляют на фундаменте.

Установку фаз реактора необходимо произвести так, чтобы направление тока в средней фазе было противоположным его направлению в нижней и верхней фазах. Должны быть выдержаны минимальные расстояния *a* и *b* (см. рис. 1.22). Расстояние от нижнего вывода фазы Н до бетонной подушки реактора должно быть не менее 315 мм.

По окончании монтажа реактора фланцы изоляторов нижней фазы при вертикальной установке заземляют. Заземляющая шина не должна образовывать кольцевого витка.

При сооружении и монтаже реакторной ячейки все металлоконструкции (в том числе и строительные) должны устанавливаться в удалении от реактора не менее чем на половину внешнего его диаметра.

В. ЗАКРЫТЫЕ РАСПРЕДУСТРОЙСТВА 110—220 кВ

1.19. МОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ В ЗРУ 110—220 кВ

При ограниченности площади под застройку (в городах, на территории действующих предприятий и т. п.), необходимости защиты от воздействия агрессивных сред (выбросы химических предприятий, морские уносы и т. д.), а также в районах Крайнего Севера РУ 110—220 кВ сооружаются в закрытых зданиях.

Закрытые РУ 110—220 кВ сооружаются по типовым проектам институтов Минэнерго СССР. На рис. 1.23 показано ЗРУ 220 кВ.

Монтаж оборудования в ЗРУ 110 кВ выполняют при помощи лебедок, электроталей и талей. В одноэтажных ЗРУ зального типа перемещение и подъем аппаратов на проектные отметки могут выполняться с помощью автопогрузчиков и автокранов.

В ЗРУ 220 кВ монтаж воздушных выключателей и трансформаторов тока целесообразно выполнять автокраном. Для монтажа разъединителей применяют порталы, перемещающиеся на катках и оборудованные электролебедкой или электротельфером грузоподъемностью 1 т. Монтаж ошиновки выполняют с автовышек до установки опорных конструкций и оборудования.

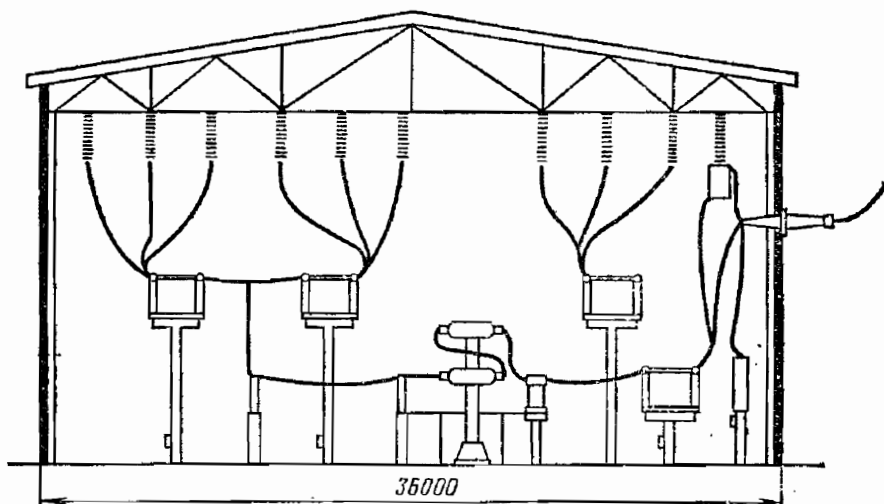


Рис. 1.23. ЗРУ 220 кВ

Линейные вводы устанавливают с улицы автокраном со стрелой не менее 10 м, а кабельные вводы — с помощью полиспаста.

1.20. КОМПЛЕКТНЫЕ РАСПРЕДУСТРОЙСТВА 110—220 кВ С ЭЛЕГАЗОВОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ

В настоящее время электропромышленностью освоено изготовление комплектных распреустройств на напряжения 110 и 220 кВ с элегазовой изоляцией (ячейки элегазовые — ЯЭ), которые находят все большее применение при сооружении ЗРУ 110—220 кВ.

Элегаз — шестифтористая сера (SF_6) — инертный бесцветный газ, без запаха, не горюч и не токсичен. Элегаз обладает высокой диэлектрической прочностью, что позволило при конструировании и изготовлении ЯЭ существенно сократить допустимые расстояния между токоведущими частями, а также между ними и заземленными элементами, уменьшить за счет этого габариты ЯЭ и соответственно объемы сооружений для ЗРУ 110—220 кВ зданий.

На рис. 1.24 показан фрагмент ЗРУ 220 кВ из ЯЭ-220.

Все токоведущие части, аппаратура и механизмы ЯЭ заключены в корпуса из газоплотного алюминия, полости которых заполнены элегазом. Токоведущие части и механизмы устанавливают внутри корпусов на газонепроницаемых изоляторах из эпоксидной смолы, прикрепленных к фланцам корпусов через специальные резиновые уплотнения.

Ячейка элегазовые серии ЯЭ-110 на номинальное напряжение 110 кВ выпускаются следующих типов:

ячейки с двумя системами трехполюсных сборных шин — ЯЭ-110Л-23У4; ЯЭ-110Ш-23У4; ЯЭ-119С-23У4; ЯЭ-110Т_н-23У4;

ячейки с одной системой трехполюсных сборных шин — ЯЭ-110Л-13У4; ЯЭ-110С-13У4; ЯЭ-110Т_н-13У4;

ячейки с двумя системами однополюсных сборных шин — ЯЭ-110Л-21У4; ЯЭ-110Ш-21У4; ЯЭ-110С-21У4; ЯЭ-110Т_н-2У4₂.

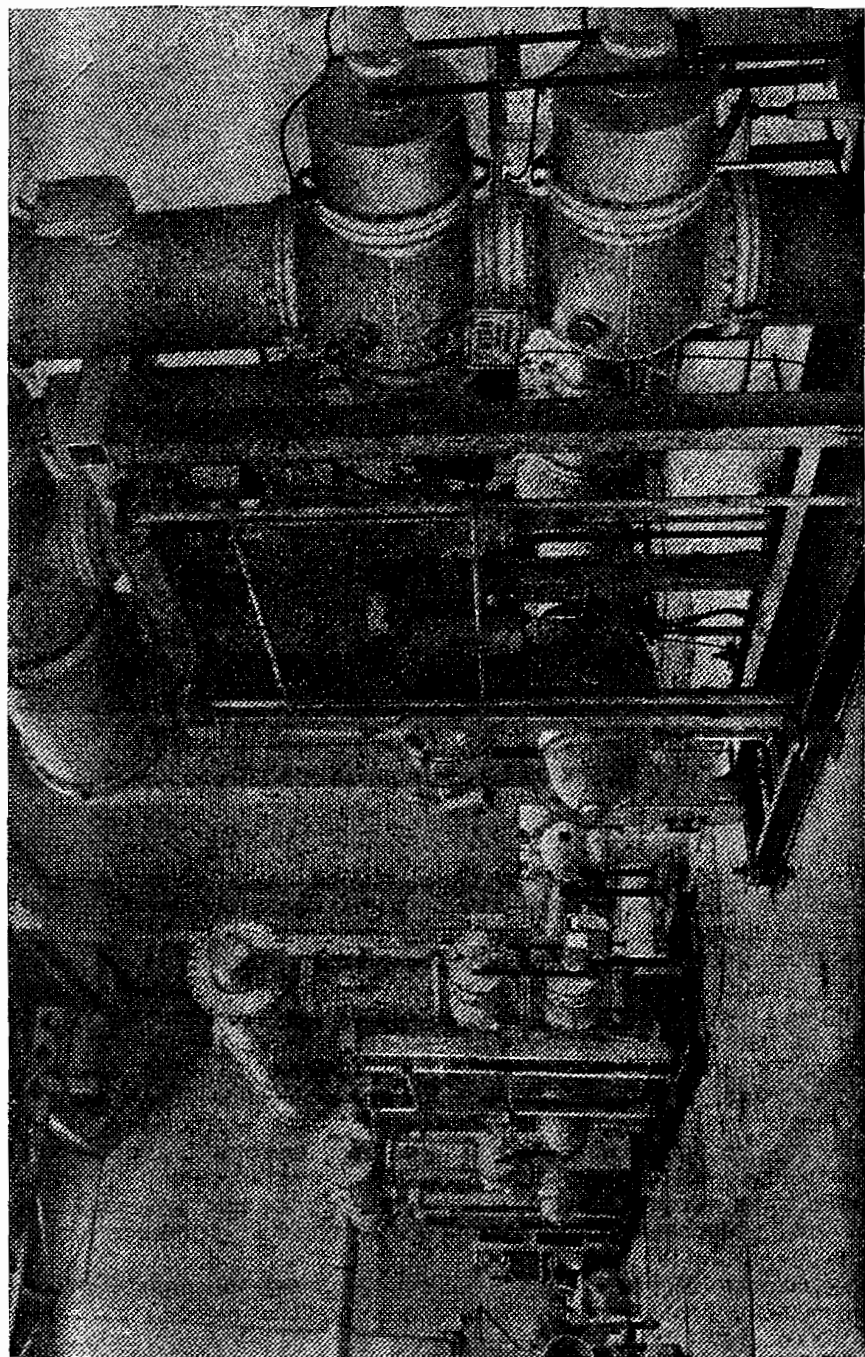


Рис. 1.24. Фрагмент ЗРУ 220 кВ из ЯЭ-220

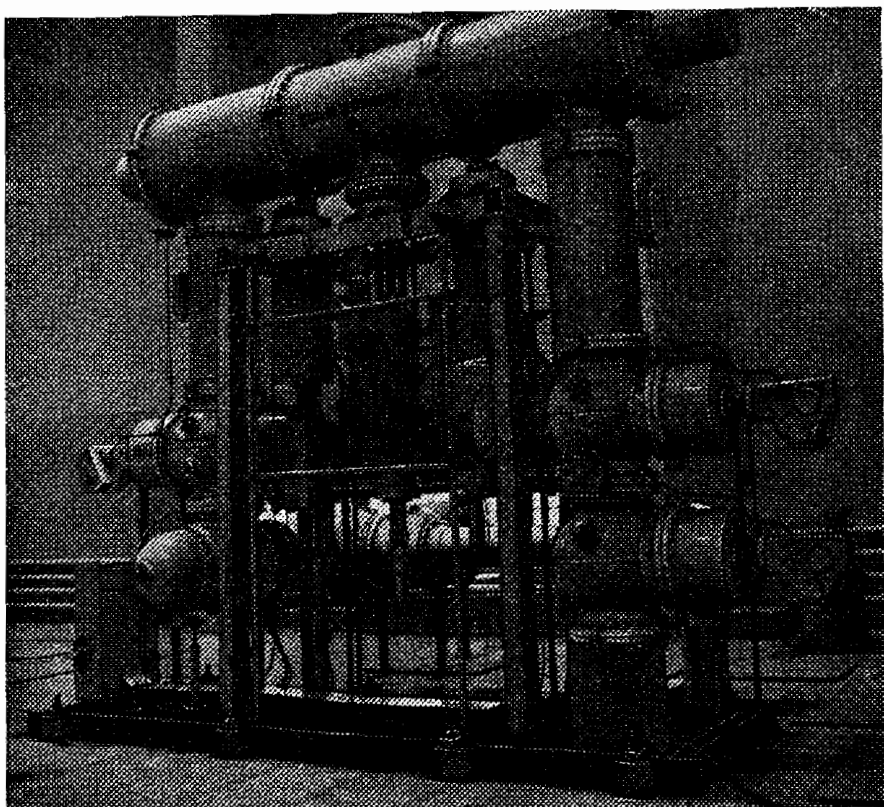


Рис. 1.25. Общий вид полюса ЯЭ-110

Условные обозначения расшифровываются следующим образом: ЯЭ — ячейка элегазовая; 110 — номинальное напряжение, кВ; Л; Ш; С; Т_в — линейная шиносоединительная, секционная, трансформаторов напряжения; 2 или 1 (первая цифра) — с двумя или одной системами сборных шин; 3 или 1 (вторая цифра) — с трехполосными или однополосными сборными шинами; У — климатическое исполнение; 4 — категория размещения.

Ячейка каждого типа состоит из трех одинаковых полюсов и шкафов управления. Общий вид полюса ЯЭ-110 показан на рис. 1.25.

В состав ячеек входят унифицированные (для каждой серии) элементы: сборные шины, полюсы выключателей, полюсы разъединителей и заземлителей, промежуточные и соединительные элементы, трансформаторы тока и напряжения, полюсные шкафы, шкафы контроля давления газа, распределительные шкафы и шкафы трансформаторов напряжения.

Три полюса ячейки могут быть смонтированы вместе (ячейки с трехполосными сборными шинами) или отдельно (ячейки с однополосными сборными шинами).

Вводы в ЯЭ-110 осуществляются кабелями среднего давления сечением от 150 до 625 мм² или элегазовыми токопроводами.

Кабельный ввод состоит из концевой муфты и кожуха, фланцы которого обеспечивают возможность сочленения его с элементами ячейки. Кабельный ввод устанавливается на линейных ячейках. Для присоединения кабельных вводов к выводам линейных ячеек предусмотрены специальные контактные соединения.

1.21. МОНТАЖ ЯЧЕЕК С ЭЛЕГАЗОВОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ В ЗРУ

До начала монтажа ячеек ЯЭ должны быть полностью закончены строительные и отделочные работы в помещениях ЗРУ. К помещениям ЗРУ, в которых монтируются ячейки ЯЭ, предъявляются повышенные требования по готовности и качеству строительных и отделочных работ: помещения должны отвечать условиям повышенной чистоты. Стены и потолки помещений должны быть окрашены краской, не образующей пыли. Покрытия полов также не должны выделять пыли. Во всех помещениях до начала монтажа должно быть обеспечено хорошее естественное или искусственное освещение, надежная приточно-вытяжная вентиляция и отопление (во время монтажа ячеек ЯЭ в помещении должна поддерживаться постоянно температура не ниже 15—20 °С, а относительная влажность не должна превышать 50 %). Должны быть смонтированы сети заземления и сжатого воздуха.

Готовность помещений ЗРУ к монтажу ячеек ЯЭ фиксируется актами с участием представителя завода-изготовителя. Монтаж ячеек ЯЭ производится либо персоналом завода-изготовителя, либо специально обученным персоналом монтажной организации под обязательным руководством шеф-персонала завода. Перед монтажом ячейки ЯЭ подвергаются ревизии, во время которой проверяется наличие в элементах ячеек транспортного газа с помощью специальных вентилях, имеющихся на элементах; подтягиваются (при необходимости) фланцевые соединения; все элементы проверяются на герметичность (специальным течеискателем, входящим в поставку). После ревизии ячейки подаются в помещения ЗРУ на выкатной тележке.

При количестве ячеек ЯЭ, устанавливаемых в ЗРУ, более пяти монтаж их рекомендуется начинать с установки средней ячейки. Установка элементов ячеек и все остальные монтажные операции должны выполняться в строгом соответствии с инструкцией ВДО.412.178 завода-изготовителя.

Учитывая специфические особенности элегаза, при монтаже оборудования с элегазовой изоляцией следует, кроме обычных, соблюдать дополнительные требования безопасности, изложенные в указанной инструкции.

РАЗДЕЛ ВТОРОЙ

МОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ ОТКРЫТЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ НАПРЯЖЕНИЕМ 35—1150 кВ

2.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Открытым распределительным устройством (ОРУ) называется распределительное устройство, все или основное оборудование которого расположено на открытом воздухе.

ОРУ сооружаются по типовым проектам институтов «Атомтеплоэлектропроект» и «Энергосетьпроект», в которых однозначно определены шаг ячейки, строительные конструкции, длины пролетов сборных шин и шинных мостов, высота порталов. Это создает благоприятные условия для предварительной заготовки проводов, монтажных блоков, узлов и монтажа оборудования.

До начала электромонтажных работ строительная часть ОРУ должна быть принята от строительной организации под монтаж по акту. К моменту сдачи ОРУ под монтаж должны быть сооружены подъездные пути, установлены все опорные конструкции под ошиновку и оборудование, сооружены кабельные каналы и туннели, выполнены ограждения вокруг ОРУ, подземные коммуникации и планировка.

В конструкциях порталов и фундаментов под оборудование должны быть установлены все предусмотренные проектом закладные части и крепежные детали, необходимые для крепления гирлянд изоляторов и оборудования. В кабельных каналах и туннелях должны быть установлены закладные части для крепления кабельных конструкций и воздушных проводов. Должно быть закончено сооружение водопровода и других предусмотренных проектом противопожарных устройств.

При приемке проверяют основные размеры фундаментов, расположение отверстий под фундаментные болты, расположение закладных крепежных деталей, надежность крепления порталов и затяжки анкерных болтов, крепления к траверсам порталов проушин для присоединения сцепной арматуры гирлянд.

2.2. МОНТАЖ ОПОРНЫХ КОНСТРУКЦИЙ ПОД ОБОРУДОВАНИЕ

Опорные конструкции под оборудование выполняются в следующих вариантах: из железобетонных свай типа УСВ, погружаемых в грунт при помощи вибровдавливающих агрегатов; из железобетонных стоек типа УСО, устанавливаемых в фундаментах стаканного типа УБ-1; из железобетонных стоек типа УСО, устанавливаемых в сверленные котлованы на щебеночной подушке с последующим заполнением и уплотнением пазух песчано-гравийной смесью или бетоном.

Опоры под оборудование разработаны с учетом возможности следующих отклонений стоек или свай от проектных отметок и главных

**Т а б л и ц а 2.1. Комплектация металлическими деталями
(марками) типовых опор под оборудование ОРУ 35—500 кВ**

Наименование оборудования	Тип опоры	Масса комплект- та, кг	Номер (количество деталей, шт.) марок ТМО
О Р У 35 к В			
Воздушный выключатель ВВУ-35	ТО-35-2	193	1 (12); 12 (1); 16 (2); 51 (2)
Масляный выключатель МКП-35	ТО-35-5	45	1 (8); 19 (4)
Масляный выключатель С-35-630	ТО-35-6	45	1 (8); 19 (4)
Масляный выключатель С-35-3200	ТО-35-7	46	1 (8); 20 (4)
Однополюсный разъединитель РНДЗ-2-35	ТО-35-53	27	3 (2); 103 (1); 202 (2); 302 (1)
Трёхполюсный разъединитель РНДЗ-35-2000	ТО-35-59	233	3 (2); 45 (2); 247 (1); 103 (1); 125 (1); 126 (1)
Отделитель ОД-35	ТО-35-63	262	4 (4); 44 (2); 125 (1); 126 (1); 128 (1); 307 (2); 308 (2); 310 (2)
Короткозамыкатель КЗ-35 с од- ним трансформатором тока	ТО-35-9	103	3 (1); 6 (4); 53 (2); 107 (2); 134 (1)
Короткозамыкатель КЗ-35 с трансформаторами тока (дву- мя)	ТО-35-10	109	3 (1); 6 (4); 53 (2); 107 (2); 135 (1)
Трансформатор тока ТФЗМ-35Б-I (3 шт.)	ТО-35-21	148	3 (4); 43 (2); 113 (2)
Трансформатор тока ТФЗМ-35Б-II (3 шт.)	ТО-35-22	146	3 (4); 42 (2); 113 (2)
Трансформаторы напряжения ЗНОМ-35 и разрядники РВС-35 (3 комплекта)	ТО-35-27	125	11 (2); 39 (2); 114 (2); 121 (1)
Трансформатор напряжения ЗНОМ-35 (3 шт.)	ТО-35-28	56	2 (2); 39 (2); 114 (2)
Трансформатор напряжения НОМ-35 (3 шт.)	ТО-35-29	68	2 (2); 40 (2); 114 (2)
Трансформаторы напряжения ЗНОМ-35 и разрядники РВМ-35 (3 комплекта)	ТО-35-31	131	11 (2); 39 (2); 91 (1) 114 (2)
Разрядник РВС-35 (3 шт.)	ТО-35-32	64	2 (2); 120 (1)
Разрядник РВМ-35 (3 шт.)	ТО-35-33	69	2 (2); 92 (1)
Шинная опора ШО-35	ТО-35-48	58	1 (2); 81 (1); 129 (8)
Конденсатор связи СМР-66 $\sqrt{3}$	ТО-35-37	46	2 (2); 21 (2); 60 (4); 103 (1); 189 (1); 190 (1); 191 (1)
	ТО 5 8	53	2 (2); 21 (2); 60 (4); 103 (1); 189 (1); 190 (1); 191 (1); 192 (1)

Наименование оборудования	Тип опоры	Масса комплекта, кг	Номер (количество деталей, шт.) марок ТМО
Конденсатор связи ЗСМР-66 $\sqrt{3}$ (3 шт.)	ТО-35-42	36	2 (2); 21 (2); 103 (1); 189 (1); 192 (1); 249 (1)
	ТО-35-43	29	2 (2); 21 (2); 103 (1); 189 (1); 249 (1)
ОРУ 110 кВ			
Воздушный выключатель ВВУ-110-40/2000	ТО-110-2		1 (18); 4 (6); 12 (1); 16 (2); 25 (24)
Масляный выключатель У-110-2000-40	ТО-110 3		1 (12); 4 (4); 98 (3,5 м); 136 (1); 140 (1); 141 (1); 231 (4,6 м)
Масляный выключатель МКП-110М-630-1000-20	ТО-110-40		1 (12); 4 (4); 98 (3,5 м); 137 (1); 140 (1); 141 (1); 231 (4,6 м)
Отделитель трехполюсный ОД-110М (расстояние между полюсами 3,5 м)	ТО-110 6	333	1 (6); 10 (14,4 м); 52 (2); 61 (1); 87 (3); 112 (2); 125 (1); 126 (1)
Отделитель трехполюсный ОД-110М (расстояние между полюсами 2,5 м)	ТО-110-7	305	1 (6); 10 (10,4 м); 52 (2); 61 (1); 87 (3); 112 (2); 125 (1); 126 (1)
Отделитель трехполюсный ОДЗ-110М	ТО-110 8	310	1 (6); 10 (10,4 м); 52 (2); 61 (1); 62 (1); 87 (3); 112 (2); 125 (1); 126 (1)
Короткозамыкатель КЗ-110М с одним трансформатором тока	ТО-110-10	66	2 (2); 29 (2); 53 (2); 65 (1); 103 (1); 105 (2)
Короткозамыкатель КЗ-110М с двумя трансформаторами тока	ТО-110-11	76	2 (2); 29 (2); 53 (2); 65 (2); 103 (2); 105 (2)
Разъединитель РНДЗ-110-1000(630)	ТО-110-14	200	9 (4); 78 (2); 124 (1); 139 (1)
Разъединитель РНДЗ-110-2000	ТО-110-15	215	9 (4); 80 (2); 124 (1); 139 (1)
Трансформаторы тока ТФЗМ-110Б (3 шт. на отметке 5,1 м)	ТО-110-21	187	9 (4); 47 (2); 113 (2); 129 (16)
Трансформаторы тока ТФЗМ-110Б (3 шт. на отметке 2,9 м)	ТО 110-23	205	3 (6); 46 (2); 113 (2)
Трансформатор напряжения НКФ-110-57 (три фазы)	ТО-110-27	164	3 (4); 79 (2); 114 (2)

Продолжение табл. 2.1

Наименование оборудования	Тип опоры	Масса комплекта, кг	Номер (количество деталей, шт.) марок ТМО
Трансформатор напряжения НКФ-110-57 (одна фаза)	ТО-110-28	23	3 (2); 71 (2)
Разрядник РВМГ-110М	ТО-110-29	24	4 (2); 35 (2); 60 (1)
Разрядник РВС-110М	ТО-110-30	17	2 (2); 60 (1); 144 (1); 145 (1)
Шинная опора ШО-110 (1 шт.)	ТО-110-33	12	1 (2); 23 (2)
Шинная опора ШО-110 (3 шт.)	ТО-110-35	103	1 (4); 41 (2); 129 (16)
Конденсатор связи СМР-110 $\sqrt{3}$	ТО-110-36	36	3 (2); 60 (4); 67 (2); 103 (1); 189 (1); 190 (1) 191 (1)
	ТО	42	3 (2); 60 (4); 67 (2); 103 (1); 189 (1); 190 (1); 191 (1); 192 (1)
	ТО 0-38	34	3 (2); 67 (2); 103 (1); 189 (1) 192 (1)
Однополюсный заземлитель ЗОН-110М и разрядники РВС-35 и РВС-15	ТО-110-45; ТО-110-46	47	1 (2); 60 (1); 103 (1); 169 (1) 170 (1)
Ящики зажимов для цепей выключателей	ТО-110-41; ТО-110-42; ТО-110-43; ТО-110-44	18	143 (1); 153 (1)
ОРУ 150 кВ			
Отделитель ОД-150М	ТО-150-2; ТО-150-3	166	1 (4); 52 (2); 61 (1); 83 (1); 112 (2); 125 (1); 126 (1)
Разъединитель РНДЗ-150 с приводом ПР	ТО-150-16	236	1 (6); 10 (12,5 м); 84 (3); 104 (1); 247 (1)
Разъединитель РНДЗ-150 с приводом ПДН-1	ТО 4	241	1 (6); 10 (12 м); 57 (2); 84 (3); 104 (2)
Разъединитель РНДЗ-150 с приводом ПРН-220	ТО-150-5	230	1 (6); 10 (12 м); 56 (2); 84 (3); 108 (1)
Трансформатор тока ТФЗМ-150А(Б)-I, ТФЗМ-150Б-II (3 шт. на отметке 2,5 м)	ТО-150-8	220	1 (8); 48 (2); 113 (2)
Трансформатор тока ТФЗМ-150А(Б)-I, ТФЗМ-150Б-II (3 шт. на отметке 4,8 м)	ТО-150-9	236	1 (8); 48 (2); 113 (2); 129 (32)
Трансформатор напряжения НКФ-220-57 (три фазы)	ТО-150-10	245	1 (8); 49 (2); 106 (1); 177 (2)

Продолжение табл. 2.1

Наименование оборудования	Тип опоры	Масса комплект, кг	Номер (количество деталей, шт.) марок ТМО
Разрядник РВС-150М (3 шт.)	ТО-1 0 11	87	1 (6); 2 (6); 23 (6); 60 (3); 144 (3); 145 (3)
Разрядник РВМГ-150М (3 шт.)	ТО-150-12	73	4 (6); 35 (6); 60 (3)
Разрядник РВС-150М (1 шт.)	ТО-1 0-13	46	3 (2); 4 (2); 23 (2); 60 (1); 116 (1); 144 (1); 145 (1)
Шинная опора ШО-220 (1 шт.)	ТО-150-14	12	1 (2); 23 (2)
ОРУ 220 кВ			
Воздушный выключатель ВВБ-220	ТО-220-1	250	1 (18); 4 (6); 14 (1); 16 (2); 25 (24); 103 (1)
Масляный выключатель У-220М	ТО-220-19	274	1 (30); 4 (6); 18 (18)
Отделитель ОД-220М	ТО-220-3	178	1 (4); 52 (2); 61 (1); 85 (1); 111 (2); 125 (1); 126 (1)
Короткозамыкатель КЗ-220М с тремя трансформаторами тока	ТО 220-4	84	2 (2); 30 (2); 53 (2); 65 (3); 103 (3); 105 (2)
Короткозамыкатель КЗ-220М с шестью трансформаторами тока	ТО- 0-5	104	2 (2); 30 (2); 53 (2); 65 (6); 103 (3); 105 (2)
Разъединитель трехполюсный РНДЗ-220У/2000	ТО- 0-21	251	1 (4); 2 (4); 4 (4); 10 (12,8 м); 57 (2); 60 (2); 74 (2); 103 (2); 157 (1); 158 (2)
Разъединитель трехполюсный РНДЗ-220/3200У1, РНДЗ-220/1000-2000У1	ТО-2 0-23	220	1 (7); 2 (5); 10 (13,2 м); 57 (2); 74 (4); 103 (2); 162 (1)
Трансформатор тока ТФЗМ-220ОБ-IV (3 шт.)	ТО-220-9	151	1 (12); 28 (6); 113 (2); 129 (48)
Трансформатор напряжения НКФ-220-58	ТО-220-12	51	1 (2); 37 (4); 114 (4)
Разрядник РВС-220М	ТО-220-13	57	3 (4); 117 (1); 118 (1); 168 (2)
Разрядник РВМГ-220М	ТО-220-14	31	8 (2); 36 (2); 60 (1)
Разрядник РВС-220М (3 шт.)	ТО-220-15	115	1 (6); 2 (6); 118 (3); 168 (6)
Разрядник РВМГ-220М (3 шт.)	ТО-220-16	94	8 (6); 36 (6); 60 (3)
Шинная опора ШО-220 (на от-метке 3,5 м)	Т -2-0-17	12	1 (2); 23 (2)

Продолжение табл. 2.1

Наименование оборудования	Тип опоры	Масса комплекта, кг	Номер (количество деталей, шт.) марок ТМО
Шинная опора ШО-220 (на отметке 5,3 м)	ТО-220-18	16	1 (2); 23 (2); 129 (8)
ОРУ 330 кВ			
Воздушный выключатель ВВ-330Б	ТО-330-2	769	1 (36); 97 (6); 159 (2); 160 (2)
Воздушный выключатель ВВБ-330Б, ВВД-330Б	ТО-330-17	941	3 (24); 7 (12); 159 (8); 161 (8); 172 (18)
Воздушный выключатель ВНВ-330	ТО-330-18	213	1 (24); 159 (2); 160 (2); 183 (12)
Разъединитель РНДЗ-330 (один полюс)	ТО-330-3	46	3 (4); 71 (4)
Трансформатор тока ТФРМ-330Б (3 шт.)	ТО-330-4	145	1 (12); 113 (2); 129 (96); 173 (6)
Трансформатор тока ТФРМ-330Б (6 шт.)	ТО-330-5	335	1 (48); 15 (24); 113 (4); 129 (192)
Трансформатор тока ТФУМ-330А (1 шт.)	ТО-330-6	43	8 (2); 26 (2); 113 (2)
Трансформатор тока ТФУМ-330А (3 шт.)	ТО-330-13	138	8 (6); 26 (6); 113 (2); 129 (48)
Трансформатор тока ТФУМ-330А (6 шт.)	ТО-330-14	276	8 (12); 26 (12); 113 (4); 129 (96)
Трансформатор напряжения НКФ-330 (1 шт.)	ТО-330-7	55	1 (8); 17 (4); 114 (2)
Разрядник РВМГ-330М	ТО-330-8	84	2 (4); 115 (1)
Разрядник РВМК-330	ТО-330-9	61	1 (6); 94 (3)
Шинная опора ШО-330М	ТО-330-10	42	3 (4); 68 (2)
Конденсатор связи 2СМР-166 $\sqrt{3}$	ТО-330-11	120	6 (4); 60 (4); 90 (2); 103 (1); 189 (1); 190 (1); 191 (1); 192 (1)
	ТО-330-12	113	6 (4); 60 (4); 90 (2); 103 (1); 189 (1); 190 (1); 192 (1)
	ТО-330-15	51	3 (3); 60 (4); 103 (1); 184 (1); 189 (1); 190 (1); 191 (1); 193 (1)
	ТО-330-16	57	3 (3); 60 (4); 103 (1); 184 (1); 189 (1); 190 (1); 191 (1); 192 (1); 193 (1)

Продолжение табл. 2.1

Наименование оборудования	Тип опоры	Масса комплекс- та, кг	Номер (количество деталей, шт.) марок ТМО
ОРУ 500 кВ			
Воздушный выключатель ВВ-500Б	ТО- 0 -16	460	1 (48); 6 (4); 10 (11,5 м); 17 (24); 203 (2); 206 (2); 209 (2)
Воздушный выключатель ВВБ-500	ТО 00-17	2101	2 (102); 8 (12); 10 (41 м); 95 (24); 96 (3); 108 (6); 199 (4); 203 (6); 207 (1); 208 (2)
Воздушный выключатель ВНВ-500	ТО-500-19	345	1 (24); 8 (4); 10 (11 м); 183 (12); 203 (2); 206 (2); 209 (2)
Разъединитель РНДЗ-500 (по- люс)	ТО-500-20	83	3 (8); 212 (4)
Трансформатор тока ТФЗМ- 500Б (6 шт.)	ТО-500-22	382	1 (48); 70 (24); 110 (2); 113 (4); 129 (192); 203 (2)
Трансформатор тока ТФЗМ- 500Б (3 шт.)	ТО-500-23	191	1 (24); 70 (12); 110 (1); 113 (2); 129 (96); 203 (1)
Трансформатор напряжения НКФ-500	ТО-500-24	115	1 (24); 17 (12); 106 (1); 110 (1); 177 (2); 203 (1)
Разрядник РВМК-500П	ТО-500-25	67	1 (6); 94 (3)
Разрядник РВМГ-500	ТО-500-26	67	1 (6); 94 (3)
Шинная опора ШО-500	ТО-500-27	28	1 (6); 34 (3)
	ТО-500-28	36	1 (6); 200 (3); 201 (3)
Трансформаторное устройство НДЕ-500	ТО-500-29	245	3 (6); 106 (1); 144 (3); 145 (3); 177 (2); 203 (1); 204 (6); 205 (6)
Конденсатор связи ЗСМР-166 $\sqrt{3}$	ТО-500-30	162	6 (4); 60 (4); 90 (2); 103 (1); 189 (1); 190 (1); 191 (1); 192 (1); 203 (1); 210 (2)
	ТО-500-31	156	6 (4); 60 (4); 90 (2); 103 (1); 189 (1); 190 (1); 191 (1); 203 (1); 210 (2)

**Т а б л и ц а 2.2. Марки типовых опорных металлоконструкций
для установки оборудования в ОРУ 35—500 кВ**

Номер марки ТМО	Масса, кг	Номер марки ТМО	Масса, кг	Номер марки ТМО	Масса, кг	Номер марки ТМО	Масса, кг
1	1,7	43	62,0	85	49,0	127	2,9
2	2,8	44	60,0	86	29,0	128	4,0
3	3,4	45	60,0	87	34,0	129	0,5
4	4,1	46	87,0	88	80,0	130	21,0
5	5,2	47	69,0	89	142,0	131	24,0
6	6,2	48	98,0	90	28,0	132	10,0
7	7,6	49	101,0	91	55,0	133	300,0
8	6,3	50	82,0	92	63,0	134	49,0
9	7,7	51	68,0	93	18,0	135	55,0
10	7,0	52	3,8	94	19,0	136	885,0
11	13,0	53	4,1	95	45,0	137	867,0
12	26,0	54	1,9	96	50,0	138	270,0
13	25,0	55	6,6	97	106,0	139	66,0
14	41,0	56	3,0	98	16,0	140	125,0
15	5,7	57	2,3	99	6,6	141	9,0
16	5,2	58	5,2	100	15,0	142	134,0
17	7,3	59	17,0	101	15,0	143	8,9
18	11,0	60	0,4	102	40,0	144	5,8
19	7,8	61	1,3	103	6,7	145	5,5
20	8,0	62	5,4	104	11,0	146	74,0
21	4,2	63	2,0	105	8,3	147	61,0
22	8,3	64	5,6	106	8,6	148	194,0
23	4,2	65	3,9	107	8,9	149	7,2
24	6,2	66	5,8	108	8,6	150	6,5
25	5,7	67	5,9	109	9,3	151	18,0
26	11,0	68	14,0	110	25,0	152	29,0
27	14,0	69	17,0	111	9,4	—	—
28	16,0	70	4,5	112	8,6	154	7,0
29	6,8	71	8,2	113	5,2	155	8,0
30	11,0	72	10,0	114	6,0	156	3,0
31	18,0	73	11,0	115	73,0	157	56,0
32	19,0	74	11,0	116	11,0	158	15,0
33	16,0	75	8,5	117	14,0	159	22,0
34	5,9	76	25,0	118	21,0	160	14,0
35	7,8	77	25,0	119	41,0	161	11,0
36	9,2	78	47,0	120	58,0	162—163	40,0
37	16,0	79	69,0	121	49,0	164	3,8
38	56,0	80	54,0	122	58,0	165	5,9
39	19,0	81	51,0	123	70,0	166	70,0
40	25,0	82	68,0	124	10,0	167	90,0
41	44,0	83	39,0	125	41,0	168	4,2
42	61,0	84	40,0	126	53,0	169	34,0

Продолжение табл. 2.2

Номер марки ТМО	Масса, кг	Номер марки ТМО	Масса, кг	Номер марки ТМО	Масса, кг	Номер марки ТМО	Масса, кг
170	2,5	197	7,4	224	1,4	297	160,0
171	7,5	198	10,5	225	67,0	298	11,0
172	28,0	199	4,8	226	77,0	299	6,3
173	11,0	200	3,6	227	4,6	300	16,0
174	6,7	201	4,9	228	4,6	301	10,6
175	6,9	202	4,7	229	6,3	302	4,3
176	4,7	203	13,0	230	6,3	303	7,4
177	6,0	204	6,2	231	6,9	304	78,0
178	2,6	205	20,0	232	10,4	305	15,0
179	3,9	206	18,0	233	65,0	306	45,0
180	18,0	207	54,0	234	67,0	307	0,4
181	27,0	208	40,0	235	65,0	308	0,4
182	26,0	209	18,0	236	3,5	309	12,0
183	9,1	210	15,0	237	8,4	310	13,0
184	7,5	211	6,0	238	2,1	311	32,0
185	201,0	212	14,0	239	13,0	312	26,0
186	9,3	213	10,0	240	7,4	313	7,1
187	123,0	214	17,0	241	19,0	314	31,0
188	4,8	215	3,0	242	44,0	315	4,4
189	2,1	216	46,0	243	8,2	316	5,3
190	4,9	217	10,0	244	133,0	317	33,0
191	17,0	218	10,0	245	65,0	318	32,0
192	6,5	219	19,0	246	139,0	319	14,0
193	10,5	220	15,0	247	7,1	320	36,0
194	50,0	221	1,6	248	4,0	321	33,0
195	13,0	222	84,0	249	6,7	322	52,0
196	137,0	223	47,0	250	43,0	323	22,0

осей: по вертикали ± 15 мм; по горизонтали (относительно главных осей вдоль и поперек опоры) ± 20 мм или наклон стоек (свай) не более 10 мм на каждый метр выступающей части из земли; разворот стойки (свай) в плане 5° .

Для опор под оборудование применяют следующие железобетонные изделия: сваи типа УСВ сечением 250×250 мм длиной 4,5; 5,5; 6,5 м; стойки типа УСО сечением 250×250 мм длиной 2,2; 3,0; 3,6; 4,4; 5,2 мм; фундаменты стаканного типа УБ с размером подошвы 800×800 мм.

Стойки и сваи имеют металлические оголовки, к которым приваривают металлические детали (марки ТМО), предназначенные для крепления оборудования. Металлическим маркам ТМО присвоена сквозная нумерация. Они поставляются на строительные площадки загрунтованными, в комплекте (табл. 2.1).

Установка стоек или свай выполняется строительной организацией, а монтаж на них металлических деталей (марок ТМО) для крепления

оборудования — строительной или электромонтажной организацией в зависимости от договоренности и условий субподрядного договора.

Монтаж опорных металлоконструкций (табл. 2.2) выполняют после установки и выверки опорных стоек. Проверяют вертикальность установки стоек, их положение в рядах и по осям ячеек, соответствие уровня верхних частей стоек проекту.

Опорная металлоконструкция состоит из одной или нескольких марок ТМО. Отдельные марки конструкций раскладывают по номерам у соответствующих опор, поднимают на стойки, выверяют по уровню, отвесу, по осям ОРУ и прихватывают электросваркой к металлическим оголовкам стоек (свай). После повторной проверки положения металлоконструкций производят их приварку к оголовкам. Марки ТМО для крепления приводов разъединителей устанавливают вместе с приводами после закрепления полюсов аппаратов. Все металлические части опор окрашивают.

Монтаж оборудования и ошиновка ОРУ выполняются в соответствии с заводскими инструкциями и технологическими картами, разработанными институтом «Оргэнергострой» и содержащими указания по организации и технологии монтажа, перечень необходимых механизмов, инструментов, приспособлений и материалов, калькуляцию трудовых затрат и график монтажа.

В подготовительный период монтажной организацией составляется проект производства электромонтажных работ, который должен содержать данные о физических объемах работ, потребности в изделиях и материалах применительно к условиям разделения поставок, потребности в механизмах, приспособлениях, транспортных, такелажных средствах, графики производства работ, указания мер безопасности, план размещения оборудования на монтажной площадке, схемы строповки, перемещения и установки оборудования, схемы разгрузки силовых трансформаторов, значения тяговых усилий и данные о подборе стропов, полиспастов, механизмов для разгрузки, требования по организации пожарных постов; рекомендации по установке и применению экранирующих устройств для защиты от воздействия электрического поля, а также особые требования к устройству заземления при реконструкции действующих подстанций напряжением 500 кВ и выше.

2.3. МОНТАЖ ОШИНОВКИ ОРУ

Сборка гирлянд подвесных изоляторов. Подвесные изоляторы предназначены для изоляции и крепления проводов и грозозащитных тросов на воздушных линиях электропередачи и в распределительных устройствах станций и подстанций.

Подвесные изоляторы (рис. 2.1, табл. 2.3) состоят из изолирующего тела — стеклянного (серии ПС) или фарфорового (серии ПФ), шапки из ковкого чугуна, имеющей гнездо, и стального стержня. Шапка и стержень армированы в изолирующем теле цементной связкой. В зависимости от условий эксплуатации изоляторы выпускаются: для районов с незагрязненной окружающей атмосферой (серий ПС и ПФ) и с загрязненной атмосферой (серий ПСГ и ПФГ).

Подвесные изоляторы при монтаже собирают в гирлянды, состоящие из последовательно сцепленных изоляторов.

Соединение изоляторов между собой шарнирное и осуществляется путем введения в верхнюю часть шапки изолятора головки стержня последующего изолятора и фиксации его пружинным замком, препятствующим самопроизвольному расцеплению гирлянды. Количество

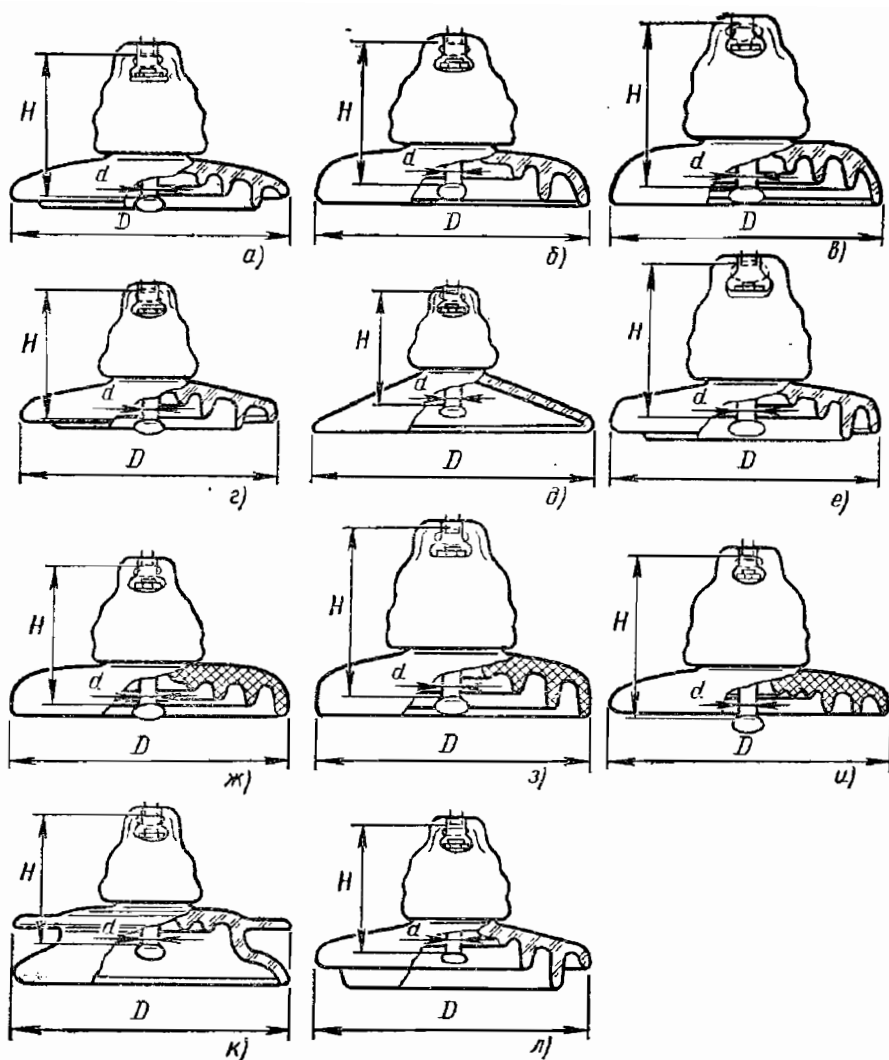


Рис. 2.1. Подвесные изоляторы:

a — типа ПС 70-Д; b — типа ПС 120-А; $в$ — типа ПС-160-Б; $г$ — типа ПС 210-Б; $д$ — типов ПС 160(300, 400, 400-А); e — типа ПС 300-Б; $ж$ — типа ПФ 70-В; $з$ — типа ПФ 160-А; $и$ — типа ПФ 200-А; $к$ — типа ПСГ 70-А; $л$ — типа ПСГ 120-А

изоляторов в гирляндах определяется проектом в зависимости от номинального напряжения, типа изоляторов, климатического района (табл. 2.4).

При необходимости по условиям механической прочности и в случае крепления нескольких проводов в одной фазе применяют двухцепные или трехцепные гирлянды изоляторов.

Наибольшее распространение получили подвесные изоляторы из закаленного стекла. В отличие от фарфоровых изоляторы из закаленного стекла не требуют проверки электрической прочности перед монтажом и в условиях эксплуатации. Контроль состояния стеклянных

Таблица 2.3. Техническая характеристика подвесных изоляторов

Тип	Позиция рис. 2.1	Размеры, мм			Длина пути утечки, мм, не менее	Разрушающая механическая нагрузка, кН, не менее	Масса, кг
		Высота (в гирлянде) H	Диаметр изолятора D	Диаметр стержня d			

Подвесные стеклянные изоляторы

ПС 70-Д	<i>a</i>	127	255	16	290	70	3,5
ПС 120-А	<i>б</i>	138	260	16	330	120	5,4
ПС 160-Б	<i>в</i>	170	280	20	390	160	7,7
ПС 210-Б	<i>г</i>	170	320	20	385	210	8,3
ПС 160	<i>д</i>	156	400	20	410	160	9,3
ПС 300	<i>д</i>	175	430	24	440	300	12,0
ПС 400	<i>д</i>	205	470	28	455	400	16,0
ПС 300-Б	<i>e</i>	195	320	24	420	300	11,5
ПС 400-А	<i>д</i>	220	390	28	450	400	15,9

Подвесные фарфоровые изоляторы

ПФ 70-В	<i>ж</i>	146	270	16	355	60	4,8
ПФ 160-В	<i>в</i>	173	280	20	385	160	8,6
ПФ 200-А	<i>и</i>	194	350	20	420	200	12,8

Подвесные изоляторы для районов с загрязненной атмосферой

ПФГ 70-Б	—	125	270	16	375	70	4,7
ПСГ 70-А	<i>к</i>	130	270	16	400	70	5,2
ПСГ 120-А	<i>л</i>	137	300	16	425	120	7,3
ПСГ 160-А	—	166	345	20	495	160	11,0

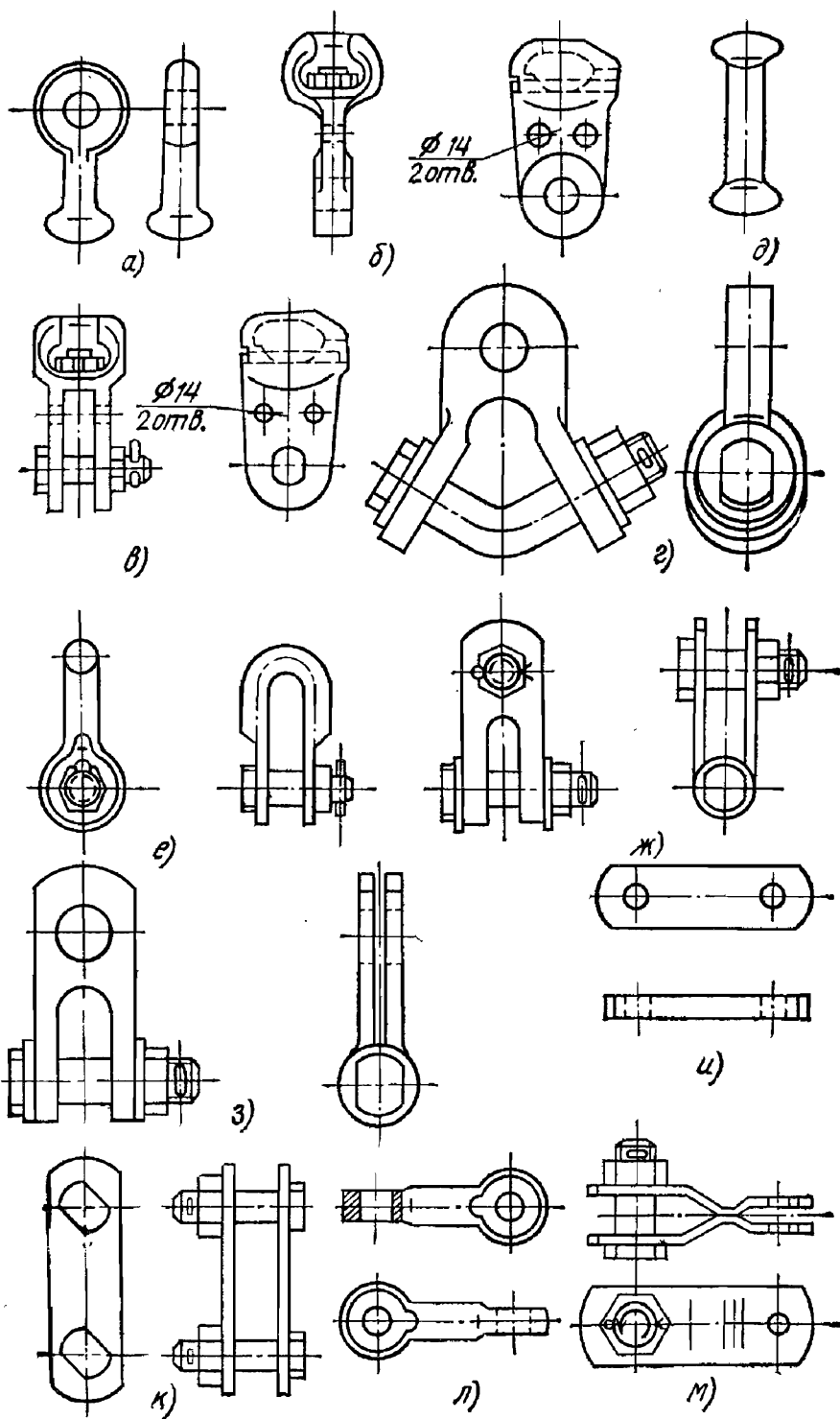
Примечание. Буквы в типах изоляторов означают: П — подвесной; С — стеклянный; Ф — фарфоровый; Г — грязеустойчивый; А, Б, В, Д в конце — модификации данного типа изолятора; цифры в обозначении показывают разрушающую нагрузку, кН.

Изоляторы осуществляют путем внешнего осмотра. Гирлянды из стеклянных изоляторов легче и короче (табл. 2.5).

Комплектование изоляторов в гирлянды, крепление гирлянд изоляторов к порталам, присоединение гирлянд к натяжным или поддерживающим устройствам.

Таблица 2.4. Количество изоляторов в натяжных гирляндах

Тип изолятора	Количество изоляторов в гирлянде при напряжении, кВ						
	35	110	150	220	330	500	750
ПС 70-Д	4	9	11	16	22	33	—
ПС 120-А	—	—	10	14	21	30	44
ПФ-70-В	4	8	10	14	21	30	—



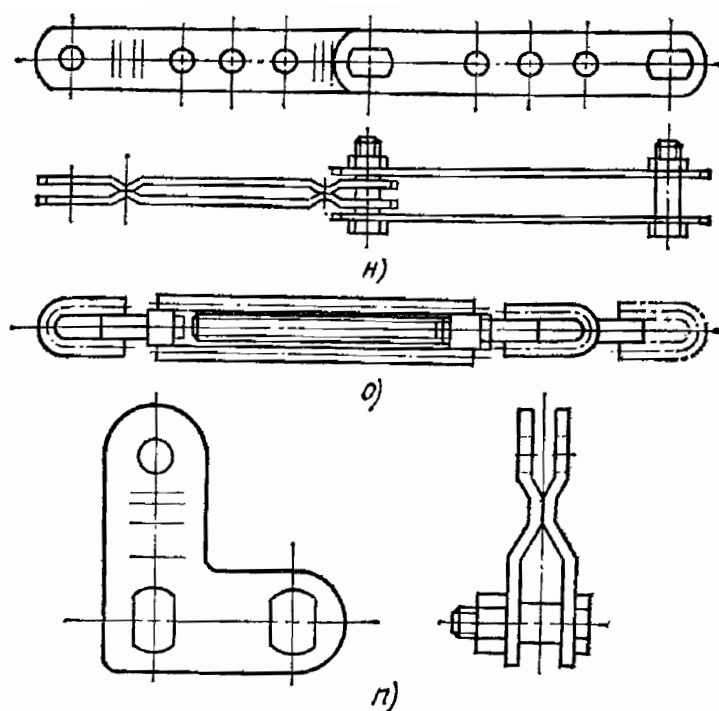


Рис. 2.2. Сцепная арматура:

а — серьга СР; *б* — ушко однолапчатое У1К; *в* — ушко двухлапчатое У2К; *г* — ушко специальное УС; *д* — пестик ПК; *е* — скоба СК; *ж* — скоба СКД; *з* — скоба трехлапчатая СКТ; *и* — звено промежуточное ПР; *к* — звено промежуточное двойное 2ПР; *л* — звено промежуточное вывернутое ПРВ; *м* — звено ПРГ; *н* — звено регулирующее ПРР; *о* — звено винтовое ПТР; *п* — звено ПТМ

вающим зажимам осуществляют с помощью сцепной арматуры. К сцепной арматуре относятся серьги, ушки, пестики, скобы, звенья промежуточные, коромысла, узлы крепления гирлянд (рис. 2.2, 2.3 и табл. 2.6 и 2.7). Для образования одноцепных гирлянд из изоляторов различных типов сцепную арматуру можно подобрать, пользуясь табл. 2.8.

До начала монтажа изоляторы и сцепную арматуру развозят по площадке ОРУ. После распаковки производят внешний осмотр изоляторов. При осмотре обращают внимание на соосность стержня и шапки изолятора, на отсутствие сколов и трещин, на прочность цементной связки. Изоляторы, имеющие сколы, трещины и другие дефекты, отбраковывают согласно ГОСТ 6490—83Е. Все изоляторы протирают. Фарфоровые изоляторы испытывают мегаомметром на напряжение 2500 В. Сопротивление изоляции каждого подвесного изолятора должно быть не менее 300 МОм.

Производят подбор арматуры для гирлянд, комплектование и сборку изоляторов в гирлянды. Сборку изоляторов в гирлянды целесообразно производить в деревянных рамках или лотках, облегчающих центровку изоляторов и предохраняющих изоляторы от сколов и царапин. При сборке гирлянд необходимо следить, чтобы во всех изоляторах были установлены замки. Установку замков в гнезда шапок изоляторов и в ушки производят щипцами марки МИ-38. Гирлянды

Т а б л и ц а 2.5. Характеристика натяжных гирлянд и их комплектация

Наименование	Напряжение, кВ					
	35	110	220	330	500	750
Изолятор стеклянный ПС 70-Д, шт.:	4	9	16	22	33	2×44 (ПС 120-А)
длина гирлянды, мм	508	1143	2032	2794	4191	5588
масса гирлянды, кг	14,0	31,5	56,0	77,0	115,5	308,0
Изолятор фарфоровый ПФ 70-В, шт.:	4	8	14	21	30	—
длина гирлянды, мм	576	1152	2036	3066	4380	—
масса гирлянды, кг	19,2	38,4	67,2	105,6	144,0	—
Комплектация арматуры:						
серьга, шт.	1	1	1	1	1	5
узел крепления гирлянды, шт.	1	1	1	3	1	2
ушко, шт.	1	1	1	1	1	5
скоба, шт.	—	—	—	—	1	6
звено, шт.	1	1	1	—	—	13
кольцо защитное, шт.	—	—	—	1	2	4
зажим натяжной, шт.	1	1	1	1	1	3
подвеска	—	—	—	1	1	—
коромысло	—	—	—	—	—	1

Примечания: 1. Для напряжения 35—500 кВ все данные приведены для натяжных одноцепных гирлянд и одного провода. Для напряжения 750 кВ — для двухцепных гирлянд и трех проводов.

2. Размеры и масса гирлянд приведены без учета сцепной арматуры и зажимов.

Т а б л и ц а 2.6. Сцепная арматура для гирлянд

Марка	Размеры, мм		Разрушающая нагрузка, кН, не менее	Масса 1 шт., кг
	Строительная длина	Диаметр пальца		

*Серьги (ГОСТ 2725—78)**

СР-7-16	65	17	70	0,30
СРС-7-16	65	23	70	0,32
СРП-7-16	65	23	70	0,34
СР-12-16	65	23	120	0,41
СР-16-20	70	26	160	0,55
СР-21-20	80	29	210	0,65
СР-30-24	100	38	300	1,35
СР-40-28	120	42	400	1,50

*Ушки однолапчатые (ГОСТ 2727—77)**

У1К-7-16	78	17	70	0,65
У1-7-16	106	17	70	1,00

Продолжение табл. 2.6

Марка	Размеры, мм		Разрушающая нагрузка, кН, не менее	Масса 1 шт., кг
	Строительная длина	Диаметр пальца		
У1-12-16	108	23	120	1,59
У1-16-20	113	26	160	2,02
У1-21-20	139	29	210	2,83
У1-30-24	150	38	300	5,04
У1-40-28	190	42	400	8,13

*Ушки двухлапчатые (ГОСТ 2727—77)**

У2К-7-16	78	16	70	0,80
У2-7-16	106	16	70	1,15
У2-12-16	108	22	120	2,10
У2-16-20	113	25	160	2,69
У2-21-20	139	28	210	3,59
У2-30-24	150	36	300	6,42

*Ушки специальные (ГОСТ 2727—77)**

УС-7-16	114	18	70	1,54
УС-12-16	143	25	120	3,00
УС-16-20	152	28	160	3,76
УС-21-20	145	28	210	4,71
УС-30-24	164	36	300	10,00
УС-40-28	190	42	400	10,50

*Ушки специальные укороченные (ГОСТ 2727—77)**

УСК-12-16	82	25	120	2,32
УСК-16-20	93	28	160	3,86
УСК-21-20	90	28	10	4,66
УСК-30-24	100	36	300	8,27
УСК-40-28	117	42	400	11,80

Пестики

ПК-7-16	45	—	70	0,19
ПК-10-16	50	—	100	0,20
ПК-12-16	50	—	120	0,23
ПК-12-20	55	—	120	0,40
ПК-16-20	65	—	160	0,44
ПК-21-20	70	—	210	0,48
ПК-30-24	75	—	300	0,66
ПК-40-28	75	—	400	1,00

Продолжение табл. 2.6

Марка	Размеры, мм		Разрушающая нагрузка, кН, не менее	Масса 1 шт., кг
	Строительная длина	Диаметр пальца		

*Скобы U-образные (ГОСТ 2724—78)**

СК-7-1А	50	16	70	0,40
СК-12-1А	65	22	120	1,15
СК-16-1А	70	25	160	1,25
СК-21-1А	75	28	210	1,85
СК-25-1А	90	32	250	2,33
СК-30-1А	100	36	300	3,00
СК-35-1А	100	38	350	3,23
СК-45-1А	100	40	450	5,04

*Скобы U-образные удлиненные (ГОСТ 2724—78)**

СКД-10-1	80	18	100	0,68
СКД-12-1	82	22	120	1,16
СКД-16-1	105	25	160	1,36
СКД-21-1	115	28	210	2,00
СКД-30-1	120	36	300	3,10

*Скобы трехлапчатые (ГОСТ 2724—78)**

СКТ-7-1	60	16	70	0,46
СКТ-12-1	70	22	120	0,97
СКТ-16-1	80	25	160	1,52
СКТ-21-1	90	28	210	1,96
СКТ-25-1	90	32	250	2,67
СКТ-30-1	110	36	300	3,53
СКТ-35-1	110	38	350	4,60
СКТ-45-1	120	40	450	6,52

Звенья промежуточные прямые (ГОСТ 2728—82)

ПР-7	70	16	70	0,46
ПР-12	85	22	120	0,90
ПР-16	100	25	160	0,96
ПР-21	105	28	210	2,02
ПР-25	110	32	250	2,47
ПР-30	130	36	300	3,24
ПР-35	140	38	350	4,10
ПР-45	150	40	450	5,30

Звенья промежуточные прямые двойные (ГОСТ 2728—82)

2ПР-7	70	16	70	0,55
2ПР-12	85	22	120	1,33
2ПР-16	100	25	160	2,00

Продолжение табл. 2.6

Марка	Размеры, мм		Разрушающая нагрузка, кН, не менее	Масса 1 шт., кг
	Строительная длина	Диаметр пальца		
2ПР-21	105	28	210	2,73
2ПР-25	110	32	250	3,70
2ПР-30	130	36	300	5,40
2ПР-35	140	38	350	6,30
2ПР-45	150	40	450	7,70

Звенья промежуточные вывернутые (ГОСТ 2728—82)

ПРВ-7	130	16	70	0,42
ПРВ-10	130	18	100	0,50
ПРВ-12	140	22	120	0,85
ПРВ-16	150	25	160	1,05
ПРВ-21	150	28	210	1,45
ПРВ-25	200	32	250	2,10
ПРВ-30	200	36	300	2,85
ПРВ-35	250	38	350	3,67
ПРВ-45	250	40	450	4,34

Звенья промежуточные трехлапчатые

ПРТ-7	80	16	70	0,50
ПРТ-12	100	22	120	1,15
ПРТ-16	110	25	160	1,41
ПРТ-21	115	28	210	2,30
ПРТ-25	135	32	250	3,27
ПРТ-30	140	36	300	4,20
ПРТ-35	150	38	350	5,37
ПРТ-45	160	40	450	7,21

Звенья промежуточные регулирующие (ГОСТ 2728—82)

ПРР-7	550—350	16	70	2,05
ПРР-12	550—350	22	120	4,05
ПРР-16	550—350	25	160	5,00
ПРР-21	750—475	28	210	8,76
ПРР-25	750—475	32	250	10,90
ПРР-30	750—475	36	300	14,65
ПРР-35	950—600	38	350	20,51
ПРР-45	950—600	40	450	23,89

Звенья регулирующие винтовые (ГОСТ 2728—82)

ПТР-7	827—590	20	70	2,95
ПТР-10	819—586	24	100	3,91
ПТР-12	935—664	24	120	5,63
ПТР-16	963—698	27	160	7,18

Продолжение табл. 2.6

Марка	Размеры, мм		Разрушающая нагрузка, кН, не менее	Масса 1 шт., кг
	Строительная длина	Диаметр пальца		
ПТР-21	1015—754	30	210	9,50
ПТР-25	1100—802	36	250	13,75
ПТР-30	1161—857	42	300	17,33
ПТР-60	1460—1080	48	600	37,90

Звенья промежуточные монтажные (ГОСТ 2728—82)

ПТМ-7-2	80	16	70	0,80
ПТМ-12-2	100	22	120	2,10
ПТМ-16-2	110	25	160	2,55
ПТМ-21-2	115	28	210	3,10
ПТМ-25-2	135	32	250	5,80
ПТМ-30-2	140	36	300	7,80
ПТМ-35-2	150	38	350	9,40
ПТМ-45-2	160	40	450	11,60

Примечания: 1. Серьги предназначены для непосредственного соединения с шапками подвесных изоляторов, реже — с головками ушек.

2. Ушки предназначены для крепления подвесных изоляторов к коромыслам и другой арматуре. Ушки комплектуются замками для запираания стержня сферического шарнира.

3. Пестики применяют для комплектования гирлянд.

4. Скобы используют для образования шарнирного соединения цепного типа.

5. Звенья применяют для регулирования длины гирлянд изоляторов (типов ПР, 2ПР, ПРТ, ПРР и ПТР), для изменения плоскости шарнирности (типа ПРВ), для удобства монтажа (типа ПТМ).

6. В графе «Диаметр пальца» для серег и ушек однолапчатых указан диаметр отверстия, для звеньев винтовых — ширина отверстия проушины.

Таблица 2.7. Узлы крепления гирлянд изоляторов (ГОСТ 14122—82*)

Наименование арматуры	Марка	Размеры, мм				Разрушающая нагрузка, кН, не менее	Масса 1 шт., кг
		d	L	L ₁	H		
Узлы крепления гирлянд с серьгой (рис. 2.3, а)	КГП-7-2Б	20	80	—	116	70	1,1
Узлы крепления гирлянд со скобой (рис. 2.3, б)	КГП-7-1	16	80	—	82	70	0,8
	КГП-12-1	20	80	—	104	120	2,0
	КГП-16-1	24	100	—	108	160	2,4
	КГП-16-2	20	80	—	109	160	2,0
	КГП-21-1	27	100	—	113	210	3,6
	КГП-21-2	24	100	—	113	210	3,0
	КГП-30-1	27	100	—	138	300	4,7

Продолжение табл. 2.7

Наименование арматуры	Марка	Размеры, мм				Разрушающая нагрузка, кН, не менее	Масса 1 шт., кг
		d	L	L ₁	H		
Узлы крепления гирлянд со скобой усиленные (рис. 2.3, а)	КГ-12-1	16	85	41	92	120	2,4
	КГ-16-1	20	95	48	99	160	3,1
	КГ-21-1	20	95	48	104	210	4,0
	КГ-25-1	24	100	55	125	250	6,5
	КГ-30-1	24	118	60	140	300	6,8
Узлы крепления натяжных гирлянд типа «вертлюг» (рис. 2.3, б)	КГН-7-5	17	60	—	144	70	3,1
	КГН-12-5	23	70	—	188	120	5,2
	КГН-16-5	26	70	—	188	160	6,0
	КГН-21-5	29	85	—	208	210	10,1
	КГН-25-5	34	90	—	208	250	11,2
	КГН-30-5	38	100	—	228	300	15,6

должны так крепиться к порталам, чтобы замки в гнездах шапок изоляторов были обращены вверх. Подъем гирлянд производят лебедкой или трактором с помощью такелажного троса и блока. На рис. 2.4 показано крепление натяжной гирлянды к железобетонной траверсе.

Монтаж проводов. В качестве токопроводящих проводов на ОРУ 35—750 кВ применяют алюминиевые и сталеалюминиевые провода (табл. 2.9, 2.10). При сооружении ОРУ вблизи морских побережий, соленых озер, химических предприятий, а также в местах, где длительным опытом эксплуатации установлено разрушение алюминия от коррозии, применяют специальные алюминиевые и сталеалюминиевые провода марок АКП, АСКС, АСКП, АСК, защищенные от коррозии.

На равнинной местности при отсутствии данных эксплуатации ширина прибрежной полосы, к которой относится указанное требование,

Таблица 2.8. Комплектование одноцепных гирлянд

Тип изолятора	Диаметр стержня, мм	Тип серьги	Тип ушка		
			однолапчатого	двухлапчатого	укороченного
ПС 70-Д; ПФ 70-В; ПСГ 70-А; ПФГ 70-Б	16	СР(СРП, СРС)-7-16	У1-7-16	У2-7-16	У1К (2К)-7-16
ПС 120-А; ПСГ 120-А	16	СР-12-16	У1-12-16	У2-12-16	—
ПСГ 160-А	20	СР-16-20	У1-16-20	У2-16-20	—
ПС 210-Б; ПФ 200-А	20	СР-21-20	У1-21-20	У2-21-20	—
ПС 300; ПС 300-Б	24	СР-30-24	У1-30-24	У2-30-24	—

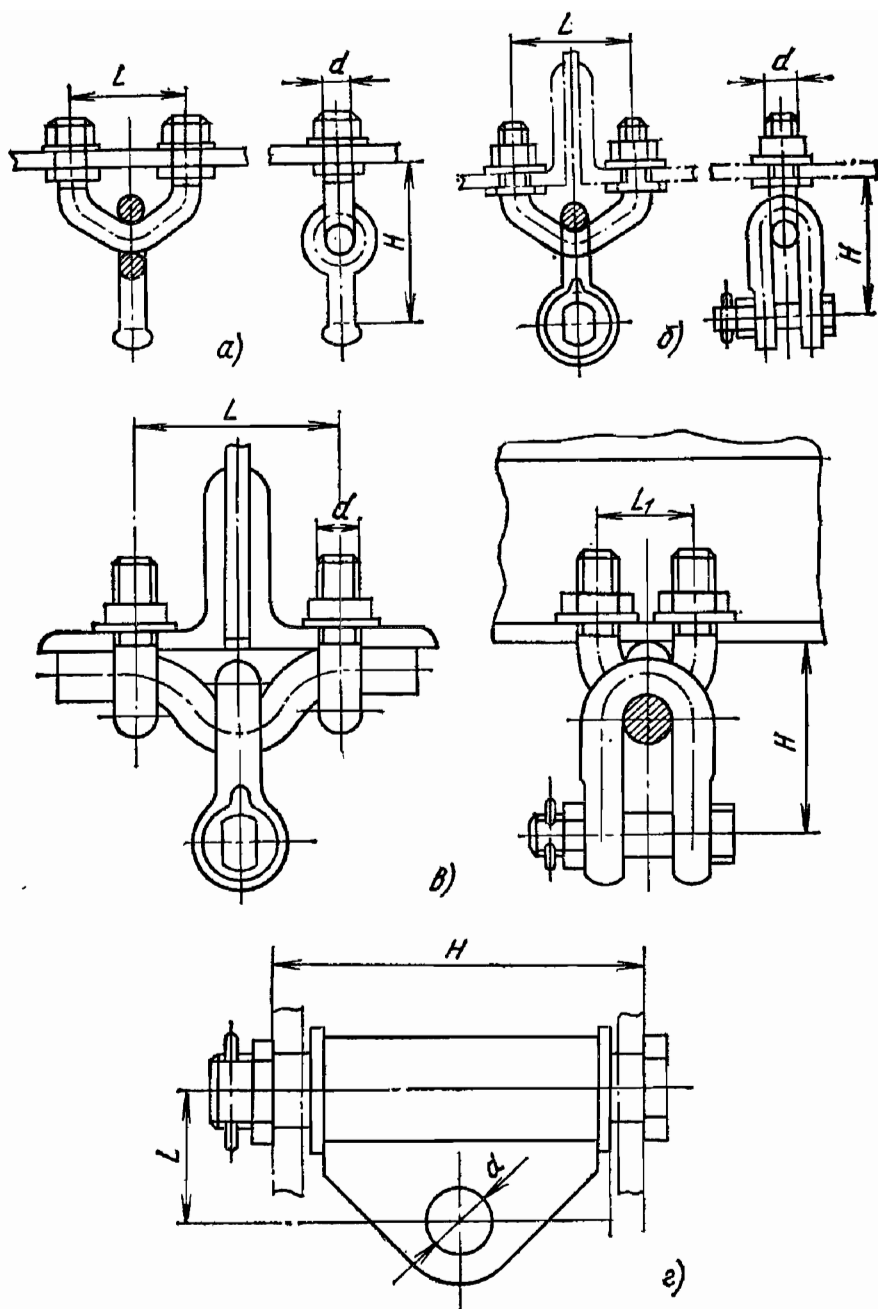


Рис. 2.3. Узлы крепления гирлянд:

а — узел крепления гирлянды с сергой; **б** — узел крепления гирлянды со скобой; **в** — узел крепления гирлянды со скобой усиленный; **г** — узел крепления типа «вертлюг»

Т а б л и ц а 2.9. Провода многопроволочные

Номиналь- ное сече- ние, мм ²	Число×диа- метр прово- лок, мм	Диаметр провода, мм	Разрывное усилие, кН, не менее	Допустимая токовая нагрузка, А	Масса провода, кг/км
--	--------------------------------------	---------------------------	--------------------------------------	--------------------------------------	----------------------------

Провода медные марки М (ГОСТ 839—80Е)

10	1×3,57	3,6	3,7	95	88
16	7×1,70	5,1	6,0	133	142
25	7×2,13	6,4	9,5	183	224
35	7×2,51	7,5	13,2	223	311
50	7×3,0	9,0	17,9	276	444
70	19×2,13	10,7	25,8	337	612
95	19×2,51	12,6	35,8	422	850
120	19×2,80	14,0	44,5	485	1058
150	19×3,15	15,8	53,4	570	1338
185	37×2,51	17,6	69,5	650	1659
240	37×2,84	19,9	88,0	760	2124
300	37×3,15	22,1	109,9	880	2614
350	37×3,45	24,2	125,0	950	2614
400	37×3,66	25,5	140,4	1050	3528

Провода алюминиевые марки А (ГОСТ 839—80Е)

16	7×1,70	5,1	2,6	105	43
25	7×2,13	6,4	4,5	136	68
35	7×2,50	7,5	5,4	170	94
50	7×3,00	9,0	7,8	215	135
70	7×3,55	10,7	10,6	265	189
95	7×4,10	12,3	14,5	320	252
120	19×2,80	14,0	18,3	375	321
150	19×3,15	15,8	23,2	440	406
185	19×3,50	17,5	28,7	500	502
240	19×4,00	20,0	36,3	590	655
300	37×3,15	22,1	45,1	680	794
350	37×3,45	24,2	54,2	—	952
400	37×3,66	25,6	61,0	815	1072
450	37×3,90	27,3	69,3	—	1217
500	37×4,15	29,1	76,0	980	1378
550	61×3,37	30,3	80,7	—	1500
600	61×3,50	31,5	87,2	1100	1618
650	61×3,66	32,9	95,2	—	1769
700	61×3,80	34,2	102,5	—	1907
750	61×3,95	35,6	110,9	—	2061
800	61×4,10	36,9	115,9	—	2220

Провода стальные оцинкованные марки ПС (ТУ 14-4-861—75)

25	5×2,5	6,8	15,3	60	194
35	7×2,5	7,8	21,2	75	272
50	12×2,3	9,2	30,5	90	389
70	19×2,3	11,2	47,1	125	617

Таблица 2.10. Провода сталеалюминиевые марок АС, АСКС, АпС, АпСКС, АСКП, АоСКП, АСК, АпСК (ГОСТ 839—80Е)

Сечение провода, мм ² (алю- миний/ сталь)	Число× диаметр проволок, мм		Диаметр, мм		Разрывное усилие, кН, не менее	Допустимая токовая наг- рузка, А	Масса прово- да, кг/км
	алюми- ниевых	стальных	провода	стального сердечни- ка			
10/1,8	6×1,50	1×1,50	4,5	1,5	4,2	84	42,7
16/2,7	6×1,85	1×1,85	5,6	1,9	6,4	111	64,9
25/4,2	6×2,30	1×2,30	6,9	2,3	9,5	142	100,3
35/6,2	6×2,80	1×2,80	8,4	2,8	13,8	175	148,0
50/8,0	6×3,20	1×3,20	9,6	3,2	17,5	210	195,0
70/11	6×3,80	1×3,80	11,4	3,8	24,6	265	276,0
70/72	18×2,20	19×2,20	15,4	11,0	98,7	—	755,0
95/16	6×4,50	1×4,50	13,5	4,5	34,0	330	385,0
95/141	24×2,20	37×2,20	19,8	15,4	184,4	—	1357,0
120/19	26×2,40	7×1,85	15,2	5,6	42,4	390	471,0
120/27	30×2,20	7×2,20	15,4	6,6	50,5	375	528,0
150/19	24×2,80	7×1,85	16,8	5,6	47,2	450	554,0
150/24	26×2,70	7×2,10	17,1	6,3	53,3	450	599,0
150/34	30×2,50	7×2,50	17,5	7,5	63,8	450	675,0
185/24	24×3,15	7×2,10	18,9	6,3	59,2	520	705,0
185/29	26×2,98	7×2,30	18,8	6,9	63,3	510	728,0
185/43	30×2,80	7×2,80	19,6	8,4	79,3	515	846,0
185/128	54×2,10	37×2,10	23,1	14,7	187,4	520	1525,0
205/27	24×3,30	7×2,20	19,8	6,6	65,0	—	774,0
240/32	24×3,60	7×2,40	21,6	7,2	76,5	605	921,0
240/39	26×3,40	7×2,65	21,6	8,0	82,5	610	952,0
240/56	30×3,20	7×3,20	22,4	9,6	100,8	610	1106,0
300/39	24×4,00	7×2,65	27,0	8,0	92,4	690	1132,0
300/48	26×3,80	7×2,95	24,1	8,9	102,6	690	1186,0
300/66	30×3,50	19×2,10	24,5	10,5	128,7	705	1313,0
300/67	30×3,50	7×3,50	24,5	10,5	119,8	705	1323,0
300/204	54×2,65	37×2,65	29,2	18,6	290,2	710	2428,0
330/30	48×2,98	7×2,30	24,8	6,9	90,6	745	1152,0
330/43	54×2,80	7×2,80	25,2	8,4	105,8	745	1255,0
400/18	42×3,40	7×1,85	26,0	5,6	87,3	825	1199,0
400/22	76×2,57	7×2,00	26,6	6,0	96,9	825	1261,0
400/51	54×3,06	7×3,05	27,5	9,2	122,8	835	1490,0
400/64	26×4,37	7×3,40	27,7	10,2	131,7	850	1572,0
400/93	30×4,15	19×2,50	29,1	12,5	179,2	850	1851,0
450/56	54×3,20	7×3,20	28,8	9,6	133,7	—	1640,0
500/26	42×3,90	7×2,20	30,0	6,6	144,4	930	1592,0
500/27	76×2,84	7×2,20	29,4	6,6	114,7	930	1537,0
500/64	54×3,40	7×3,40	30,6	10,2	151,2	945	1852,0
500/204	90×2,65	37×2,65	34,5	18,6	325,9	960	2979,0
500/336	54×3,40	61×2,65	37,5	23,8	475,8	980	4005,0
550/71	54×3,60	7×3,60	32,4	10,8	169,4	—	2076,0
600/72	54×3,70	19×2,20	33,2	11,0	187,5	1050	2170,0

Сечение провода, мм ² (алюминий/сталь)	Число×диаметр проволоки, мм		Диаметр, мм		Разрывное усилие, кН, не менее	Допустимая токовая нагрузка, А	Масса провода, кг/км
	алюминиевых	стальных	провода	стального сердечника			
650/79	96×2,90	19×2,30	34,7	11,5	204,4	—	2372,0
700/86	96×3,02	19×2,40	36,2	12,0	222,1	1180	2575,0
750/93	96×3,15	19×2,50	37,7	12,5	239,1	—	2800,0
800/105	96×3,30	19×2,65	39,7	13,3	265,2	—	3092,0
1000/56	76×4,10	7×3,20	42,4	9,6	228,5	—	3210,0

принимается равной 5 км, а ширина полосы от химических предприятий — 1,5 км.

В отдельных случаях для ошинки ОРУ применяют медные (табл. 2.9), бронзовые (табл. 2.11) и сталевронзовые (табл. 2.12) провода. Для ошинки ОРУ 330 кВ и выше применяют полные медные и алюминиевые провода (табл. 2.13). Для грозозащиты ОРУ используют стальные провода (табл. 2.9).

Как правило, ошинку ОРУ следует выполнять до установки электрооборудования, что облегчает монтаж ошинки и предотвращает возможные повреждения оборудования. В первую очередь выполняют монтаж шинных мостов, расположенных на более высоких отмет-

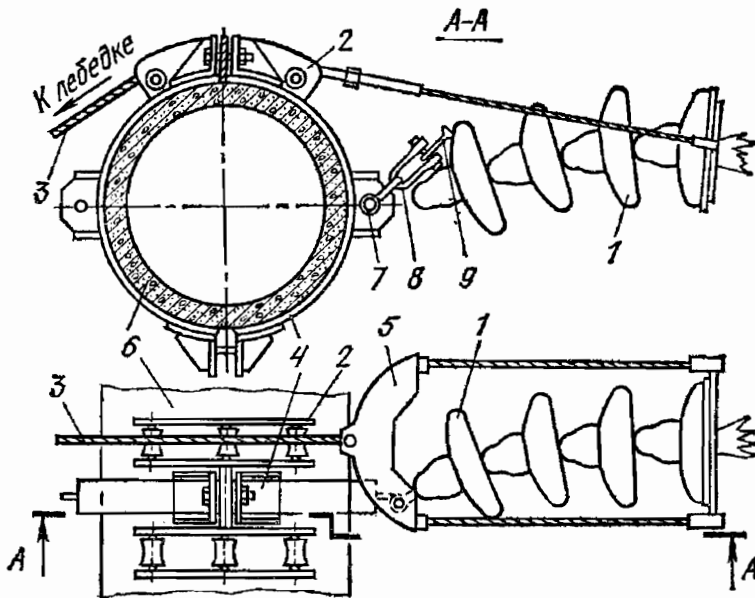


Рис. 2.4. Крепление натяжной гирлянды к железобетонной траверсе:

1 — гирлянда; 2 — приспособление для подъема гирлянды; 3 — трос; 4 — хомут для крепления гирлянды; 5 — хомут для подъема гирлянды; 6 — траверса; 7 — ушко для крепления гирлянды; 8 — скоба; 9 — серьга

Таблица 2.11. Провода бронзовые марки Б (ТУ 16.501.017—74)

Сечение провода, мм ²	Число×диаметр проволок, мм	Диаметр провода, мм	Разрывное усилие, кН, не менее	Масса провода, кг/км
50	19×1,83	9,2	24,3	452
70	19×2,17	10,9	34,2	642
95	19×2,53	12,7	46,4	872
120	19×2,80	14,0	56,9	1069
150	37×2,27	15,9	69,6	1374
185	37×2,53	17,7	86,4	1706
240	37×2,86	20,0	110,3	2181
300	61×2,53	22,8	142,5	2801

ках, затем проводов сборных шин. После установки аппаратов высокого напряжения ведут монтаж спусков и перемычек.

Крепление проводов к гирляндам изоляторов и присоединение их к электрооборудованию осуществляют при помощи натяжных (рис. 2.5, табл. 2.14—2.17) и аппаратных (рис. 2.6, табл. 2.18—2.19) зажимов. Соединения гибких проводов в пролетах должны выполняться опрессовкой, а соединение в петлях у опор, присоединение ответвлений в про-

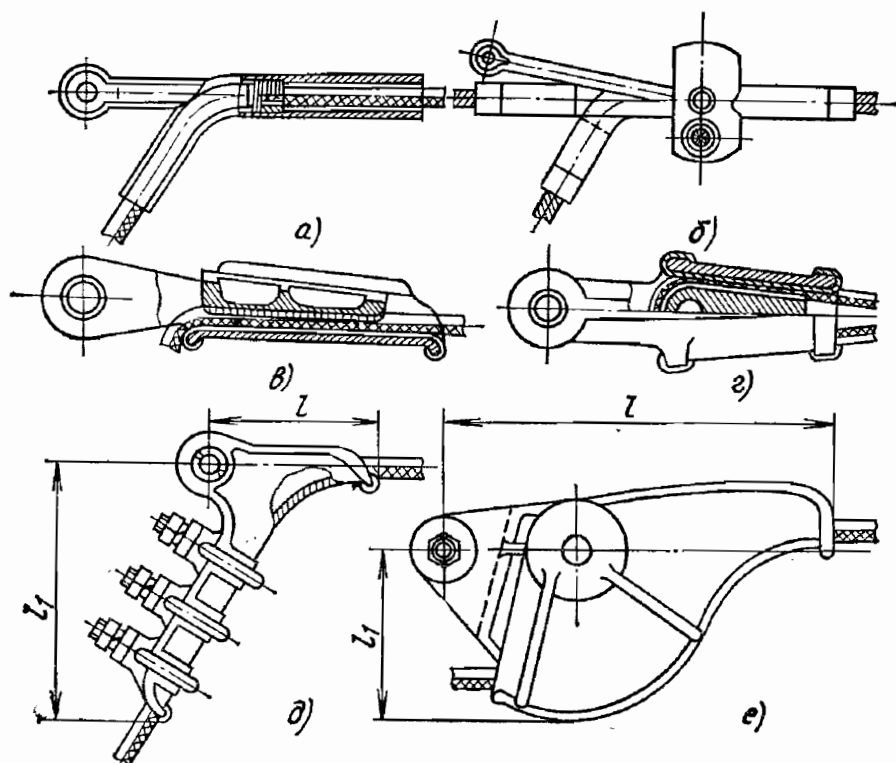


Рис. 2.5. Зажимы натяжные:

а — прессуемые НАС; б — прессуемые проходные НТАС; в — клиновые НК; г — клиновые НКК; д — болтовые НБ; е — заклинивающие НЗ

Т а б л и ц а 2.12. Провода сталебронзовые марки БС (ТУ 16.501.017—74)

Сечение провода, мм ² (бронза/сталь)	Число×диаметр проволок, мм		Диаметр, мм		Разрывное усилие, кН, не менее	Масса провода, кг/км
	бронзовых	стальных	провода	стальных сердечников		
185/43	30×2,80	7×2,8	19,6	8,4	136,7	2088
240/117	46×2,55	19×2,8	24,2	14,0	237,4	3122
300/167	48×2,80	37×2,4	28,0	16,8	319,0	4102
400/228	48×3,20	37×2,8	32,4	19,6	430,3	5347

Т а б л и ц а 2.13. Провода полые (ТУ 16.505.397—72)

Марка и сечение провода, мм ²	Диаметр, мм		Количество проволок	Предел прочности, кН	Допустимая токовая нагрузка, А	Масса провода, кг/км
	внутренний	наружный				
ПМ-240	23,4	30	9	89	950	2100
ПМ-300	28,0	35	11	112	1050	2600
ПА-500	37,0	45	12	72	1000	1350
ПА-640	51,5	59	16	88	1680	1900

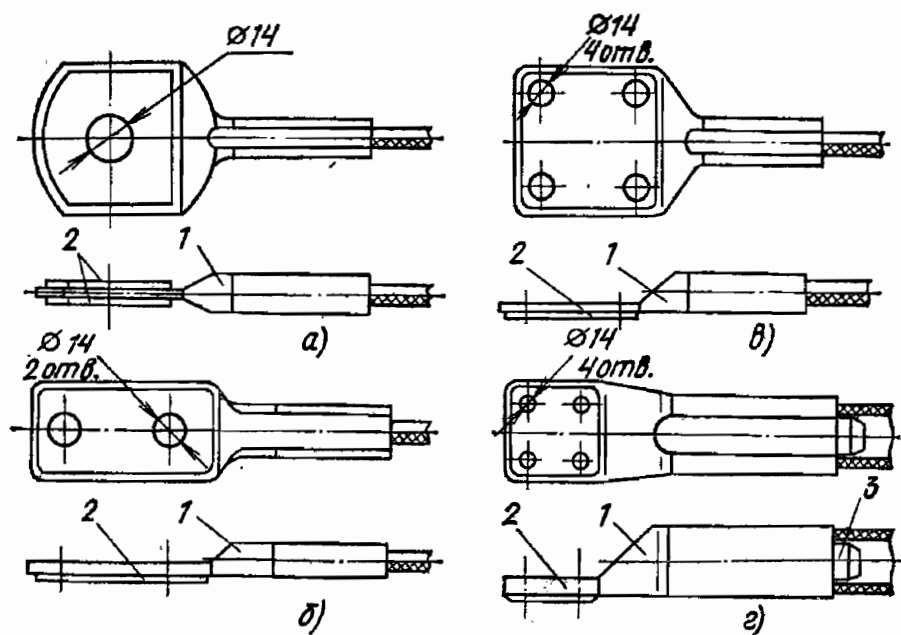


Рис. 2.6. Зажимы аппаратные прессуемые:

а — А1А; б — А2А; в — А4А; г — А4АП; 1 — корпус; 2 — пластина контактная; 3 — вкладыш

Таблица 2.14. Зажимы натяжные прессуемые для сталеалюминиевых проводов (ГОСТ 2732—81*) (рис. 2.5, а)

Марка зажима	Марка провода	Размеры, мм						Марка матрицы для опрессования		Масса, кг
		анкера		корпуса зажима		Диаметр пальца	Длина зажима (до опрессования)	анкера	корпуса	
		Наружный диаметр	Диаметр отверстия	Наружный диаметр	Диаметр отверстия					
НАС-240-1	АС 185/24 АС 185/29 АС 205/27 АС 240/32	28	9	52	25	22	350	С-22	А-44	2,5
НАС-240-2	АС 240/39	28	10	52	25	22	350	С-23	А-44	2,5
	АС 185/43			54	28		360	С-23	А-44	2,8
	АС 240/56									
	АС 300/39									
НАС-330-1	АС 300/48 АС 330/43	28	10	54	28	22	360	С-23	А-46	2,8
НАС-330-2	АС 330/30	28	9	54	28	22	360	С-23	А-46	2,8
НАС-300-1	АС 300/66 АС 300/67	32	11,5	54	28	25	385	С-27	А-46	3,2
НАС-400-1	АС 400/18 АС 400/22	28	9	58	31,5	22	400	С-23	А-50	3,2
НАС-450-1	АС 400/51 АС 400/64 АС 450/56	32	11,5	58	31,5	25	415	С-27	А-50	3,5
НАС-500-1	АС 500/26 АС 500/27	28	9	58	31,5	25	425	С-23	А-50	3,3
НАС-600-1	АС 500/64 АС 400/93 АС 550/71 АС 600/72	40	14,5	65	35	28	495	С-33	А-56	5,3
НАС-700-1	АС 650/79 АС 700/86	40	14,5	75	41,0	32	540	С-33	А-66	7,4
НАС-800-1	АС 750/93 АС 800/105	40	14,5	75	41,0	36	545	С-33	А-66	7,7

Примечания: 1. Зажимы НАС-240-1, НАС-240-2, НАС-330-1, НАС-330-2, НАС-400-1 сопрягаются с ушком У-2-12-16.

2. Зажимы НАС-300-1, НАС-450-1, НАС-500-1 сопрягаются с ушком У2-16-20.

3. Зажим НАС-600-1 сопрягается с ушком У2-21-20.

4. Зажимы НАС-700-1 и НАС-800-1 сопрягаются с ушком У2-30-24.

**Таблица 2.15. Зажимы натяжные прессуемые проходные
для сталеалюминиевых проводов (ГОСТ 15532—80) (рис. 2.5, б)**

Марка зажима	Марка провода	Размеры, мм				Марка матрицы для опрессовки	Масса, кг
		Корпус зажима		Диаметр пальца	Длина зажима (до опрессовки)		
		Наружный диаметр	Диаметр отверстия				
НТАС-240-1	АС 185/24	52	25,0	22	625	А-44	8,9
	АС 185/29						
	АС 185/43						
	АС 205/27						
	АС 240/32						
НТАС-330-1	АС 240/39	54	28,0	22	625	А-44	8,8
	АС 240/56						
	АС 300/39						
	АС 300/48						
	АС 330/30						
НТАС-300-1	АС 330/43	54	28,0	25	625	А-44	9,2
	АС 300/66						
НТАС-400-1	АС 400/22	58	31,5	22	625	А-50	10,0
НТАС-500-1	АС 400/51	58	31,5	25	625	А-52	10,4
	АС 400/64						
	АС 450/56						
	АС 500/27						
	АС 500/64						
НТАС-600-1	АС 400/93	65	35,0	28	735	А-56	13,4
	АС 550/71						
	АС 600/72						
НТАС-700-1	АС 650/79	75	41,0	32	735	А-66	15,5
	АС 700/86						
	АС 750/93						
НТАС-800-1	АС 800/105	75	41,0	36	735	А-66	16,2

Примечания: 1. Зажимы НТАС-240-1, НТАС-330-1, НТАС-400-1 сопрягаются с ушком У2-12-16(20).

2. Зажимы НТАС-300-1 и НТАС-500-1 сопрягаются с ушком У2-16-20.

3. Зажим НТАС-600-1 сопрягается с ушком У2-21-20.

4. Зажимы НТАС-700-1 и НТАС-800-1 сопрягаются с ушком У2-30-24.

Таблица 2.16. Зажимы натяжные клиновые (ГОСТ 2730—78*)

Наименование и марка зажима	Номер клина	Марка провода	Размеры, мм			Прочность заделки провода, кН	Разрушающая нагрузка, кН, не менее	Масса, кг
			Диаметр пальца	Ширина проушины	Длина			
Зажим на- натяжной клиновой НК-1-1 (рис. 2.5, в)	1	А 16; А 25	16	21	225	2,3; 3,5	43,9	1,3
	1А	М 16; М 25				5,0; 7,5		
	2	А 35; А 50				5,0; 6,5		
	2А	М 35; М 50				10,5; 15,5		
	3	А 70; А 95				9,5; 12,5		
	3А	М 70; М 95				21,5; 29,0		

Продолжение табл. 2.16

Наименование и марка зажима	Номер клина	Марка провода	Размеры, мм			Прочность заделки провода, кН	Разрушающая нагрузка, кН, не менее	Масса, кг
			Диаметр пальца	Ширина проушины	Длина			
Зажим натяжной клиновидный коушный НКК-1-1Б (рис. 2. 5. е)	1	АС 10/1,8	16	17	175	2,4	60,0	1,8
		АС 16/2,7				4,0		
		АС 25/4,2				6,0		
		АС 35/6,2				9,5		
		АС 50/8,0				12,5		
	2	С 25				27,0		
		С 35				37,0		
		С 50				50,0		
Зажим натяжной клиновидный коушный НКК-2-1 (рис. 2. 5. з)	1	С 70	22	23	200	80,0	120,0	3,7
		С 95				90,0		

Примечания: 1. Зажимы НК-1 и НКК-1 сопрягаются с ушком У1-7-16.
 2. Зажим НКК-2 сопрягается с ушком У1-12-16.
 3. Зажимы комплектуются клиньями: для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов — из алюминия, для медных проводов — из латуни, для стальных канатов — из чугуна.
 4. Зажимы поставляются с медными или алюминиевыми прокладками в зависимости от материала проводов.

Таблица 2.17. Зажимы натяжные болтовые (НБ) и заклинивающие (НЗ) (ГОСТ 2731—82)

Марка зажима	Марка провода	Размеры, мм					Прочность заделки, кН, не менее	Масса, кг
		Диаметр пальца	Ширина проушины	l	l_1	Число плашек и диаметр болтов для зажимов НБ		
НБ-2 (рис. 2.5, в)	М 95	16	17	128	197	3; М12	31,5	2,2
	М 120						39,0	
	М 150						47,1	
НЗ-2 (рис. 2.5, е)	А 95	16	17	307	130	—	11,7	2,6
	А 120						17,7	
	А 150						20,5	
	АН 120						21,6	
	АН 150						27,3	
	АЖ 120						29,4	
	АЖ 150						37,2	

Продолжение табл. 2.17

Марка зажима	Марка провода	Размеры, мм					Прочность задел- ки, кН, не менее	Масса, кг
		Диаметр пальца	Ширина про- ушины	l	l_1	Число пальцев и диаметр болтов для зажимов НБ		
НБ-3 (рис. 2, 5, 6)	М 150	22	23	186	301	4; М16	21,1	5,6
	М 185						29,2	
	М 240						37,4	
	М 300						44,5	
	А 150						41,7	
	А 185						47,0	
	А 240						47,1	
	А 300						61,4	
	АН 150						78,6	
	АН 185						90,0	
	АЖ 150						20,5	
	АЖ 185						25,3	
	АС 150/19						33,0	
	АС 150/24						39,8	
	АС 150/34						27,3	
	АС 185/24						33,7	
	АС 185/29						37,2	
	АС 185/43						46,0	
	АС 205/27						41,7	
	АС 240/32						47,0	
	АС 240/39						56,4	
							50,6	
							53,7	
							70,0	
							55,5	
							65,4	
							70,7	

Примечания: 1. Зажимы НБ-2 и НЗ-2 сопрягаются с ушком марки У1-7-16.

2. Зажим НБ-3 сопрягается с ушком марки У1-12-20.

3. Зажимы НБ поставляются с медными или алюминиевыми прокладками в зависимости от материала проводов, на которых они должны монтироваться.

4. В условном обозначении цифра после дефиса означает группу проводов.

Таблица 2.18. Зажимы аппаратные прессуемые для алюминиевых, сталеалюминиевых и алюминиевых полых проводов (ГОСТ 23065—78*) (рис. 2.6)

Марка зажима	Сечение, мм ² , провода марки (по ГОСТ 839—80Е)		Диаметр отверстия под провод, мм	Прессуемая часть			Масса, кг
	А	АС		Наружный диаметр, мм	Марка матрицы	Длина опрессовки, мм	
A1A-10	—	10/1,8	5,0	10	МШ-13,8	60	0,15
A2A-10							0,13
A1A-16	16	16/2,7	6,0	12	A-10	60	0,16
A2A-16							0,14
A1A-25	25	25/4,2	8,0	14	A-12	60	0,16
A2A-25							0,13
A1A-35	35	35/6,2	9,0	16	МШ-13,8	60	0,16
A2A-35							0,16
A1A-50	50	50/8	11,0	18	A-15	60	0,17
A2A-50					МШ-15,6		0,17
A1A-70	70	70/11	13,0	20	C-17	70	0,19
A2A-70							0,19
A4A-70							0,19
A1A-95	95	95/16	15,0	22	C-19	70	0,22
A2A-95							0,22
A4A-95							0,25
A1A-120	120	70/72	16,5	25	C-21	80	0,26
A2A-120	120	120/19					0,26
A4A-120	150	120/27					0,32
A1A-150	185	150/19	18,0	28	C-23	80	0,30
A2A-150		150/24					0,33
A4A-150		150/34					0,37
A1A-185	240	95/141	20,5	32	A-27	90	0,33
A2A-185		185/24					0,35
A4A-185		185/29					0,43
		185/43					
		205/27					
A1A-240	300	240/32	23,5	36	A-31,5	100	0,35
A2A-240		240/39					0,40
A4A-240		240/55					0,44
A2A-300	350	300/39	27,0	4,7	A-40,5;	100	0,60
A4A-300	400	300/48			МШ-39		0,70
		300/66					
		300/43					
		330/30					
A2A-400	450	400/51	31,5	52	A-45;	120	0,80
A4A-400	500	400/64			МШ-41,6		0,90
	550	400/93					
		450/56					
		500/27					
		500/64					

Продолжение табл. 2.18

Марка зажима	Сечение, мм ² , провода марки (по ГОСТ 839—80Е)		Диаметр отверстия под провод, мм	Прессуемая часть			Масса, кг
	А	АС		Наружный диаметр, мм	Марка матрицы	Длина опрессовки, мм	
A2A-600	600	550/71	34,5	58	A-51;	140	1,00
A4A-600	650	600/72			МШ-48		1,20
A4АП-500	ПА-500	—	47,0	65	A-59; МШ-55,4	140	2,75

Примечание. В условном обозначении зажима цифра после первой буквы означает количество отверстий в контактной пластине, цифра после дефиса — номинальное сечение провода, мм².

лете и присоединение к аппаратным зажимам — сваркой или опрессовкой. При этом присоединение проводов в пролете должно выполняться без разрезания проводов пролета. Болтовое соединение допускается только на зажимах электрооборудования и на ответвлениях к разрядникам, конденсаторам связи и трансформаторам напряжения.

В зависимости от назначения, конструкции, а также способа монтажа натяжные зажимы подразделяются на прессуемые (табл. 2.14, 2.15), клиновые (табл. 2.16) и болтовые (табл. 2.17).

Для осуществления ответвлений от проводов и присоединения спусков к выводам аппаратов применяются контактные зажимы различных конструкций.

По назначению контактные зажимы разделяются на следующие: аппаратные, предназначенные для присоединения проводов к выводам аппаратов, для присоединения спусков к ответвительным зажимам (с болтовым хвостовиком), а также соединения проводов в петлях на ОРУ (табл. 2.18 — 2.19);

ответвительные, служащие для осуществления ответвления (отпайки) от провода к аппарату (табл. 2.20—2.22);

переходные, служащие для осуществления перехода от цилиндрического контакта к плоскому. К ним относятся штыревые зажимы.

Для крепления на колонках изоляторов алюминиевых, сталеалюминиевых, медных, полых проводов и алюминиевых труб применяют опорные зажимы (табл. 2.23).

Монтаж ошиновки ОРУ выполняют в следующей последовательности. После приемки под монтаж строительной части ОРУ на площадку на территории ОРУ, выбранную в соответствии с ППР, завозят необходимые материалы, монтажные приспособления и механизмы. После комплектования и сборки гирлянд производят раскатку и заготовку проводов для сборных шин, шинных мостов и спусков. Барабаны с проводом устанавливают на домкраты или кабельную тележку.

На одном конце провода опрессовывают натяжной зажим и сцепляют его с гирляндой изоляторов. Гирлянду поднимают на траверсу портала. Противоположный конец провода с помощью монтажного натяжения зажима и скобы присоединяют к такелажному тросу и натягивают для визирования по заданной проектом стреле провеса. На проводе делают отметку и опускают его для монтажа второго натяжения зажима. Гирлянду с присоединенным зажимом поднимают и крепят ко второму portalу. Заготовка проводов может производиться

Таблица 2.19. Зажимы аппаратные прессуемые для медных проводов

Марка зажима	Марка провода по ГОСТ 839—80Е	Диаметр отверстия под провод, мм	Прессуемая часть			Масса, кг
			Наружный диаметр, мм	Марка матрицы	Длина опрессовки, мм	
A1M-35 A2M-35 A4M-35	M35	10	16	A-13; МШ-12,1	60	0,18 0,17 0,32
A1M-50 A2M-50 A4M-50	M50	11	18	A-15; МШ-13,8	60	0,21 0,23 0,34
A1M-70 A2M-70 A4M-70	M70	12	20	C-17; МШ-15,6	70	0,28 0,37 0,52
A1M-95 A2M-95 A4M-95	M95	14	23	C-19; МШ-18,2	70	0,38 0,39 0,57
A1M-120 A2M-120 A4M-120	M120	16	26	C-21; МШ-19,9	80	0,50 0,49 0,68
A1M-150 A2M-150 A4M-150	M150	18	28	C-23; МШ-22,5	80	0,59 0,56 0,72
A1M-185 A2M-185 A4M-185	M185	20	30	A-26; МШ-24,2	90	0,61 0,68 0,77
A1M-240 A2M-240 A4M-240	M240	22	34	A-29; МШ-27,0	100	0,86 0,88 0,97
A1M-300 A2M-300 A4M-300	M300	24	36	C-31,5; МШ-28,6	100	1,08 0,97 1,10
A1M-400 A2M-400 A4M-400	M400	28	42	A-36; МШ-33,8	120	1,55 1,49 1,92

Примечание. В условном обозначении зажима цифра после первой буквы означает количество отверстий в контактной пластине, цифра после дефиса — номинальное сечение провода, мм².

индустриальными методами без подъема проводов на опору. Сведения о таких методах приведены ниже.

При монтаже ОРУ расстояния от проводов до заземленных частей и между собой не должны быть меньше значений, приведенных в табл. 2.24 и на рис. 2.7.

Предприятия Минэнерго СССР изготавливают специальные механизмы и приспособления, применяющиеся при монтаже воздушных линий электропередачи и ошиновки ОРУ. Некоторые сведения о таких механизмах содержатся в табл. 2.25.

Т а б л и ц а 2.20. Зажимы ответвительные прессуемые для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов

Марка зажима	Сечение, мм ² , провода марок по ГОСТ 839-80Е		Диаметр отверстия под провод, мм	Прессуемая часть			Масса, кг
	А	АС		Наружный диаметр, мм	Марка матрицы	Длина, мм	
ОА-10-1	—	10/1,8	5,0	16	МШ-13,8	60	0,09
ОА-10-2							0,32
ОА-16-1	16	16/2,7	6,0	18	МШ-15,6	60	0,11
ОА-16-2							0,33
ОА-25-1	25	25/4,2	8,0	18	МШ-15,6	60	0,10
ОА-25-2							0,31
ОА-35-1	35	35/6,2	9,0	18	МШ-15,6	60	0,10
ОА-35-2							0,32
ОА-50-1	50	50/8,0	11,0	20	С-17	60	0,10
ОА-50-2							0,36
ОА-70-1	70	70/11	13,0	22	С-19	70	0,15
ОА-70-2							0,40
ОА-95-1	95	95/16	15,0	25	С-21	70	0,17
ОА-95-2							0,43
ОА-120-1	120; 150	70/72; 120/19; 120/27	16,5	28	С-23	80	0,24
ОА-120-2							0,50
ОА-150-1	185	150/19; 150/24; 150/34	18,0	30	А-26	80	0,28
ОА-150-2							0,55
ОА-185-1	240	95/141; 185/24; 185/29; 185/43; 205/27	20,5	34	А-28	90	0,41
ОА-185-2							0,63
ОА-240-1	300	240/32; 240/39; 240/56	23,5	35	С-31,5	100	0,42
ОА-240-2							0,65
ОА-300-1	350	300/39;	27,0	47	А-40,5	100	0,81
ОА-300-2	400	300/48; 300/66; 330/30; 330/43	31,5	47	А-40,5	100	1,15
ОА-400-1	450	400/51; 400/64;	31,5	52	А-45	120	1,15
ОА-400-2	500; 550	400/93; 450/56; 500/27; 500/64	31,5	52	А-45	120	1,31
ОА-600-1	600;	550/71; 600/72	34,5	58	А-51	140	1,65
ОА-600-2	650	550/71; 600/72	34,5	58	А-51	140	1,79

Примечание. В условном обозначении: О — ответвительный зажим, А — алюминиевые или сталеалюминиевые провода; цифры 10—600 — сечения проводов, мм²; цифры 1 и 2 — исполнения (1 — зажим прессуемый, 2 — зажим прессуемый для присоединения спуска к ответвительному зажиму с помощью болтов).

Таблица 2.21. Зажимы ответвительные прессуемые для медных проводов

Марка зажима	Марка провода по ГОСТ 839—80Е	Диаметр отверстия под провод, мм	Прессуемая часть			Масса, кг
			Наружный диаметр, мм	Марка матрицы	Длина, мм	
ОМ-35-1	М-35	10	16	А-13	60	0,17
ОМ-35-2						0,36
ОМ-50-1	М-50	11	18	А-15	60	0,22
ОМ-50-2						0,43
ОМ-70-1	М-70	12	20	С-17	70	0,32
ОМ-70-2						0,50
ОМ-95-1	М-95	14	23	С-19	70	0,42
ОМ-120-1		16	26	С-21	80	0,57
ОМ-120-2	М-120					0,67
ОМ-150-1	М-150	18	28	С-23	80	0,64
ОМ-185-2	М-185	20	30	А-26	90	0,86
ОМ-240-1	М-240	22	34	А-29	100	1,18
ОМ-240-2						1,06
ОМ-300-1	М-300	24	36	С-31,5	100	1,27
ОМ-300-2						1,20
ОМ-400-2	М-400	28	42	А-36	120	1,77

Примечание. В условном обозначении: О — ответвительный зажим, М — медные провода, цифры 35—400 — сечения проводов, мм²; цифры 1 и 2 — исполнение (1 — зажим прессуемый, 2 — зажим прессуемый для присоединений спуска к ответвительному зажиму с помощью болтов).

Определение длин проводов. Длины проводов сборных шин и шинных мостов могут определяться геодезическим методом (инж. М. А. Потапов, трест «Электроцентромонтаж» Минэнерго СССР), что позволяет

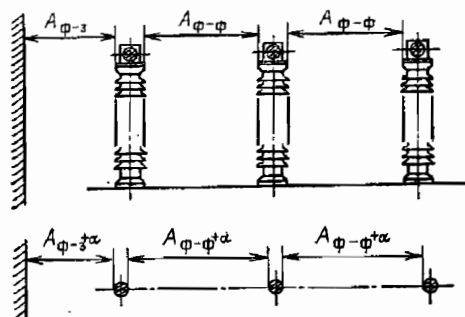


Рис. 2.7. Минимальные изоляционные расстояния по воздуху в ОРУ ($a = f \sin \alpha$, где f — стрела провеса провода при температуре $+15^\circ\text{C}$, м; $\alpha = \arctg p/Q$; Q — масса провода на 1 м длины, кг/м; p — давление ветра на провод, кг/м; при этом скорость ветра принимается равной 60 % значения, выбранного при расчете строительных конструкций)

заготавливать элементы ошиновки ОРУ, включая монтаж натяжных и ответвительных зажимов, промышленным способом и сокращает затраты труда на монтаж ошиновки.

Для определения длин проводов в пролетах устанавливают теодолит, с помощью которого поочередно из точек 1, 2 и 1, 3 (рис. 2.8, б) определяют проекции точек крепления натяжных гирлянд к порталам.

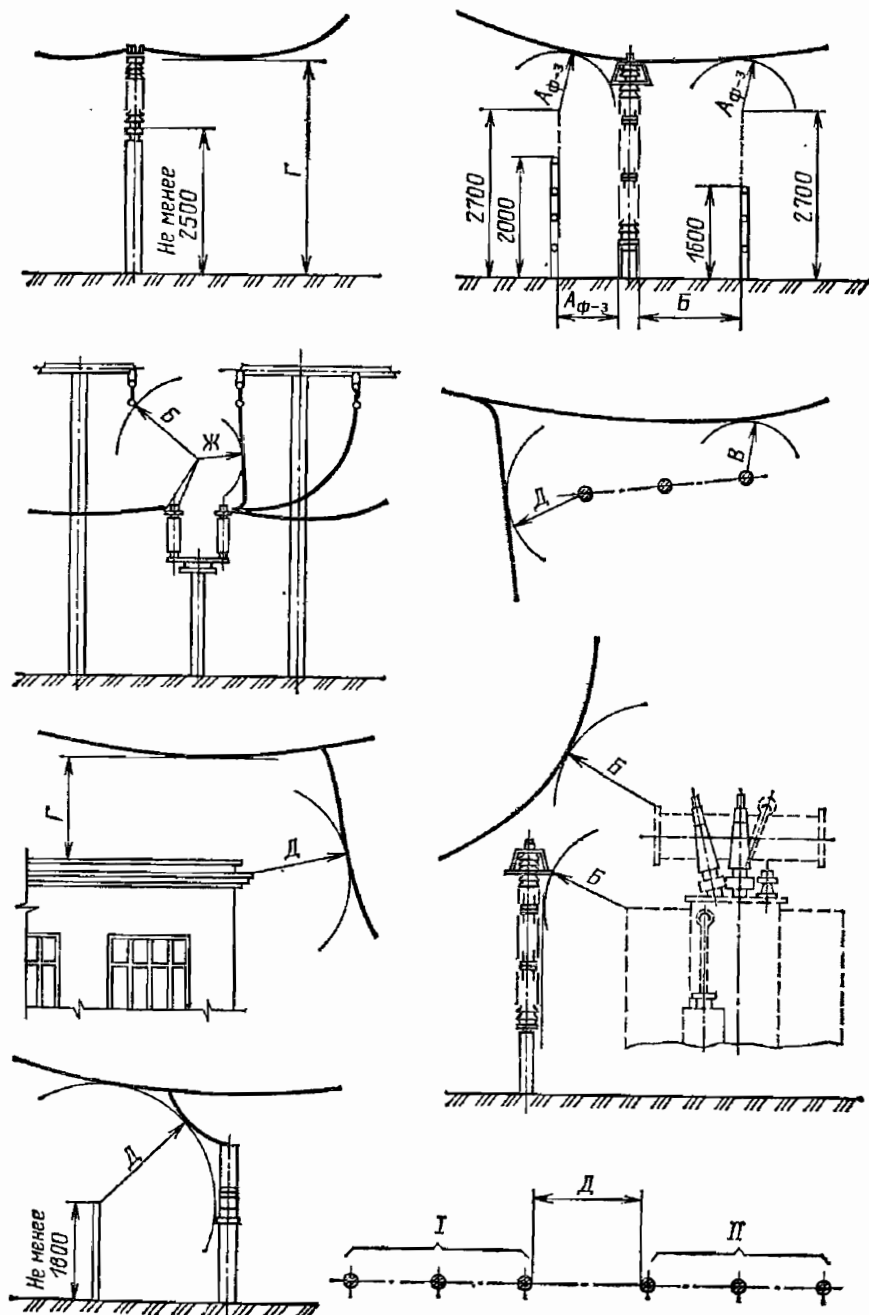


Таблица 2.22. Зажимы ответвительные прессуемые разъемные для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов

Марка зажима	Сечение, мм ² , провода марок по ГОСТ 839—80Е		Диаметр отверстия под провод, мм	Прессуемая часть				Масса, кг
	А	АС		Наружный диаметр, мм	Марка матрицы	Длина корпуса, мм	Длина ответвления, мм	
РОА-185-1	240	185/24; 185/29; 185/43	20,5	34	А-28	180	90	0,80
РОА-240-1	300	240/32; 240/39; 240/56	23,5	35	МШ-26	200	100	0,90
РОА-300-1	400	300/39; 300/48; 300/66; 330/30; 330/43	27,0	47	А-45	280	100	1,72
РОА-400-1	500	400/51; 400/64; 400/93; 500/27; 500/64	31,5	52	А-51	280	120	2,32

Примечания: 1. В условном обозначении: РОА — разъемные ответвительные зажимы для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов, цифры 185—400 — сечения проводов, мм², цифра 1 — исполнение.

2. Зажимы серии РОА применяются для выполнения ответвлений на ОРУ со смонтированной ошиновкой.

Рулеткой измеряют расстояние между проекциями (точками 8) L_1 и фактическую длину гирлянды l . По разработанным М. А. Потаповым таблицам для типовых ОРУ 35—500 кВ в зависимости от длины пролетов, марки, сечения и количества проводов в фазе, окружающей температуры выбирают соответствующие приращения длины провода ΔL на стрелу провеса. Затем определяют монтажную длину провода L :

$$L = L_1 + \Delta L - 2l.$$

Если точки крепления натяжных гирлянд к порталам находятся на разных уровнях (переход с низкого портала на высокий), следует определять поправку на разные уровни по формуле

$$\Delta L_1 = \frac{h^2}{2L_1},$$

где h — разность точек подвеса гирлянд (по чертежам проекта).

Длину провода с учетом стрелы провеса при креплении гирлянд на разных отметках рассчитывают по формуле

$$L = L_1 + \Delta L + \Delta L_1 - 2l.$$

Длину проводов для шлейфов определяют рулеткой путем выкладки шлейфа на земле (рис. 2.8, в). Стрелу провеса провода в точке крепления шлейфа f_A определяют по таблицам. В случае, если фактические длины пролетов и марки проводов отличаются от приведенных в таблицах, стрелы провеса определяют расчетным путем. Длину

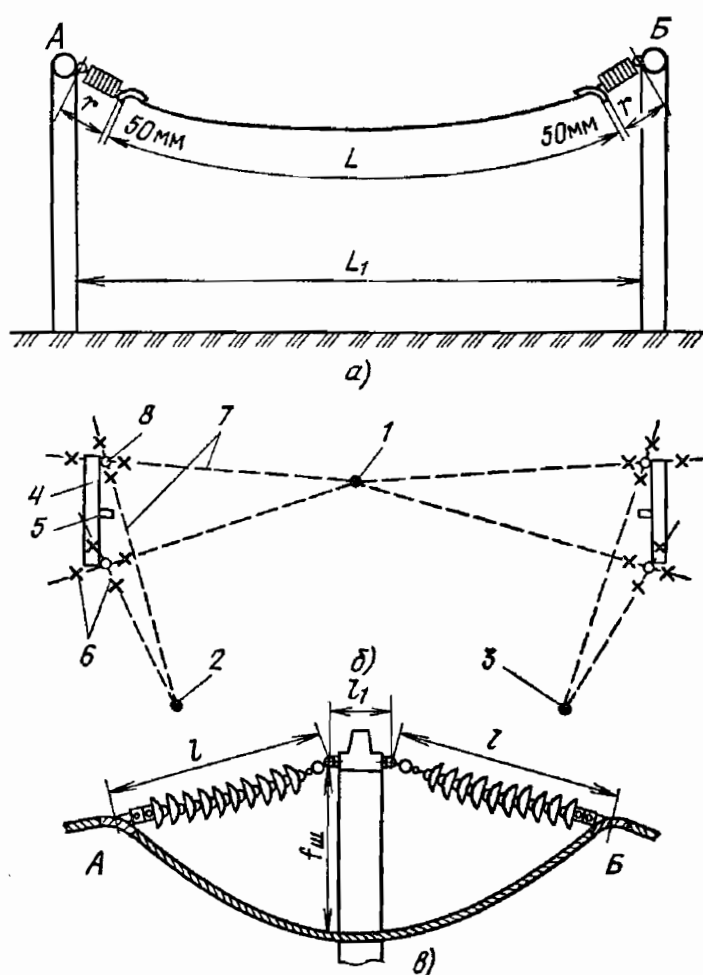


Рис. 2.8. Определение длин проводов в пролетах и шлейфах:

a — пролет гибкой ошиновки; *б* — схема измерений; *в* — схема шлейфа; 1—3 — точки установки теодолита; 4 — траверса портала; 5 — скоба для гирлянды; 6, 7 — линии визирования; 8 — точка пересечения линий визирования

гирлянд l измеряют. Расстояние провода шлейфа до траверсы $f_{ш}$ в зависимости от напряжения составляет:

Напряжение, кВ	110	150	220	330	500
$f_{ш}$, мм	900	1300	1800	2500	3750

Для предварительной заготовки гибкой ошиновки ОРУ может применяться метод моделирования, разработанный в тресте «Электроцентромонтаж» Е. Ф. Гайдуковым и А. П. Захаровым. Длины проводов пролетов и спусков определяют по этому способу с помощью специального прибора (рис. 2.9), на котором все размеры устанавливают в масштабе 1:100.

Предварительно измеряют фактические расстояния между осями порталов и длины полностью собранных гирлянд изоляторов. Определя-

Т а б л и ц а 2.23. Зажимы опорные

Марка зажима	Сечение проводов марок				Диапазон диаметров проводов, мм	Масса, кг	
	А	АС	ПА	ПМ		из алюми-ниевго сплава	из чугуна
АА-4;	185	185/24; 185/29;	—	—	17,5—22,1	1,0	2,0
	240	205/27; 240/32;	—	—			
2АА-4	300	240/39	—	—		1,3	2,4
АА-5;	350	300/29; 300/48;	—	—	24,0—29,4	1,0	2,2
	400	330/30; 330/43;	—	—			
	450	400/51; 400/64;	—	—			
2АА-5	500	450/56; 500/27	—	—		1,4	2,6
АА-6;	550	500/26; 500/64;	—	240	30,0—36,2	1,1	2,2
	600	550/71; 600/72;	—	300			
2АА-6	650	650/79; 700/86	—	—		1,3	2,6
	700		—	—			
	750		—	—			
АА-8;	—	—	500	—	45,0	1,4	2,5
2АА-8;	—	—	—	—	45,0	2,2	2,7
3АА-8	—	—	—	—	45,0	3,6	5,4

Примечания: 1. В зажимах, корпуса которых изготовлены из чугуна, устанавливаются алюминиевые прокладки.

2. Зажимы типов АА и 2АА (кроме типоразмера 2АА-8) устанавливаются на изоляторы типа ОНШ-35 и ОНШ-20.

3. Зажимы типоразмеров АА-8, 2АА-8 и 3АА-8 устанавливаются на изоляторы типов ОНСУ-40/1000 и ИОФ-110/600.

4. В зажимах типоразмеров АА-8, 2АА-8 и 3АА-8 допускается крепление алюминиевых труб диаметров 45 мм.

5. В условном обозначении зажимов первая цифра означает количество проводов, цифра после дефиса — группу проводов.

ют длину проводов (без учета стрелы провеса) путем вычитания из расстояния между осями порталов ширины траверсы и длины двух гирлянд.

Удлинение провода определяют следующим образом: поворотом маховичка 3 раздвигают стойки 10 на расстояние, равное длине про-

Т а б л и ц а 2.24. Наименьшие расстояния от токоведущих частей до различных элементов ОРУ в свету для различных напряжений

Обозначение расстояний (рис. 2.7)	Расстояние, мм, при напряжении, кВ								
	до 10	20	35	110	150	220	330	500	750
Аф-з	200	300	400	900	1300	1800	2500	3750	5500
Аф-ф	220	330	440	1000	1400	2000	2800	4200	8000
Б	950	1050	1150	1650	2050	2550	3250	4500	6250
В	950	1050	1150	1650	2050	3000	4000	5000	8000
Г	2900	3000	3100	3600	4000	4500	5200	6450	8200
Д	2200	2300	2400	2900	3300	3800	4500	5750	—
Ж	240	365	485	1100	1550	2200	3100	4600	8000

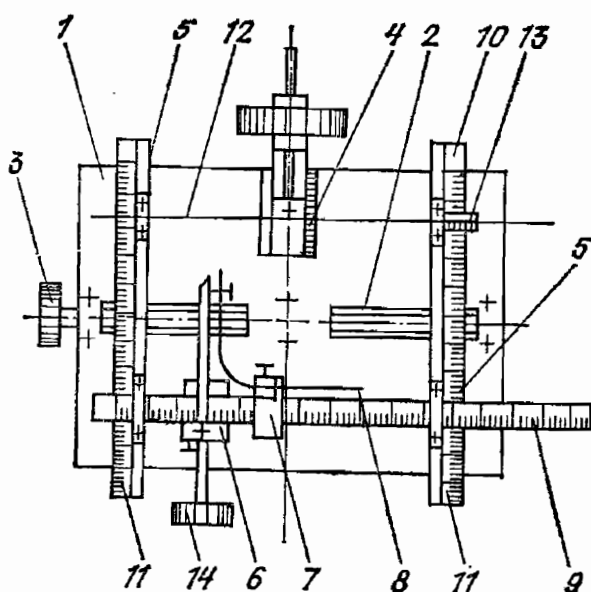


Рис. 2.9. Прибор для определения длин проводов:

1 — гетинаксовая плита $500 \times 300 \times 6$, мм; 2 — винт М-10 с правой и левой резьбой; 3 — маховичок; 4 — устройство для установки заданной стрелы провеса; 5 — даяжки в пазах стоек; 6 — движок с подвижным штоком; 7 — движок с устройством для фиксации линейки; 8 — гибкая металлическая линейка для определения длин спусков; 9 — металлическая линейка; 10 — стойка с пазами; 11 — пластмассовые линейки; 12 — металлическая гибкая линейка; 13 — ноннус в движке стойки; 14 — подвижный шток

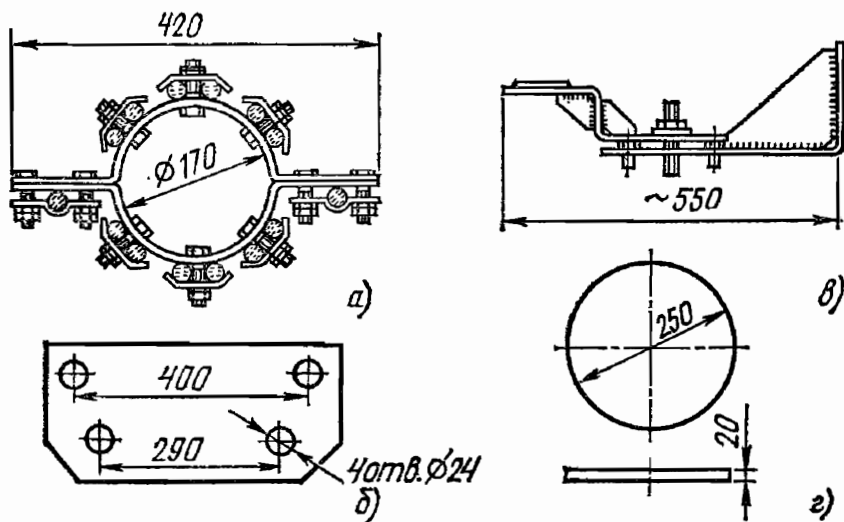


Рис. 2.10. Типовые детали для гибких связей:

а — распорное кольцо серии КТП; б — коромысло; в — держатель; г — контактный диск

Т а б л и ц а 2.25. Механизмы для монтажа ошиновки ОРУ

Механизм или приспособление	Тип	Назначение
Гидравлический пресс	МИ-1Б	Опрессование всех типов натяжных соединительных аппаратов и ответвительных зажимов, применяемых при сооружении ОРУ подстанций. Общая масса 84 кг
Матрицы к прессу МИ-1Б	РЕЗ-1	Резка стальных канатов и проводов, разделка сталеалюминиевых проводов перед прессованием натяжных и соединительных зажимов
Круглые матрицы к прессу МИ-1Б	МИ-1-8А; А-10-А-67; С-10-С-66	Опрессование медных и алюминиевых зажимов
Шестигранные матрицы к прессу МИ-1Б	МШ-13, 8 — МШ-65	Опрессование стальных, медных и алюминиевых зажимов
Гидравлический пресс	МИ-2А	Опрессование медных и алюминиевых зажимов
Шестигранные матрицы к прессу МИ-2А	МШ-2А-7,8; МШ-2А-22,5	Опрессование кабельных наконечников и ответвительных зажимов на проводах сечением до 240 мм ² . Масса 31 кг
Круглые матрицы	МК-2А-6,5; МК-2А-10,5	Опрессование медных и алюминиевых зажимов
Приспособление	МИ-189А	Обжатие алюминиевых секторных жил
Приспособление	МИ-230А	Скручивание соединителей на алюминиевых и сталеалюминиевых проводах сечением от 10 до 35 мм ² . Масса 6 кг
Приспособление	МИ-24	Скручивание соединителей на алюминиевых и сталеалюминиевых проводах сечением 50—185 мм ² и стальных проводах сечением 25—50 мм ² . Масса 18,6 кг
Приспособление	МИ-261Б	Обкатка сталеалюминиевых проводов диаметром 4,5—9,6 мм и стальных канатов диаметром 6,6—11,5 мм по клиньям зажимов НКК. Масса 1,5 кг
Тросоруб	МИ-148А	Обрезка алюминиевых повивов сталеалюминиевых проводов перед монтажом натяжных или соединительных зажимов. Масса 3,6 кг
		Рубка проводов и канатов диаметром до 34 мм ручным способом. Масса 15,4 кг

Продолжение табл. 2.25

Механизм или приспособление	Тип	Назначение
Ролик монтажный	М1Р-5	Раскатка одного провода диаметром 8,4—13,5 мм. Масса 6,14 кг
	М1Р-6	То же, диаметром 15,2—21,6 мм. Масса 8 кг
	М1Р-7	То же, диаметром 22,4—33,2 мм. Масса 16 кг
	М1Р-12	Снижение тягового усилия, необходимого для закрепления проводов фазы при монтаже ошиновки из тяжелых проводов. Масса 24,7 кг
Зажим натяжной	МП-1	Натяжение проводов сечением до 70 мм ² . Масса 2,2 кг
Зажим кляновыи	МК-2	То же, сечением 95—150 мм ² . Масса 4,3 кг
	МК-3	То же, сечением 185—330 мм ² . Масса 7,5 кг
	МК-4	То же, сечением 400—600 мм ² . Масса 10,8 кг
	МК-5	То же, полых проводов ПМ-240, ПМ-300, ПА-500. Масса 5,2 кг
	МИ-38	Установка замков в шапках изоляторов и ушках. Масса 0,22 кг
Шипцы		

вода в пролете (без учета стрелы провеса), отложенное на линейке 12, затем устанавливают устройством установки стрелы провеса 4 проектную стрелу провеса и по линейке 12 и нониусу 13 определяют прирост длины провода на стрелу провеса (в масштабе 1:100).

Для определения длины спусков к оборудованию линейку 9 по линейкам 11 отодвигают от линейки 12 на расстояние, равное вертикальному размеру от точки крепления спуска к шинам до контактного зажима оборудования, затем движок 6 отодвигают от стойки 10 по линейке 9 на расстояние, равное горизонтальному расстоянию от портала до первого спуска; движок 7 отодвигают от штока 14 на расстояние, равное расстоянию от первого спуска до оси изолятора с контактным зажимом, шток 14 подводят к линейке 12, а гибкой металлической линейке 8, закрепленной на штоке 14, придают форму спуска, после чего фиксируют положение линейки 8 в пазу движка 7. При этом на линейке 8 получают длину спуска (в масштабе 1:100). Длину второго и третьего спуска определяют аналогично.

Для предварительных измерений длин проводов может использоваться светодальномер, обеспечивающий погрешность измерений ± 1 мм. Модулированный высокой частотой луч света направляется прибором, установленным у одного портала, на зеркало, установленное у другого портала. Показания прибора, реагирующего на отраженный луч, дают

возможность произвести расчет расстояния (определяемого частотой модуляции и числом волн, укладываемых между прибором и зеркалом). По измеренному расстоянию определяют длину провода по формуле, учитывающей стрелу провеса при температуре окружающего воздуха, а также длину натяжных гирлянд.

Монтаж гибких связей. Токопроводы, связывающие генераторы и силовые трансформаторы с ЗРУ, состоят из участков жесткой ошиновки (в пределах помещений и на подходах) и гибких связей. Каждая фаза гибкой связи состоит из пучка проводов, в котором два провода являются несущими, воспринимающими дополнительное тяжение от массы остальных проводов фазы. Несущие провода по условиям прочности монтируют из сталеалюминиевых проводов, остальные — из алюминиевых.

Гибкие связи собирают при помощи унифицированных типовых деталей (рис. 2.10), изготавливаемых предприятиями ВО «Союзэлектро-монтаж» Минэнерго СССР. Провода каждой фазы располагают симметрично по окружности и закрепляют в специальных распорных кольцах.

Монтаж гибких связей выполняют в следующей последовательности. Определяют длины несущих проводов, провода отрезают; на одном конце опрессовывают натяжные зажимы и провода присоединяют к собранным гирляндам. Затем провода поднимают и закрепляют на высоте, удобной для монтажа распорных колец и остальных проводов фазы с земли. Собранный фазу гибкой связи поднимают и закрепляют на проектной отметке. При необходимости производят регулировку стрелы провеса с помощью регулируемого промежуточного звена (винтовой стяжки). Аналогично монтируют остальные фазы гибкой связи. Присоединяют провода гибкой связи к жесткой ошиновке или к проходным изоляторам с помощью контактных дисков. Каждый провод пучка выгибают по месту, отрезают и вставляют в отверстия контактных дисков, а затем приваривают электросваркой угольным электродом или полуавтоматом ПРМ-4.

Монтаж зажимов. Натяжные прессуемые зажимы серии НАС (см. табл. 2.14) монтируют на сталеалюминиевых проводах сечением 185 мм² и более. При подготовке к опрессовке провод и внутреннюю полость корпуса зажима очищают от смазки и грязи ветошью, смоченной в бензине, смазывают техническим вазелином. Не снимая смазки, зачищают поверхность провода металлической щеткой, а внутреннюю полость корпуса — металлическим ершом.

На расстоянии 20—30 мм с обеих сторон от места резки провода на него накладывают бандаж. Внутреннюю полость анкера промывают бензином и вытирают насухо. Провод разрезают, и конец, идущий в петлю, вставляют в корпус зажима так, чтобы торец провода не доходил на 10—15 мм до отверстия под анкер, затем корпус опрессовывают и снимают бандаж. На конец провода, идущего в пролет, на расстоянии 1,2 длины опрессовки накладывают второй бандаж, после чего срезают алюминиевые повивы. На стальной сердечник также накладывают бандаж на расстоянии 15 мм от конца. Провод вставляют в корпус зажима (сдвигая бандаж на алюминиевых повивах), а стальной сердечник провода — в анкер зажима до упора, затем анкер опрессовывают в направлении от проушины к проводу. Корпус надвигается до упора в сторону анкера и опрессовывается в направлении от анкера в пролет. Последовательность операций при монтаже зажимов серии НАС показана на рис. 2.11, А.

Натяжные прессуемые зажимы для сталеалюминиевых проводов проходного типа НТАС (см. табл. 2.13) состоят из корпуса и траверсы

с тягами. Монтаж таких зажимов не требует перерезания проводов, вследствие чего нет необходимости в подготовке поверхности провода и корпуса зажима для создания надежного электрического контакта. Монтаж зажима выполняют следующим образом. На провод надвигают траверсу с тягами, которыми зажим с проводом крепят к гирлянде, и корпус зажима. Опрессовывают часть корпуса от проточки до конца зажима, направленного в пролет. Затем неопрессованную часть корпуса вместе с проводом изгибают с помощью пресса и специальной гибочной матрицы под углом 60° , после чего опрессовывают хвостовую часть зажима, направленную в петлю. На кольцевую проточку зажима накладывают вкладыши, надвигают траверсу с тягами и стягивают ее болтом.

Натяжные клиновые зажимы серии НКК (см. табл. 2.16) монтируют на алюминиевых и медных проводах сечением от 16 до 95 мм^2 . Из проушины вынимают палец и выдвигают клин. На алюминиевую или медную прокладку (в зависимости от марки провода), уложенную по желобу, укладывают провод. В корпус зажима со стороны проушины вставляют клин и легкими ударами молотка заклинивают в корпусе. Затем соединяют с натяжной гирляндой.

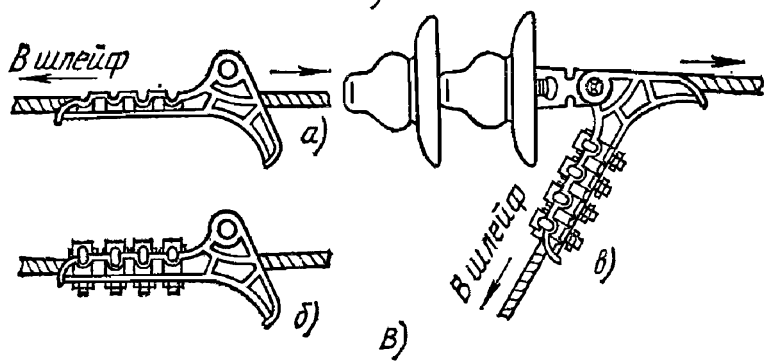
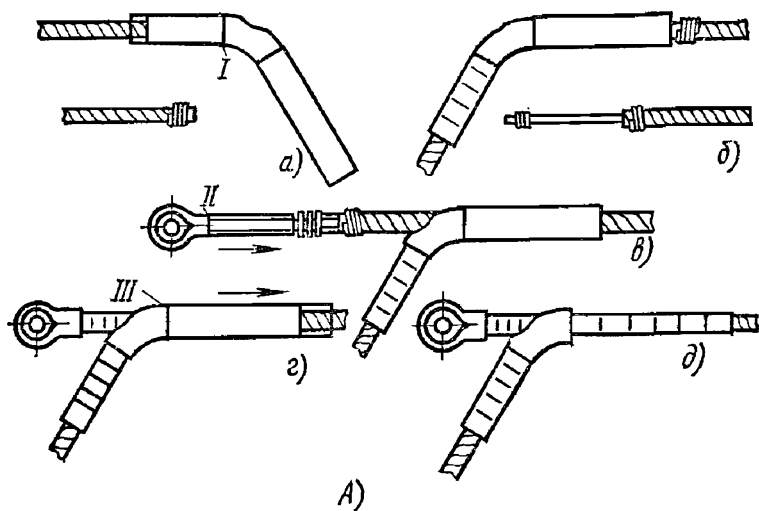
Натяжные клиновые коушные зажимы серии НКК (см. табл. 2.16) монтируют на сталеалюминиевых проводах сечением от 10 до 50 мм^2 и стальных грозозащитных тросах сечением от 25 до 95 мм^2 . При монтаже сталеалюминиевых проводов в корпусе зажима устанавливают две алюминиевые прокладки, поставляемые в комплекте с зажимом. Конец провода (троса) вводят в зажим, из которого предварительно вынут клин и палец. С помощью приспособления МИ-24 провод (трос) обкатывают по клину, подгибают и вводят в корпус зажима вместе с клином. Зажим соединяют с гирляндой. Окончательное закрепление провода (троса) в зажиме происходит самозаклиниванием при натяжении пролета. Последовательность операций при монтаже натяжных клиновых зажимов показана на рис. 2.11, Б.

Натяжные болтовые зажимы серии НБ (см. табл. 2.15) монтируют на алюминиевых, медных и сталеалюминиевых проводах без специальной подготовки поверхности провода в следующем порядке (рис. 2.11, В): зажим разбирают, снимают плашки, болты, из проушины зажима вынимают палец. В желоб зажима укладывают прокладку из материала, соответствующего материалу монтируемого в зажиме провода. Провод укладывают в зажим, накладывают плашки, вставляют стяжные болты и затягивают гайки. Затем соединяют с гирляндой.

Натяжные заклинивающиеся зажимы серии НЗ (см. табл. 2.17) монтируют на алюминиевых, медных и сталеалюминиевых проводах. Клин откидывают до упора. Провод протягивают под клином по желобу корпуса зажима. Затем клин устанавливают в первоначальное положение. При тяжении за проушину клина происходит самозаклинивание, что обеспечивает надежное крепление провода в зажиме.

Аппаратные прессуемые зажимы для алюминиевых, сталеалюминиевых и медных проводов (см. табл. 2.18, 2.19) монтируют в следующем порядке. На конец провода накладывают бандаж, затем конец провода отрезают. Поверхность провода и внутреннюю полость зажима очищают и подготавливают к опрессовке, как было указано выше. Зажим надвигают на провод до упора и опрессовывают в направлении от зажима к проводу.

Монтаж аппаратных прессуемых зажимов для полых проводов производят аналогично, только в провод на участке опрессовки вставляют специальный стальной вкладыш.



Т а б л и ц а 2.26. Выводы аппаратов

Тип аппарата	Конструкция вывода
МКП-35; С-35-630 НКФ-110; НКФ-150 НОМ-35; ЗНОМ-35 ОД-35-630; ОД-110-630; НКФ-220; ОПН-220; У-220-1000; ОПН-110	Штырь М-30 Штырь М-20 Штырь М-10 Лопатка, 2 отв. Ø 13(14) мм, В=45 мм Лопатка, 2 болта М12×40(50) мм, В=45 мм Лопатка, 4 отв. Ø 13(14) мм, В=45 мм
ВМТ-110; ВМТ-220; ВЗ-600-0,25; КЗ-35—КЗ-220; РВС-35—РВС-220	
ВВУ-35-2000; ВВУ-110; ВВБМ-110; МКП-110; ВВБ(Д)-220; У-220-2000; РНДЗ-35-1000—РНДЗ-220-1000; ОД-110; ОД-220; РВМГ-220; РВМГ-330; ТФЗМ-220Б-III ВЗ-1000-0,6; ТФЗМ-35А; ТФЗМ-35Б-II; ТФНР-35; ТФЗМ-110Б-I(II)	Лопатка, 4 болта М12×45(60) мм, В=45 мм Лопатка, 6 отв. Ø 17(19) мм, В=60 мм
У-110-2000-50; ВНВ-330—ВНВ-1150; ВВБ-330—ВВБ-750; ВВ-330Б; ВВ-500Б; РНДЗ-35-2000(3200) — РНДЗ-500-3200; ОПН-330—ОПН-750; РВМК-330— РВМК-750; РВМГ-500; РПД-500—РПД-750; ТФЗМ-220Б-IV; ТФЗМ-500Б; НКФ-500; ВЗ-2000-1,2 С-35-3200	Лопатка, 4 отв. Ø 17 мм, В=60 мм Лопатка, 8 отв. Ø 14,5 мм, В=45 мм Лопатка, 6 болтов М16×60(90) мм, В=60 мм
ВВУ-35-3200; У-110-2000-40; ТФУМ-330А	
ТФРМ-330Б; ТФРМ-500Б; ТФРМ-750А	

Примечание. В графе «Конструкция вывода» буквой В обозначены расстояния между осями соседних отверстий (болтов) в контактных выводах аппаратов.

←

Рис. 2.11. Монтаж зажимов:

А — монтаж натяжных прессуемых зажимов: а — опрессование хвостовика корпуса натяжного зажима с проводом; б — в корпус зажима вводится подготовленный конец провода; в — корпус зажима надвинут на провод, в гильзу анкера введен стальной сердечник провода; г — на конец анкера с проточками надвинут алюминиевый корпус для опрессования; д — смонтированный зажим; Б — монтаж натяжного клинового коушного зажима: а — корпус зажима надвинут на конец провода (троса), клин вынут; б — окатка провода (троса) по желобу клина; в — конец окатанного по клину провода (троса) вводится в корпус зажима; г — смонтированный зажим закреплен к ушку натяжной гирлянды изоляторов; В — монтаж болтовых зажимов типа НБ: а — установка корпуса зажима на провод; б — на корпусе зажимы плашки затянуты болтами; в — рабочее положение зажима в гирлянде

Последовательность монтажа ответвительных прессуемых зажимов следующая. На конец ответвляемого провода накладывают байдаж, затем конец провода отрезают. После подготовки зажима и проводов конец ответвляемого провода вставляют в корпус зажима до упора со стороны риски II и корпус зажима с проводом, идущим в петлю, опрессовывают в направлении от риски II к проводу. Затем провод, идущий в пролет, пропускают через корпус зажима, после чего корпус зажима с проводом опрессовывают в направлении от риски I к проводу.

Присоединение проводов к выводам аппаратов. Выводы аппаратов высокого напряжения для присоединения ошиновки имеют форму штырей с резьбой или плоских контактов с отверстиями для крепления аппаратных зажимов болтами.

Т а б л и ц а 2.27. Назначение отдельных видов сварки

Область применения	Вид сварки
Соединение алюминиевых жил изолированных проводов и кабелей: однопроволочных, в скрутке	Контактный разогрев. Пропановоздушная
одно- и многопроволочных, стыковое	Термитная. Пропано-кислородная
Оконцевание алюминиевых жил изолированных проводов и кабелей наконечниками	Термитная. Пропано-кислородная. Ручная угольным электродом. Ручная аргонодуговая вольфрамовым электродом
Соединение неизолированных алюминиевых, сталеалюминиевых и медных проводов	Термитная
Ответвления неизолированных алюминиевых и сталеалюминиевых проводов	Пропано-кислородная
Соединение неизолированных алюминиевых и сталеалюминиевых проводов с контактными дисками	Ручная угольным электродом. Ручная аргонодуговая вольфрамовым электродом
Соединение шин: алюминиевых	Полуавтоматическая аргонодуговая. Ручная аргонодуговая вольфрамовым электродом. Ручная угольным электродом. Электрошлаковая
медных	Полуавтоматическая аргонодуговая. Полуавтоматическая под флюсом. Ручная угольным электродом. Ручная электродуговая вольфрамовым электродом. Плазменная
Соединение полос и электродов заземления	Ручная. Термитная

Форма и размеры выводов для различных аппаратов, устанавливаемых на ОРУ 35—750 кВ, приведены в табл. 2.26. Аппаратные зажимы присоединяются непосредственно к выводам аппаратов. В отдельных случаях проектная документация предусматривает применение переходных контактных пластин. Присоединение аппаратного зажима к медным выводам аппарата производят стороной зажима, имеющей медную контактную пластину с помощью болтов.

Соединение проводов сваркой. При производстве электромонтажных работ одним из важнейших технологических процессов является сварка. В табл. 2.27 приведены основные области применения отдельных видов сварки, которые используют при электромонтажных работах.

При монтаже ошиновки ОРУ применение сварки позволяет обходиться без зажимов заводской поставки и создает более надежные контактные соединения.

Соединение в шлейфах алюминиевых и сталеалюминиевых проводов выполняют термитной сваркой с помощью термитных патронов марки ПАС, типоразмеры которых позволяют выполнять соединение проводов сечением 16—600 мм². Сварку ведут без флюса и присадки. Неизолированные медные провода сечением 25—150 мм² соединяют медно-фосфористым припоем в медных гильзах, разогреваемых термитным патроном марки М. При выполнении термитной сварки применяются специальные клещи.

Присоединение ответвлений к сборным шинам может выполняться пропано-кислородной сваркой без флюса с помощью набора типа НГО, состоящего из двухрожковой горелки с рукавом, зажимного устройства для крепления сварочных форм на проводах, стойки для крепления проводов и комплекта форм. Указанные наборы изготавливаются предприятиями Минмонтажспецстроя. При сварке ответвлений в смонтированных пролетах на проводах сборных шин устанавливают скобы для разгрузки проводов.

2.4. МОНТАЖ ВОЗДУШНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Воздушные выключатели (табл. 2.28) являются наряду с масляными основными коммутационными аппаратами, устанавливаемыми на ОРУ высокого напряжения для разрыва электрических цепей под нагрузкой и отключения токов короткого замыкания. Узлы и детали выключателей, кроме рам и резервуаров, поступают на монтажную площадку в ящиках. Сведения о количестве и массе основных монтажных элементов выключателей приведены в табл. 2.29, а данные о габаритах и массах упаковочных мест выключателей серий ВВБ и ВВН — в табл. 2.30 и 2.31 соответственно. Перед монтажом выключателей все их составные части подвергаются наружному осмотру и расконсервации. При сборке выключателей необходимо строго придерживаться заводской маркировки узлов и деталей.

Воздушные выключатели серий ВВБ, ВВД, ВВУ с металлическими баковыми дугогасительными камерами выпускаются на напряжения 35—750 кВ. Выключатели в зависимости от номинального напряжения имеют от одной (35, 110 кВ) до восьми (750 кВ) последовательно соединенных дугогасительных камер. Дугогасительные камеры имеют однотипную конструкцию, рассчитанную на номинальное напряжение 110 кВ (рис. 2.12).

Дугогасительная камера имеет два главных разрыва. Разрыв шунтирован активным сопротивлением со вспомогательными контактами. Равномерное распределение напряжения между двумя разрывами

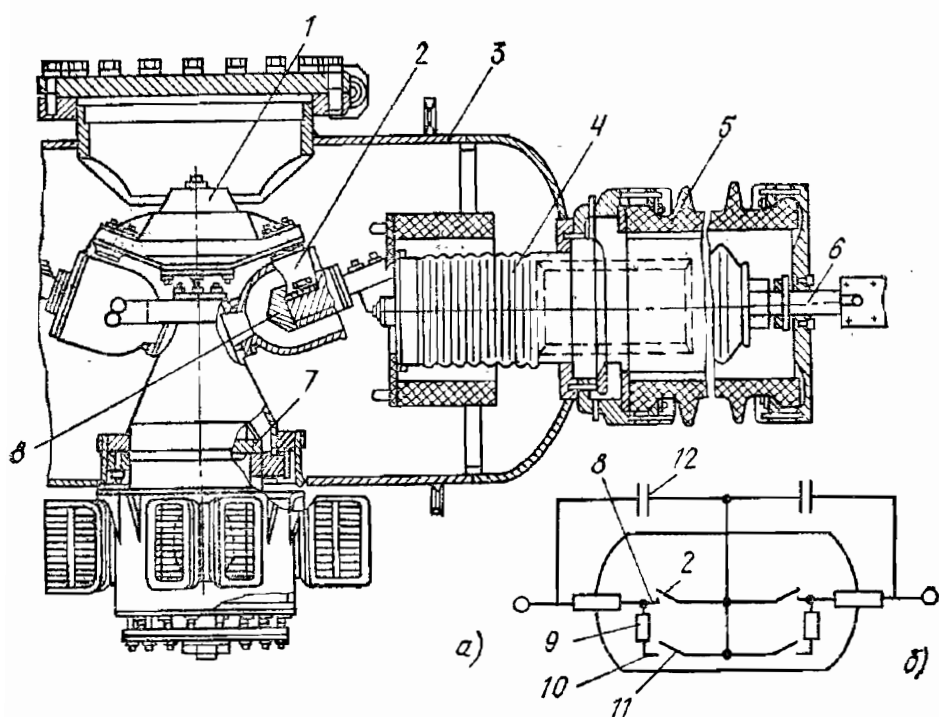


Рис. 2.12. Гасительная камера выключателя серии ВВБ:

а — разрез камеры; *б* — электрическая схема камеры; 1 — контактная система; 2 — нож контактный; 3 — металлический резервуар; 4 — эпоксидный ввод; 5 — фарфоровый изолятор; 6 — токоведущий стержень; 7 — клапан дутьевой; 8 — неподвижный контакт (главный); 9 — шунтирующее сопротивление; 10 — вспомогательный контакт (неподвижный); 11 — вспомогательный контакт (подвижный); 12 — конденсатор

обеспечивается с помощью шунтирующих конденсаторов, помещенных в фарфоровую покрывку. Вводы в дугогасительную камеру выполнены из эпоксидного компаунда. Они защищены от увлажнения фарфоровыми покрывками. Дугогасительные камеры выключателей на напряжение 35—500 кВ устанавливают на опорной колонне из полых фарфоровых изоляторов.

Внутри опорной изоляции проходят два воздухопровода из стеклопластика: один — для подачи сжатого воздуха в дугогасительные камеры, другой — для импульсной подачи воздуха при отключении и для сброса воздуха при включении.

Дугогасительные камеры выключателей на напряжение 750 кВ устанавливают на пирамидальную треногу, составленную из изоляторов типа АКО-110. Для защиты стеклопластиковых воздухопроводов от атмосферных влияний у выключателей на напряжение 750 кВ имеются полые фарфоровые колонки управления. Эти колонки не являются несущими.

Основанием полюса или элемента полюса служит рама с цоколем. Цоколь полюса соединен с распределительным шкафом выключателя медными трубами. Распределительный шкаф выключателя подсоединен к воздухопроводу компрессорной установки подстанции.

Таблица 2.28. Основные данные воздушных выключателей

Тип	Номинальные			Рабочее давление, МПа	Размеры полюса, мм			Масса, т
	напряжение, кВ	ток, кА	ток отключения, кА		Высота	Длина	Ширина	
ВВУ-35А	35	2,0	40,0	2,0	2800	3860	1300	7,2
ВВУ-110Б	110	2,0	40,0	2,0	6080	3900	1760	15,6
ВВБМ-110Б	110	2,0	31,5	2,0	3600	3860	1300	7,2
ВВБК-110Б	110	3,15	50,0	4,0	3600	4100	1300	8,0
ВВБК-220Б	220	3,15	56,0	4,0	7955	4100	1760	18,0
ВВД-220Б	220	2,0	31,5;	2,0;	7560	4000	1760	18,0
			40,0	3,2				
ВВДМ-330Б	330	3,15	50,0	2,6	8880	8500	4100	34,9
ВНВ-330	330	3,15;	40,0	4,0	6600	9500	1750	27,6
		4,0						
ВНВ-330Б	330	3,15	63,0	4,0	6600	9500	1880	34,5
ВВ-330Б	330	2,0	31,5	2,0	8200	7260	3310	31,6
ВВБ-500А	500	2,0	35,5	2,0	10 300	13 950	3900	54,9
ВВБК-500А	500	3,2	50,0	4,0	9550	7900	4000	32,0
ВНВ-500	500	3,15;	40,0	4,0	8000	9500	1880	33,1
		4,0						
ВВ-500Б	500	2,0	31,5	2,0	11 100	9660	3960	43,0
ВВБ-750	750	3,2	40,0	2,6	11 600	19 100	4100	91,0
ВНВ-750	750	3,15;	40,0	4,0	11 000	14 100	3800	59,2
		4,0						
ВО-750	750	0,5	40,0	4,0	12 800	18 500	3800	82,3
ВНВ-1150	1150	4,0	40,0	4,0	13 650	23 500	3500	138,3
ВО-1150	1150	0,6	40,0	4,0	15 000	27 900	3600	186,0

Примечание. В таблице приведено сокращение (без указания $I_{\text{ном}}$ и $I_{\text{откл}}$) обозначение типа выключателя. В обозначении буквы: В — выключатель (второе В — воздушный); Б — баковые камеры; У — усиленный по скорости восстанавливающегося напряжения; М — малогабаритный; К — крупномодульный; Д — с повышенным давлением; Н — наружной установки; О — отключатель, цифры — номинальное напряжение, буква Б в цифровой части — класс изоляции.

Монтаж выключателя ВВБ-750 (рис. 2.13) производят в следующем порядке. Устанавливают и закрепляют болтами подшипники на раме полюса выключателя. Раму устанавливают краном на опорные конструкции, выравнивают с помощью прокладок по уровню и закрепляют анкерными болтами. Производят расконсервацию распределительного шкафа (протирку чистыми салфетками, смоченными бензином-растворителем). Осматривают внутренние полости шкафа и фильтры блока пневматических клапанов. Проверяют и подтягивают крепления узлов и деталей. Снимают и продувают медные трубки, устанавливают их на место, обеспечив герметичность соединений. Электроконтактные манометры сдают в лабораторию на проверку.

Проверяют надежность крепления проводов к контактным зажимам. Распределительный шкаф поднимают, устанавливают на опорную конструкцию и закрепляют. Устанавливают на опорные конструкции шкаф рядов зажимов. Выполняют монтаж воздухопроводов распределительной сети выключателя — размечают места установки, устанавлива-

Т а б л и ц а 2.29. Основные монтажные

Тип выключателя	Количество, шт./мас			
	Резервуар, цоколь со шкафом управления	Дугогасительная камера	Рама	Экран
ВВУ-35	3/0,4	3/1,6	—	—
ВВБМ-110	3/0,4	3/1,6	—	—
ВВБ-220Б	3/0,4	6/1,6	—	—
ВВБ-330Б	6/0,4	12/1,6	—	—
ВВБ-500	9/0,3	18/1,6	—	—
ВВБК-500	3/0,3	12/1,7	6/0,3	—
ВВБ-750	12/02	24/1,6	12/0,2	48/0,01; 12/0,07
ВНВ-330	3/1,7	6/2,0	6/0,25	18/0,02
ВНВ-500	3/1,7	6/2,0	6/0,25	18/0,02
ВНВ-750	3/2,9	9/2,0	9/0,6	27/0,02
ВО-750	6/1,7	12/2,0	12/0,6	36/0,02
ВНВ-1150	3/2,6; 3/1,7	15/3,2	15/1,3	54/0,02
ВО-1150	6/2,6	18/2,0	18/1,3	54/0,02

Т а б л и ц а 2.30. Масса и габариты упаковочных

Наименование	Количество мест, шт./масса места, т. для выключателей напряжением, кВ				
	110	220	330	500	750
Камеры дугогасительные:					
нижние	3/1,8	3/1,9	6/1,8	9/2,1	12/1,7
верхние	—	3/1,8	6/1,7	9/2,0	12/1,7
Изоляторы	—	1/1,2	1/2,3	3/1,3	11/1,5
	—	—	1/1,5	5/0,9	1/2,9
	—	—	6/0,9	—	6/1,2
	—	—	—	—	3/1,2

элементы воздушных выключателей

са единицы, т					
Конденсатор/ резистор	Шкаф рас- пределитель- ный (рядов, зажимов)	Изоляторы			
		Опоры	Треноги	Промежу- точные (меж- ду камерам)	Колонки управления
—	1/0,2	3/0,3	—	—	—
—	1/0,2	3/0,3	—	—	—
12/0,1	1/0,2	6/0,3	—	3/0,3	—
—	2/0,2	18/0,3	—	6/0,3	—
42/0,1	2/0,2	27/0,3	—	9/0,3	—
24/0,1	2/0,3	6/1,0	—	6/0,3	6/0,1; 24/0,09
96/0,1	2/0,3	—	216/0,07	12/0,3	72/0,08; 12/0,2
12/0,23	1/0,4	18/0,25	—	—	—
12/0,23	1/0,4	24/0,25	36/0,05	—	—
18/0,23	1/0,4	54/0,25	108/0,05	—	—
24/0,23	1/0,4	72/0,25	144/0,05	—	—
30/0,23;	1/0,4	105/0,3	270/0,05	—	—
36/0,1	—	—	—	—	—
36/0,23	1/0,4	126/0,3	324/0,05	—	—

мест выключателей серии ВВБ

Габаритные размеры места, мм, для выключателей на напряжение, кВ				
110	220	330	500	750
3850× ×1270× ×1030	3850× ×1450× ×1450	3850× ×1450× ×1300	3850× ×1320× ×1100	1850×1300×1000
—	3850× ×1450× ×1450	3850× ×1450× ×1150	3850× ×1320× ×1100	3850×1300×1150
—	1900× ×780× ×1890	1900× ×1330× ×1890	1900× ×1000× ×1890	1420×1350×1270
—	—	1900× ×1330× ×1500	1420× ×1350× ×1285	2800×1350×1310
—	—	1600× ×780× ×1600	—	1420×1330×1270
—	—	—	—	1420×1350×1665

Наименование	Количество мест, шт./масса места, т, для выключателей напряжением, кВ				
	110	220	330	500	750
Конденсаторы	—	1/1,0	2/1,0	4/1,2	8/1,0
Шкаф управления	3/0,7	3/1,2	6/0,5	9/0,6	12/0,2
Шкаф распределительный	1/0,3	1/0,3	1/0,3	1/0,3	1/0,3
Шкаф рядов зажимов	—	—	1/0,15	1/0,15	1/0,15
Комплектующие детали	1/0,1	1/0,3	1/1,1	1/0,6	2/1,7÷2,1
	—	1/0,2	1/1,0	1/1,3	1/1,3
	—	—	1/0,3	1/1,2	2/2,1
Комплектующие детали (рамы)	—	—	1/0,4	1/2,0	4/0,6
Комплектующие детали	—	—	—	1/0,5	2/0,5
	—	—	—	1/1,1	1/0,5
	—	—	—	—	1/1,9
	—	—	—	—	1/0,1
Комплектующие детали (экраны)	—	—	—	—	3/0,3
	—	—	—	—	2/0,4

Т а б л и ц а 2.31. Масса и габариты упаковочных

Наименование изделий	Количество мест, шт./масса места, т для выключателей на напряжение, кВ		
	330	500	750
Устройство гасительное	6/2,5	6/2,3	9/2,8
Изолятор опорный	3/1,8	4/1,8	9/1,8

Продолжение табл. 2.30

Габаритные размеры места, мм, для выключателей на напряжение, кВ				
110	220	330	500	750
—	1420× ×1330× ×1085	1420× ×1330× ×1085	1420× ×1330× ×1085	1420×1330×1085
1000× ×920× ×2250	1430× ×1110× ×3820	1400× ×1100× ×810	1250× ×1200× ×1200	715×670×880
1034× ×560× ×1500	1034× ×560× ×1500	1034× ×560× ×1500	1034× ×560× ×1500	1034×560×1500
—	—	1050× ×580× ×880	1050× ×580× ×880	1050×580×880
1500× ×400× ×350	1120× ×1000× ×600	1420× ×1350× ×1170	1250× ×1200× ×1200	1420×1350×1085
—	3950× ×420× ×370	1420× ×980× ×1485	1420× ×1350× ×1285	1420×1350×1150
—	—	4400× ×540× ×400	1900× ×1000× ×1890	1420×1000×1150
—	—	5700× ×780× ×490	1420× ×1000× ×1285	2700×2605×600
—	—	—	6350× ×540× ×500	6350×780×500
—	—	—	6350× ×780×500	7500×540×370
—	—	—	—	2200×1600×1300
—	—	—	—	8430×220×210
—	—	—	—	2760×2760×640
—	—	—	—	2950×800×1685

мест выключателей серии ВНВ

Габаритные размеры места, мм, для выключателей на напряжение, кВ		
330	500	750
5230×1780×2070	5180×1195×1575	5180×740×1040
1750×1140×1750		

Наименование изделий	Количество мест, шт./масса места, т, для выключателей на напряжение, кВ		
	330	500	750
Изолятор для растяжек	9	1/3,0	3/2,1
Конденсатор	3	3/1,1	4/1,1
Конденсатор	—	—	1/0,5
Шкаф управления	3/0,5	3/0,5	3/0,5
Резервуар	3/1,25	3/1,3	3/2,6
Рама	6/0,25	2/0,7	1/3,1
	—	—	1/1,9
Распределительный шкаф	1/0,6	1/0,6	1/0,6
Детали, крепеж, экраны и другие составные части	1/2,0	1/0,2	1/0,14
	—	1/0,3	1/0,3
	—	1/0,1	1/0,1
	—	1/1,2	1/2,3
	—	1/0,4	1/1,0
	—	—	1/0,3
	—	—	1/0,25

ют и приваривают опорные конструкции под медные воздухопроводы, прокладывают медные воздухопроводы (элементы воздухопроводов и опорные конструкции изготавливаются в МЗМ); сваривают трубы, очищают швы от окалины, продувают смонтированные воздухопроводы и присоединяют их к воздухораспределительной сети ОРУ; проверяют с помощью плотной ткани, намотанной на конец трубы, подводящей сжатый воздух к распределительному шкафу, чистоту поступающего воздуха (следы масла, грязи, пыли, ржавчины на ткани недопустимы, давление сжатого воздуха во время проверки должно быть 0,2—0,3 МПа). Воздухопроводы присоединяют к распределительному шкафу и проверяют их герметичность под рабочим давлением (прослушиванием и намыливанием мест сварки). Затем выполняется монтаж опорных изоляторов треноги.

Выставляют все 18 изоляторов треноги в ряд по высоте на ровном гладком месте (доштатый настил) и комплектуют из них шесть секций, подбирая для каждой секции три изолятора, близких «по росту», для окончательно выравнивая с помощью приспособления, показанного на рис. 2.14.

Разницу высот изоляторов компенсируют пластинами, поставляемыми заводом (количество пластин должно быть минимальным). Для этого необходимо: установить на основание приспособления три изолятора опорной треноги, опустить талрепами линейку на верхние фланцы изоляторов, заполнить зазоры между линейкой и фланцами изоляторов пластинами, закрепить проволокой пластины на фланцах, замаркировать стороны изоляторов которые пересекла линейка (замаркированные стороны должны лежать в плоскости осей треноги и

Продолжение табл. 2.31

Габаритные размеры места, мм, для выключателей на напряжение, кВ		
330	500	750
В упаковке завода-изготовителя	900×900×1500	3000×1350×1000
То же	900×900×1500	
—	—	1550×820×440
	1220×920×2170	
5740×1170×820	6020×1170×770	10240×1170×770
2180×1880×370	2060×1860×1030	3100×2760×2080
—	—	3100×2760×1040
1850×950×1880	1850×1000×1545	1630×880×1460
3860×1120×1390	1600×1500×960	1600×1500×1380
—	1900×1200×700	
—	1300×1000×950	1300×1000×950
—	3200×1000×1000	3200×1300×100
—	1600×1000×900	2300×1100×1100
—	—	3900×400×300
—	—	1600×700×700

ее ноги). Автокраном грузоподъемностью 16 т поднимают верхний патрубок и собирают опорную треногу, постепенно добавляя изоляторы (рис. 2.15) и устанавливая держатели с трубами пояса жесткости.

Подращивание треноги выполняют с особой осторожностью. При наведении собранной части треноги на изоляторы монтажники должны находиться вне контура треноги. Собранную треногу устанавливают на раму и приклепывают к подшипникам.

Вращением регулировочных болтов добиваются горизонтального положения верхней плоскости патрубка, после чего болты застопоривают.

Проверяют отклонение оси треноги от вертикального положения. Для этого из центра верхнего патрубка треноги опускают отвес. Нижний конец отвеса не должен отклоняться от центра рамы более чем на 130 мм.

Устанавливают окончательно трубы верхнего и нижнего поясов жесткости. При этом следят, чтобы каждая труба обоими концами лежала в своих гнездах без перекосов.

При обнаружении перекоса последний устраняется соответствующим подгибанием трубы. После установки труб не следует дополнительно подтягивать проверенные раньше болтовые соединения опорной треноги, чтобы не допустить появления неконтролируемых напряжений в фарфоре изоляторов. Выполняют ревизию и монтаж дугогасительных камер. Камеры устанавливают на металлические столы (рис. 2.16), вскрывают смотровые люки. Вынимают траверсы с ножами. Проверяют затяжку гаек на ножах и крышке траверсы и наличие штифтов (торцы

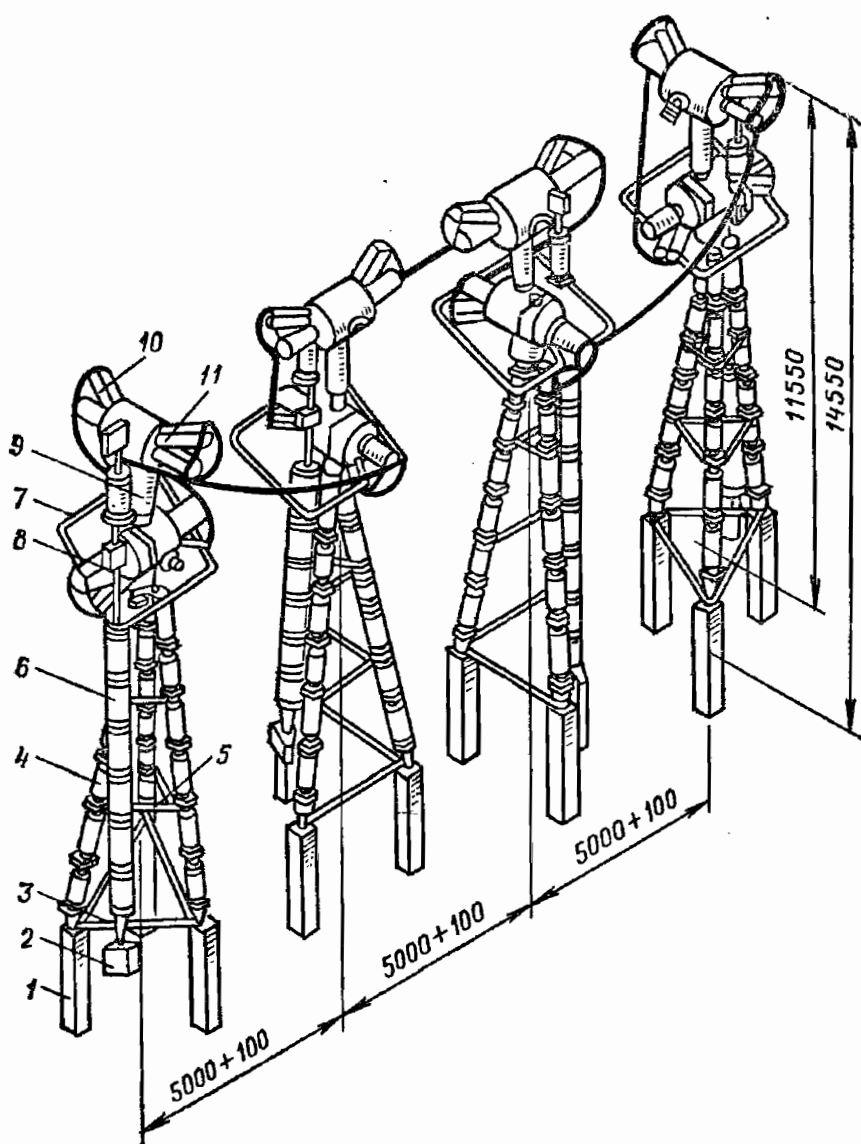


Рис. 2.13. Полюс воздушного выключателя ВВБ-750:

1 — опорные конструкции; 2 — цоколь (шкаф управления); 3 — треугольная рама; 4 — тренога; 5 — пояс жесткости; 6 — колонка управления; 7 — экранное кольцо; 8 — нижняя дугогасительная камера; 9 — промежуточный изолятор; 10 — делительный конденсатор; 11 — верхняя дугогасительная камера

штифтов должны быть завальцованы). Концы эпоксидных вводов, находящиеся внутри камер, протирают спиртом.

Траверы устанавливают на место, проверяют правильность положения подвижных контактов в неподвижных и закрывают смотровые люки.

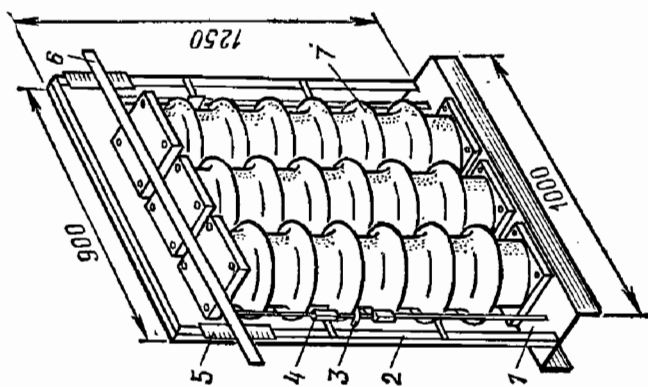


Рис. 2.14. Приспособление для подбора изоляторов по высоте:

1 — швеллер № 24; 2 — уголок 25×25; 3 — таплен; 4 — труба; 5 — линейка; 6 — рейка; 7 — изолятор

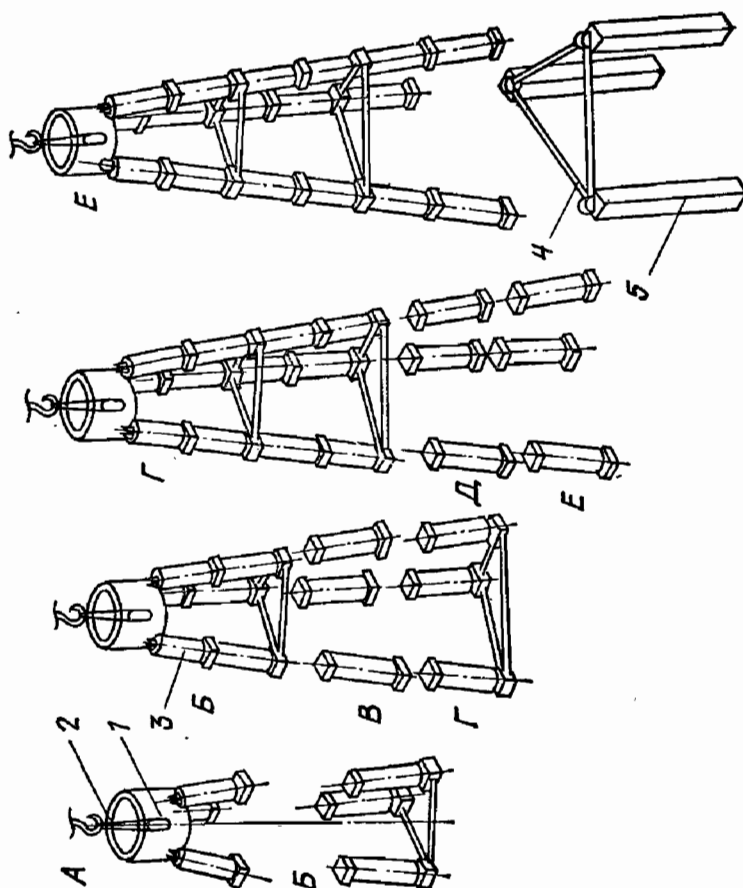


Рис. 2.15. Укрупнительная сборка и установка опорной треноги:

А—Е — последовательность сборки; 1 — патрубок; 2 — строп УСК-1-0,5/4000; 3 — изолятор; 4 — рама; 5 — опорная конструкция

← Рис. 2.16. Схема строповки и установки на треногу гасительных камер:
1 — опорная конструкция; 2 — рама; 3 — тренога из изолятора; 4 — дугогаситель-
ные камеры; 5 — строп 4СК-5.0/5000; 6 — проушины для подъема камер

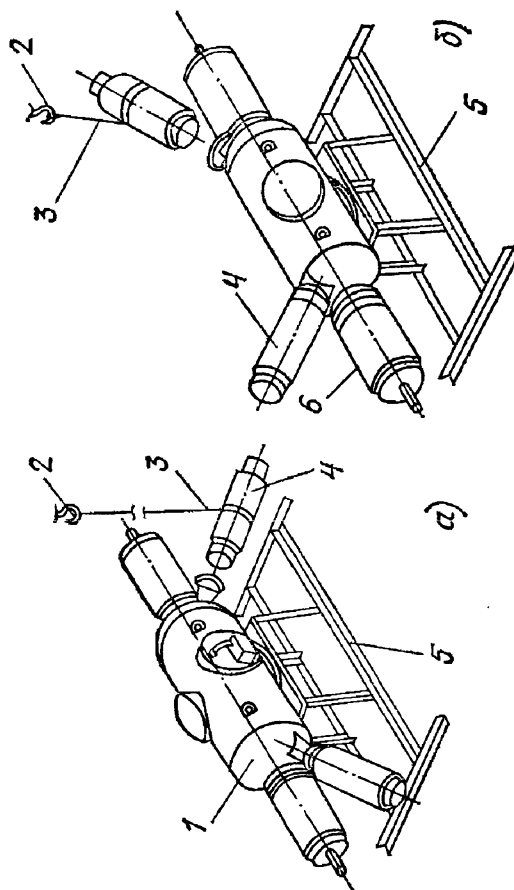
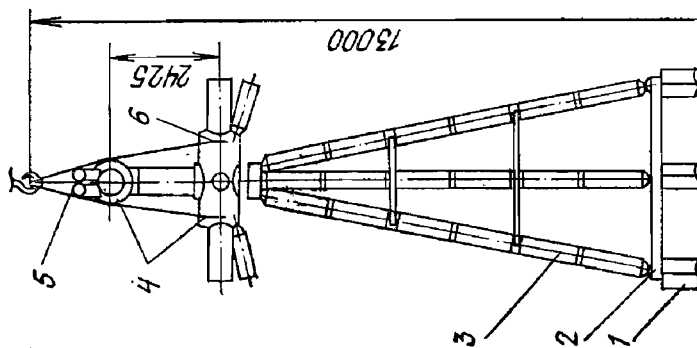


Рис. 2.17. Установка конденсаторов:

а — установка конденсаторов на нижнюю дугогасительную камеру; б — установка конденсаторов на верхнюю дугогасительную камеру; 1 — нижняя дугогасительная камера; 2 — крюк автокрана; 3 — строп кольцевой из канатного каната; 4 — конденсатор; 5 — инвентарный металлический столлик; 6 — верхняя дугогасительная камера

Снимают герметизирующие транспортные заглушки с мест установки указателей продувки на вводах и устанавливают указатели продувки на вводы сразу же после снятия заглушек. Остальные транспортные заглушки на камерах и клапанах управления снимают только непосредственно перед присоединением к ним труб.

При обнаружении неисправности какой-либо из транспортных заглушек соответствующая полость и полости, связанные с ней, должны быть осмотрены и в случае необходимости очищены от пыли и влаги.

Фарфоровые покрышки вводов протирают салфетками, смоченными авиационным бензином. На дугогасительных камерах устанавливаются делительные конденсаторы (рис. 2.17). С промежуточного опорного изолятора снимают транспортные заглушки. Изолятор осматривают и протирают салфетками, смоченными бензином, проверяют крепление изоляционных воздухопроводов и протирают их салфетками, смоченными спиртом. На нижнюю дугогасительную камеру устанавливают промежуточный опорный изолятор и соединяют их с помощью шпилек.

Верхнюю дугогасительную камеру устанавливают на промежуточный опорный изолятор с последующим их соединением. Верхнюю камеру устанавливают повернутой по отношению к нижней камере на угол 90° .

Затяжку гаек при креплении производят равномерно, контролируя высоту между нажимными кольцами и фланцами. За одну операцию гайку затягивают не более чем на $1/4$ оборота. Степень затяжки контролируют при помощи предельного ключа с моментом 20 Н·м.

Блок из двух камер поднимают за четыре проушины нижней камеры и устанавливают на патрубок треноги, закрепляют шпильками. Затем монтируют колонну управления.

Колонну собирают в горизонтальном положении с помощью специального приспособления. Нижнюю изоляционную трубу присоединяют к металлической трубе при помощи разрезных колец и фланца.

Собирают верхний изолятор колонны с фланцем, используя нажимное и разъемное кольца. Изолятор с фланцем надевают на собранную трубу и прикрепляют его к фланцу металлической трубы. Остальные пять изоляторов с фланцами надевают на собранную трубу и, используя нажимные и разъемные кольца, собирают их в колонну. На уровне поясов жесткости устанавливают разрезные кольца (между фланцами и трубой) и дистанционные кольца (между фланцами и изоляторами).

Количество дистанционных колец определяется по заводской инструкции. К колонне прикрепляют нижний патрубок, используя нажимные и разъемные кольца. Длина выступающей части изоляционной трубы из патрубка должна быть в пределах 130—150 мм. Протирают нижнюю изоляционную тягу спиртом и вставляют ее в колонну, соблюдая маркировку. Временно фиксируют ее в этом положении, закрепив верхний конец тяги проволокой к металлической части трубы.

Собранную нижнюю часть колонны закрепляют в приспособлении с помощью скоб и вместе с приспособлением поднимают автокраном в вертикальное положение; раму устанавливают на раму и прикрепляют болтами сначала к кронштейну верхнего патрубка треноги, затем к кронштейну рамы. Откидывают скобы и осторожно отводят приспособление от колонны.

Шкаф управления подвешивают к нижнему патрубку колонны. Резиновое уплотнение между шкафом и фланцем патрубка устанавливают на клее № 88 НП.

Промежуточный изолятор собирают с патрубками, трубами, фланцами, втулками, кольцами и шайбами согласно маркировке.

Верхнюю изоляционную тягу протирают спиртом и вставляют в промежуточный изолятор (составляющий с фланцами верхнюю часть колонны управления), соблюдая маркировку. Верхнюю изоляционную тягу соединяют нижним концом со штоком клапана управления нижней камерой и верхним концом с поршнем клапана управления верхней камерой. Клапаны управления нижней и верхней камерами устанавливают, согласно маркировке, на фланцах промежуточного изолятора и закрепляют.

Промежуточный изолятор в сборе с фланцами, трубами и клапанами при помощи двух петель из прочной пеньковой (капроновой) веревки, расположенных между ребрами верхней части изолятора, поднимают автокраном в вертикальное положение. Подводят стрелу автокрана с промежуточным изолятором к установленной части колонны управления и опускают его над ней до уровня, на котором возможно соединение поршня клапана управления нижней камерой с нижней изоляционной тягой. Клапан управления нижней камерой устанавливают на трубе колонны управления и закрепляют. Устанавливают медные воздухопроводы, соединяющие камеры с клапанами. Подвешивают большое экранное кольцо к патрубку треноги на кронштейнах. Выполняют монтажные работы к шкафу управления и регулировку хода поршней клапанов управления.

Провода устанавливают между поясами жесткости треноги и фланцами колонны управления. Производят проверку герметичности колонны управления и промежуточного изолятора. Закрывают кожухами места соединений изоляторов колонны управления и промежуточного изолятора.

После выполнения монтажа всех элементов полюса выключателя производят монтаж токоведущих перемычек между элементами полюса. Контактные поверхности перемычек переходных пластин и стержней выводов очищают от грязи, обезжиривают и смазывают тонким слоем смазки. Производят проверку технического состояния выключателя:

герметичности полостей колонны управления и промежуточного изолятора (допустимое падение давления 0,05 МПа в час);

величины утечек сжатого воздуха во включенном и отключенном положении;

расхода воздуха на вентиляцию;

соответствия характеристик паспортным данным;

сопротивления изоляции элементов опорной изоляции и вводов (не менее 10 000 МОм).

Проводят испытание цепей управления. Шины заземления прокладывают и приваривают к рамам выключателя, распределительному шкафу и шкафу рядов зажимов.

Прокладывают кабели и выполняют внешние соединения вторичных цепей. Места сварки и детали с поврежденной окраской подкрашивают.

Последовательность монтажа выключателей на напряжение 330—500 кВ несколько иная вследствие отсутствия опорных треног и колонн управления.

В табл. 2.32—2.34 соответственно приведены технико-экономические показатели, перечень необходимых механизмов, приспособлений и материалов для монтажа выключателей серий ВВБ, ВВД и ВВУ.

Воздушные выключатели серии ВНВ и выключатели-отключатели серии ВО. Быстродействующие воздушные выключатели серии ВНВ (см. табл. 2.28) с большой отключающей способностью предназначены для

**Т а б л и ц а 2.32. Техничко-экономические показатели монтажа
выключателей серий ВВБ, ВВД и ВВУ**

Наименование показателя	Значения показателей для выключателей на напряжение, кВ				
	110	220	330	500	750
Трудоемкость, чел.-дни	34	62,5	144	215	282
Продолжительность монтажа, дни	7	12	28	36	40
Количество занятых рабочих, чел.	5	5	5	6	7
Количество машино-смен:					
автомашин грузоподъем- ностью 8 т	0,6	1,0	2	3	4
автокрана грузоподъем- ностью:					
16 т	—	—	13,5	20,5	34
10 т	2,8	7,5	—	—	—
6,3 т	1	2	12	17	5
автогидроподъемника АГП-22	—	—	19	29	32
сварочного аппарата	1,4	2,4	3,2	4,0	4,8

**Т а б л и ц а 2.33. Механизмы, инвентарь, инструмент и приспособления
для монтажа воздушных выключателей**

Наименование	Тип или ГОСТ	Коли- чест- во, шт.	Примечание
Автокран грузоподъ- емностью:			
16 т	К-162	1	Для монтажа выключателей на напряжение 750 кВ и выключателей ВВБ-330 и ВВБ-500
10 т	СМК-10	1	То же, ВВБ-220, ВВБ-330 и ВВБ-500
6,3 т	КС-2561Д	1	То же, ВВБ-110 и для погрузо-разгрузочных работ при монтаже выключателей
Автогидроподъемник	АГП-22	1	Для монтажа выключателей
Автомашина грузо- подъемностью 8 т	МАЗ-500А	1	Для перевозки деталей выключателей

Продолжение табл. 2.33

Наименование	Тип или ГОСТ	Количество, шт.	Примечание
Прицеп двухосный грузоподъемностью 7 т	МАЗ-8296	1	Для перевозки деталей выключателей
Трансформатор сварочный	ТДМ-251	1	В комплекте с кабелем, электрододержателем и маской
Установка кислородно-ацетиленовая	—	1	В комплекте с баллонами, вентилями, редукторами и горелкой, очками защитными
Строп:			
четырёхветвевой, нагрузка допускаемая 5,0 т, длина 5 м	4СК-5,0/5000	2	Для монтажа выключателей типа ВВБ
двухветвевой, 1,0 т, длина 1,1 м	2СК-1,0/1100	1	То же
универсальный, 0,5 т, длина 4,0 м	УСК-1-0,5/4000	2	» »
двухветвевой, 5,0 т, длина 1,5 м	2СК-5,0/1500	2	Для монтажа выключателей типа ВНВ
то же, 1,0 т, длина 5,0 м	2СК-1,0/5000	1	То же
одноветвевой, 2,5 т, длина 1,4 м	1СК-2,5/1400	1	» »
универсальный кольцевой, 1,0 т, длина 2,0 м	УСК2-1,0/2000	3	» »
то же, 1,6 т, длина 8,5 м	УСК2-1,6/8500	2	» »
Канат капроновый Ø 19,5 мм, м	10293—77*	10	» »
Инвентарный металлический столик	—	2	Для ревизии камер
Приспособление для подбора изоляторов	—	1	Для монтажа выключателей
Приспособление для сборки колонны управления	—	1	То же, ВВБ-750
Мегаомметр	М4100/5	1	Для измерения сопротивления узлов выключателей
Манометр	ОБМ-160 по ГОСТ 8625—77*Е	1	Для измерения давления в воздухопроводах

Продолжение табл. 2.33

Наименование	Тип или ГОСТ	Количество, шт.	Примечание
Вентиль воздушный Ø 32 мм	—	1	Для присоединения к воздухопроводу
Строительно-монтажный пистолет	ПЦ-52-1	1	Для пристреливания деталей заземления
Трансформатор понижающий	ЯТП-0,25/12	1	Для обеспечения безопасного производства работ
Лампа переносная	—	2	—
Скоба монтажная грузоподъемностью 1 т	—	2	—
Уровень брусковый	9416—83	1	—
Отвес 0,2 кг	ОТ-200 по ГОСТ 7948—80	1	—
Молоток слесарный 0,5 кг	2310—77	3	—
Кувалда 5 кг	11401—75*	1	—
Клещи универсальные	КУ-1	1	—
Лом монтажный	ЛМ-24 по ГОСТ 1405-83	1	—
Плоскогубцы комбинированные с изолирующими ручками	5547—75*	3	—
Отвертки диэлектрические разные	21010—75*	3	—
Напильник слесарный (плоский, круглый, тупоносый)	1465—80*	4	—
Метр складной металлический	ТУ 2-12-156—76	2	—
Рамка ножовочная ручная	17270—71*	2	—
Полотно ножовочное для металла	6645—68*	10	—
Кисть малярная	КР-35 по ГОСТ 10597—80*	1	—
Зубило слесарное	7211—72*	3	—
Ключи гаечные с открытым зевом двусторонние, комплект	2839—80*Е	2	—
Щетка стальная прямоугольная	ТУ 494-01-104—76	1	—
Нож монтерский с изолирующей ручкой НМ-3	ТУ 36-1950—76	4	—

Наименование	Тип или ГОСТ	Количество, шт.	Примечание
Лестница приставная длиной 3,5 м	8556—72*	2	—
Ведро оцинкованное	—	2	—
Пояс монтажный	14185—77*	3	—
Инструменты и приспособления завода-изготовителя для монтажа выключателя, комплект	—	1	—

Таблица 2.34. Материалы для монтажа выключателей серий ВВБ, ВВД и ВВУ

Наименование	ГОСТ	Количество материалов для выключателя на напряжение, кВ				
		110	220	330	500	750
Ацетилен, м ³	5457—75*	0,2	0,2	0,5	0,6	0,7
Бензин-растворитель, кг	3134—78*	9	20	25	40	50
Бензин авиационный, кг	1012—72*	1,4	1,7	2,0	2,2	2,5
Бура, кг	8429—77*	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4
Бязь, м ²	11680—76*	6	10	20	25	30
Ветошь обтирочная, кг	—	1	2	3	4	5
Кислород, м ³	5583—78*	0,25	0,25	0,7	0,8	0,9
Лак, БТ-577, кг	5631—79*	0,2	0,2	0,3	0,4	0,6
Лента киперная, м	4514—78*	10	12	15	20	30
Пруток латунный Ø 4,5 мм, кг	16130—72*	0,6	0,6	0,9	1,2	1,5
Спирт, кг	5962—67*	1,2	2	6	9	11
Смазка ЦИАТИМ-221, кг	9433—80*	0,7	0,9	1,5	2,0	2,5
Электроды Э-42, кг	9467—75	2,0	2,0	2,5	3,0	4,0
Шкурка шлифовальная, м ²	6456—82*	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
Пленка полиэтиленовая, кг	10354—82	0,8	1,0	1,3	1,6	2,0
Клей Н-88НП, кг	2199—78	0,5	1,0	3	4	5

оперативных и аварийных переключений в линиях напряжением 330—1150 кВ.

Включатели-отключатели серии ВО (см. табл. 2.28) предназначены для автоматического безынерционного включения шунтирующего реактора при перенапряжениях, а также оперативного включения и отключения шунтирующего реактора в сетях напряжением 750—1150 кВ.

Каждый аппарат представляет собой комплект из трех отдельных полюсов, механически не связанных друг с другом, и общего распределительного шкафа, обеспечивающего электрическую и пневматическую связь между полюсами.

Полюс аппарата состоит из одного (ВНВ-330—ВНВ-750) или двух (ВНВ-1150, ВО-750—ВО-1150) резервуаров и шкафов управления, колонок опорных изоляторов и дугогасительных устройств с высоковольтными конденсаторами и экранами. В зависимости от назначения и номинального напряжения полюс аппарата комплектуется двумя (ВНВ-330, ВНВ-500), тремя (ВНВ-750), четырьмя (ВО-750), пятью (ВНВ-1150) и шестью (ВО-1150) опорными колонками и дугогасительными устройствами.

Опорные колонки аппаратов на 500—1150 кВ имеют растяжки, которые предназначены для уменьшения изгибающих нагрузок на изоляторы опорных колонок.

Дугогасительные устройства имеют однотипную конструкцию, рассчитанную на номинальное напряжение 220 кВ. Дугогасительное устройство представляет собой двухразрывную дугогасительную камеру, контактная система которой постоянно находится в среде сжатого воздуха. Равномерное распределение между разрывами в отключенном положении обеспечивается высоковольтными конденсаторами.

Вводы в дугогасительное устройство выполнены из стеклоэпоксидного материала и защищены фарфоровыми крышками. Дугогасительное устройство устанавливается на колонку опорных изоляторов, смонтированных на стойках резервуара. Внутри опорной изоляции находится стеклопластиковый воздухопровод и стеклопластиковая тяга.

Основанием полюса служат рамы с резервуаром (у ВНВ-330 рам нет). К резервуару подсоединен шкаф управления, который соединен медными трубами с распределительным шкафом. Распределительный шкаф выключателя подсоединен к воздухопроводу компрессорной установки подстанции.

В табл. 2.35 приведены технико-экономические показатели монтажа выключателей серии ВНВ и включателей-отключателей серии ВО.

Монтаж выключателей ВНВ-750 (рис. 2.18) производят в такой последовательности.

Устанавливают распределительный шкаф. Предварительно осматривают его внутренние полости, проверяют внутренние присоединения воздухопроводов и герметизацию всех соединений, подверженных воздействию атмосферных осадков. Электроконтактные манометры снимают и устанавливают после их проверки в лаборатории.

Распределительный шкаф поднимают за имеющиеся на крышке шкафа скобы, устанавливают на опорную конструкцию и закрепляют, после чего подсоединяют к воздухопроводу распределительной сети ОРУ. Предварительно проверяют чистоту поступающего воздуха с помощью белой плотной ткани, которая наматывается на время проверки на конец трубы, подводящей сжатый воздух к распределительному шкафу. Следы масла, грязи, пыли, ржавчины на ткани недопустимы. Шкаф заземляют.

На землю между фундаментными стойками устанавливают шкаф управления. Рамы полюса выключателя устанавливают на опорные кон-

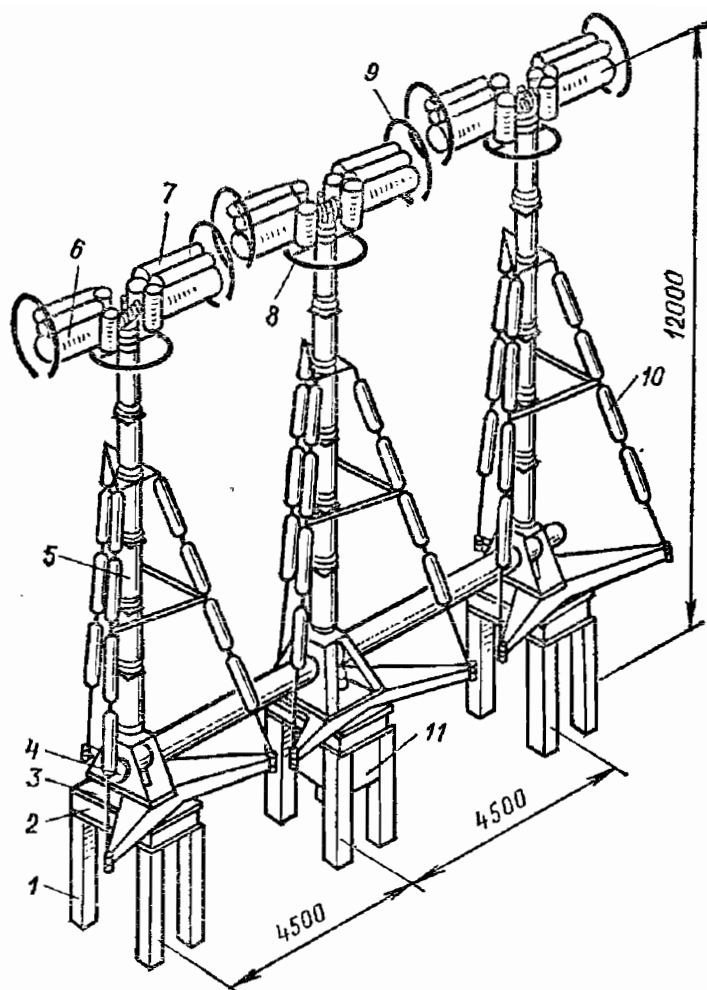


Рис. 2.18. Полюс воздушного выключателя ВНВ-750:

1 — опорные конструкции; 2 — металлоконструкция; 3 — трехлучевая рама; 4 — резервуар; 5 — опорная колонка; 6 — дугогасительное устройство; 7 — конденсатор; 8 — экран опорной колонки; 9 — экран дугогасительного устройства; 10 — растяжка; 11 — шкаф управления

струкции, выверяют их по уровню (с использованием при необходимости металлических прокладок) и закрепляют шпильками.

Резервуар устанавливают на рамы, проверяют по уровню его горизонтальность, затем прикрепляют к рамам болтами и заземляют. Горизонтальность установки резервуара достигается установкой металлических прокладок между рамами и резервуаром. Снимают крышки и заглушки с люков резервуара, поднимают шкаф управления и присоединяют его к резервуару. Присоединяют горизонтальные металлические тяги к рычагам центрального и угловых механизмов с помощью осей, которые затем фиксируют планками.

Места подсоединения смазывают смазкой ЦИАТИМ-221 с графитом. Закрывают люки резервуара крышками и заглушками.

Т а б л и ц а 2.35. Техничко-экономические показатели монтажа выключателей серии ВНВ и выключателей-отключателей серии ВО

Показатель	Значение показателей					
	для выключателей серии ВНВ на напряжение, кВ				для выключателей-отключателей ВО на напряжение, кВ	
	330	500	750	1150	750	1150
Трудоемкость, чел.-дни	101	117	169	265	342	490
Продолжительность монтажа, дни	17	19	24	38	49	54
Количество занятых рабочих, чел.	6	6	7	7	7	9
Количество машино-смен:						
автомашины грузоподъемностью:						
2,5 т	0,12	0,16	0,19	0,35	—	0,35
5 т	1,66	1,90	3,52	—	4,36	—
седельного тягача с полуприцепом 10 т	—	—	—	7,0	—	9,2
автокрана грузоподъемностью:						
6,3 т	3,8	4,3	5,9	10,5	8,2	12,8
10 т	10,6	12,3	—	—	—	—
16 т	—	—	18,1	25,3	25,7	33,6
автогидроподъемника АГП-22	5,4	6,2	8,0	10,8	11,0	14,2
сварочного аппарата	0,7	0,7	0,9	0,9	0,9	0,9

Аналогично выполняют монтаж остальных рам, резервуаров и шкафов управления выключателя.

Монтируют воздухопроводы распределительной сети выключателя: размечают места установки опорных конструкций под медные воздухопроводы, устанавливают и приваривают их; прокладывают заготовленные в монтажно-заготовительной мастерской элементы воздухопроводов по опорным конструкциям, сваривают трубы, очищают швы от окалины; смонтированные воздухопроводы продувают сухим сжатым воздухом, присоединяют к распределительному шкафу и проверяют чистоту поступающего воздуха; воздухопроводы присоединяют к выключателю и проверяют их герметичность сжатым воздухом, обмыливая места сварки и устраняя утечки.

Выполняют сборку и монтаж колонок опорных изоляторов. Производят механические испытания опорных изоляторов на изгиб. Наружную поверхность опорных изоляторов и изоляторы растяжек протирают салфетками, смоченными водой, после просушки — бензином. Внутреннюю поверхность изоляторов протирают салфетками, смоченными этиловым спиртом. Соединяемые поверхности фланцев протирают бензином. Посадочные места и уплотнительные кольца смазывают тонким слоем смазки ЦИАТИМ-221. Внутренние и наружные поверхности стек-

лопластиковых труб и детали стеклопластиковых тяг протирают спиртом.

На верхние плиты стоек резервуара устанавливают втулки и фланцы с уплотнениями. Колонку опорных изоляторов собирают в два этапа (рис. 2.19).

На первом этапе постепенным подрачиванием изоляторов собирают часть колонки, начиная с третьего сверху изолятора, с одновременной сборкой растяжек и пояса жесткости.

При сборке используется поставляемое заводом-изготовителем специальное приспособление. Для предотвращения повреждения фарфора при подъеме колонки на верхний изолятор наматывают жгут из ткани. При сборке колонки обращают внимание на совмещение маркировочных линий на изоляторах. Нарачивание опорной колонки выполняют с особой осторожностью. При наведении собранной части опорной колонки на наращиваемые изоляторы монтажники не должны находиться под поднятым грузом и стрелой крана. Допускается наведение собранной части опорной колонки на наращиваемые изоляторы при зазоре между ними, не превышающем 30 см. Собранную часть колонки опорных изоляторов с растяжками поднимают, устанавливают и закрепляют на стойке резервуара. Внутри собранной части колонки устанавливают стеклопластиковую трубу длиной проточкой вниз, используя автогидроподъемник.

На втором этапе собирают два верхних изолятора, внутрь вставляют на веревке стеклопластиковую трубу короткой проточкой вниз. Поднимают изоляторы над установленной колонкой, опускают на веревке воздухопровод и после его стыковки с установленным ранее опускают и закрепляют изоляторы на собранной части колонки.

Отклонение колонки изоляторов от вертикали не должно превышать 20 мм. Равномерным натяжением пружин растяжек устанавливают зазор 0,5—0,8 мм между нижним фланцем и корпусом нажимного устройства.

Аналогично монтируют вторую и третью колонки полюса.

На колонку опорных изоляторов временно надевают экран. Собранную и протертую спиртом изоляционную тягу опускают в колонку опорных изоляторов и фиксируют ее в колонке с помощью скобы, поставляемой заводом-изготовителем. Открытый фланец верхнего опорного изолятора закрывают полиэтиленовой пленкой во избежание попадания пыли и влаги внутрь колонки.

Дугогасительное устройство устанавливают на инвентарный столик. Контактные поверхности шин, экранов, конденсаторов промывают бензином. Места присоединения контактных выводов смазывают смазкой ЦИАТИМ-221. Фарфор вводов и конденсаторов протирают уайт-спиритом. На фланцах вводов дугогасительного устройства устанавливают стойки для крепления конденсаторов. После проверки $\tan \delta$ и емкости на конденсаторах закрепляют конденсаторные стойки и устанавливают конденсаторы на дугогасительное устройство.

Аналогично устанавливают остальные конденсаторы, а затем шины между конденсаторами и фланцами дугогасительного устройства. На конденсаторах устанавливают кожухи, после чего закрепляют контактные выводы. Устанавливают и закрепляют экраны вводов. Из смотровых люков дугогасительного устройства убирают мешочки с силикагелем и закрывают люки.

На верхнем фланце опорного изолятора устанавливают приспособление для монтажа дугогасительного устройства. Дугогасительное устройство устанавливают и закрепляют на приспособлении для его монта-

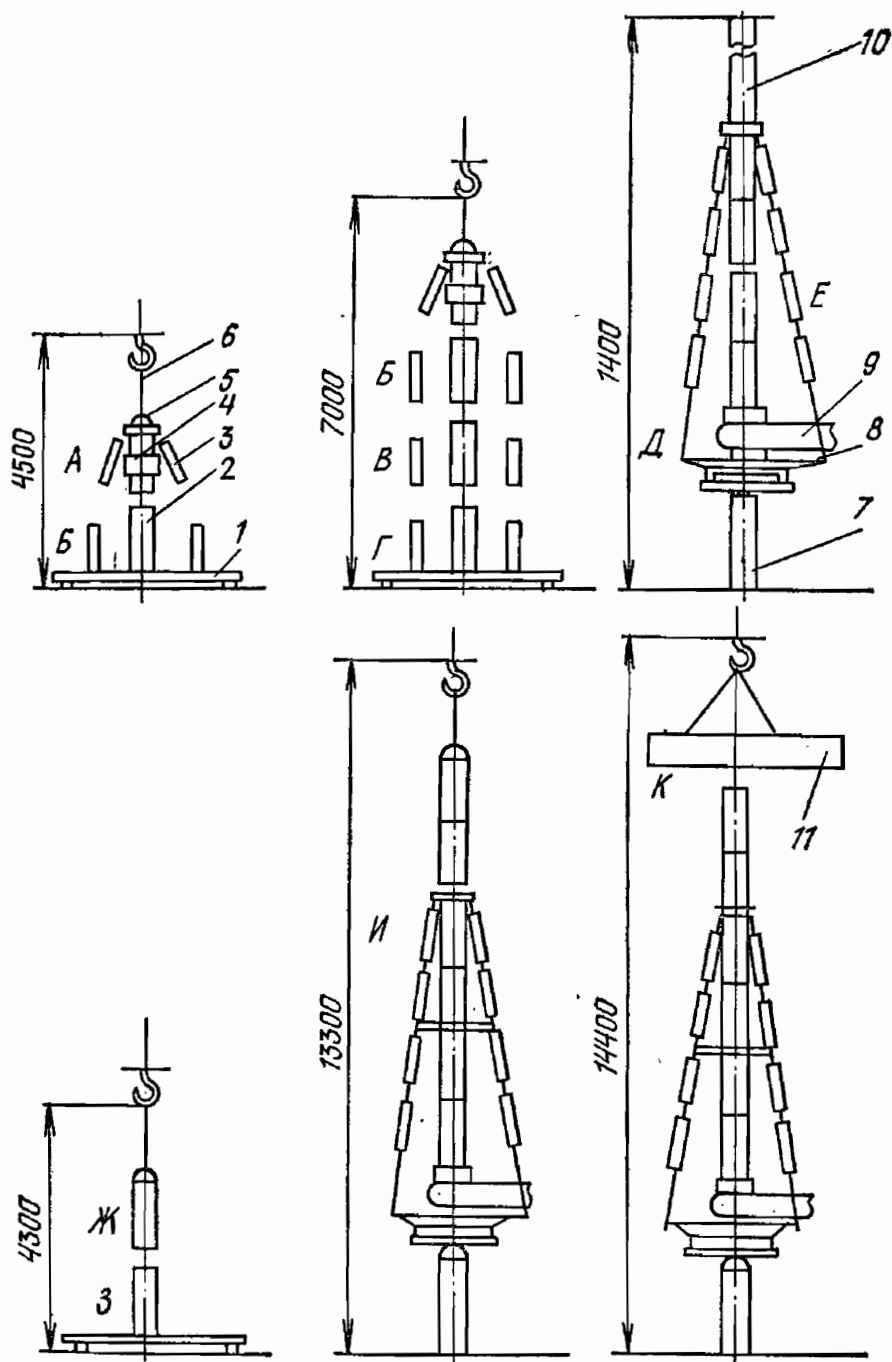


Рис. 2.19. Сборка опорной колонки и установка дугогасительного устройства:

А—К — последовательность сборки; 1 — настил из досок; 2 — опорный изолятор; 3 — изолятор растяжки; 4 — жгут из ткани; 5 — приспособление (поставляется заводом); 6 — строп 2СК-5,0 длиной 1500 мм; 7 — опорная стойка; 8 — рама; 9 — резервуар; 10 — нижняя стеклопластиковая труба; 11 — дугогасительное устройство

жа. К штоку дугогасительного устройства подсоединяют верхний конец изоляционной тяги; сняв скобу, фиксировавшую тягу в колонке, освобождают дугогасительное устройство и приспособление от крепления и, приподняв дугогасительное устройство, снимают приспособление. Дугогасительное устройство закрепляют на колонке опорных изоляторов, развернув его относительно продольной оси полюса на 10° . На фланце дугогасительного устройства закрепляют экран, предварительно надетый на колонку.

Аналогично монтируют остальные дугогасительные устройства.

Через люки резервуаров изоляционные тяги соединяют с рычагами угловых механизмов крайних колонок и штоком центрального механизма средней колонки. Закрывают смотровые люки стоек дугогасительного устройства и резервуаров, предварительно осмотрев и очистив все полости от пыли, грязи, посторонних предметов и проверив состояние уплотнений.

Между элементами полюса устанавливают шины. Производят проверку полюса на герметичность полостей, находящихся под высоким давлением, сначала в отключенном, а затем во включенном положении в соответствии с заводской инструкцией.

Аналогично собирают элементы второго и третьего полюсов выключателя.

По данным манометров в распределительном шкафу проверяют систему вентиляции. Устанавливают экраны, защищающие от действия электрического поля в зоне обслуживания шкафов управления и распределительного шкафа. Подкрашивают места сварки и детали с поврежденной окраской. Монтируют внешние электрические цепи питания и управления выключателем.

При сборке выключателя затяжку гаек, крепящих вводы, следует производить равномерно, переходя от одной гайки к другой по часовой стрелке, моментным ключом с максимальным моментом 18 Н·м, поставляемым с выключателем.

После окончания монтажа выполняют наладочные работы. Сведения о материалах, необходимых для монтажа выключателей серии ВНВ, приведены в табл. 2.36, о механизмах и инструменте — в табл. 2.33.

Технология монтажа выключателей ВНВ-330, ВНВ-500, ВНВ-1150 и выключателей-отключателей ВО-750 и ВО-1150 отличается от описанной выше технологии монтажа ВНВ-750 в основном разным для каждого типа аппарата количеством монтируемых элементов, их массой и возможностью использования для монтажа различных автокранов. Кроме того, у выключателей ВНВ-330 и ВНВ-500 стеклопластиковый воздухопровод поставляется цельным, а у выключателей ВНВ-1150 и выключателей-отключателей ВО-1150 каждый опорный изолятор поставляется с установленным стеклоцилиндром. Поэтому сборку колонок опорных изоляторов аппаратов указанных типов производят в один этап, начиная с верхнего изолятора.

Воздушные выключатели серии ВВ. Выключатели высоковольтные трехполюсные ВВ-500Б и ВВ-330Б (рис. 2.20) предназначены для коммутационных операций в нормальных и аварийных режимах в электрических сетях переменного тока частотой 50 Гц, номинальным напряжением 500 и 330 кВ. Выключатели приспособлены для установки на открытых подстанциях высокого напряжения в особо загрязненных районах.

Выключатели состоят из трех одинаковых полюсов, не имеющих между собой механической связи, и общего распределительного шкафа. Основные узлы выключателя имеют единую унифицированную конст-

Рис. 2.20. Полус воздушного выключателя ВВ-330Б:

1 — основание (тележка);
2 — опорная колонка камеры;
3 — растяжка; 4 — активный делитель напряжения; 5 — гасительная камера; 6 — отделитель; 7 — емкостный делитель напряжения; 8 — экран; 9 — опорная колонка отделителя; 10 — шкаф управления

рукцию. Полусы выключателей состоят из тележки со шкафом управления, опорных колонок, гасительной камеры, воздушнонаполненного отделителя, активных и емкостных делителей напряжения, растяжек.

Основным отличием в конструкциях выключателей ВВ-330Б и ВВ-500Б является различное количество разрывов гасительных камер и отделителей. Кроме того, у выключателя ВВ-330Б опорные колонки и растяжки состоят из меньшего количества изоляторов, чем у выключателя ВВ-500Б, а также отсутствуют опорные колонки под конденсаторами.

Тележка является основанием полуса и представляет собой сосуд для хранения сжатого воздуха в виде двух цилиндрических резервуаров, связанных соединительной трубой. На резервуарах тележки смонтированы дутьевые клапаны камеры и отделителя, обеспечивающие подачу сжатого воздуха в гасительную камеру и в отделитель.

Дутьевые клапаны соединены с гасительной камерой и отделителем полыми опорными изоляторами, собранными в опорные колонки. Для уменьшения изгибающих нагрузок и повышения устойчивости опорные колонки имеют растяжки.

Гасительная камера состоит из однотипных дугогасительных элементов, соединенных последовательно. Каждый элемент состоит из фарфорового изолятора, внутри которого расположены контакты и поршневой механизм. Каждый элемент гасительной камеры зашунтирован высокоомным сопротивлением, являющимся элементом активного делителя напряжения.

Воздушнонаполненный отделитель, как и гасительная камера, состоит из элементов отделителя. Каждый элемент заключен в фарфоровый изолятор и имеет подвижный и неподвижный контакты. Для выравнивания напряжения по разрывам параллельно каждому элементу отделителя подключены элементы емкостного делителя.

Шафы управления полусами соединены медными воздухопроводами с распределительным шкафом выключателя.

Монтаж выключателя ВВ-500Б. С завода-изготовителя выключатель поставляется укрупненными узлами. Перед монтажом выключателя

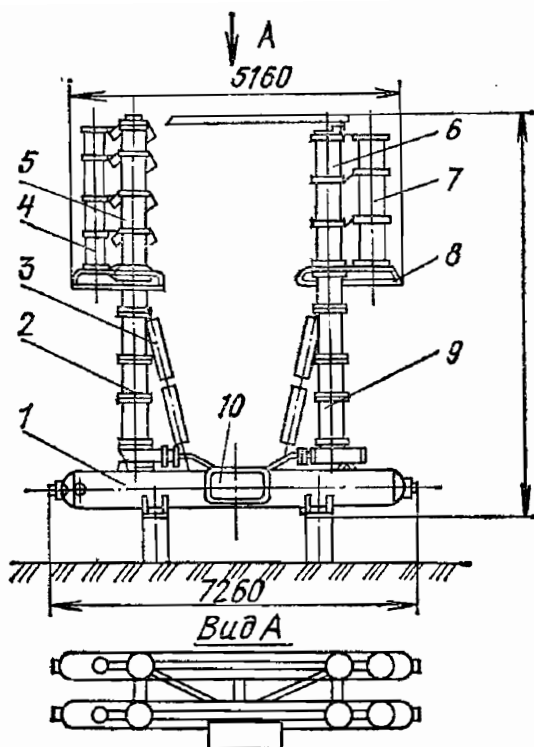


Таблица 2.36. Материалы для монтажа выключателей серии ВНВ

Наименование	ГОСТ	Количество материалов для выключателя на напряжения, кВ			
		330	500	750	1150
Ацетилен, м ³	5457—75*	0,8	1,2	1,6	2
Бензин-растворитель, кг	3134—78*	12	14	18	25
Бензин авиационный, кг	1012—72*	1,3	1,6	1,8	2
Бура, кг	8429—77*	0,4	0,5	0,2	0,8
Бязь, м ²	11680—76*	9	12	15	20
Ветошь обтирочная, кг	—	4	5	6	8
Кислород, м ³	5583—78*	1,0	1,6	2,0	2,6
Лак БТ-577, кг	5631—79*	0,4	0,7	1,0	1,5
Лента киперная, м	4514—78*	15	20	30	40
Пруток латунный, Ø 4,5 мм, кг	16130—72*	2	3,0	4,0	5,7
Спирт, кг	5962—67*	9	12	15	18
Смазка ЦИАТИМ-221, кг	9433—80*	2,0	2,5	3	4,5
Электроды Э-42, кг	9467—75	7	9	12	15
Шкурка шлифовальная, м ²	6456—82*	0,6	0,9	1,2	1,5
Графит кристаллический, кг	5279—74*	0,7	0,9	1,2	1,5
Пленка полиэтиленовая, кг	10354—82	1,3	1,6	2,0	2,5

производят ревизию гасительных камер, отделителя, резервуаров, клапанной системы, распределительного шкафа и шкафа управления. Распределительный шкаф очищают от пыли и грязи с помощью ветоши.

Металлическую конструкцию под распределительный шкаф устанавливают на фундамент и приваривают. Резервуары выключателя вскрывают, их внутренние поверхности очищают от пыли, влаги и ржавчины.

Шкаф управления полюсом вскрывают и очищают от пыли и грязи, а клапанную систему разбирают и бязью, смоченной в бензине-растворителе, удаляют консервационную смазку, на очищенную поверхность, наносят рабочую смазку и вновь собирают. Дутьевые клапаны, камеры и отделители разбирают, расконсервируют; смазывают рабочей смазкой и вновь собирают.

При ревизии гасительной камеры и отделителя их механизмы вынимают из фарфоровой крышки, поверхность механизма подвижного контакта очищают от пыли и грязи, опуская его в емкость, наполненную бензином-растворителем, а неподвижный контакт очищают салфеткой, смоченной в бензине. Изоляторы гасительных камер, отделителей и их опорных колонок подвергают гидравлическим испытаниям, после чего изоляторы просушивают. Затем поверхность изоляторов очищают бязью, смоченной бензином. Окончательную протирку внутренних поверхностей производят перед монтажом бязью, смоченной в спирте. Поверхность фарфоровых крышек шунтирующих сопротивлений, растяжек и конденсаторов также протирают.

После очистки изоляторов и дутьевых клапанов камеры и отделителя собирают опорные колонки гасительной камеры и отделителя. При сборке колонки опорных изоляторов места уплотнения фланцевых соединений после промывки бензином-растворителем смазывают клеем.

При сборке колонок гасительной камеры и отделителя уплотнительные места также проклеивают. При сборке колонок камеры и отделителя параллельно элементу гасительной камеры устанавливают шунтирующее сопротивление, а параллельно элементу отделителя — емкостный делитель. Электрический контакт между ними обеспечивается шинами.

Собранные блоки опорных колонок гасительной камеры и отделителя поднимают краном, устанавливают и закрепляют. К верхним фланцам опорных колонок гасительных камер и отделителей крепят по две растяжки, каждая из которых собирается из четырех изоляторов.

После сборки колонок отделителя полюса они соединяются между собой токоведущей шиной. Перед установкой шины концы ее расконсервируют и смазывают тонким слоем смазки ЦИАТИМ-221.

Контактодержатели отделителя зачищают шкуркой шлифовальной, протирают и смазывают смазкой ЦИАТИМ-221.

2.5. МОНТАЖ МАСЛЯНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Масляные выключатели (табл. 2.37) по своей конструкции подразделяются на многообъемные и малообъемные. В многообъемных выключателях внутренние токоведущие части, контактная система и дугогасительные устройства помещены в металлические баки, залитые трансформаторным маслом. В таких выключателях трансформаторное масло служит для гашения дуги и для изоляции токоведущих частей от металлических баков. В малообъемных выключателях токоведущие части, контактная система и дугогасительное устройство помещаются в фарфоровых покрывках, а заливаемое в них масло служит только для гашения дуги.

Монтаж выключателя серии С-35. Выключатель представляет собой трехполюсный высоковольтный аппарат, каждый полюс которого собран на отдельной крышке и помещен в отдельный бак. Все полюсы выключателя механически связаны между собой и управляются общим приводом. Выключатель и привод смонтированы на общем сварном каркасе.

В каждом полюсе выключателя крышка является несущей частью; к ней крепятся маслонаполненные вводы, на которых размещены встроенные трансформаторы тока. В каждом полюсе выключателя установлено два дугогасительных устройства, прикрепленных к нижним наколичникам вводов. К коромыслам механизмов крепятся штанги с подвижными контактами.

В выключателе типа С-35М-630-10 подвижными являются дугогасительные камеры, прикрепленные к коромыслам механизмов полюсов. На нижних наконечниках вводов расположены неподвижные контакты. Баки выключателей выполнены в форме эллиптического конуса, снабжены маслоуказателями и маслоспускными кранами. Для подъема и опускания баков имеются лебедки. Лебедкой одновременно можно поднимать или опускать только один бак. В рабочем состоянии баки заполнены трансформаторным маслом.

Выключатели поставляются заводом-изготовителем собранными, с установленным приводом, без масла в баках. При монтаже выключателя производят следующие операции: установку, выверку и закрепление выключателя на фундаменте; опускание баков выключателя при помощи лебедки; протирку изоляционных частей выключателя, контактов, дугогасительных камер, днищ баков; ревизию выключателя с проверкой регулировки по инструкции завода-изготовителя, смазку кон-

Т а б л и ц а 2.37. Основные характеристики масляных выключателей

Тип выключателя	Тип привода	Номинальные			Габариты выключателя, мм			Масса, т	
		напряже- ние, кВ	ток, кА	ток от- ключения, кА	высота	ширина	глубина	полная	масла
Многообъемные									
МКП-35-1000-25	ШПЭ-31	35	1,0	25	3000	2845	1300	3,6	0,8
С-35М-630-10	ШПЭ-12	35	0,6	10	1940	1800	1200	1,16	0,23
С-35-3200/2000-50Б	ШПЭ-38 или ШПВ-35	35	3,2 или 2,0	50	2800	3850	1300	5,18	1,04
	ШПЭ-33	110	0,6 или 1,0	20	5040	6200	2360	16,9	8,0
У-110-2000-40	ШПЭ-44	110	2,0	40	4575	6150	2105	20,1	8,0
	ШПЭ-46 или ШПВ-46	110	2,0	40	4820	6150	2030	16,0	5,7
У-220-1000/2000-25	ШПЭ-44 II или ШПВ-45 II	220	1,0 или 2,0	25	8100 (7400)	10 800	3500 (3150)	51,5	27,0
	ШПЭ-46 или ШПВ-46	220	2,0	40	8100 (7400)	10 800	3500	51,5	27,0
Малообъемные									
ВМТ-110Б-20/1000	ППК-2300	110	1,0	20	3900	4600	4600	2,26	0,26
ВМТ-220Б-20/1000	ППК-1800	220	1,0	20	5400	7000	4600	7,14	0,84

тактов смазкой ЦИАТИМ-203; подъем и закрепление баков выключателя; сушку баков и заливку их маслом.

Монтаж баковых масляных выключателей на напряжение 110—220 кВ. Баковые масляные выключатели МКП-110Б, У-110 и У-220 (см. табл. 2.37) являются быстродействующими коммутационными аппаратами, предназначенными для установки на ОРУ станций и подстанций.

Выключатель представляет собой комплект из трех полюсов, соединенных в один агрегат при помощи междуполюсных соединительных тяг. Управление выключателем осуществляется одним общим для трех полюсов подвесным приводом (МКП-110Б, У-110); выключатели У-220 имеют полюсное управление. Выключатели снабжены встроенными трансформаторами тока, размещенными на вводах, и оборудованы электроподогревом бака и шкафа привода. Полюс выключателя представляет собой цилиндрический бак с приваренными крышкой и днищем (рис. 2.21). На крышке смонтированы проходные маслонаполненные вводы, коробка механизмов с газоотводом, встроенные трансформаторы тока, предохранительный клапан и патрубок для заливки бака маслом. В нижней части бака имеются лазы: верхний для производства работ по монтажу и регулировке выключателя и три нижних для обслуживания электроподогрева выключателя. Внутренняя поверхность бака изолируется фанерой, прикрепленной с помощью брусков и шпилек к стенке бака. К коромыслу приводного механизма подвешена изолирующая штанга. На нижнем конце штанги укреплен токоведущий траверс с контактами, выполненными в виде латунных стержней. На каждом полюсе выключателя имеются два дугогасительных устройства, укрепленных на нижних концах вводов. К каждому дугогасительному устройству прикреплено шунтирующее сопротивление, включенное параллельно контактам.

Выключатели отправляются заказчикам отрегулированными, в частично разобранном виде. Баки выключателя транспортируются комплектно с механизмами, передаточными коробками и изоляцией бака. Отверстия бака закрываются заглушками и пробками. Гасительные камеры с шунтами и трансформаторы тока перевозятся в отдельных ящиках. Маслонаполненные вводы поступают на место монтажа с изоляционного завода, хранятся и испытываются согласно его инструкции. Данные о количестве и массе монтажных элементов приведены в табл. 2.38.

Перед началом сборки следует осмотреть все части выключателя и привода, проверить их исправность, очистить от пыли и произвести в соответствии с действующими правилами и нормами испытания трансформаторов тока, маслонаполненных вводов, штанг, направляющих устройств, привода и других деталей, предусмотренных этими нормами.

Особо тщательно следует осмотреть и проверить дугогасительные камеры и шунты. Обнаруженные внутри камеры пыль или посторонние предметы необходимо удалить сжатым воздухом либо чистой сухой тряпкой.

При движении штанги в камере насаженные на нее медные подвижные контакты (перемычки) должны легко, без заеданий, перемещаться в направляющих гетинаксовых накладках и иметь контакт с неподвижными контактами.

Баки выключателя устанавливаются на фундамент, выверяют по отвесу и по общей линии ряда выключателей с использованием при необходимости прокладок и закрепляют. Устанавливают межбаковые растяжки. На баках устанавливают навесные монтажные настилы. Открывают лазы бака и снимают крышки коробок трансформаторов тока.

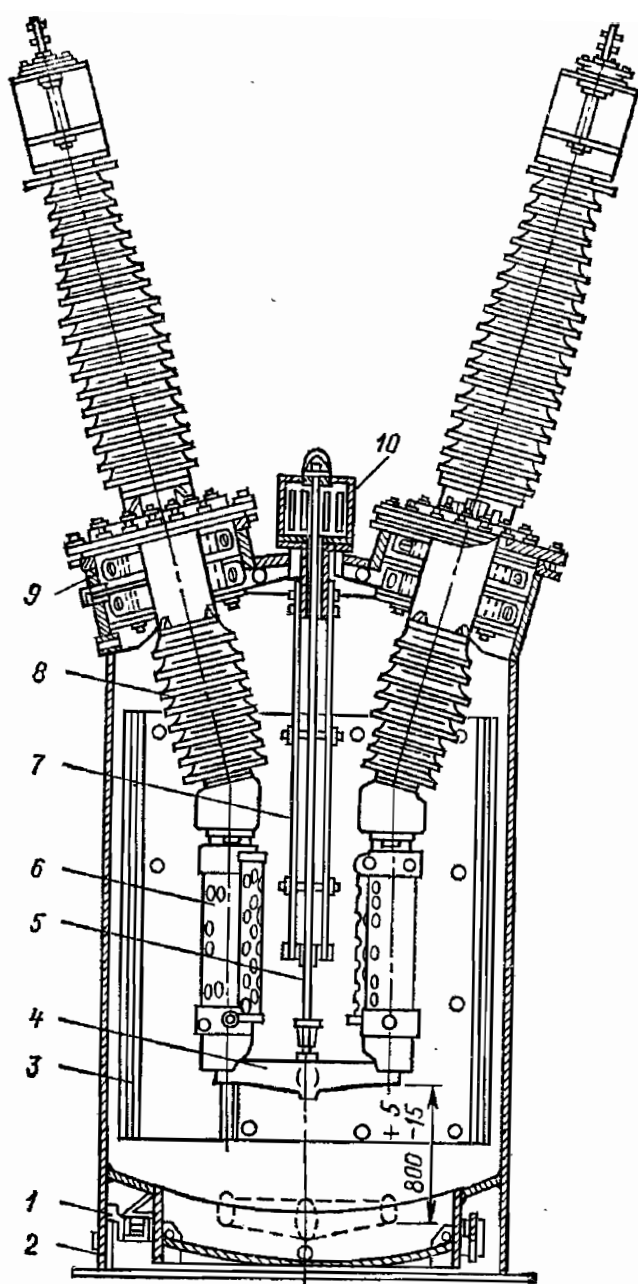


Рис. 2.21. Полус выключателя У-220:

1 — бак; 2 — устройство для подогрева масла; 3 — изоляция бака; 4 — траверса с подвижными контактами; 5 — изоляционная тяга (штайга); 6 — дугогасительное устройство с шунтом; 7 — направляющее устройство; 8 — маслонаполненный ввод; 9 — встроенный трансформатор тока; 10 — приводной механизм

Т а б л и ц а 2.38. Основные монтажные элементы масляных выключателей

Наименование узла	Количество элементов, шт./масса единицы, т, для выключателей				
	МКП-110	У-110	У-220	ВМТ-110	ВМТ-220
Бак с приводом	1/2,9	1/2,9	3/5,6	—	—
Бак без привода	2/2,2	2/2,1	—	—	—
Ввод	6/0,3	6/0,3	6/1,2	—	—
Дугогасительная ка- мера с шунтом	6/0,07	6/0,14	6/0,28	—	—
Трансформаторы то- ка	12/0,1	12/0,1	12/0,17	—	—
Привод	1/0,6	1/0,7	3/0,7	1/0,3	3/0,3
Рама	—	—	—	1/0,17	3/0,17
Маслонаполненная колонна (опорные изоляторы, дугога- сительное устрой- ство, механизм уп- равления)	—	—	—	3/0,55	6/0,70
Конденсатор	—	—	—	—	6/0,23

Осматривают баки и проверяют штанги, направляющие устройства и целостность внутрибаковой изоляции.

Осматривают и с помощью винтового домкрата проверяют исправность привода путем его включения.

Через отверстия коробок трансформаторов тока с помощью автокрана опускают дугогасительные камеры без шунтов на дощатый настил на дне бака. На крышках коробок трансформаторов тока в соответствии с картой раскладки устанавливают и закрепляют трансформаторы тока. Крышки со смонтированными трансформаторами тока с помощью автокрана помещают в коробки на баке (рис. 2.22). Устанавливают маслонаполненные вводы. При этом необходимо следить за тем, чтобы нижней фарфоровой крышкой ввода не повредить внутрибаковую изоляцию выключателя. Установку вводов выполняют с помощью полиспаста, закрепляемого пеньковыми (капроновыми) канатами за крюк автокрана и фарфор ввода (рис. 2.23).

Дугогасительные камеры поднимают с помощью ручной рычажной лебедки и прикрепляют к нижним фланцам вводов. На дугогасительные камеры устанавливают шунты. Производят центровку камер с подвижными контактами выключателя так, чтобы при включении они становились точно по центру нижних контактов камер. Проверяют вертикальность камер по отвесу, регулируют ход контактов гасительных камер и полный ход траверсы выключателя. Проверку производят при снятых шунтах. После выполнения проверки шунты закрепляют на камерах. Подтягивают все болтовые соединения, устанавливают маслоуказатели и маслоспускные краны, из баков убирают настилы, приспособления, инструмент, протирают все изоляционные детали. Производят сушку внутрибаковой изоляции, закрывают лазы и заливают баки сухим трансформаторным маслом.

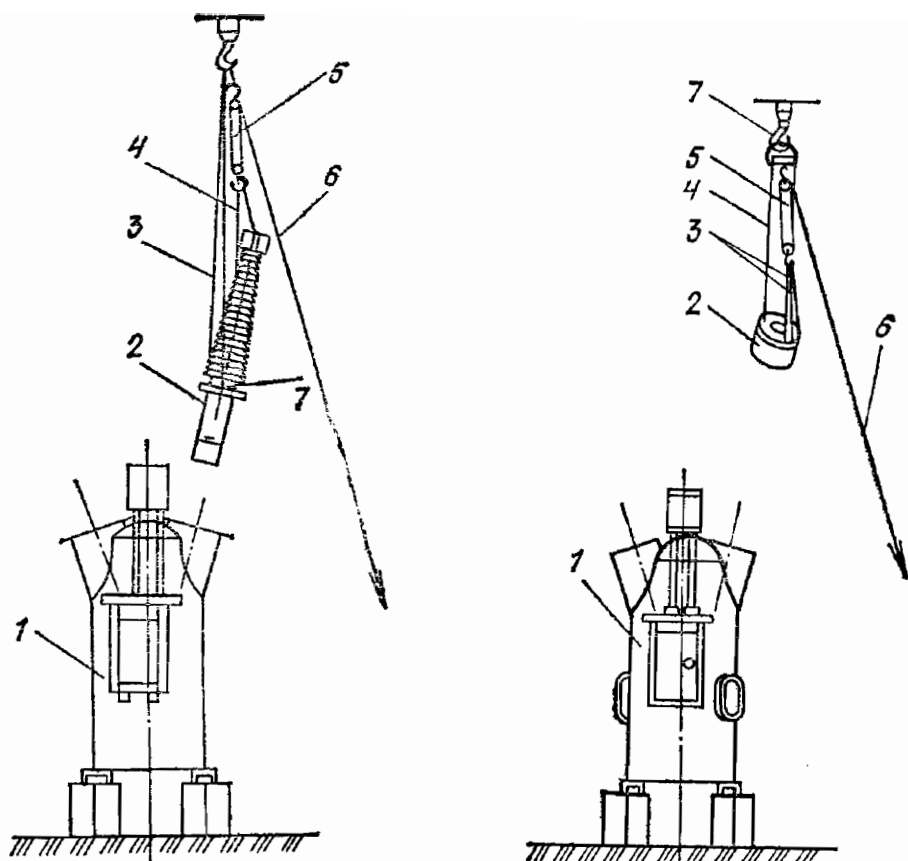


Рис. 2.22. Монтаж трансформаторов тока на масляном выключателе:

1 — бак выключателя; 2 — крышка с трансформаторами тока; 3 — канат пеньковый для крепления полиспаста; 4 — строп 2СК-2,0/3000; 5 — полиспаст грузоподъемностью 0,5 т; 6 — канат для запасовки полиспаста; 7 — крюк автокрана

Рис. 2.23. Монтаж маслонаполненного ввода:

1 — бак выключателя; 2 — ввод; 3 — строп УСК1-1,6/10000; 4 — канат пеньковый для крепления полиспаста; 5 — полиспаст грузоподъемностью 0,5 т; 6 — канат для запасовки полиспаста; 7 — скоба такелажная грузоподъемностью 1,2 т

Монтаж масляных выключателей серии ВМТ. Выключатели ВМТ-110Б и ВМТ-220Б максимально унифицированы: в основу их конструкции положено использование различного количества одинаковых модулей — одноразрывных дугогасительных устройств на напряжение 110 кВ. В выключателе ВМТ-110Б три полюса установлены на общей раме (рис. 2.24) и управляются одним пружинным приводом. Полюс выключателя представляет собой маслонаполненную колонну, состоящую из опорного изолятора, модуля, механизма управления и нагревательных устройств. Модуль состоит из дугогасительной камеры встречно-поперечного дутья, токопровода, колпака с расширительным объемом, полого фарфорового изолятора и токоотвода с подвижным контактом.

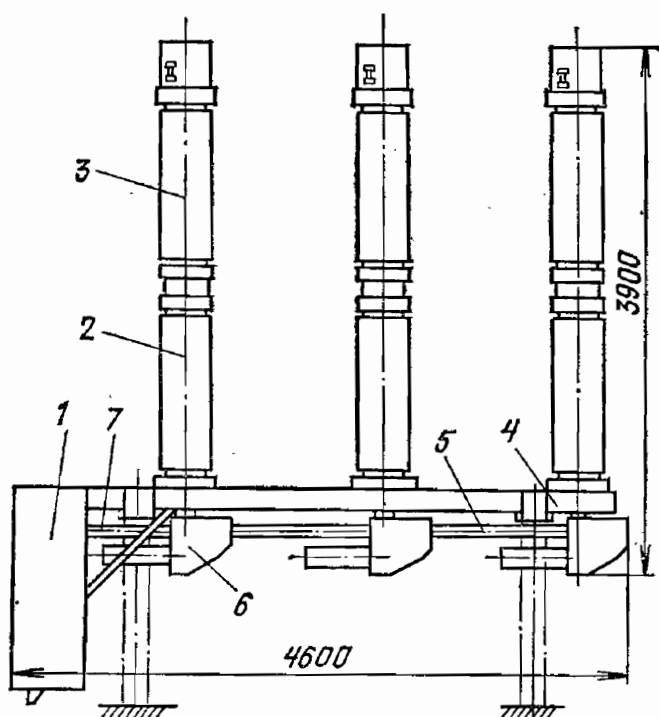


Рис. 2.24. Выключатель ВМТ-110Б:

1 — привод; 2 — опорный изолятор; 3 — дугогасительное устройство; 4 — рама; 5, 7 — труба; 6 — механизм управления

В выключателе ВМТ-220Б каждый полюс, состоящий из двух модулей на напряжение 110 кВ, помещенных на сдвоенных изоляторах с механизмами управления, установлен на отдельной раме (рис. 2.25) и управляется отдельным приводом. Для равномерного распределения напряжения между токовыми выводами каждого дугогасительного устройства подключены шунтирующие конденсаторы.

Выключатели поставляются в разобранном виде. После распаковки выполняют расконсервацию привода и сборочных единиц с соблюдением мер, исключающих возможность загрязнения, попадания дождя и снега во внутренние полости колонн, корпусов механизмов, соединительных труб. Расконсервацию производят путем удаления консервирующей смазки чистыми тряпками, не оставляющими ворса, смоченными уайт-спиритом. При монтаже необходимо придерживаться заводской маркировки сборочных единиц.

Монтаж выключателей выполняют в такой последовательности: раму устанавливают автокраном на фундаментные стойки, выверяют по уровню, используя при необходимости металлические прокладки, и заземляют;

на плите рамы болтами закрепляют трубу с прокладкой, внутрь которой позднее вставляют тягу;

полюс выключателя ВМТ-110Б (при монтаже выключателя ВМТ-220Б полуполюс) автокраном устанавливают на раму; окончательное крепление колонны выполняют после прикрепления трубы тяги к фланцу корпуса механизма управления;

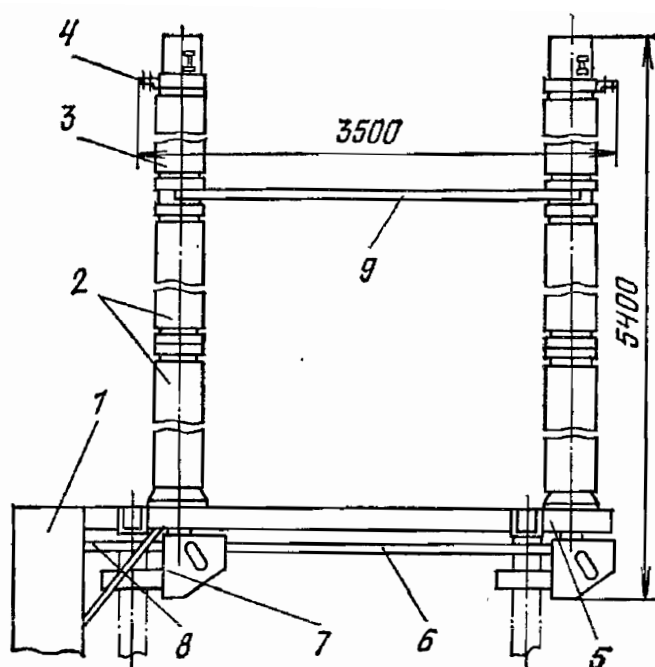


Рис. 2.25. Полос выключателя ВМТ-220Б:

1 — привод; 2 — опорный изолятор; 3 — дугогасительное устройство; 4 — вывод;
5 — рама; 6, 8 — труба; 7 — механизм управления; 9 — шина

привод устанавливают краном и соединяют тягой с механизмом управления первой колонны;

коробки выводов привода переставляют на наружную поверхность дна шкафа, а пластины, закрывающие окна на дне шкафа, удаляют;

редуктор привода заполняют маслом «Индустриальное 20», поставляемым в комплекте с выключателем (если он не заполнен маслом заводом-изготовителем); предварительно проверяют соответствие установленного нормированного усилия включающих пружин (расстояния между центрами траверс) и значения, указанного на табличке, размещенной на панели управления привода;

кабели заводят в коробки выводов привода, разделяют и присоединяют;

устанавливают следующие колонны, после соединения механизмов управления тягами отверстия в корпусах механизмов закрывают крышками на прокладках;

на колонках гасительных устройств выключателей ВМТ-220Б устанавливают и подключают шунтирующие конденсаторы и снятые на время транспортировки токовые выводы;

через маслоспускные краны при открытых устройствах выпуска газа колонны заполняют трансформаторным маслом с помощью маслонасоса. После появления масла из устройства для выпуска газа его закрывают и прекращают подачу масла в колонну;

после односторонней выдержки, необходимой для заполнения маслом дополнительных резервуаров автоматического выпускного клапана

и маслоуказателя, избыток масла сливают и по маслоуказателю устанавливают требуемый уровень;

колоны заполняют сжатым азотом (либо воздухом) с относительной влажностью не более 25 % через ниппель устройства для выпуска сжатого воздуха. Газонаполнение производится до срабатывания выпускного клапана, которое должно происходить при давлении 0,92—1 МПа. После того как при давлении не ниже 0,6 МПа произойдет закрытие выпускного клапана, продолжают газонаполнение до давления 0,8—0,88 МПа, контролируемого по манометру;

маслонаполненные колоны проверяют на герметичность в течение не менее 8 ч.

Указатели уровня масла, выпускные клапаны устройства для выпуска сжатого газа, узлы крепления манометра, все стыки в колоннах, крышки внутренних отсеков механизмов управления, маслосливные краны и валы механизмов управления проверяют на отсутствие подтеков масла. Допустимое снижение избыточного давления не более 0,1 МПа;

производят проверку и регулировку зазоров в механизмах управления во включенном и отключенном положении привода в соответствии с инструкцией завода-изготовителя;

проверяют пятикратным включением и отключением исправность действия выключателя;

измеряют электрическое сопротивление главной цепи токопровода колонн и собственное время включения и отключения; наружные отсеки механизмов управления закрывают крышками и восстанавливают лакокрасочные покрытия металлических частей в поврежденных местах.

В табл. 2.39—2.41 приведены соответственно технико-экономические показатели монтажа масляных выключателей, потребность в механизмах, инструменте и материалах.

Т а б л и ц а 2.39. Технико-экономические показатели монтажа масляных выключателей

Наименование	Значения показателей для выключателей				
	МКП-110М	У-110	У-220	ВМТ-110	ВМТ-220
Трудоемкость, чел.-дни	37,4	50,3	63,7	12,1	35,3
Продолжительность монтажа, дни	9,3	12,6	12,6	4,2	7,1
Количество занятых рабочих, чел.	4	4	5	3	5
Количество машино-смен:					
автокрана грузоподъемностью:					
16 т	6	6	8	—	—
10 т	—	—	—	2	3
автомашин грузоподъемностью:					
8 т	1	1	1	—	—
4 т	—	—	—	0,3	0,3
автогидроподъемника	0,5	1,0	1,0	1,0	2,0
сварочного трансформатора	0,6	0,6	0,6	0,3	0,6

Таблица 2.40. Механизмы, инвентарь, инструмент и приспособления для монтажа масляных выключателей напряжением 110—220 кВ

Наименование	Тип, ГОСТ	Количество, шт.	Примечание
Автокран грузоподъемностью: 16 т	К-162	1	Для монтажа выключателей МКП и У
10 т	СМК-10	1	То же, ВМТ
Автомашинна грузоподъемностью: 4 т	ГАЗ-53А	1	То же
8 т	МАЗ-500А	1	Для выключателей МКП и У
Прицеп двухосный грузоподъемностью 8 т	МАЗ-8296	1	То же
Инструменты завода-изготовителя для монтажа выключателя, комплект	—	1	—
Сварочный трансформатор	ТДМ-251	1	В комплекте с электрододержателем, кабелем и маской
Строп: четырехветвевой, допускаемая нагрузка 8 т, длина 5 м	4СК-5,0/5000	1	Для монтажа выключателей МКП и У
то же, длина 3 м	4СК-8,0/3000	1	То же
двухветвевой, 2,0 т, длина 3 м	2СК-2,0/3000	1	Для монтажа выключателей МКП, У и ВМТ
универсальный, 1,6 т, длина 10 м	УСК1-1,6/10000	1	Для монтажа выключателей МКП и У
то же, 1 т, длина 1 м	УСК1-1-1,0/1000	1	Для монтажа выключателей ВМТ
Канат капроновый Ø 19,5 мм:			
длина 2 м	10293—77*	1	—
длина 10 м	10293—77*	1	—
Лебедка ручная рычажная грузоподъемностью 0,75 т	—	1	—
Таль ручная грузоподъемностью 0,5 т	—	1	Для монтажа выключателей У-220

Продолжение табл. 2.40

Наименование	Тип, ГОСТ	Количество, шт.	Примечание
Полиспагт грузоподъемностью 0,5 т	—	1	Для монтажа выключателей МКП и У
Скоба монтажная грузоподъемностью 1,2 т	2724—78*	2	То же
Стул инвентарный металлический	—	6	Для маслonaполненных вводов
Строительно-монтажный пистолет	ПЦ-52-1	1	Для монтажа выключателей МКП и У
Трансформатор понижающий	ЯТП-0,25/12	1	То же
Лампа переносная	—	2	» »
Мегаомметр	М-4100/5	1	» »
Лестница-стремянка	Л-380	3	» »
Уровень брусковый	9416—83	1	» »
Маслонасос ручной	БКФ-2	1	Для монтажа ВМТ
Пояс монтерский предохранительный	14185—77*	2	Для монтажа МКП и У
Передвижная цеолитовая установка	МОО2	1	То же
Автогидроподъемник	АГП-22	1	» »

Таблица 2.41. Материалы для монтажа масляных выключателей

Наименование	ГОСТ	Количество для выключателей			
		МКП-110М, У-110	У-220	ВМТ-110	ВМТ-220
Уайт-спирит, кг	3134—78*	5,0	6,0	2,5	5,0
Бязь, м ²	11680—76*	1,7	4,0	1,0	2,0
Ветошь обтирочная, кг	—	3,7	6,0	1,0	2,0
Смазка ЦИАТИМ-203, кг	8773—73*	0,8	1,0	0,2	0,4
Смазка К-17, кг	10877—76*	—	—	0,5	1,0
Шкурка шлифовальная, м ²	6456—82*	1,4	2,5	0,3	0,6
Азот, м ³	9293—74*	—	—	1,5	3,0
Краска эмалевая ПФ-115, кг	6465—76*	0,5	0,7	0,2	0,4
Электроды Э-42, кг	9467—75	2,0	3,0	0,1	0,3
Лак пропиточный ГФ-95	8018—70*	0,2	0,4	—	—

Продолжение табл. 2.41

Наименование	ГОСТ	Количество для выключателей			
		МКП-110М, У-110	У-220	ВМТ-110	ВМТ-220
Лента киперная, м	4514—78*	50	50	—	—
Клей Н-88, кг	ТУ 38-105- 1061—76	1,3	1,5	—	—
Лак БТ-577, кг	5631—79*	0,3	0,3	0,2	0,3

2.6. МОНТАЖ РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ

Общие сведения. Разъединители предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрических цепей, находящихся под напряжением, а также заземления отключенных участков при помощи стационарных заземляющих ножей (если они имеются).

Разъединители серии РНД(З) (табл. 2.42) горизонтально-поворотного типа, изготавливаются в виде отдельных полюсов, соединяемых на месте монтажа с помощью соединительных валов и тяг в один трехполюсный аппарат. Основанием каждого полюса служит рама (из стального проката), на концах которой закреплены два подшипниковых узла с подшипниками. В подшипниках вращаются валы с опорными изоляционными колоннами, на верхних фланцах которых закреплены ножи контактной системы и контактные выводы. Контактные выводы соединены с главными ножами гибкими проводниками из ленточной меди. Разъемный контакт главных ножей контактной системы состоит из ламелей, связанных между собой попарно стяжной шпилькой или болтом с пружиной, обеспечивающей необходимое контактное давление.

Полюс разъединителя, к которому присоединяется привод, называется ведущим, остальные полюсы, присоединяемые тягами к ведущему полюсу, — ведомыми. При оперировании разъединителем контактные ножи поворачиваются на угол 90°.

Заземляющий нож представляет собой стальную трубу, один конец которой снабжен ламельным контактом, а другой приварен к валу заземляющего ножа. Неподвижный контакт заземляющего ножа укреплен на контактном ноже разъединителя. Заземляющие ножи включаются и отключаются ручным приводом, а главные контактные ножи управляются ручным электродвигательным или пневматическим приводом.

Конструкция разъединителей на напряжение до 220 кВ предусматривает механическую блокировку главных и заземляющих ножей, обеспечивающую невозможность оперирования заземляющими ножами при включенных главных и наоборот. Главные и заземляющие ножи разъединителей на напряжение 330 кВ и выше имеют электрическую блокировку, осуществляемую при помощи блок-замков и вспомогательных контактов приводов.

Разъединители на напряжения 35 и 110 кВ должны поставляться заводом-изготовителем собранными пополюсно и упакованными в ящики.

Разъединители на напряжение 220 кВ и выше должны проходить на заводе пополюсную сборку, регулировку и маркировку, после чего разбираться и упаковываться в ящики. К раме разъединителя для удобства транспортирования крепятся главные ножи. В ящик вместе с разъ-

Таблица 2.42. Характеристики разъединителей и заземлителей

Тип	Номинальные		Размеры, мм		Масса полюса, кг	Тип привода
	напряжение, кВ	ток, А	Высота	Длина		
РНД (З)-35/1000	35	1000	855	1 040	85	ПР
РНД (З)-35Б/1000	35	1000	855	1 040	88	ПВ-20 или ПРН-110
РНД (З)-35У/1000	35	1000	1 100	1 280	164	ПР
РНД (З)-35/2000	35	2000	1 030	1 170	207	ПР
РНД (З)-35Б/2000	35	2000	1 030	1 170	208	ПВ-20 или ПРН-110
РНД (З)-35У/2000	35	2000	1 140	1 290	185	ПР
РНД (З)-35/3200	35	3200	1 080	1 235	262	ПР
РНД (З)-110/1000	110	1000	1 500	2 075	254	ПР или ПДН-1
РНД (З)-110Б/1000	110	1000	1 520	2 075	254	ПРН-110 или ПВ-20
РНД (З)-110У/1000	110	1000	2 145	2 456	501	ПР или ПДН-1
РНД (З)-110/2000	110	2000	1 720	2 000	374	То же
РНД (З)-110У/2000	110	2000	2 175	2 456	530	» »
РНД (З)-110/3200	110	3200	1 780	2 000	460	» »
РНД (З)-150/1000	150	1000	2 205	2 550	510	» »
РНД (З)-150/2000	150	2000	2 235	2 550	525	» »
РНД (З)-220/1000	220	1000	2 650	3 370	682	» »
РНД (З)-220/2000	220	2000	2 670	3 370	775	» »
РНД (З)-220У/2000	220	2000	3 980	4 100	1 525	» »
РНД (З)-220/3200	220	3200	3 135	3 370	950	» »
РНД (З)-330/3200	330	3200	4 300	5 300	3 154	ПДН-1 и ПРН-1
РНД (З)-330У/3200	330	3200	5 400	5 300	4 048	То же
РНД (З)-500/3200	500	3200	5 400	6 500	4 160	» »
РНД (З)-750П/4000	750	4000	7 900	10 800	8 769	» »
РПД-500-І (ІІ)/3200	500	3200	14 000	20 500	6 100	ПД-2
РПД-750-І (ІІ)/3200	750	3200	20 000	31 600	9 400	То же
РТЗ-1150/4000	1150	4000	15 100	24 500	13 370	

Примечание. В обозначении типа: Р — разъединитель; Н — наружной установки; Д — двухколонковый (в подвесных разъединителях — двухлучевая гирлянда); З — с заземляющими ножами (в скобках — возможность исполнения без заземляющих ножей); Б — исполнение с увеличенным расстоянием между полюсами; У — усиленный вариант исполнения изоляции; В — вертикальный; П — подвесной; Т — телескопический; цифры І (ІІ) — прямая (Г-образная) тросовая система управления, остальные цифры — номинальные напряжения, кВ, и ток, А. В обозначении РНВ (З)-750П буква П — исполнение опорной изоляции.

единителем упаковывается ручной привод. Электродвигательный привод поставляется в отдельном ящике.

Подготовка изоляторов и регулировка ножей разъединителей. Ящики с оборудованием доставляют к фундаменту и распаковывают. Проверяют комплектность поставки в соответствии с заводской ведомостью, производят расконсервацию узлов разъединителя, их осмотр и выявление внешних дефектов. При осмотре обращают внимание на отсутствие трещин и сколов на изоляторах, целостность гибких проводников и лакокрасочных покрытий, прочность болтовых соединений. Производят проверку контактного давления ламелей в разъемных контактах главных и заземляющих ножей приложением вытягивающего усилия вдоль оси ножа к вставленному в ламели медному шаблону толщиной, равной толщине лопатки ножа, входящего в ламели. Это усилие на каждую пару ламелей должно быть в пределах 80—100 Н для разъединителей на напряжение 110—220 кВ и 120—130 Н для разъединителей на напряжение 330—500 кВ. При необходимости контактное давление может быть отрегулировано стяжной шпилькой или болтом, соединяющим ламели.

Монтаж разъединителей на напряжение 110—220 кВ. Монтаж разъединителей производят в такой последовательности. Устанавливают привод разъединителя: ручной — вручную, электродвигательный — автокраном. Выполняют сборку полюсов разъединителей на напряжение 220 кВ (разъединители на напряжение 110 кВ должны поставляться заводом в собранном виде). На нижние изоляторы устанавливают и закрепляют верхние. Собранные колонки изоляторов устанавливают на рамы полюсов. Колонки должны быть одинаковыми по высоте и вертикальны. Необходимое расстояние между осями вращения верхних фланцев изоляторов достигается установкой прокладок между фланцами изоляторов. На верхних фланцах устанавливают и закрепляют главные контактные ножи. При помощи автокрана поднимают и последовательно устанавливают на опорные конструкции все три полюса разъединителя. С помощью гидростатического уровня выравнивают полюсы разъединителя, обращая внимание на соосность валов управления главными ножами и привода. В случае необходимости допускается установка металлических подкладок под цоколи полюсов. Вручную включают каждый из трех полюсов. Допускается зазор между торцами контактных ножей (при медленном включении) для разъединителей на ток 1000—2000 А не более 5 мм, для разъединителей на ток 3200 А — не более 10 мм. Размер зазора регулируется установкой прокладок под изоляторы.

Производят монтаж межполюсных тяг и валов, соединяющих привод с ведущим полюсом и полюсы разъединителя между собой. Тяги и валы в поставку завода не входят и изготавливаются в монтажно-заготовительных мастерских из труб. Потребность в трубах для изготовления тяг и валов разъединителей на напряжение 110—220 кВ приведена в табл. 2.43. Соединение тяг с валами выполняют сваркой. Соединение привода с валом управления главным ножом ведущего полюса и присоединение ведомых полюсов межполюсными тягами к ведущему полюсу производят при включенном положении привода и включенных ножах всех полюсов. Соединение привода с валами управления заземляющими ножами ведущего полюса и соединение валов заземляющих ножей всех полюсов соединительными тягами производят при отключенных главных ножах и включенных заземляющих ножах. При монтаже соединительных тяг и валов выполняют пробные операции включения и отключения ножей вручную и производят регулировку одновре-

Т а б л и ц а 2.43. Потребность в трубах (по ГОСТ 3262—75* и 8734—75*) для изготовления тяг и валов для разъединителей на напряжение 110—220 кВ, м

Тип разъединителя	Количество труб, м				
	Диаметр×толщина стенки, мм, труб				
	25×3,2	32×3,2	40×3,5	48×6	53×6,5
РНД-110/1000	4,6	1,5	—	—	—
РНДЗ-1-110/1000	4,6	3,0	—	4,6	—
РНДЗ-2-110/1000	4,6	4,5	—	9,2	—
РНД-110/2000	—	3,6	—	1,5	—
РНДЗ-1-110/2000	—	3,6	—	6,6	—
РНДЗ-2-110/2000	—	3,6	—	11,7	—
РНД-110/3200	3,6	—	—	1,5	—
РНДЗ-1-110/3200	7,2	—	—	3,0	—
РНДЗ-2-110/3200	10,8	—	—	4,5	—
РНД-220/1000-3200	—	—	7,0	1,7	1,7
РНДЗ-1-220/1000-3200	—	—	14,0	1,7	1,7
РНДЗ-2-220/1000-3200	—	—	21,0	3,4	1,7

П р и м е ч а н и е. Длина труб приведена без учета отходов.

менности хода ножей разных полюсов изменением длины соединительных тяг.

После окончания регулировки проверяют совместную работу привода и разъединителя и четкость работы механической блокировки главных и заземляющих ножей, все шарнирные соединения приводного механизма и контактные соединения смазываются смазкой.

Монтаж разъединителей на напряжение 330—500 кВ. Каждый полюс разъединителя снабжен отдельным приводом типа ПДН-1 для управления главными ножами и приводами ПРН-1 для управления заземляющими ножами в количестве, соответствующем количеству заземляющих ножей.

Монтаж разъединителей выполняют в такой последовательности. Контактные ножи отсоединяют от рамы и снимают автокраном. Приводы с прикрепленными кронштейнами закрепляют на приподнятой автокраном раме — сначала ручные ПРН, а затем электродвигательный ПДН. Одновременно с установкой привода ПДН устанавливают и закрепляют детали, соединяющие выходной вал привода с валом ведущего рычага на раме полюса. Выполняют соединение тяг с рычагами ручных приводов ПРН. Собрannую таким образом раму устанавливают на опорные конструкции и закрепляют. Горизонтальность установки рамы проверяют по уровню и при необходимости регулируют прокладками. Отклонение рамы не должно превышать 3 мм/м.

Производят последовательную укрупнительную сборку колонок изоляторов. При сборке колонок изоляторов необходимо обеспечить их вертикальность и равенство высот. Отклонение от вертикали не должно превышать 2,5 мм. Регулировка вертикальности и высоты колонок достигается подбором изоляторов и установкой прокладок между ними при сборке. К главным контактным ножам, установленным на плитах, прикрепляют кожухи, экраны, неподвижные контакты ножей заземления. Плиты с контактными ножами временно прикрепляют к фланцам верх-

них изоляторов поворотных колонок. Выходные валы ножей с помощью муфт соединяют с фланцами верхних изоляторов поворотных колонок. Собранные колонки изоляторов с контактными ножами устанавливают на раму разъединителя, плиты с ножами закрепляют на колонках. Проверяют соответствие чертежам расстояния между осями опорных колонок по верхним фланцам и соосность контактных ножей во включенном положении. Допускается сдвиг осей в горизонтальной плоскости относительно оси полюса не более 5 мм. При несовпадении осей более чем на 5 мм ослабляют болты крепления плиты, устанавливают оси контактных ножей на одной прямой, разворачивая поворотные колонки с плитой, после чего затягивают болты. Зазор между торцами контактных ножей должен быть не более 10 мм. Устанавливают зазор между ножом и кожухом 50 мм.

Выполняют монтаж схемы электрической блокировки главных и заземляющих ножей. Измеряют активное сопротивление главного токоведущего контура разъединителя. Если оно превышает значение, указанное в инструкции, дополнительно зачищают разъемные соединения и тщательно затягивают болты. Проверяют правильность вхождения контактной пластины заземляющего ножа в ламельный контакт. При этом регулировку по высоте и в направлении, перпендикулярном продольной оси полюса, производят передвижением кронштейна и контактной пластины. Перекосы при вхождении пластины в ламели устраняют разворотом контакта с ламелями относительно оси заземляющего ножа за счет овальных отверстий в контакте.

В положении заземляющего ножа «Вкл.» и «Откл.» тяги и рычаги должны находиться в положении «мертвой точки», при котором осуществляется фиксация ножа в крайних положениях.

Проверяется работа пружинного механизма компенсации массы заземляющих ножей и разъемного соединения на заземляющем контуре. Затем производится пробное включение главных контактных ножей разъединителя и контрольная проверка действия разъединителя в соответствии с требованиями инструкции. Для предотвращения смещения во время эксплуатации к раме полюса привариваются кронштейны приводов, подшипники валов ножей заземления, плиты. Присоединяются шины заземления к заземляющему контуру и к болтам заземления.

Производится зачистка и покраска сварных монтажных швов, восстановление покраски, поврежденной при монтаже, и проверка затяжки всех болтовых соединений. Все трущиеся части механизмов и контактные поверхности смазываются.

Монтаж разъединителя РНВЗ-750. Конструктивно разъединители выполнены с токоведущей системой, состоящей из двух контактных ножей, которые, вращаясь в вертикальной плоскости, раскрываются вверх.

Разъединитель (рис. 2.26) состоит из рамы, кронштейнов, привода главных ножей, верхней передачи с главными контактными ножами, экранов, заземляющих ножей и привода заземляющих ножей, опорной и поворотной изоляционных колонок.

Рама является основной несущей конструкцией, на которой крепятся изоляция разъединителя, приводы и заземляющие ножи. В середине рамы размещается механизм передачи движения от привода к поворотным изоляционным колонкам. Опорная изоляция устанавливается на опорные подшипники на раме разъединителя. На концах рамы устанавливаются кронштейны, на которых крепятся ножи заземления и пружинный механизм компенсации массы ножа. Контактные ножи уста-

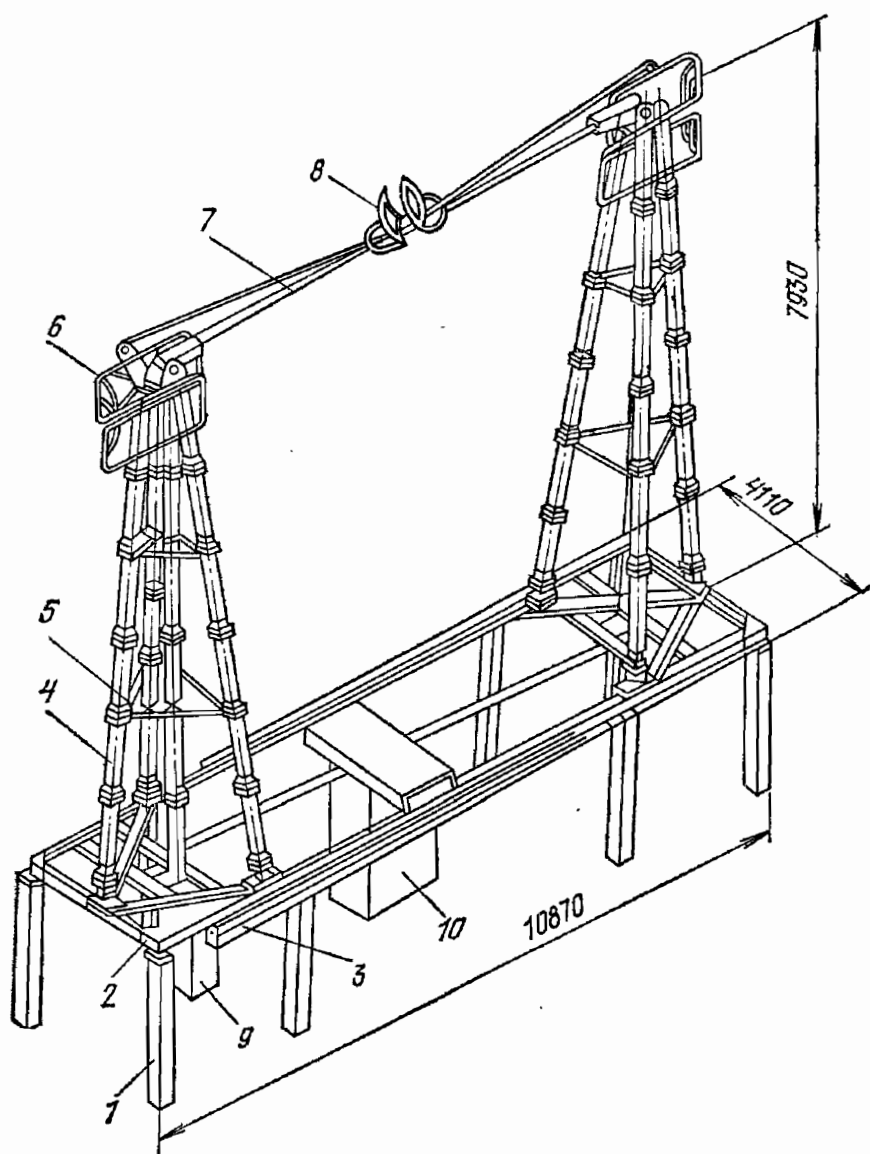


Рис. 2.26. Полос разьединителя РНВЗ-750:

1 — опора; 2 — рама; 3 — заземляющий нож; 4 — изолятор треноги; 5 — пояс жесткости; 6, 8 — экраны; 7 — контактный нож; 9 — привод ПРН-1; 10 — привод ПДН-1

новлены на силуминовых плитах. На них закрепляется подвижный экран треугольной формы.

Заземляющий контур состоит из заземляющего ножа и контактной пластины. Контактная пластина соединена шиной с контактным выводом главных ножей. На конце ножа заземления собран ламельный контакт.

На плите подшипника ножа заземления имеется контактный вывод, к которому присоединяется контур заземления подстанции. Монтаж разьединителя следует выполнять в таком порядке.

Распаковать ящики с оборудованием, проверить комплектность и произвести расконсервацию узлов разъединителя.

На выверенных и закрепленных к фундаментным стойкам металлических плит установить раму (рис. 2.27), выверить и приварить к плитам; приварить косынки. Закрепить на раме кронштейны приводов, заземляющих ножей и пружинных механизмов.

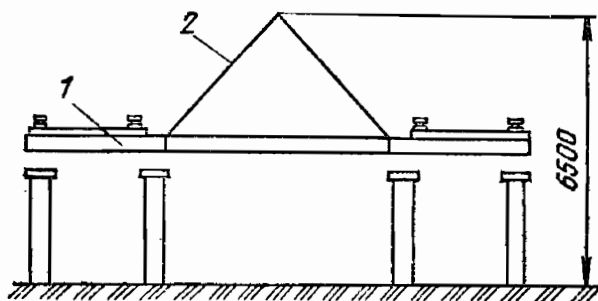


Рис. 2.27. Установка рамы:

1 — рама; 2 — строп 4СК-5,0/5000

Установить привод ПДН-1, соединить его вал с валом передачи, используя промежуточный вал и полумуфту, и проверить правильность сборки, включая и отключая привод вручную (при повороте вала привода на 270° рычаги оснований поворотных колонок должны поворачиваться на 90°).

Установить на кронштейнах заземляющие ножи и смонтировать пружинные механизмы заземляющих ножей. Проверить изоляцию между кронштейном и пружинным механизмом и отрегулировать пружинный механизм таким образом, чтобы нож находился в состоянии равновесия под углом $60^\circ \pm 5^\circ$ к горизонтали. Установить приводы ПРН-1, закрепить на валу привода рычаг и соединить его тягой с рычагом ножа, опробовать правильность сборки; собрать схему электрической блокировки разъединителя согласно принципиальной схеме, закрепить в кабельных муфтах приводов защитные трубы; собрать на настиле согласно маркировке изоляторов укрупненные узлы опорных колонок разъединителей: верхний узел, состоящий из силуминовой плиты и трех изоляторов; средний узел, включающий верхний пояс жесткости и шесть изоляторов; нижний узел, состоящий из нижнего пояса жесткости и девяти изоляторов. Сопряжение изоляторов между собой необходимо производить тщательно, не допуская напряжения в фарфоре, для чего под фланцы изоляторов, если необходимо, проложить металлические прокладки. Произвести на настиле с помощью автокрана сборку опорных колонок разъединителей из укрупненных узлов методом подрачивания (рис. 2.28). Собранные опорные колонны установить на опорные подшипники и закрепить (рис. 2.29). Зазор между плитой подшипника и фланцем изолятора заполнить прокладками. Проверить совпадение центра отверстия плиты с центром поворотной колонки (т.е. центром поворотного основания) и при необходимости произвести регулировку путем изменения наклона изоляторов с установкой прокладок между фланцами. Проверить по уровню горизонтальность верхней плоскости силуминовой плиты. Установить основание поворотной колонки, т.е. жестко закрепить плиту. Собрать на настиле при помощи автокрана

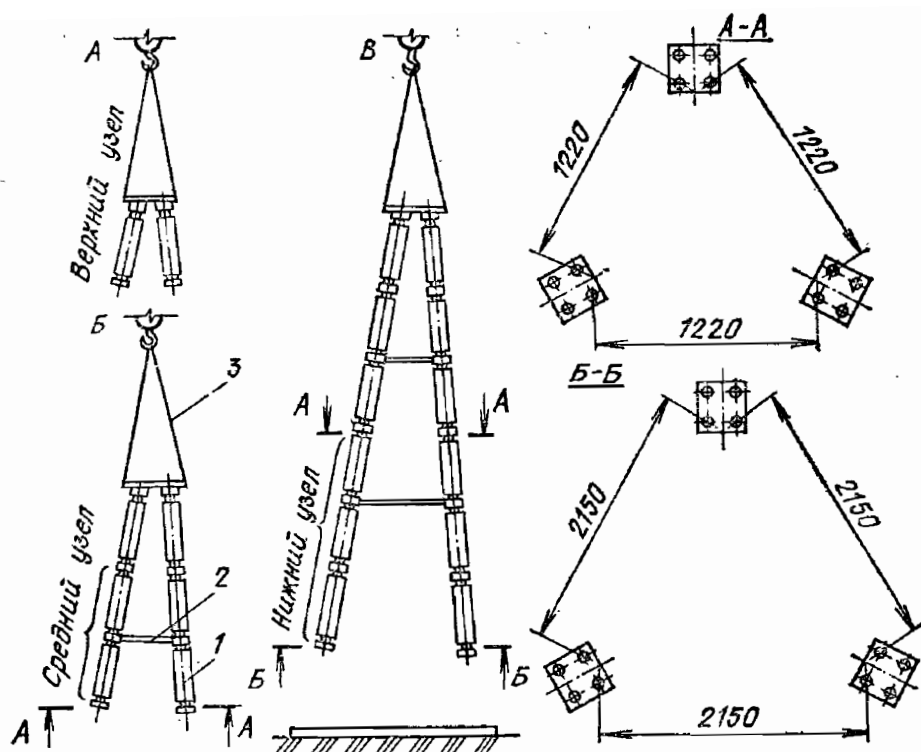


Рис. 2.28. Схема укрупнительной сборки опорной изоляции разъединителя:

А—В — последовательность сборки; 1 — изолятор; 2 — пояс жесткости; 3 — строп
4СК-5,0/2000

нижнюю часть поворотной колонки из трех изоляторов, установить ее на поворотном основании, выверить вертикальность по отвесу. Проверить затяжку болтов. Собрать автокраном на настиле верхнюю часть поворотной колонки из трех изоляторов, установить на нижнюю (рис. 2.30), отрегулировать по отвесу вертикальность с помощью прокладок; после регулирования временно закрепить колонку расчалками за верхний пояс жесткости.

Установить на опорные изоляционные колонны и закрепить на силовых плитах контактные ножи (рис. 2.31). Перед установкой ножей на валы передачи контактных ножей установить полумуфту, а на контактный нож — экран с тягами и кольцом, установить экран изоляционной колонны (категорически запрещается при монтаже прикладывать нагрузку к концу контактного ножа). Отрегулировать компенсацию массы контактных ножей. Расстояние от осн закрепления тяги компенсаций до торца регулировочной гайки должно составлять 290 ± 5 мм.

Соединить полумуфту с верхним фланцем поворотной колонки. Для регулирования соединения по высоте допускается установка прокладок между полумуфтой и фланцем изолятора; установить основания поворотных колонок в рабочее положение, подсоединить шины заземления и подводящие провода.

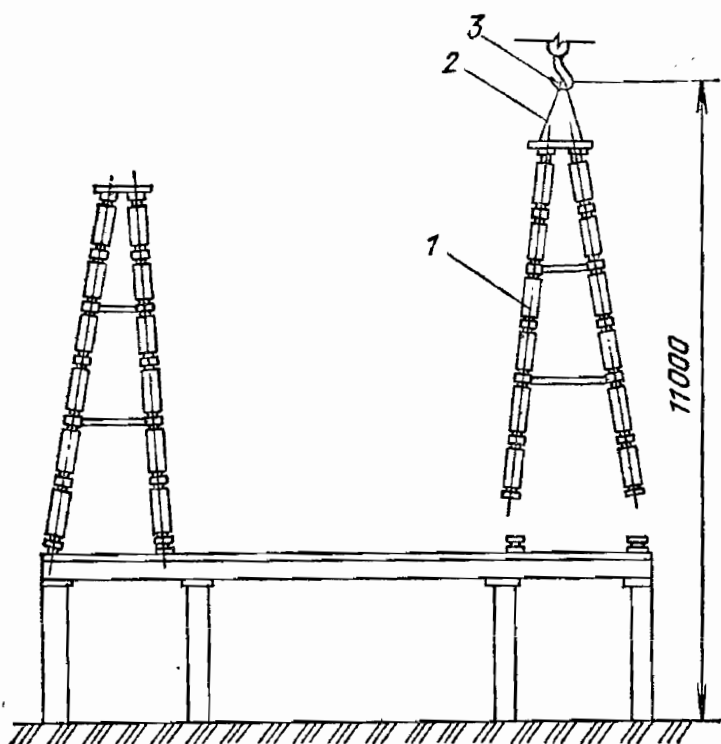


Рис. 2.29. Установка опорной колонны:

1 — изолятор; 2 — строп 4СК-4,0/2000; 3 — крюк автокрана

Произвести проверку правильности сборки и действия разъединителя в соответствии с указаниями инструкции завода-изготовителя.

В целях выравнивания электрического потенциала на раме разъединителей проварить все места болтовых соединений, где нет надежного электрического соединения.

Проверить и в случае необходимости восстановить лакокрасочные покрытия, закрасить сварные швы.

Монтаж разъединителя РТЗ-1150. Разъединитель представляет собой двухколонковый аппарат с двумя телескопическими ножами, движущимися при включении поступательно навстречу друг другу в горизонтальной плоскости.

Разъединитель имеет заземляющие ножи рубящего типа, которые могут устанавливаться с любой стороны разъединителя или одновременно с двух сторон. Оперирование главными и заземляющими ножами осуществляется при помощи электродвигательных приводов, конструкция которых позволяет ручное оперирование.

Базовой конструкцией, на которой осуществляется компоновка всех узлов разъединителя, служат две рамы. На каждой раме имеется основание, снабженное качающимся узлом, на котором крепится поворотная колонка. На раме собирается опорная изоляция разъединителя, представляющая собой пирамидальную конструкцию из трех наклонных изоляционных колонок из изоляторов ИОС-110 и КО-110, соединенных для прочности поясами жесткости,

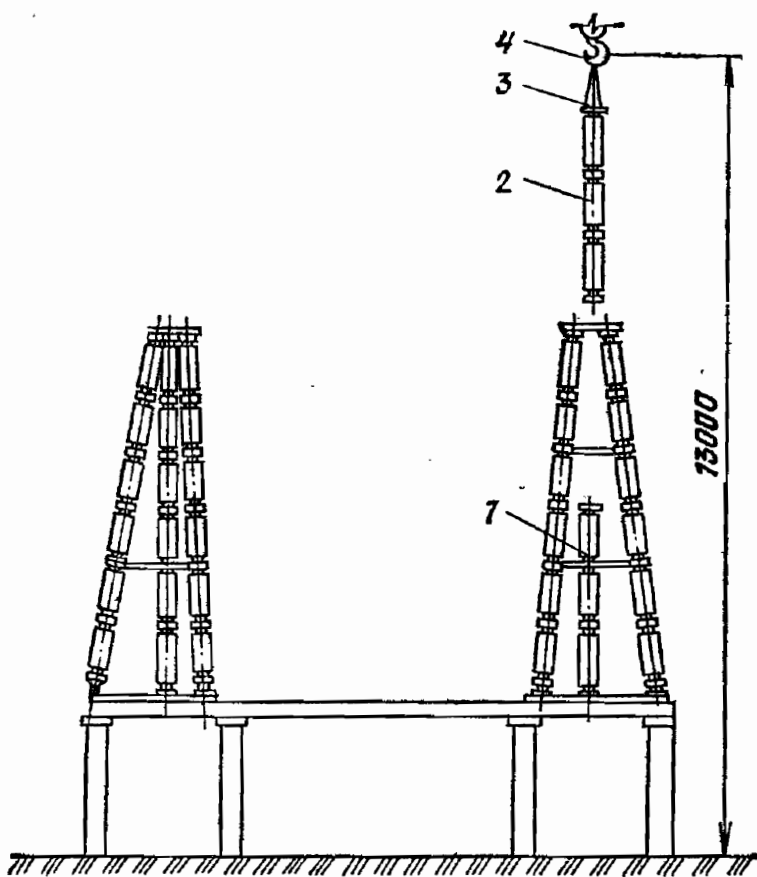


Рис. 2.30. Установка поворотной колонки:

1 — нижняя часть поворотной колонки из трех изоляторов; 2 — верхняя часть поворотной колонки; 3 — строп кольцевой пеньковый; 4 — крюк автокрана

На треугольных плитах обеих изоляционных колонок установлены главные контактные ножи. Главный контактный нож состоит из неподвижной секции и подвижного контактного ножа. Неподвижная секция выполнена в виде фермы прямоугольного сечения. Остов фермы выполнен из четырех продольных алюминиевых труб размером 90×3 и поперечных алюминиевых стоек. К продольным трубам с внутренней стороны приварены на пластинах направляющие трубы, по которым при оперировании главными ножами перемещаются подвижные контактные ножи. Для осуществления электрической связи между подвижными контактными ножами и неподвижной секцией на подвижном ноже имеются съемные контактные пластины П-образной формы, которые контактируют с ламелями неподвижной секции. Подвижные контактные ножи выполнены из одной алюминиевой трубы размером 130×10 . При движении контактные ножи катятся на роликах по направляющим трубам неподвижной секции. Разъемный контакт подвижных ножей закрыт съемным кожухом. Передача движения от поворотной колонки до подвижных ножей осуществляется с помощью барабана, устанавливаемого на раме неподвижной секции, и тросов, поддерживаемых и натягивае-

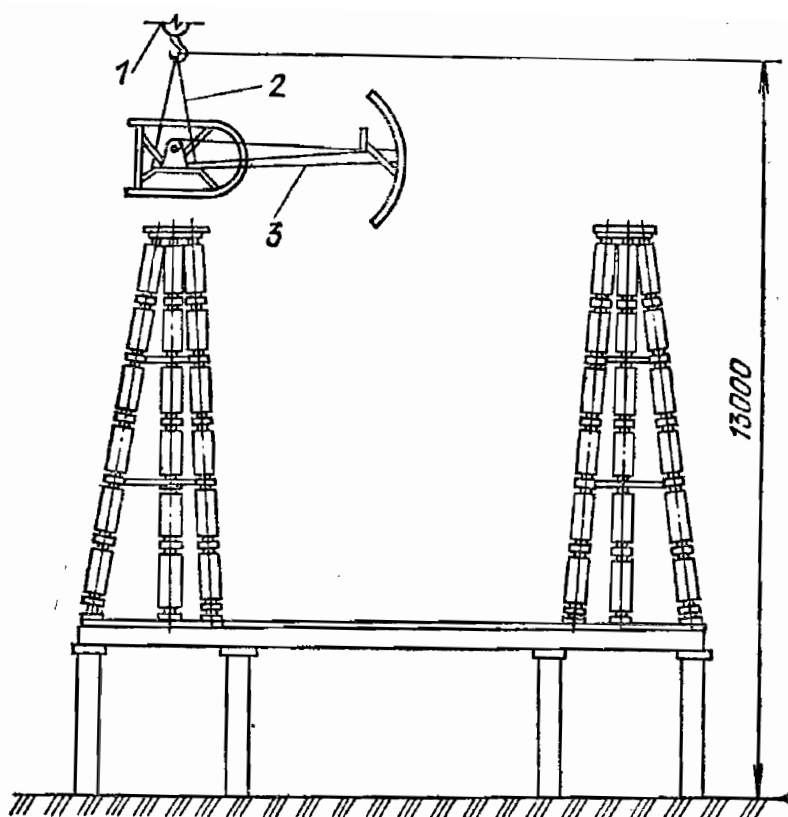


Рис. 2.31. Установка контактного ножа:

1 — крюк автокрана; 2 — строп 4СК-4,0/2000; 3 — нож контактный с экранами

мых роликами. Натяжной ролик имеет пружинное натяжное устройство, которое обеспечивает натяжение троса.

Заземляющий контур разъединителя состоит из заземляющего ножа и неподвижного контакта, устанавливаемого на неподвижной секции главных контактных ножей. Одним концом нож устанавливается на кронштейне привода ножа, на другом имеется контакт в виде плоской медной шины.

При включении привода главных ножей вращение его вала передается на основание поворотной колонки. На вторую поворотную колонку вращение передается при помощи троса, который соединяет основания двух поворотных колонок. Верхними концами поворотные колонки соединены через упругие муфты с барабанами главных контактных ножей, которые при помощи тросов приводят в движение подвижные контактные ножи. Приводы главных и заземляющих ножей электрически заблокированы между собой.

Разъединитель поставляется в виде отдельных сборочных единиц и деталей, соединяемых на месте монтажа в однополюсный аппарат. Перед монтажом производят внешний осмотр распакованных сборочных единиц и деталей и их расконсервацию.

Подъем и установка узлов и деталей разъединителя выполняются с помощью крана грузоподъемностью 16 т с высотой подъема не менее

18 м. Для подъема монтажников и инструмента к точкам установки и крепления узлов и деталей рекомендуется использовать два автогидроподъемника АГП-22.

Изоляционные колонки разъединителя проходят перед монтажом укрупнительную сборку у фундамента с помощью крана грузоподъемностью 6,3 т. При этом каждая колонка комплектуется и собирается в виде четырех узлов, состоящих из изоляторов ИОС-110 (нижний узел), КО-110 (два верхних узла) и поясов жесткости. Изоляторы должны быть предварительно скомплектованы по три с компенсацией при необходимости разности высот изоляторов прокладками, поставляемыми заводом.

Монтаж разъединителя выполняют в следующем порядке. Устанавливают раму на опорную конструкцию, выверяют ее положение по уровню и закрепляют. Устанавливают на основаниях рамы предварительно собранный нижний узел, а затем последовательно остальные узлы изоляционных колонок, выверяют их по уровню и закрепляют. На верхних фланцах изоляторов изоляционных колонок устанавливают треугольные плиты. Производят затяжку всех болтовых соединений, выполняют сварку отдельных сварочных единиц и деталей поясов жесткости. Поворотную колонку укрупняют методом подращивания; при этом используют расчалки. Устанавливают на треугольные плиты контактные ножи с предварительно закрепленными экранами. Соединяют валы барабанов главных контактных ножей и поворотные колонки через упругие муфты и колодки.

Монтируют заземляющий нож и его привод. На фланец привода прикрепляют рычаг и соединяют с тягой заземляющего ножа. Устанавливают неподвижный контакт на главный контактный нож. Производят регулировку поворота заземляющего ножа на 90°. Устанавливают пружинный механизм и выполняют компенсацию заземляющего ножа. Нож считается скомпенсированным, если под углом 45° к горизонтали его масса полностью скомпенсирована пружинами. Кожух заземляющего ножа в отключенном состоянии устанавливается таким образом, чтобы при отключении заземляющего ножа его медный контакт поворачивал кожух и уходил под него. Основания поворотных колонок соединяют тросами при помощи талрепов, пластин и болтов через направляющие блоки рамы. При этом на каждом барабане оснований поворотных колонок должно быть не менее пяти витков троса. Устанавливают привод главных контактных ножей, выходной вал привода соединяют с выходным валом основания поворотной колонки при помощи гибкого вала, муфты, шпонки и крепежа. Выполняют электрическую блокировку приводов главных контактных и заземляющих ножей. Все трущиеся части механизмов и деталей контактной системы смазывают смазкой.

Монтаж подвесных разъединителей. Разъединитель РПД представляет собой трехполюсный аппарат подвесного типа, контактная система которого состоит из неподвижных и подвижных контактов, перемещающихся вертикально и обеспечивающих перекрытие и образование воздушного промежутка, равного 3500 м.

Разъединитель состоит из главной токоведущей системы, изоляции и тросовой системы управления.

Главная токоведущая система состоит из трех неподвижных и трех подвижных контактов с токопроводами.

Подвижный контакт состоит из трех боковых тяг и центральной тяги, связанных между собой поясом жесткости, и грузов. Подвижный контакт имеет три контакта, которые при включении разъединителя входят в контактное кольцо неподвижного контакта. Подвижный кон-

Т а б л и ц а 2.44. Технико-экономические показатели монтажа разъединителей

Тип разъединителя	Трудоемкость, чел.-дн	Продолжительность монтажа, дни	Количество занятых рабочих, чел.	Количество машиностроительных механизмов						автоматического аппарата	небедки грузоподъемности 0,5 т
				автомашин грузоподъемностью, т		автокрана грузоподъемностью, т		автоматизированная АЛП-22			
				2,5	5,0	6,3	10		16		
РНД-110/3200	4,7	1,6	3	—	0,1	0,6	—	—	—	0,3	—
РНД-220/3200	6,4	2,1	3	—	0,1	1,2	—	—	—	0,3	—
РНД-330/3200	25,5	5,1	5	—	0,2	2,0	—	—	0,6	0,4	—
РНД-500/3200	28,0	5,6	5	—	0,3	2,8	—	—	1,0	0,5	—
РНДЗ-1-110/3200	5,7	1,9	3	—	0,1	0,6	—	—	—	0,3	—
РНДЗ-1-220/3200	7,7	2,6	3	—	0,1	1,2	—	—	—	0,3	—
РНДЗ-1-330/3200	28,2	5,6	5	—	0,2	2,2	—	—	0,7	0,4	—
РНДЗ-1-500/3200	30,8	6,2	5	—	0,3	3,0	—	—	1,2	0,5	—
РНДЗ-2-110/3200	6,5	2,2	3	—	0,1	0,6	—	—	—	0,3	—
РНДЗ-2-220/3200	9,0	3,0	3	—	0,1	1,2	—	—	—	0,3	—
РНДЗ-2-330/3200	30,2	6,0	5	—	0,2	2,4	—	—	0,8	0,4	—
РНДЗ-2-500/3200	32,8	6,6	5	—	0,3	3,2	—	—	1,4	0,5	—
РНВ-750 П/4000	40,9	8,2	5	—	0,4	—	4,2	—	1,8	0,6	—
РНВЗ-1-750 П/4000	45,4	9,1	5	—	0,4	—	4,5	—	2,0	0,6	—
РНВЗ-2-750 П/4000	49,6	9,9	5	—	0,4	—	4,8	—	2,2	0,6	—
РПД-500/3200 без заземлителей	31,2	6,6	5	0,1	0,4	—	1,0	—	2,5	0,6	1,0
РПД-500/3200 с заземлителями	36,8	7,7	5	0,1	0,4	0,4	1,0	—	2,5	0,6	1,0
РПД-750/3200 без заземлителей	37,1	7,9	5	0,1	0,6	0,6	1,2	—	2,7	1,0	1,2
РПД-750/3200 с заземлителями	43,6	9,3	5	0,1	0,6	0,6	1,2	—	2,7	1,0	1,2
РТЗ-1150/4000	150	30	5	—	5,0	2,9	—	22,7	16,6	13,7	—

Таблица 2.45. Механизмы, инвентарь, приспособления, инструмент для монтажа разъединителей, отделителей и короткозамыкателей

Наименование	Тип, ГОСТ	Количество, шт.	Примечание
Автокран грузоподъемностью:			
16 т	К-162	1	Для монтажа РТЗ
10 т	СМК-10	1	Для монтажа РПД, РНВЗ, ЗР-750
6,3 т	КС-2561 Д	1	Для монтажа РНДЗ, ОД, КЗ, ЗОН, ЗР 330—ЗР 500, РТЗ
Автомашинна грузоподъемностью:			
2,5 т	—	1	Для перевозки деталей аппаратов
5,0 т	—	1	То же
Сварочный трансформатор	ТДМ-201	1	В комплекте с кабелем, электрододержателем, маской
Автогидроподъемник	АГП-22	1	Для монтажа разъединителей и заземлителей на напряженном 330 кВ и выше
Лебедка грузоподъемностью 0,5 т	—	1	Для монтажа РПД
Строп:			
четырехветвевой, допускаемая нагрузка 5,0 т, длина 5,0 м	4 СК-5,0/5000	1	Для монтажа РНДЗ, РТЗ
то же, 3,2 т, длина 3,0 м	4 СК-3,2/3000	1	Для монтажа ПДН, РНВЗ, ОД, РНДЗ
двухветвевой, 5,0 т, длина 1,0 м	2 СК-5,0/1000	1	Для монтажа РТЗ
универсальный, 1,0 т длина 8,0 м	УСК-1,0/8000	3	Для монтажа РТЗ, РНДЗ-220 и ОД-220
то же, длина 4,0 м	УСК-1,0/4000	3	Для монтажа РТЗ
то же, 0,5 т, длина 4,0 м	УСК-0,5/4000	2	Для монтажа РНДЗ-110, РНДЗ-330
то же, длина 2,0 м	УСК-0,5/2000	2	Для монтажа РНДЗ-330
Пистолет стропельно-монтажный	ПЦ-52-1	1	—

Наименование	Тип, ГОСТ	Количество, шт.	Примечание
Канат капроновый, Ø 19,5 мм, м	10293—77*	20	—
Лестница-стремянка	28239—80*	2	—
Набор гаечных двухсторонних ключей, комплект	—	1	—
Набор гаечных торцевых ключей, комплект	11737—74*	1	—
Напильники разные	1465—80*	2	—
Отвертки диэлектрические	—	2	—
Плоскогубцы с изолирующими ручками	5547—75*	2	—
Зубило слесарное	7211—72*	1	—
Молоток слесарный 0,5 кг	2310—77	1	—
Уровень брусковый	9416—83	1	—
Отвес 0,2 кг	ОТ-200 по ГОСТ 7948—80	1	—
Динамометр	—	1	—
Метр складной металлический	ТУ 2-12-156—76	1	—
Рулетка металлическая длиной 5 м	7502—80*	1	—

такт разъединителя изолирован от потенциала земли двухлучевой изоляционной гирляндой.

Токопровод состоит из алюминиевых труб, свариваемых на месте монтажа. Одним концом токопровод крепится к шарнирному узлу на подвижном контакте. Электрическое соединение подвижного контакта с токопроводом осуществляется тремя гибкими связями. Тросовая система управления разъединителем состоит из привода, каната, блоков, талрепа и противовеса, соединенного с помощью блока с замкнутой тросовой системой привода и с тросами, на которых подвешены подвижные контакты. Тросовая система управления в зависимости от места установки разъединителей выполняется двух видов: прямая и Г-образная. Противовес состоит из нескольких секций, заполняемых на месте монтажа бетоном.

Перед монтажом разъединителя проверяют наличие комплектующих узлов и деталей, выполняют расконсервацию и внешний осмотр. Распаковка разъединителя должна производиться с принятием мер предосторожности, исключающих возможность повреждения изоляторов и других частей.

К началу монтажа разъединителя должны быть установлены металлоконструкции, на которых крепится тросовая система управления. После этого по блокам тросовой системы размечают фундаменты и на них помещают высоковольтные аппараты, на которых в дальнейшем устанавливают неподвижные контакты разъединителя. На подготовлен-

Таблица 2.46. Материалы для монтажа разъединителей, отделителей и короткозамыкателей

Наименование	ГОСТ	Количество для монтажа аппаратов типа								
		РНД (З)-110, ОД-110	РНД (З)-220, ОД-220	РНД (З)-330, РНД (З)-500	РНВ (З)-750 П	РТЗ-1150	РПД-500	РПД-750	КЗ-110	КЗ-220
Бензин-растворитель, кг	3134—78*	1,2	1,4	2,0	4,6	12,0	2,3	2,8	0,4	0,6
Бязь, м ²	11680—76*	0,5	0,8	2,0	3,0	5,0	0,5	0,5	0,3	0,4
Ветошь обтирочная, кг	—	1,5	2,0	3,0	4,0	7,0	3,0	3,7	0,6	1,0
Лак БТ-577, кг	5631—79*	0,2	0,2	0,2	0,3	0,4	—	—	0,1	0,1
Смазка ГОИ-54П, кг	3276—74*	0,9	1,6	2,5	3,6	5,0	3,0	3,0	0,3	0,3
Смазка К-17, кг	10877—76*	—	—	—	—	—	5,0	6,0	—	—
Электроды Э-42, кг	9467—75*	1,5	3,0	5,0	6,5	30,0	4,0	5,0	0,7	1,0
Эмаль ПФ-115, кг	6465—76*	0,2	0,4	0,6	0,9	1,5	0,5	0,7	0,2	0,2
Шкурка шлифовальная, м ²	6456—82*	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,5	0,5	0,1	0,1

ный фундамент или раму устанавливают привод (на вал которого устанавливается барабан), на портале — блоки. Устанавливают неподвижные контакты, в которые вкладывают подвижные контакты. На приводе устанавливают гибкие связи. Затем собирают противовес и соединяют с блоком и талрепом. Производят монтаж и натяжку направляющего каната с талрепом. Собирают шесть одиночных изоляционных гирлянд, которые крепят к канатам. Далее производят сварку труб токопроводов и присоединение их одним концом к шарнирным узлам подвижных контактов, а вторым — к ранее установленным аппаратам. Токопроводы соединяют гибкими связями с ошиновкой подстанции. Производят регулировку высоты подъема и хода подвижных контактов. Потом производят смазку блоков и канатной арматуры. Восстанавливают поврежденные лакокрасочные покрытия.

Технико-экономические показатели монтажа разъединителей приведены в табл. 2.44, а данные о необходимых механизмах и материалах — в табл. 2.45 и 2.46.

2.7. МОНТАЖ ОТДЕЛИТЕЛЕЙ И КОРОТКОЗАМЫКАТЕЛЕЙ

Отделители предназначены для автоматического отключения поврежденного участка линии или трансформатора после искусственного короткого замыкания короткозамыкателем или после передачи телеотключающего импульса в период времени между отключением выключателя на питающем конце линии и его повторным включением.

Отделители (табл. 2.47) поставляются в виде отдельных отрегулированных полюсов в ящичной упаковке. У отделителей на напряжения 150 и 220 кВ на время транспортировки с изоляционных колонок снимаются нижние изоляторы.

Отделители на напряжения 35 и 110 кВ соединяются при монтаже тягами в один трехполюсный аппарат, управляемый одним приводом, обеспечивающим автоматическое отключение и ручное включение отделителя. Заземляющие ножи отделителей типа ОДЗ управляются отдель-

Т а б л и ц а 2.47. Характеристики отделителей, короткозамыкателей и заземлителей

Тип аппарата	Номинальные		Размеры, мм		Масса, кг	Тип привода
	напряже- ние, кВ	ток, А	Высота	Длина		
Отделители						
ОД (З)-35/630	35	630	870	1000	76	ПРО-I и ПР
ОД (З)-110 М/630	110	630	1520	1830	257	То же
ОД-110 У/1000	110	1000	2036	1820	484	ПРО-I
ОД-150 У/1000	150	1000	2036	2270	520	То же
ОД-150/1000	150	1000	2636	2270	506	»
ОД-220/1000	220	1000	2636	2270	635	»
Короткозамыкатели						
КРН-35	35	—	—	—	41	ПРК-I
КЗ-110	110	—	1360	1250	180	То же
КЗ-110 У	110	—	1870	1330	210	»
КЗ-150	150	—	1870	1635	210	»
КЗ-150 У	150	—	2470	1750	250	»
КЗ-220	220	—	2470	1985	250	»
Заземлители						
ЗОН-110 М-I	110	—	1492	—	101	ПРН-II
ЗОН-110 М-II	110	—	1208	—	72	То же
ЗОН-110 У-I	110	—	2000	—	144	»
ЗОН-110 У-II	110	—	1715	—	115	»
ЗР-330-I	330	—	3805	—	225	ПРН-I
ЗР-330-II	330	—	3805	—	210	ПРН-I
ЗР-500-I	500	—	4880	—	275	То же
ЗР-500-II	500	—	4880	—	265	»
ЗР-750-I	750	—	6960	—	430	»
ЗР-750-II	750	—	6960	—	425	—

Примечание. В обозначении типов аппаратов: для отделителей: О — отделитель; Д — двухколонковый; З — с заземляющими ножами (в скобках — возможность исполнения без заземляющих ножей); М — модернизированный; У — усиленный вариант исполнения изоляции; цифры — номинальные напряжения, кВ, и ток, А; для короткозамыкателей: К и КЗ — короткозамыкатель; Р — рубящего типа; Н — наружной установки; цифры — номинальное напряжение, кВ; для заземлителей: З — заземлитель; О — однополюсный; Н — наружной установки; Р — рубящего типа; цифры — номинальное напряжение, кВ; цифра I — для ЗОН-110 — вариант исполнения для заземления нейтрали трансформатора, имеющей в нейтрали трансформатор тока для защиты от замыканий на землю, цифра II — вариант исполнения для заземления нейтрали без трансформатора тока; цифра I для ЗР — вариант исполнения с неподвижным контактом для установки на неподвижном контакте подвешенного разъединителя; цифра II — вариант с установкой неподвижного контакта на трансформаторе тока.

ным ручным приводом типа ПР-90. Отделители на напряжения 150 и 220 кВ — однополюсные. Каждый полюс управляется отдельным приводом.

Перед началом монтажа отделителя производят осмотр состояния изоляции и контактных частей. Затем проверяют контактное давление на каждом полюсе при отключенном отделителе. Проверку производят приложенным вытягивающего усилия вдоль ножа к отрезку медной шины толщиной, равной толщине ножа, вставленного и ламельные контакты. Усилия в смазанном контакте должно быть 90—100 Н на каждую пару ламелей. Устанавливают и закрепляют к опорным конструкциям приводы главных и заземляющих ножей. С помощью автокрана все три полюса отделителя поочередно устанавливают и временно закрепляют к опорной конструкции. В случае неготовности опорных конструкций выполняют укрупнительную сборку отделителя на раме, а после установки опор — монтаж собранного отделителя.

Отделитель выверяют по уровню и закрепляют. Установкой под фланцы изоляторов прокладок регулируют зазор между торцами контактных ножей во включенном положении в пределах 1—3 мм. Регулировкой длины внутриполюсной тяги устраняют смещение осей контактных ножей относительно оси полюса, допускаемое в пределах 5 мм. Тягами соединяют (табл. 2.48) привод с приводным механизмом ведущего полюса, ведущий полюс — с ведомыми и привод заземляющих ножей — с валами этих ножей.

Полюсы отделителей на напряжения 150 и 220 кВ предварительно собирают, так как они транспортируются со снятыми нижними изоляторами опорных колонок. Для сборки полюсов снимают с рычагов основания изоляторы с контактными ножами, на рычаги основания устанавливают и закрепляют изоляторы АКО-110, а на них — изоляторы с контактными ножами. Устанавливают внутриполюсные тяги, регулируют зазоры между торцами контактных ножей, смещение ножей относительно осей полюсов и проверяют давление в разъёмных контактах. После этого приводы и полюсы отделителя устанавливают, выверяют и закрепляют. Приводы соединяют тягами с полюсами.

Таблица 2.48. Потребность в трубах для изготовления тяг для отделителей и короткозамкателей, м

Тип аппарата	Количество труб, м			
	Диаметр×толщина стенки, мм, труб по ГОСТ 3262—75*			
	15×2,8	20×2,8	25×3,2	32×3,2
ОД-35/630	—	—	6,2	—
ОДЗ-1-35/630	—	—	10,0	1,6
ОДЗ-2-35/630	—	—	13,6	3,2
ОД-110 М/630	—	—	6,2	—
ОДЗ-1-110 М/630	—	—	6,2	6,2
ОДЗ-2-110 М/630	—	—	6,2	12,4
ОД-150/1000	—	3,6	—	—
ОД-220/1000	—	4,8	—	—
КРН/35	1,7	—	—	1,2
КРН-110—КЗ-220	1,8	—	—	—

Примечание. Длины труб приведены без учета отходов.

**Т а б л и ц а 2.49. Техничко-экономические показатели монтажа
отделителей**

Наименование показателей	Значения показателей для отделителей типа			
	ОД-110 М/630; ОД-110 М/1000; ОД-110 У/1000	ОДЗ-1-110 М/630	ОДЗ-2-110 М/630	ОД-150 М/1000; ОД-220 М/1000
Трудоемкость, чел.-дни	3,1	3,8	4,6	6,1
Продолжительность монтажа, дни	1,1	1,3	1,6	2,3
Количество занятых рабочих, чел.	3	3	3	3
Количество машино-смен работы автокрана	0,4	0,4	0,4	0,6

Отделитель и приводы заземляют, восстанавливают поврежденную при монтаже окраску и смазывают контактные и шарнирные соединения. Включением и отключением проверяют правильность работы смонтированного отделителя, действие блокировки главных и заземляющих ножей. При необходимости производят регулировку одновременности работы всех полюсов. Техничко-экономические показатели монтажа отделителей приводятся в табл. 2.49.

Механизм и материалы для монтажа отделителей приведены в табл. 2.45 и 2.46.

Монтаж короткозамыкателей. Короткозамыкатели (см. табл. 2.47) предназначены для создания искусственного короткого замыкания, вызывающего отключение защитой выключателя питающей линии.

На напряжение 35 кВ два короткозамыкателя соединяются при монтаже в один двухполюсный аппарат, включение которого приводит к двухфазному короткому замыканию. На напряжение 110—220 кВ короткозамыкатели — однополюсные аппараты, включение которых приводит к замыканию на землю.

Короткозамыкатель состоит из основания, изоляционной колонки, на которой закреплен неподвижный контакт, и заземляющего ножа. Короткозамыкатель соединяется с приводом при помощи тяги. Основание короткозамыкателя представляет сварную конструкцию, предназначенную для установки изоляционной колонки с неподвижным контактом. Для совместной работы короткозамыкателя с отделителем в цепи заземления устанавливается трансформатор тока ТШЛ-0,5. Вторичные обмотки ТШЛ-0,5 соединяются с реле привода отделителя. Основание короткозамыкателя изолируется от земли при помощи изоляторов, а тяга привода имеет изолирующую вставку. После включения короткозамыкателя ток течет по следующей цепи: подводящая шина — неподвижный контакт — нож заземления — гибкая связь — шина, расположенная на изолирующей планке основания, — шина заземления, пропущенная через окно трансформатора тока, — земля.

Короткозамыкатели прибывают с завода на монтажную площадку в ящиках. Производят распаковку и осмотр узлов короткозамыкателя.

Изоляторы очищают от пыли и загрязнений. Производит расконсервацию — удаление защитной смазки ветошью, смоченной в уайт-спирите, и нанесение новой смазки, после чего приступают к монтажу короткозамыкателя. Полюс короткозамыкателя устанавливают на металлическую конструкцию, которая приваривается к железобетонной опоре. Привод и трансформатор тока ТПЛ-0,5 крепят к кронштейну, прикрепленному к металлоконструкции. Тягу (см. табл. 2.46), изготовленную в МЗМ, приваривают к валу привода и шарниру полюса, а затем окрашивают. Полосу заземления приваривают к металлоконструкции. Сварные монтажные швы зачищают и окрашивают, восстанавливают поврежденную окраску. Проверяют затяжку всех болтовых соединений. Шарнирные и контактные соединения смазывают.

Монтаж заземлителей. Заземлители (см. табл. 2.47) на напряжение 110 кВ предназначены для заземления нейтралей силовых трансформаторов или шин подстанций.

Заземлители на напряжение 330 кВ и выше предназначены для заземления неподвижных контактов подвесных разъединителей, устанавливаемых на шинных опорах и трансформаторах тока.

Заземлитель типа ЗОН состоит из цоколя, изоляционной колонки, неподвижного контакта и заземляющего ножа. Цоколь выполнен из двух швеллеров, служащих основанием для установки заземлителя, на цоколе расположены два кронштейна, в которых вращается вал с заземляющим ножом. Изоляционная колонка предназначена для изоляции неподвижного контакта от земли. Заземлитель типа ЗР состоит из заземляющего ножа, неподвижного контакта и пружинного механизма. Заземляющий нож представляет собой сварную конструкцию в виде фермы из алюминиевых труб. Нож с ламельными контактами крепится к плите подшипника. Подшипник является несущим узлом заземления. Пружинный механизм предназначен для компенсации усилий при движении ножа заземления на всем ходу до его включения. Управление заземлителями осуществляется приводами. Заземлители соединяются с приводами при помощи тяг.

Заземлители типа ЗОН прибывают с завода на монтажную площадку в собранном, а типа ЗР — в разобранном виде. Вначале осматривают узлы заземлителя. Изоляторы очищают от пыли и загрязнений. Производят расконсервацию аппарата. Заземляющий нож устанавливают на подготовленную опорную конструкцию, неподвижный контакт заземлителя типа ЗР на неподвижный контакт подвесного разъединителя. Привод крепят к кронштейну, прикрепленному к опорной конструкции. Тягу приваривают к рычагу и оси ножа, полосу заземления к металлоконструкции. Сварные монтажные швы зачищают и окрашивают, поврежденную окраску восстанавливают. Проверяют затяжку всех болтовых соединений. Шарнирные и контактные соединения смазывают.

2.8. МОНТАЖ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

Трансформаторы тока серии ТФЗМ (табл. 2.50) выпускаются в одноступенчатом (на напряжении 35, 110, 150 и 220 кВ) и двухступенчатом (на напряжение 500 кВ) исполнениях. Конструктивно трансформатор тока в одноступенчатом исполнении состоит из первичной и вторичной обмоток, помещенных в фарфоровую покрывку, заполненную трансформаторным маслом. Обмотки трансформаторов выполняются в виде двух звеньев, вставленных одно в другое. Первичная обмотка выполняется из двух или четырех секций, которые могут соеди-

Таблица 2.50. Характеристики трансформаторов тока

По ГОСТ 7746-78 Е	Тип	Старое обозначение	Номинальный ток, А		Количество вторичных обмоток	Размеры, мм		Масса, кг	
			первичной обмотки	вторичной обмотки		Высота	Наибольший диаметр фарфоровой покрышки	трансформатора	масла
ТФ3М-35 А ТФ3М-35 Б-I ТФ3М-35 Б-II ТФ3М-110 Б-I ТФ3М-110 Б-II ТФ3М-150 А-I; ТФ3М-150 Б-I ТФ3М-150 Б-II ТФ3М-220 Б-III ТФ3М-220 Б-IV ТФ3М-500 Б-IV ТФУМ-330 А ТФРМ-330 Б ТФРМ-500 Б ТФРМ-750 А ТФРМ-1150 А	ТФН-35 М	15—1000	5	2	860	500	200	40	
	ТФНД-35 М	15—2000	5	3	1090	640	440	100	
	ТФНР-25	1000—3000	1 или 5	3	1050	720	430	70	
	ТФНД-110 М	50—800	5	3	1530	850	840	180	
	ТФНД-110 М-II	750—2000	1 или 5	3	1690	850	1060	300	
	ТФНД-150-I	600—1200	1 или 5	4	2300	850	1165	300	
	ТФНР-150/2000	1000—2000	1 или 5	4	2180	850	1150	300	
	ТФНД-220-I	300—1200	1 или 5	4	2085	960	2260	700	
	ТФНД-220-IV	500—2000	1 или 5	4	2960	960	2360	700	
	ТФНКД-500-II	500—2000	1	5	5790	960	4920	1400	
	ТФКН-330	500—2000	1 или 5	4	3820	850	1800	540	
	ТРН-330	1000—3000	1	5	4530	720	3850	1100	
	ТРН-500	1000—4000	1	5	6155	850	6090	1620	
	ТРН-750	1000—4000	1	5	9340	850	8400	2670	
	ТРН-1150	2000—4000	1	5	15500	960	22 970	6660	

Примечание. В обозначении типов: Т — трансформатор тока; Ф — в фарфоровой покрышке; З — звеньевая обмотка; Р — рывовидная обмотка; У — U-образная обмотка; М — маслянонаполненный; цифры — номинальное напряжение, кВ; буквы А, Б — категория изоляции; цифры I—IV — варианты исполнения.

няться последовательно, параллельно и смешанно — в зависимости от необходимого коэффициента трансформации. Переключение секций осуществляется с помощью переключателей на выводах первичной обмотки, соединяющих секции в определенном порядке. Концы вторичных обмоток выведены в коробку выводов, укрепленную на цоколе трансформатора. Там же имеются петли для строповки трансформатора при подъеме. Все сердечники вторичных обмоток (кроме трансформаторов тока типа ТФЗМ-150) и экранирующая обкладка этих обмоток имеют общий заземляющий проводник, выведенный в коробку выводов. У трансформаторов тока ТФЗМ-150 заземление сердечника осуществляется внутри аппарата.

На фарфоровой крышке трансформаторов тока ранних конструкций, а у трансформаторов тока на 220 и 500 кВ всех выпусков установлены металлические маслорасширители, обеспечивающие необходимый уровень масла при изменениях температуры окружающего воздуха. У трансформаторов тока на напряжение 35 и 110 кВ функции маслорасширителя выполняет удлиненная фарфоровая крышка, которая закрывается съемной металлической крышкой. В верхней части трансформаторов тока установлены также воздухоосушительные фильтры, маслоуказатели. Каскадный трансформатор тока ТФЗМ-500 состоит из верхней и нижней самостоятельных ступеней. На верхней ступени установлен общий для всего трансформатора маслорасширитель, на крышке которого находится воздухоосушительный фильтр, а на стенке укреплены маслоуказатель и выводы первичной обмотки. Переключение четырех секций первичной обмотки осуществляется переключателями, расположенными в маслорасширителе.

Выводы вторичных обмоток, а также вывод экрана вторичных обмоток и проводов заземления всех четырех сердечников расположены в коробке выводов основания нижней ступени. Верхний цоколь нижней ступени снабжен патрубком, к которому подсоединяется временный маслорасширитель при транспортировке.

На корпусе верхней ступени установлена защитная арматура для предотвращения коронирования при работе трансформатора.

Монтаж одноступенчатых трансформаторов тока, серий ТФЗМ и ТФУМ. Трансформаторы тока транспортируются в специальной металлической упаковке, подлежащей возврату заводу-изготовителю. После распаковки трансформатор тока протирают и производят внешний осмотр. При осмотре обращают особое внимание на отсутствие трещин и сколов в фарфоровой крышке, на целостность маслоуказательного стекла, уровень масла и на отсутствие течи масла в уплотнениях. Если в стекле маслоуказателя не видно масла, то с расширителя снимают крышку и проверяют, имеется ли масло на дне расширителя. Если уровень масла ниже дна расширителя, то производят проверку уровня латунным (медным) стержнем диаметром 5—6 мм, опускаемым внутрь трансформатора через одно из круглых отверстий в дне расширителя. Длину стержня и глубину его погружения выбирают в зависимости от типа трансформатора в соответствии с заводскими инструкциями. Если после извлечения стержня на нем окажутся следы масла, следует долить трансформатор сухим маслом, не допуская попадания в трансформатор пыли и влаги. При обнаружении течи масла в уплотнениях и прокладках следует подтянуть соответствующие болты. Подтяжку болтов следует производить постепенно и последовательно одного за другим не более чем на 1/6 оборота за один прием.

Монтаж одноступенчатых трансформаторов тока 35—500 кВ выполняется в следующем порядке: устанавливают трансформатор на

опорную конструкцию и закрепляют болтами (при этом должен быть обеспечен доступ к коробке вторичных выводов и к съемному листу, расположенному внизу цоколя); присоединяют ошиновку к выводам первичной обмотки; разделяют и присоединяют контрольные кабели к выводам вторичных обмоток; заземляют цоколь, соединяют накоротко и заземляют выводы технологической (индукционной) обмотки (у трансформаторов серии ТФРМ), выводы неиспользуемых вторичных обмоток. Перед установкой одноступенчатых трансформаторов тока 330—500 кВ на них устанавливают экранирующие кольца.

Монтаж трансформаторов тока серии ТФРМ. Трансформаторы тока этой серии на напряжения 330 и 500 кВ — одноступенчатые, на напряжение 750 кВ — двухступенчатые (рис. 2.32), на напряжение 1150 кВ — трехступенчатые. Ступени трансформаторов тока поставляются упакованными в отдельной жесткой транспортной раме каждая. Строповку ступеней производят за специально предусмотренные на транспортной раме скобы (рис. 2.33). Строповку ступеней трансформатора при сборке производят за имеющиеся на цоколе каждой ступени проушины. После доставки ступеней трансформатора к месту установки снимают воздухоочистители с транспортных маслорасширителей, отверстия закрывают заглушками. Из транспортных расширителей сливают масло. На узле герметизации верхней ступени трансформатора ТФРМ-1150 устанавливают стрелочный маслоуказатель. Снимают упаковочные щиты с фарфоровых покрышек и устанавливают ступени в транспортных рамах в вертикальное положение. Со всех ступеней снимают транспортные расширители и устанавливают заглушки. На верхней ступени устанавливают воздухоосушитель (в трансформаторе ТФРМ-1150 — два воздухоосушителя).

Ступени трансформатора распаковывают, протирают чистыми салфетками, удаляют защитную смазку, проверяют качество уплотнений — отсутствие течи масла, целостность фарфоровых покрышек, стекла маслоуказателя. Проверяют крепление покрышки к цоколю и маслорасширителю, при необходимости подтягивают гайки постепенно одну за другой, но не более чем на $1/6$ оборота за один прием.

Производят электрические испытания ступеней трансформатора тока перед монтажом в соответствии с заводской инструкцией.

Порядок сборки подготовленных ступеней трансформатора ТФРМ-750А следующий.

Устанавливают автокраном нижнюю ступень трансформатора тока на фундамент (рис. 2.34, этап I). Проверяют вертикальность ступени по отвесу. При необходимости регулируют вертикальность ступени металлическими прокладками. Закрепляют ступень с помощью анкерных болтов на опорных конструкциях. Устанавливают экранодержатели на верхнюю и нижнюю ступени трансформатора. Собирают и устанавливают большое и малое экранные кольца на верхнюю ступень трансформатора. Устанавливают автокраном верхнюю ступень на корпус нижней ступени и предварительно закрепляют болтами (рис. 2.34, этап II).

Проверяют установку верхней ступени по отвесу. Строго вертикальное положение достигается путем ввинчивания болтов М24 во фланец цоколя верхней ступени. При необходимости под фланец устанавливают металлические прокладки. Закрепляют окончательно верхнюю ступень болтами к маслорасширителю нижней ступени и проверяют вертикальность трансформатора.

На маслорасширитель нижней ступени помещают разрядник РВН-1 для защиты промежуточных обмоток каскада от импульсных перенапряжений. Собирают и помещают экран на месте соединения верхней

Рис. 2.32. Трансформатор ТФРМ-750А:

1 — опорная конструкция; 2 — нижняя ступень трансформатора; 3 — верхняя ступень; 4 — экран; 5 — маслоуказатель; 6 — воздухоосушитель; 7 — разрядник

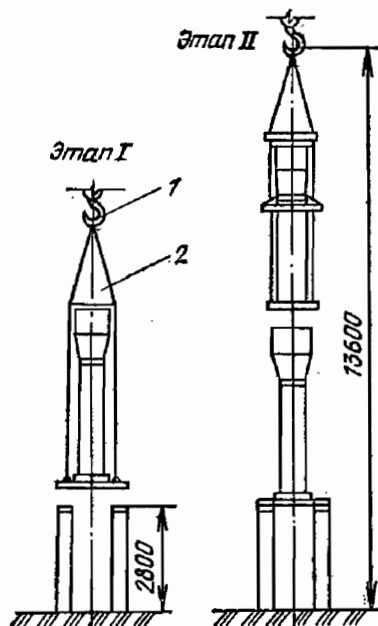
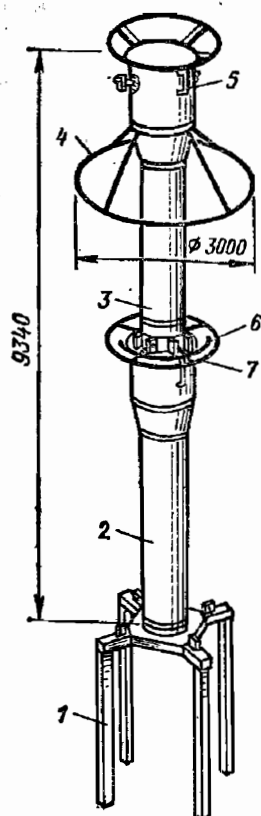


Рис. 2.34. Монтаж трансформатора тока ТФРМ-750А:

1 — крюк автокрана; 2 — строп 4СК-5,0/6000

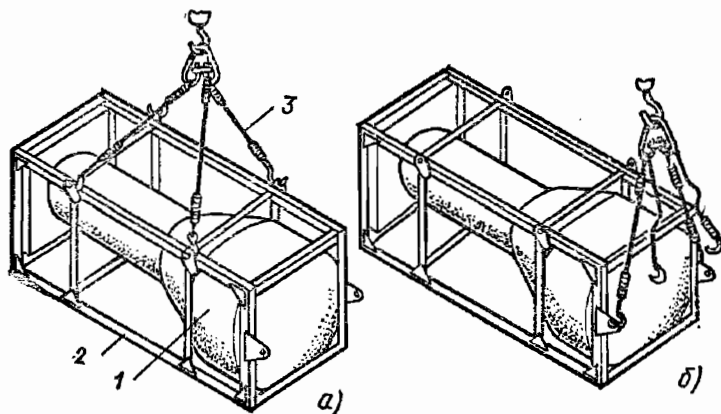


Рис. 2.33. Строповка трансформатора тока ТФРМ-750А:

а — строповка ступени в транспортном положении; б — строповка при переводе в вертикальное положение; 1 — ступень трансформатора тока; 2 — транспортная рама; 3 — строп 4СК-5,0/6000

Т а б л и ц а 2.51. Технико-экономические показатели монтажа трансформаторов тока (три фазы)

Наименование показателя	Значения показателей для трансформаторов тока типа				
	ТФЗМ-110 Б	ТФЗМ-220 Б	ТФУМ-330 А	ТФЗМ-500 Б	ТФРМ-750 А
Трудоемкость, чел-дни	3,1	4,9	4,5	10,9	19,9
Продолжительность монтажа, дни	1,0	1,6	1,5	3,6	6,6
Количество занятых рабочих, чел.	3	3	3	3	3
Количество машино-смен:					
автомашины грузоподъемностью:					
8 т	—	—	—	—	0,6
4 т	0,2	0,2	0,3	0,5	—
автокрана грузоподъемностью:					
6,3 т	0,8	1,0	1,0	—	—
10 т	—	—	—	2,5	—
16 т	—	—	—	—	3,7
автогидроподъемника	—	—	—	1,5	2,0
сварочного аппарата	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3

Т а б л и ц а 2.52. Монтажные механизмы, инвентарь, инструмент и приспособления для монтажа трансформаторов тока и напряжения

Наименование	Тип, ГОСТ	Количество, шт.	Примечание
Автокран грузоподъемностью:			
16 т	К-162	1	Для монтажа ТФРМ-750, НДЕ-1150
10 т	СМК-10	1	Для монтажа НКФ-330—НКФ-500, НДЕ-500—НДЕ-750, ТФЗМ-500
6,3 т	КС-2561 Д	1	Для монтажа НКФ-110—НКФ-220, ТФЗМ-110—ТФЗМ-220, ТФЗМ-330

Продолжение табл. 2.52

Наименование	Тип, ГОСТ	Количество, шт.	Примечание
Автомашина грузо-подъемностью: 8 т	МАЗ-500 А	1	Для трансформаторов ТФРМ-750, НДЕ (НКФ)-330—НДЕ (НКФ)-500
4 т	ГАЗ-53 А	1	—
Автогидроподъемник	АГП-22	1	—
Трансформатор сварочный	ТДМ-251	1	В комплекте с кабелем, электрододержателем и маской
Строп: четырёхветвевой, допускаемая нагрузка 6,3 т, длина 6 м	4 СК-6,8/6000	1	Для монтажа ТФЗМ-220—ТФЗМ-500, ТФРМ-330—ТФРМ-750
то же, 4 т, длина 2 м	4 СК-4,0/2000	1	Для монтажа ТФЗМ-110, НДЕ-500, НДЕ-750
двухветвевой, 2 т, длина 2 м	2 СК-2,0/2000	2	Для монтажа НДЕ
Канат капроновый Ø 19,5 мм, м	10293—77*	10	—
Стронтельно-монтажный пистолет	ПЦ-52-1	1	Для крепления деталей заземления
Рукав резиновый маслостойкий Ø 25 мм длиной 10 м	1-Б-10	1	—
Маслонасос	БКФ-2	1	Для заливки масла
Вакуум-насос	ВН-ЧГ	1	Для вакуумирования при доливке масла
Вакуумметр	ОБМ-160 по ГОСТ 8625—77 Е	1	Для измерения остаточного давления
Мегаомметр	М-4100/4	1	Для измерения сопротивления изоляции
	М-4100/5	1	То же
Лестница приставная 5 м	—	1	—
Лестница-стремянка	—	1	—
Пояс предохранительный монтажный	14185—77*	1	—
Посуда стеклянная с притертой пробкой для проб масла, емкостью 1 л	1770—74* Е	10	—

Продолжение табл. 2.52

Наименование	Тип, ГОСТ	Количество, шт.	Примечание
Отвес 0,2 кг	ОТ-200 по ГОСТ 7948—80	1	—
Уровень брусковый	9416—83	1	—
Ключи гаечные двухсторонние, разные, комплект	2839—83* Е	2	—
Напильник слесарный	1465—80*	2	—
Отвертки диэлектрические разные	—	2	—
Зубило слесарное	7211—72*	2	—
Молоток слесарный, 0,5 кг	—	2	—
Плоскогубцы универсальные с изолирующими ручками	5547—75*	2	—
Лом монтажный	ЛМ-24 по ГОСТ 1405—83	1	—
Нож монтерский	НМ-3, ТУ 38-1950—76	2	—
Метр складной металлический	ТУ 2-12-156—76	1	—
Рулетка измерительная металлическая	7502—80*	1	—
Кисть малая	КР-35 по ГОСТ 10597—80*	1	—

Таблица 2.53. Материалы для монтажа трансформаторов тока

Наименование	ГОСТ	Количество для монтажа трансформаторов тока на напряжение, кВ				
		110	220	330	500	750
Бензин-растворитель, кг	3134—78*	1,5	1,6	3,0	5,0	5,0
Бязь, м ²	11680—76*	0,5	0,7	0,8	1,0	1,0
Ветошь обтирочная, кг	—	1,0	2,0	2,0	3,0	3,0
Смазка ГОИ-54п, кг	3276—74*	0,1	0,2	0,2	0,25	0,3
Электроды Э-42, кг	9467—75	0,3	0,3	0,4	0,5	0,5
Эмаль ПФ-115, кг	6465—76*	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2
Шкурка шлифовальная, м ²	6456—82*	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3

и нижней ступеней. Устанавливают токоведущие шинки между ступенями трансформатора и выполняют подвод кабеля к выводам вторичной обмотки через специальные муфты. При необходимости производят переключение секций при помощи переключателя. Производят окончательную затяжку всех болтовых соединений и проверяют вертикальность смонтированного трансформатора тока. Обваривают металлические прокладки под трансформаторами. Выполняют заземление трансформатора и восстанавливают лакокрасочные покрытия металлических частей в поврежденных местах.

При монтаже ТФРМ-1150 на боковой части цилиндра маслорасширителя средней ступени устанавливают конденсатор, а на маслорасширителе — три узла крепления растяжек. На фундаменте помещают демпферы для растяжек. Методом подрачивания собирают три растяжки, состоящие каждая из шести изоляторов, и прикрепляют их к узлам крепления и демпферам. Равномерным натяжением обеспечивают стрелу прогиба растяжек 100 мм.

Технико-экономические показатели монтажа приводятся в табл. 2.51, необходимые для монтажа механизмы, инвентарь, инструменты и приспособления — в табл. 2.52, материалы — в табл. 2.53.

2.9. МОНТАЖ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ

При сооружении ОРУ применяются трансформаторы напряжения серий НОМ, ЗНОМ, НКФ и НДЕ (табл. 2.54).

Монтаж трансформаторов серий НОМ и ЗНОМ. В масляных трансформаторах серии НОМ в ЗНОМ обмотки на каркасах из электротехнического картона и магнитопроводы помещены в баки, сваренные из листовой стали. На крышках баков установлены вводы высокого напряжения (у трансформаторов серии НОМ — два ввода, серии ЗНОМ — один ввод), а на вводах маслорасширители с маслоуказателями и отверстиями для долива масла. Трансформаторы герметичны, сообщения с атмосферой не имеют. На боковых стенках баков установлены коробки выводов вторичных обмоток. На монтажную площадку трансформаторы поступают упакованными в сплошные деревянные ящики. После распаковки проверяют целостность фарфоровых изоляторов (вводов) и отсутствие течей масла. При необходимости производят доливку трансформаторов чистым сухим трансформаторным маслом с пробивным напряжением не менее 35 кВ. После проверки соответствия размеров опорных конструкций установочным размерам трансформаторы устанавливают с помощью автокрана и после выверки закрепляют. К смонтированным трансформаторам присоединяют провода ошиновки и вторичных цепей.

Монтаж трансформаторов напряжения серии НКФ. Масляные каскадные трансформаторы напряжения собираются из одинаковых по конструкции блоков, соединяемых между собой последовательно (110 кВ — из одного блока, 220 кВ — из двух, 330 кВ — из трех, 500 кВ — из четырех блоков). Каждый блок состоит из фарфоровой покрышки, внутрь которой помещена активная часть — магнитопровод с обмотками. Покрышку снизу крепят к основанию, а сверху закрывают маслорасширителем, на котором укреплены маслоуказатель и воздухоосушитель. Линейный конец обмотки ВН находится на крышке верхнего маслорасширителя, а заземляемый конец обмотки ВН и концы вторичных обмоток выведены на панель зажимов, расположенную в коробке внутри нижнего основания. Электрическое соединение бло-

Таблица 2.54. Характеристики трансформаторов напряжения

Тип	Номинальное напряжение обмоток			Размеры, мм			Масса, кг	
	первичной, кВ	вторичных, В		Длина	Ширина	Высота	полная	масла
		основной	дополнительной					
НОМ-35	35	100	—	600	485	870	86	15,5
ЗНОМ-35	$35/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3	480	410	935	78	18
НКФ-110	$110/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	790	650	1790	630	160
НКФ-220	$150/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	1030	1030	3510	1295	320
НКФ-220	$220/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	1030	1030	3550	1595	420
НКФ-330	$330/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	1274	1200	5270	2125	480
НКФ-500	$500/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	1850	1850	7100	4870	870
НДЕ-500	$500/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	750	750	5035	3260	—
НДЕ-750	$750/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	750	750	6410	3600	—
НДЕ-1150	$1150/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	750	750	10 510	6650	—
Электромагнитное устройство к НДЕ	11,44—12,7	$100/\sqrt{3}$	100	770	675	1415	486	150

Примечания: 1. Для трансформаторов серии НДЕ масса и размеры приведены для колонны конденсаторов.

2. В таблице приведено сокращенное (без указания года разработки) обозначение типа трансформатора. Буквенная часть обозначения: Н — напряжение; О — однофазный; М — масляный; З — с заземляемым выводом первичной обмотки; К — каскадный; Ф — в фарфоровой крышке; ДЕ — с емкостным делителем.

ков между собой осуществляют перемычками, соединяющими вводы, находящиеся на крышке маслорасширителя нижнего блока и на дне верхнего блока.

Трансформаторы НКФ-330 и НКФ-500 для большей устойчивости имеют рамы, а для уменьшения напряжения, приходящегося на верхний блок при импульсных перенапряжениях, экраны, укрепленные на верхних маслорасширителях. Трансформаторы поступают с завода-изготовителя отдельными блоками, заполненными маслом в таре, обеспечивающей сохранность от механических повреждений.

Перед сборкой необходимо осмотреть все блоки, проверить целостность фарфоровых покрышек, состояние уплотнений, отсутствие течи масла. Проверяют уровень масла по маслоуказателю. При понижении его ни-

же соответствующей отметки необходимо устранить причину и долить масло через отверстие во фланце крышки расширителя. Отбирают пробу масла до и после доливки из каждого блока при температуре не ниже 10°C . Если пробивное напряжение масла ниже 40 кВ, его нужно сменить. После смены масла трансформатор необходимо подвергнуть вакуумированию в собственной крышке в течение 10—12 ч при остаточном давлении 73,15—79,8 кПа (550—600 мм рт. ст.). Пробивное напряжение заливаемого (доливаемого) масла должно быть не ниже 45 кВ, а тангенс угла диэлектрических потерь не более 0,4 % при температуре $20 \pm 5^{\circ}\text{C}$; сопротивление обмоток постоянному току и сопротивление изоляции обмоток измеряют мегаомметром с номинальным напряжением 1000 В. Сопротивление обмоток постоянному току не должно отличаться более чем на 5 % от указанного в паспорте трансформатора. Сопротивление изоляции между обмотками и заземленными частями трансформатора должно быть не менее 300 МОм при температуре $20 \pm 5^{\circ}\text{C}$.

Монтаж трансформаторов выполняют в последовательности, зависящей от количества блоков. При сборке трансформаторов, состоящих из двух и более блоков, необходимо строго придерживаться заводской маркировки. Нумерация блоков обозначает их место в трансформаторе снизу вверх.

Сборка трансформаторов из блоков с разными заводскими номерами не допускается.

Последовательность монтажа трансформаторов следующая.

Трансформаторы с двумя блоками (НКФ-220): устанавливают нижний блок на подставку и соединяют их болтами; устанавливают верхний блок на нижний и соединяют их между собой; снимают крышку с основания верхнего блока и соединяют перемычками одноименные вводы в месте разъема блоков.

Трансформаторы с тремя блоками (НКФ-330): устанавливают два нижних блока на опорные конструкции; устанавливают емкостное кольцо на верхний блок; устанавливают верхний блок на средний и соединяют их механически и электрически.

Трансформаторы с четырьмя блоками (НКФ-500): устанавливают два нижних блока на опорные конструкции; устанавливают емкостное кольцо на верхний (четвертый) блок; устанавливают верхний блок на третий снизу и соединяют их механически и электрически; устанавливают два верхних блока на два нижних, соединяют их механически и электрически. Проверяют вертикальность установки блоков и в случае необходимости регулируют положение установкой металлических прокладок. Проверяют правильность электрического соединения блоков — измеряют общий коэффициент трансформации. Присоединяют заземление, ошпатовку и подкрашивают места сварки.

Монтаж трансформаторов серий НДЕ. Трансформаторы напряжения типов НДЕ-750 (рис. 2.35) и НДЕ-500 состоят из емкостного делителя напряжения с экраном, электромагнитного устройства, разрядника, заградителя и разрядника. Емкостный делитель напряжения состоит из конденсаторов связи и конденсатора отбора мощности, соединяемых при монтаже последовательно и устанавливают друг на друга, и из изолирующей подставки и экрана.

Электромагнитное устройство, подключаемое к емкостному делителю, состоит из реактора, однофазного трехобмоточного понижающего трансформатора и демпфера, размещенных в общем металлическом баке с масляным заполнением. Ввод подключают к делителю через высокочастотный заградитель, устанавливаемый на двух опорных изоляторах. Между делителем и заградителем схема предусматривает уста-

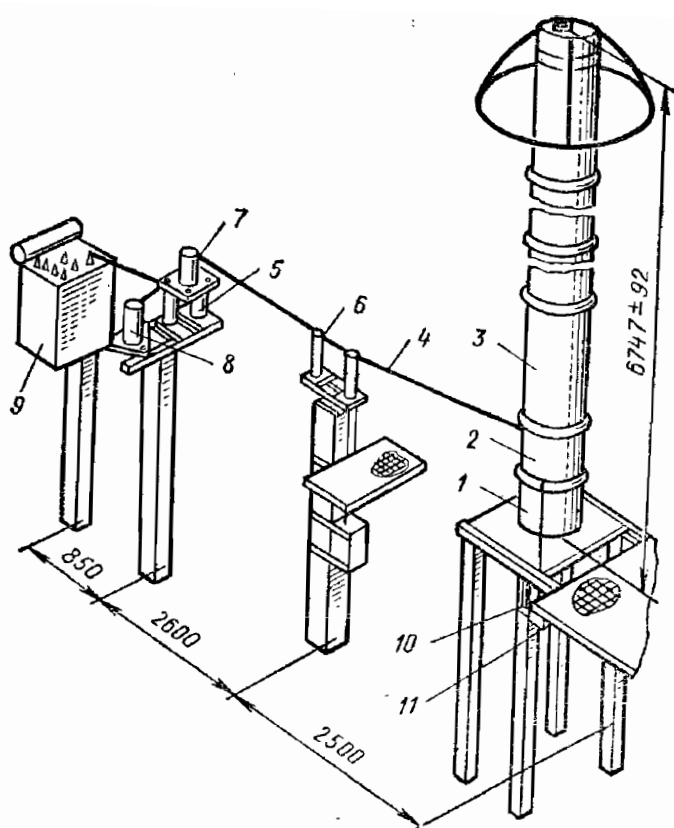


Рис. 2.35. Трансформатор напряжения НДЕ-750:

1 — изолирующая подставка; 2 — конденсатор отбора мощности; 3 — конденсатор связи; 4 — оцинковка; 5 — опорный изолятор; 6 — однополюсный разъединитель; 7 — высокочастотный заградитель; 8 — разрядник; 9 — электромагнитное устройство; 10 — заземляющий разъединитель; 11 — фильтр присоединения

новку однополюсного разъединителя, а между заградителем и электромагнитным устройством включается вентильный разрядник. Трансформатор НДЕ-1150 состоит из двух комплектов составных частей. Характеристики элементов, комплектующих трансформаторы серии НДЕ, приведены в табл. 2.55.

Трансформаторы поступают на монтажную площадку в деревянных ящиках. После приемки опорных конструкций под монтаж и подготовки площадки для размещения оборудования и механизмов производится доставка и распаковка ящиков с оборудованием, проверка комплектности поставки. Подготавливают к монтажу электромагнитное устройство: проверяют полярность выводов и соответствие маркировке, указанной в паспорте; производят испытание масла (проба должна отбираться при температуре не ниже $+10^{\circ}\text{C}$); в случае понижения уровня масла ниже соответствующей отметки на маслоуказателе масло доливают через отверстие в расширителе; проверяют состояние силикагеля.

Т а б л и ц а 2.55. Характеристика элементов, комплектующих трансформаторы напряжения серии НДЕ

Наименование элемента	Габариты, мм				Масса элемента, кг	Количество элементов для трансформатора напряжения, кВ		
	Высота	Длина	Ширина	Диаметр		500	750	1150
Электромагнитное уст-ройство	1415	770	675	—	486	1	1	2
Конденсатор	2175	—	—	730	1100	1	—	2
СОМИ-166 $\sqrt{3+15-14+107}$	1375	—	—	730	750	2	—	12
Конденсатор	2175	—	—	730	1100	—	1	—
СМИ-166 $\sqrt{3-14}$	1375	—	—	730	750	—	3	—
Конденсатор	2175	—	—	730	1100	—	1	—
СОМИ-188 $\sqrt{3+15-12-207}$	1375	—	—	730	750	—	3	—
Конденсатор	2175	—	—	730	1100	—	1	—
СМИ-188 $\sqrt{3-12}$	1375	—	—	730	750	—	3	—
Изолирующая подставка ПИ-3	455	—	—	730	257	1	1	2
Экран	1000	—	—	2000	90—113	1	1	2
Заградитель	432	—	—	448	152	1	1	2
Разрядник РВС-20	885	—	—	425	61	1	1	2
Опорный изолятор КО-400	500	227	227	204	38	2	2	4
Разъединитель РНДЗ-1а-35	630	600	—	—	90	1	1	2
Привод к разъединителю ПРН-220М	—	—	—	—	35	1	1	2
Разъединитель РВО-10/400	163	480	440	—	13	1	1	2

Выполняют испытания и измерения составных частей трансформатора в соответствии с указаниями заводских инструкций.

Электромагнитное устройство устанавливают автокраном на опору (рис. 2.36, этап I) и закрепляют.

С помощью автокрана устанавливают высокочастотный заградитель на опорные изоляторы (рис. 2.36, этап II) и закрепляют. Устанавливают и закрепляют разрядник РВС-20 и регистратор срабатывания. Выполняют монтаж однополюсного разъединителя (рис. 2.36, этап III) и привода.

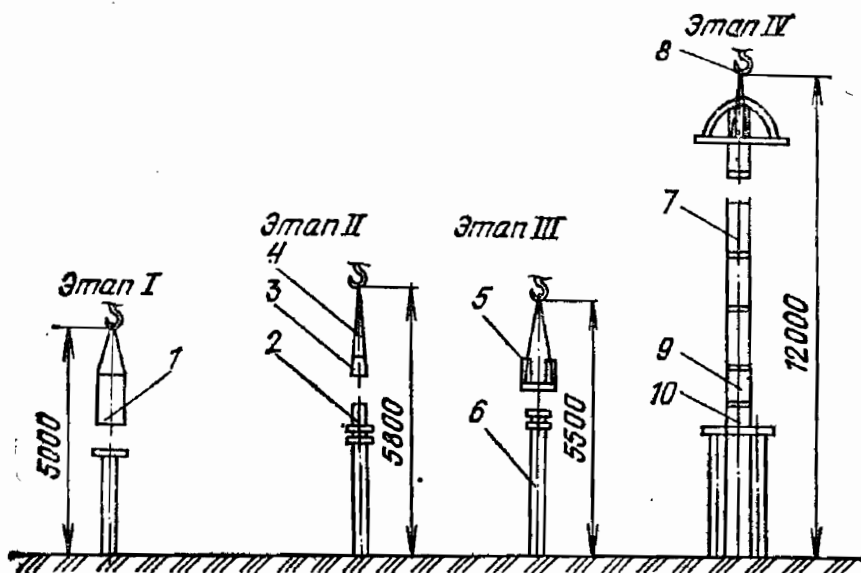


Рис. 2.36. Установка трансформатора напряжения НДЕ-750:

1 — электромагнитное устройство; 2 — опорный изолятор; 3 — высокочастотный заградитель; 4 — строп 4СК-3,2/2000; 5 — разъединитель однополюсный; 6 — опорная конструкция; 7 — конденсатор связи; 8 — крюк автокрана; 9 — конденсатор отбора мощности; 10 — изолирующая подставка

С помощью автокрана и автогидроподъемника производят монтаж емкостного делителя (рис. 2.36, этап IV). На опорную конструкцию устанавливают и после выверки закрепляют изолирующую подставку, на которую помещают конденсатор отбора мощности и на него (одни за другим) три конденсатора связи (для трансформатора НДЕ-750); соединяют их между собой болтами, проверяют вертикальность установки по отвесу. Колонну каждой фазы комплектуют конденсаторами с заводскими номерами, указанными в паспорте на трансформатор. Болты затягивают равномерно, последовательно по всей окружности, не более чем на пол-оборота за один проход. Затягивание гаек «крест-накрест» недопустимо.

Перед установкой последнего конденсатора на его верхней плите устанавливают корпус экрана, а затем на корпусе укрепляют кольцо экрана. На нижних крышках элементов устанавливают козырьки, устанавливают и закрепляют заземляющий разъединитель РВО-10/400. Устанавливают и закрепляют фильтр присоединения ФПУ. Окончательно затягивают все болтовые соединения и проверяют вертикальность смонтированного оборудования. Присоединяют шину заземления к болту, расположенному на плите основания. Выполняют наружную ошиновку оборудования согласно установочным чертежам. Все трущиеся части механизмов и разъемные контакты смазывают смазкой ГОИ. Металлические части в поврежденных местах подкрашивают.

Технология монтажа трансформатора НДЕ-1150 отличается от описанной удвоенным количеством монтируемых элементов. Кроме того, делители НДЕ-1150 раскрепляют растяжками, каждая из которых состоит из 44 изоляторов ПС-70Б и крепежных деталей. При сборке делителей между третьим и четвертым конденсаторами устанавливают

Т а б л и ц а 2.56. Техничко-экономические показатели монтажа трансформаторов напряжения (три фазы)

Наименование показателя	Значения показателей для трансформаторов						
	серии НКФ на напряжение, кВ				серии НДЕ на напряжение, кВ		
	110	220	330	500	500	750	1150
Трудоемкость, чел.-дни	3,5	7,4	14,2	21,8	21	27	51
Продолжительность работ, дни	1,2	2,5	4,7	7,3	5,2	6,7	12,8
Количество занятых рабочих, чел.	3	3	3	3	4	4	4
Количество машинистов:							
автомашин грузоподъемностью:							
8 т	—	—	0,9	0,9	1,1	1,4	2,1
4 т	0,3	0,5	—	—	—	—	—
автокрана грузоподъемностью:							
16 т	—	—	—	—	—	—	3,2
10 т	—	—	—	3,1	4,2	4,5	—
6,3 т	1,0	1,5	—	—	—	—	6,8
автогидроподъемника	—	—	2,6	3,1	2,9	3,2	4,6
сварочного аппарата	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	0,5	1,0

Т а б л и ц а 2.57. Материалы для монтажа трансформаторов напряжения

Наименование	ГОСТ	Количество для монтажа трансформаторов						
		серии НКФ на напряжение, кВ				серии НДЕ на напряжение, кВ		
		110	220	330	500	500	750	1150
Бензин-растворитель, кг	3134—78*	1,2	1,5	1,8	2,2	2,5	2,5	5,0
Бязь, м ²	11 680—76*	0,2	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4	0,8
Ветошь обтирочная, кг	—	1,0	1,3	1,6	2,0	1,5	2,0	5,0
Лак БТ-577, кг	5631—79*	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,4
Смазка ГОИ-54п, кг	3276—74	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,4
Электроды Э-42, кг	9467—75	0,5	0,5	0,5	0,5	2,5	2,5	4,0
Эмаль ПФ-115, кг	6465—76*	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,5
Шкурка шлифовальная, м ²	6456—82*	0,05	0,05	0,05	0,05	0,1	0,1	0,2

кольцо для крепления растяжек. Все трудящиеся части механизмов и разъемные контакты смазывают смазкой ГОИ.

Металлические части в поврежденных местах подкрашивают. Растяжки собирают в деревянном лотке и закрепляют к кольцу и через талрепы к башмакам, установленным на фундаментные стойки. Технико-экономические показатели монтажа и необходимые для монтажа трансформаторов напряжения материалы приводятся в табл. 2.56, 2.57.

2.10. МОНТАЖ ВЫСОКОЧАСТОТНЫХ ЗАГРАДИТЕЛЕЙ

Заградители (табл. 2.58) предназначены для ограничения зоны распространения токов высокой частоты, т. е. для уменьшения утечки токов высокой частоты каналов связи по линии электропередачи в сторону, противоположную направлению к корреспонденту. Заградитель представляет собой высокочастотный заградительный фильтр и состоит из силового реактора и элемента настройки. Высокочастотные заградители подвешивают на одноцепных, двухцепных гирляндах (рис. 2.37) на траверсах порталов либо устанавливают на колонке конденсатора связи или шинной опоре.

Монтаж заградителей на двухцепной гирлянде выполняют следующим образом.

Т а б л и ц а 2.58. Характеристика

Тип заградителя	Номинальные параметры сети		Тип силового реактора
	Напряжение, кВ	Ток, А	
ВЗ-600-0,25	35—330	600	РЗ-600-0,25
ВЗ-1000-0,6	110—500	1000	РЗ-1000-0,6
ВЗ-2000-1,2	330—750	2000	РЗ-2000-1,2

Т а б л и ц а 2.59. Технико-экономические

Наименование показателей	Значения показателей		
	ВЗ-600-0,25		
	опорного типа 110 кВ	на одноцепной гирлянде на напряжение, кВ	
		110—150	220
Трудоемкость, чел.-дни	0,7	1,1	1,2
Продолжительность монтажа, дни	0,2	0,4	0,4
Количество занятых рабочих, чел.	3	3	3
Количество машинно-смен:			
автокрана СМК-10	0,1	0,1	0,1
автовышки ТВ-26Д	0,1	0,2	0,2

Очищают от смазки контактные угольники, болты, гайки, шайбы. Проверяется надежность контактов в местах присоединения элемента настройки к верхней и нижней крестовинам, надежность контактов нижней и верхней крестовины с контактными угольниками, надежность крепления элемента настройки к верхней крестовине силового реактора, затяжка шпилек, фиксирующих крепление обмотки силового реактора к планкам. Производят настройку заградителя на заданные частоты.

На портале у места крепления гирлянд с заградителем с автовышки подвешивают монтажный блок соответствующей грузоподъемности. На собранной на деревянном щите двухцепной гирлянде закрепляют приспособление для подъема гирлянды с заградителями (рис. 2.38). При этом оставляют пять верхних изоляторов свободными. В местах соприкосновения изоляторов с швеллерами приспособления устанавливают прокладки из картона, резины. Трос лебедки соответствующей грузоподъемности, установленной и закрепленной у основания портала, пропускают через монтажный блок и прикрепляют к приспособлению. Лебедкой приподнимают гирлянду и прикрепляют ее к заградителю. В приподнятом положении по уровню проверяют вертикальность подвески заградителя. Если необходимо, с помощью регулировочных звеньев добиваются вертикальности его подвески.

высокочастотных заградителей

Индуктивность силового реакто- ра, мГн	Тип элемента настройки	Габаритные размеры, мм		Масса, кг
		Диаметр	Высота	
0,25	ЭН-0,25;	900	1375	100
0,6	ЭН-600-50	900	1475	120
1,2	ЭН-0,6 М	1110	1905	315
	ЭН-1,2	1622	2635	1200

показатели монтажа заградителей

для заградителей типа

ВЗ-1000-0,6			ВЗ-2000-1,2		
на одноцепной гирлянде 110—220 кВ	на двухцепной гирлянде 330 кВ	два загради- теля на двух- цепной гир- лянде 330 кВ	на двухцепной гирлянде на напряжение, кВ		опорного типа 500 кВ
			330	500	
1,2	1,6	1,8	2,2	2,4	3,2
0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	1,1
3	3	3	3	3	3
0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,6
0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5

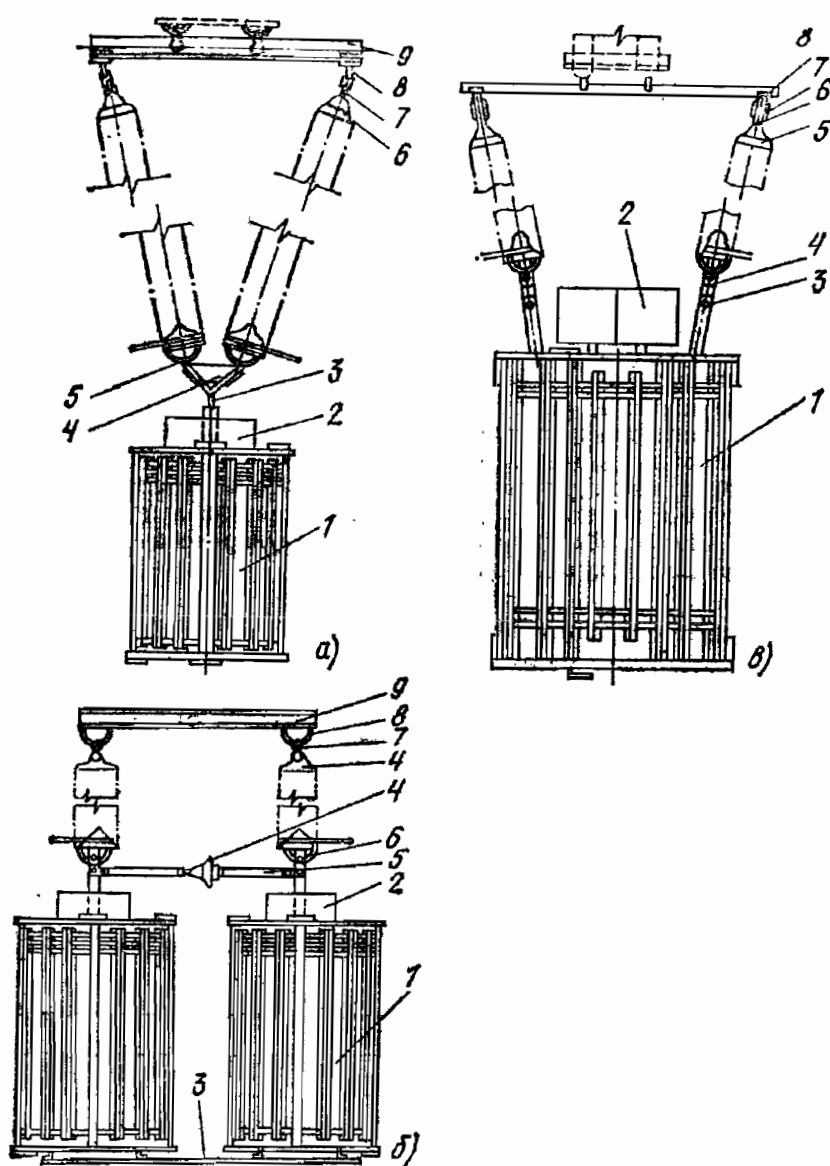


Рис. 2.37. Подвеска высокочастотных заградителей:

а — заградитель типа ВЗ-1000-0,6 на двухцепной гирлянде 330 кВ: 1 — силовой реактор типа РЗ-1000-0,6; 2 — элемент настройки типа ЭН-0,6М; 3 — скоба; 4 — коромысло; 5 — ушко двухлапчатое; 6 — изолятор; 7 — серьга; 8 — узел крепления гирлянды; 9 — подвеска; **б** — два заградителя типа ВЗ-1000-0,6 на двухцепной гирлянде 330 кВ: 1 — силовой реактор типа РЗ-1000-0,6; 2 — элемент настройки ЭН-0,6М; 3 — распорный уголок; 4 — изолятор; 5 — звено промежуточное; 6 — ушко двухлапчатое; 7 — серьга; 8 — узел крепления гирлянды; 9 — швеллер промежуточный; **в** — заградитель типа ВЗ-2000-1,2 на двухцепной гирлянде 330 и 500 кВ: 1 — силовой реактор типа РЗ-2000-1,2; 2 — элемент настройки ЭН-1,2; 3 — звено промежуточное; 4 — ушко двухлапчатое; 5 — изолятор; 6 — серьга; 7 — узел крепления гирлянды; 8 — подвеска

Рис. 2.38. Приспособление для подъема двухцепных гирлянд с заградителями:

1 — швеллер № 10; 2 — скоба из круглой стали \varnothing 10 мм; 3 — болт М16 с гайкой

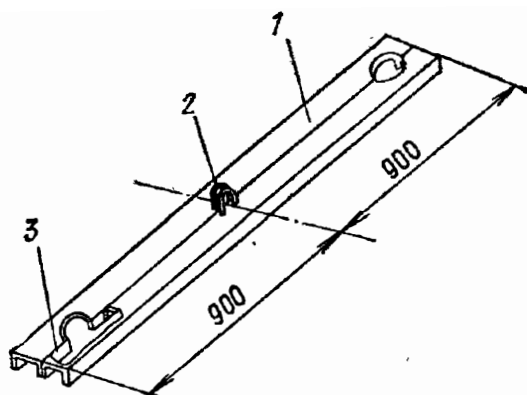


Таблица 2.60. Монтажные механизмы, инвентарь и инструменты для монтажа высокочастотных заградителей

Наименование	Тип или ГОСТ	Количество, шт.
Автокран грузоподъемностью 10 т	СМК-10	1
Автомашина грузоподъемностью 2,5 т	ГАЗ 52-04	1
Вышка телескопическая	ТВ-26	1
Лебедка электрическая грузоподъемностью:		
0,5 т	—	1
1,5 т	—	1
3 т	—	1
Блок монтажный грузоподъемностью:		
1 т	—	1
3 т	—	1
5 т	—	1
Строп стальной двухветвевой, допускаемая нагрузка 1,6 т, длина 2,0 м	2СК-1,6/2000	1
Канат капроновый диаметром 12,7 мм, длина 25 м	10 293—77*	1
Скоба монтажная грузоподъемностью 0,5—1,5 т	2724—78*	2
Приспособление для подъема двухцепных гирлянд с заградителями	—	1
Пояс монтерский предохранительный	14 185—77*	1
Ключи гаечные, комплект	2839—80 Е	1
Молоток слесарный 0,5 кг	2310—77	1
Плоскогубцы комбинированные	5547—75*	2
Отвертка слесарная	17 199—71**	1
Линейка измерительная длиной 500 мм	427—75*	1
Рулетка стальная длиной 10 м	7502—80*	1
Отвес стальной 200 т	7498—80	1
Уровень брусковый длиной 250 мм	9416—83	1
Напильник драчевый плоский	1465—80*	1

Примечание. Для монтажа ВЗ-600 (1000) на ОРУ 110—220 кВ используются лебедка грузоподъемностью 0,5 т и блок грузоподъемностью 1 т; для монтажа ВЗ-1000 и 2ВЗ-1000 на ОРУ 330 — лебедка 1,5 т и блок 3 т; для монтажа ВЗ-2000 — лебедка 3 т и блок 5 т.

Гирлянду с заградителем поднимают с помощью лебедки к месту крепления на портале и закрепляют с телескопической вышки.

В табл. 2.59—2.61 приведены соответственно технико-экономические показатели монтажа заградителей, перечни необходимых для их монтажа механизмов и материалов.

Т а б л и ц а 2.61. Материалы для монтажа высокочастотных заградителей

Наименование	ГОСТ	Количество для заградителей серии ВЗ		
		600-0,25	1000-0,6	2000-1,2
Бензин-растворитель, кг	3134—78*	0,7	1,0	1,7
Вазелин технический, кг	5774—76*	0,01	0,02	0,05
Ветошь обтирочная, кг	—	0,4	0,6	1,2
Эмаль ПФ-115, кг	6465—76*	0,1	0,2	0,3
Шкурка шлифовальная, м ²	6456—82*	0,06	0,08	0,1

2.11. МОНТАЖ КОНДЕНСАТОРОВ

Конденсаторы высокого напряжения (табл. 2.62) устанавливаются в ОРУ для обеспечения высокочастотной связи, а также применяются для комплектования емкостных делителей трансформаторов напряжения. Основные конструктивные элементы конденсаторов — фарфоровые крышки, крышки, уплотнительные кольца, выемные части, компенсаторы (расширители).

Фарфоровая крышка — корпус конденсатора имеет утолщенные торцы для механического крепления металлических крышек, являющихся электрическими выводами конденсатора. Выемная часть конденсатора состоит из нескольких пакетов, собранных из последовательно соединенных секций. Каждая секция состоит из диэлектрика — конденсаторной бумаги, пропитанной конденсаторным маслом, и обкладок из алюминиевой фольги. Выемная часть электрически и механически соединена с металлическими крышками конденсаторов. Уплотнительные кольца обеспечивают герметичность конденсаторов.

Компенсатор (расширитель) предназначен для компенсации изменения давления масла внутри корпуса при колебаниях температуры окружающего воздуха. Конденсаторы комплектуются изолирующими подставками (табл. 2.63).

После распаковки ящиков с конденсаторами и проверки комплектности поставки по заводской ведомости производят расконсервацию конденсаторов, внешний осмотр на предмет отсутствия трещин, сколов на фарфоровых крышках и течи масла. Выполняют электрические испытания элементов конденсаторов связи (бригада наладчиков).

На опорную конструкцию устанавливают изолирующую подставку, выверяют ее по уровню и закрепляют. На подставку устанавливают элементы конденсатора связи. Количество конденсаторов в зависимости от номинального напряжения приведено в табл. 2.64. По отвесу выве-

Таблица 2.62. Характеристики конденсаторов

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Тип подставки	Размеры, мм		Масса, кг
			Высо- та	Диа- метр	
СМ-66√3-4,4	66√3	ПИ-1	890	280	68
СМВ-66√3-4,4	66√3	ПИ-1	935	280	68
СМПВ-66√3-4,4	66√3	—	1345	280	106
СМ-110√3-6,4	110√3	ПИ-2	1170	330	140
СМВ-110√3-6,4	110√3	ПИ-2	1215	330	140
СМПВ-110√3-6,4	110√3	—	1625	330	190
СМ-166√3-14	166√3	ПИ-3	1375	730	765
СМВ-166√3-14	166√3	ПИ-3	1420	730	765
СМП-166√3-14	166√3	—	1800	730	975
ОМ-15-107	15	—	450	730	345
ОМИЗ-15-107	15	—	450	730	345
СМИ-166√3-14	166√3	—	1375	730	750
СОМИ-166√3+15-14+ +107	166√3	—	2175	730	1100
ДМР-35-1,25	35	—	545	325	46

Примечание. В обозначении типа: С — конденсатор для связи; М — пропитка маслом; В — с выводом для подключения аппаратного зажима; П — с подставкой; О — для отбора мощности; И — для измерения напряжения; цифра 3 — отклонение емкости в пределах 3 %; цифры после первого дефиса — номинальное напряжение, кВ, после второго дефиса — номинальная емкость, нФ.

Таблица 2.63. Характеристики изолирующих подставок

Тип	Размеры, мм			Масса, кг
	Высота	Длина	Ширина	
ПИ-1	310	350	350	45
ПИ-2	310	400	400	60
ПИ-3	455	750	750	257

ряют вертикальность установки элементов конденсаторов и при необходимости регулируют прокладками. Между элементами устанавливают перемычки из медной фольги.

Т а б л и ц а 2.64. Количество конденсаторов на одну фазу

Тип конденсатора	Количество, шт., для номинального напряжения, кВ						
	35	110	150	220	330	500	750
СМ-66 $\sqrt{3}$ -4,4	—	—	2	—	—	—	—
СМВ-66 $\sqrt{3}$ -4,4	1	—	1	—	—	—	—
СМ-110 $\sqrt{3}$ -6,4	—	—	—	1	2	—	—
СМВ-110 $\sqrt{3}$ -6,4	—	1	—	1	1	—	—
СМ-166 $\sqrt{3}$ -14	—	—	—	—	1	2	3
СМВ-166 $\sqrt{3}$ -14	—	—	—	—	1	1	1

2.12. МОНТАЖ РАЗРЯДНИКОВ И ОГРАНИЧИТЕЛЕЙ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Разрядники предназначены для защиты изоляции электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений (табл. 2.65).

Разрядники серии РВС (рис. 2.39, 2.40) состоят из одного или нескольких стандартных элементов, каждый из которых имеет блок мно-

Т а б л и ц а 2.65. Характеристики

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Пробивное напряжение, кВ	
		не менее	не более
РВС-35	35	78	98
РВС-110М	110	200	250
РВС-150М	150	275	345
РВС-220М	220	400	500
РВМ-35	35	75	90
РВМГ-110М	110	170	195
РВМГ-150М	150	230	265
РВМГ-220М	220	340	390
РВМГ-330М	330	465	535
РВМГ-500	500	660	760

Примечания: 1. В обозначении типа: Р — разрядник; В — вентильный; (грозовых) перенапряжений; цифры — номинальное напряжение, кВ, М (после 2. В графе «Диаметр экрана» для РВМГ-500 указаны размеры экрана, не 3. В скобках приведена высота второй колонки.

гократного искрового промежутка и рабочие резисторы. Многократный искровой промежуток соединен последовательно с рабочими резисторами и сжат пружиной в герметичном армированном фарфоровом кожухе.

Колонка элементов устанавливается на изолированном от земли основании. Изоляция осуществляется фарфоровыми втулками. У двухколонковых разрядников одна колонка устанавливается на опорную изоляцию.

Магнитно-вентильные разрядники серии РВМГ-110М-РВМГ-500 собираются из стандартных элементов типа РВМГ-30. В средней части элемента помещается пять блоков с магнитными искровыми промежутками. Единичный искровой промежуток состоит из двух концентрически расположенных медных электродов. Расположенные таким образом электроды образуют кольцевой искровой зазор, который помещен в поле постоянных магнитов. Быстрое вращение дуги в кольцевом зазоре под действием поперечного магнитного поля обуславливает высокие дугогасящие свойства разрядника. Искровые промежутки шунтируются высокоомными нелинейными резисторами. Разрядники на напряжение 110 и 220 кВ — одноколонковые, на 330 кВ — двухколонковые, а на 500 кВ — двухъярусные треугольные конструкции из изоляторов, между которыми закрепляются рабочие элементы разрядников.

Разрядники РВМК-330П, РВМК-500П (табл. 2.66) собираются из рабочих элементов трех типов: основных, вентильных и искровых, фланцы которых окрашены соответственно в серый, черный и красный цвет. Рабочие элементы разрядников навешиваются по винтовой линии между тремя опорными изоляционными колонками, скрепленными поперечными металлическими рамами, образующими ярусы разрядника. Опорные колонны устанавливаются на шарнирных плитах, закрепляемых на углах опорной рамы треугольной формы. Для увеличения ме-

вентильных разрядников

Количество, шт. × тип стандартного элемента	Размеры, мм			Масса, кг
	Высота	Расстояние между колонками	Диаметр экрана	
1×РВС-33	1280	—	—	73
3×РВС-33	3100	—	450	175
3×РВС-33+2×РВС-15	3460 (2080)	1500	1250	338
6×РВС-33	4620 (2970)	2000	1250	497
2×РВМ-15	1670	—	—	141
3×РВМГ-30	3250	—	1250	328
4×РВМГ-30	4300	—	1250	421
6×РВМГ-30	6500	—	1850	664
8×РВМГ-30	6520 (3250)	2200	1850	1020
12×РВМГ-30	6560	—	4300×4070	3050

С — стационарный; М — с магнитным гашением; Г — для защиты от атмосферных цифр) — модернизированный, имеющего форму кольца.

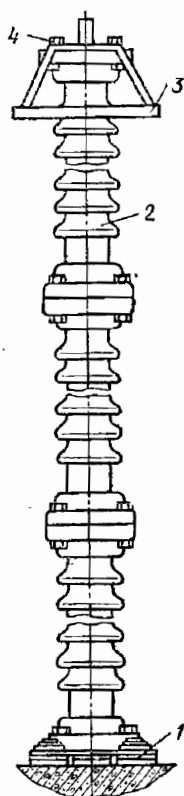


Рис. 2.39. Разрядник РВС-110М:

1 — основание; 2 — элемент; 3 — экран; 4 — крышка

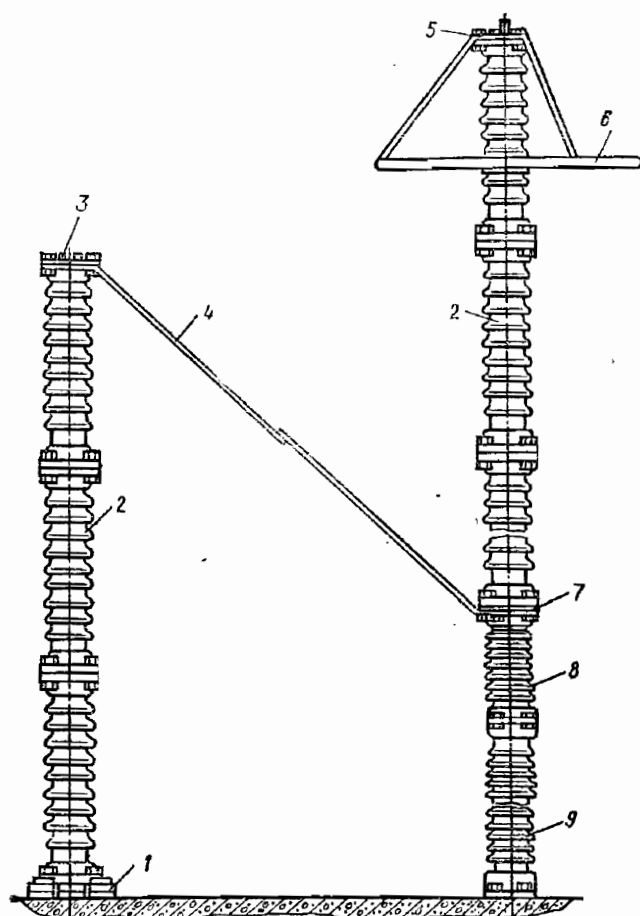


Рис. 2.40. Разрядник РВС-220М:

1 — основание; 2 — элемент; 3, 5 — крышки; 4 — шина; 6 — экран; 7 — плата промежуточная; 8 — изолятор ОНС-35-2000; 9 — изолятор ОНС-110-2000

Т а б л и ц а 2.66. Характеристики вентилей

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Пробивное напряжение, кВ		Количество	
		не менее	не более	основных	
РВМК-330П	330	435	500	11	
РВМК-500П	500	660	760	17	
РВМК-750М	750	780	950	5	
РВМК-1150	1150	1100	1250	6	

Примечания: 1. В обозначении типа: Р — разрядник; В — вентильный; жение, кВ; М (после цифр) — модернизированный; П — с повышенным напряже
2. В колонке «диаметр экрана» для РВМК-330П, РВМК-500П указаны размеры
3. Разрядники РВМК-750М и РВМК-1150 комплектуются элементами, включа

ханической прочности опорные колонны нижнего яруса разрядника РВМК-500П выполнены сдвоенными.

Разрядники РВМК-750М и РВМК-1150 (табл. 2.66) одноколонковые, состоят соответственно из пяти и шести элементов. Нижний элемент имеет изолированный от земли вывод для подключения регистрирующих приборов, а верхний — контактный вывод для подключения ошиновки. Каждый элемент состоит из основной (грозовой) части и коммутационной приставки, размещенных внутри герметически закрытой фарфоровой крышки. Элементы разрядников на напряжения 750 и 1150 кВ отличаются по своему устройству, электрической схеме, габаритам и массе.

Монтаж разрядников серии РВС. На опорную конструкцию устанавливают по уровню изолирующее основание. На деревянном настиле с помощью автокрана производят сборку элементов разрядников в укрупненные блоки. На верхнем элементе крепят крышку и экран, после чего его устанавливают на средний элемент. После выверки соосности верхний и средний элементы соединяют болтами и устанавливают на нижний элемент. Собранный блок помещают на изолирующее основание, выверяют по отвесу и закрепляют. Щели между элементами шпаклюют и закрашивают. Регистратор срабатывания устанавливают и подключают к основанию гибкой медной перемычкой сечением не менее 25 мм². Подключают заземляющую шину.

Монтаж второй колонки, а также разрядников РВМГ-110—РВМГ-330 осуществляется аналогично. У двухколонковых разрядников осуществляют соединение колонок шинной перемычкой. После окончания монтажа все металлические детали и швы армировки окрашивают.

Монтаж разрядника типа РВМК-330. На деревянный настил автокраном устанавливают опорную раму и крепят на ее углах шарнирные плиты. Методом подрачивания собирают колоны изоляторов, прокладывая при этом промежуточные плиты так, чтобы рабочие элементы при их креплении образовывали, начиная снизу, винтовую линию. На промежуточных плитах, предназначенных для подвески элементов, закрепляют болтами по две серьги. Между плитой и серьгой прокладывают специальные шайбы. Изоляторы в колоннах подбирают так, чтобы расхождение на высоте между колоннами не превышало 5 мм на этаж. Изоляторы скрепляют между собой болтами. Для предотвращения опрокидывания временно закрепляют колонны изоляторов досками. Автокраном устанавливают колонны изоляторов на шарнирные плиты и закрепляют их болтами (рис. 2.41, а).

льных комбинированных разрядников

рабочих элементов в фазе, шт.		Размеры, мм		Масса, кг
вентильных	искровых	Высота	Диаметр экрана	
3	3	5700	4300—4070	3700
5	5	8400	4300—4070	6590
—	—	11 380	2700	6200
—	—	12 950	3410	11 700

М — с магнитным гашением; К — комбинированный; цифры — номинальное напряжением гашения дуги.
экранов, не имеющих форму кольца.
ющими сопротивления и искровые промежутки.

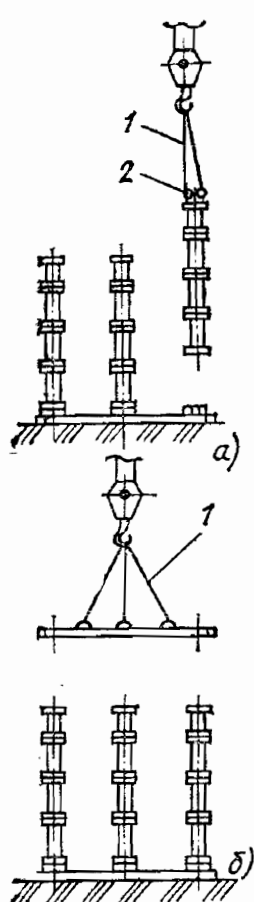
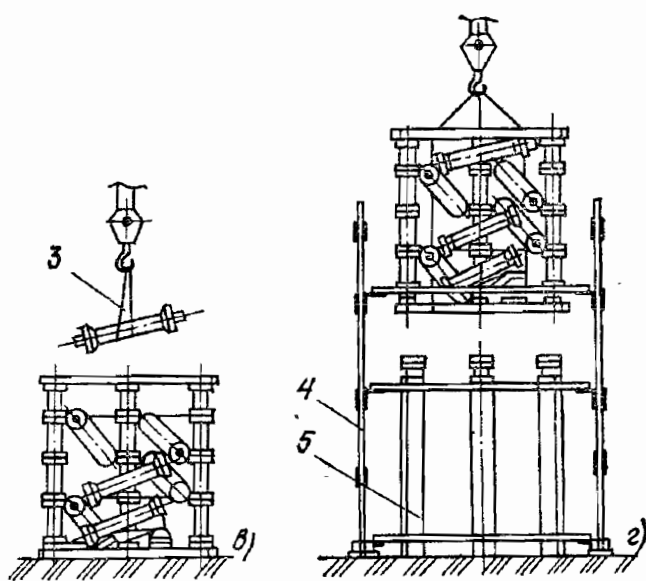


Рис. 2.41. Схема укрупнительной сборки и монтажа первого яруса разрядника РВМК-330П:

а — установка колонок опорных изоляторов первого яруса на нижнюю раму разрядника; *б* — установка промежуточной рамы разрядника на колонки изоляторов; *в* — монтаж рабочих элементов; *г* — установка первого яруса на опорные конструкции; 1 — строп 2СК-1,0/1100; 2 — вспомогательные рым-болты; 3 — строп из пенькового каната; 4 — инвентарные металлические деса; 5 — опорные конструкции



Промежуточную раму подготавливают к монтажу: устанавливают на углах три шарнирные плиты — одну оцинкованную и две неоцинкованные (оцинкованная плита ставится со стороны присоединения вентильного элемента).

С помощью автокрана устанавливают промежуточную раму на опорные колонки изоляторов первого этажа (рис. 2.41, б). Для совмещения отверстия на фланцах верхних изоляторов и промежуточной рамы можно изменять наклон опорных колонн с помощью регулировочных болтов, установленных на шарнирных плитах. Отклонение колонн изоляторов от вертикального положения не должно превышать 5 мм на этаж.

Необходимо проверить уровнем горизонтальность промежуточной рамы, выровнять с помощью прокладок и шайб и прикрепить к колоннам изоляторов болтами. В случае непараллельности верхних фланцев изоляторов и плоскости рамы необходимо надеть шайбы на отдельные болты. К промежуточной раме прикрепляют скобу для подсоединения рабочего элемента. Закрепляют крышки со скобами на всех фланцах рабочих элементов, кроме нижних фланцев первого искрового и первого вентильного, начиная снизу. На них закрепляют изоляторы со скобой. К фланцу присоединяют один конец провода с наконечником под голов-

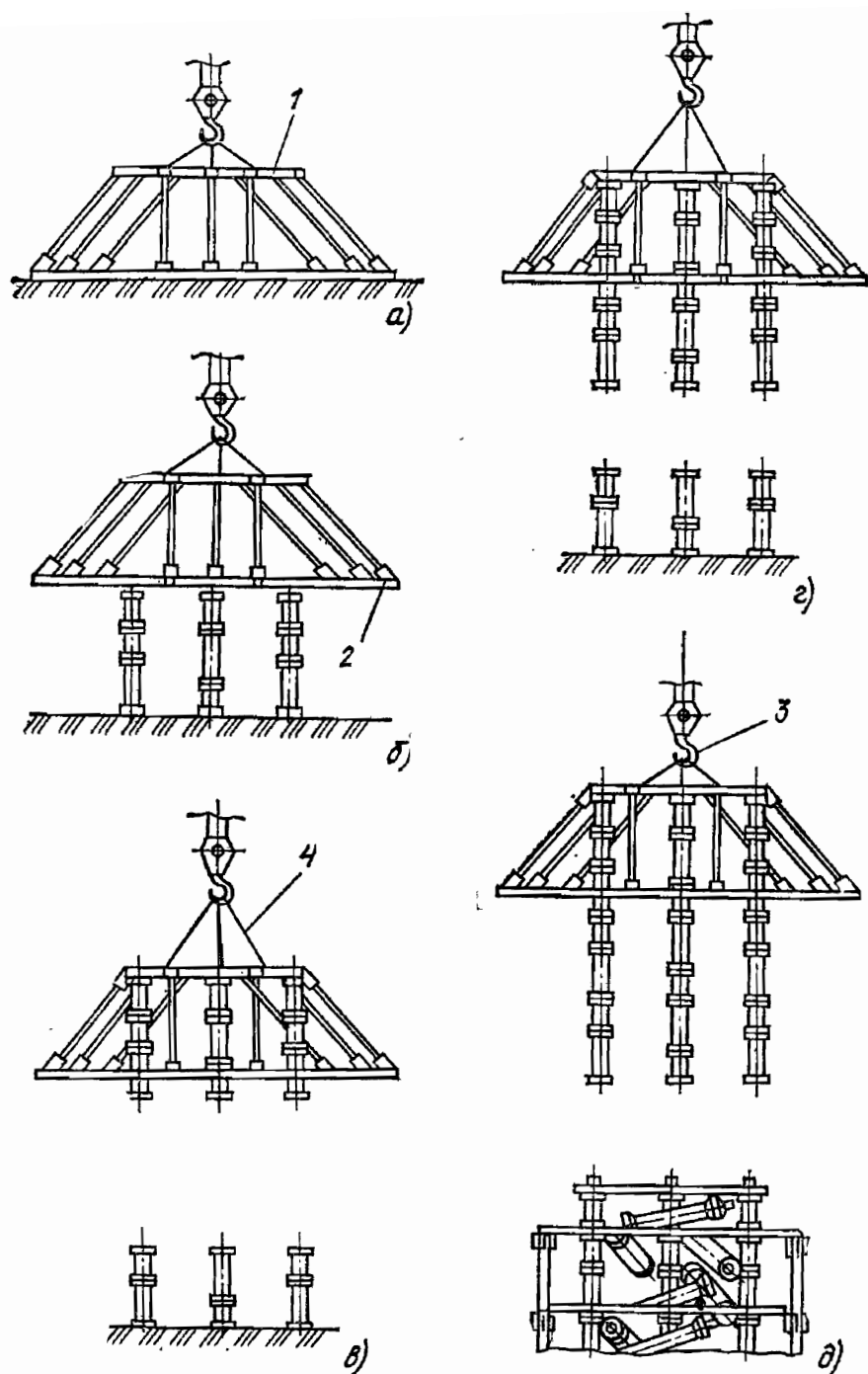


Рис. 2.42. Схема укрупнительной сборки и монтажа второго яруса разрядника РВМК-330П:

а — сборка верхней рамы разрядника; *б-г* — установка верхней рамы на укрупненные колонки изоляторов; *д* — установка собранной конструкции второго яруса на промежуточную раму первого яруса; 1 — верхняя рама; 2 — экран; 3 — крюк крана; 4 — строп 4СК-4.0/5000

ку болта так, чтобы после подвески элемента второй конец провода располагался со стороны регистратора срабатывания.

Рабочие элементы навешивают снизу вверх. Каждый элемент обхватывают универсальным стропом (рис. 2.41, в), с помощью крана заводят внутрь промежуточной рамы и опускают вниз до места крепления к опорной конструкции, причем сначала крепят верх рабочего элемента, а затем низ. Первыми устанавливают искровой и вентильный элементы с изоляторами. Затем устанавливают по два искровых и два вентильных элемента, продолжая винтовую линию снизу вверх. Соединяют перемычкой промежуточные плиты, к которым присоединены верхние фланцы искровых и вентильных элементов. Последним на первом этапе устанавливают один основной элемент, прикрепляя его верх к скобе на промежуточной раме. Устанавливают инвентарные сборно-разборные металлические леса на высоту до 4 м. Собранный конструктив первого яруса разрядника устанавливается автокраном на опоры фундамента и закрепляется (рис. 2.41, г).

Собирают экранирующее кольцо с надетыми на него хомутами. В хомуты экранирующего кольца устанавливают трубы, просверливают по месту отверстия для крепления труб в хомутах и прихватывают их болтами. Верхнюю раму приподнимают параллельно экранирующему кольцу так, чтобы верхние концы труб вошли в соответствующие цилиндры верхней рамы, и закрепляют их болтами.

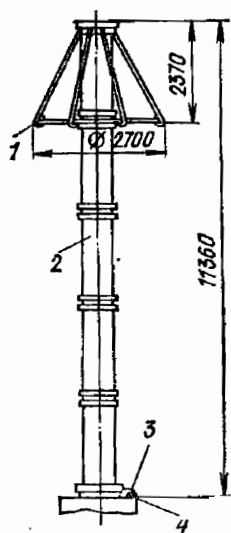


Рис. 2.43. Магнитно-вентильный разрядник RBMK-750M:

1 — экран; 2 — рабочий элемент; 3 — регистраторы срабатывания; 4 — имитатор

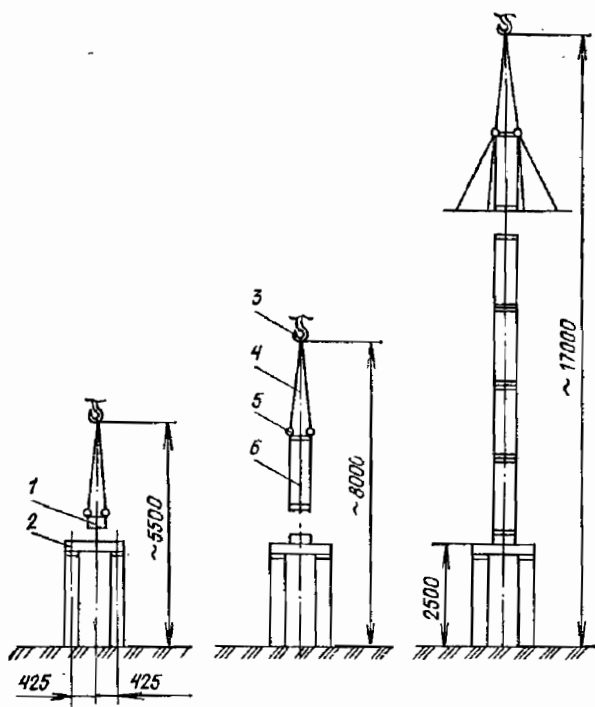


Рис. 2.44. Схема монтажа разрядника RBMK-750M:

1 — плита; 2 — опорная конструкция; 3 — крюк автокрана; 4 — строп 2СК-2,0/3000; 5 — вспомогательные рым-болты; 6 — элемент разрядника

К верхней раме прикрепляют по месту контактную пластину для линейного ввода, а к нижней ее стороне — скобу для подвески рабочего элемента и затягивают все болтовые соединения рамы и экранирующего кольца.

Производят укрупнительную сборку изоляторов опорной конструкции второго яруса: верхних изоляторов — по три, остальных — по два. Между ними устанавливают промежуточные плиты с серьгами. Опорную конструкцию собирают методом последовательного подращивания: присоединяют к верхней раме с экраном предварительно укрупненные узлы изоляторов (рис. 2.42, а—г) и устанавливают их на первый ярус (рис. 2.42, д). Проверяют вертикальность колонн. Отклонение на высоте двух ярусов не должно превышать 20 мм. Между изоляторами затягивают болты. После этого наращивают леса до высоты 7 м и навешивают рабочие элементы.

На нижней раме устанавливают имитатор со смонтированными двумя регистраторами срабатывания. Присоединяют к ним вторые концы проводов от цепи рабочих элементов.

Монтаж разрядника РВМК-750 (рис. 2.43). Автокраном устанавливают плиту разрядника на верхнюю металлоконструкцию опоры, обеспечив совмещение отверстий под болты крепления (рис. 2.44). Проверяют горизонтальность установки плиты по уровню и при необходимости выравнивают ее прокладками. В отверстия верхнего днища нижнего элемента устанавливают два временных рым-болта М24 и 10 шпилек. Перед установкой каждого элемента с нижнего днища необходимо снять диски, предохраняющие мембраны и клапаны от повреждений при транспортировке.

Нижний элемент разрядника устанавливают на плиту, не допуская смещения последней относительно конструкции опоры и обеспечив при этом совмещение отверстий. Прикрепляют нижний элемент и плиту к верхней металлоконструкции опоры болтами.

Т а б л и ц а 2.67. Техничко-экономические показатели монтажа разрядников (три фазы)

Наименование показателя	Значения показателей для разрядников					
	серии РВМГ на напряжение, кВ			серии РВМК на напряжение, кВ		
	220	330	500	330	750	1150
Трудоемкость, чел.-дни	5,2	10,4	27,4	38,8	11,9	24,6
Продолжительность монтажа, дни	1,7	3,5	6,8	9,7	4,0	6,1
Количество занятых рабочих, чел.	3	3	4	4	3	4
Количество машинно-смен:						
автомашины грузоподъемностью 5 т	0,3	0,5	0,9	1,4	1,0	2,1
автокрана грузоподъемностью:						
6,3 т	1,5	—	—	—	—	4,2
10 т	—	2,7	6,0	7,5	—	—
16 т	—	—	—	—	3,0	2,1
автогидроподъемника	0,8	1,0	—	—	2,0	2,8
сварочного аппарата	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4

Снимают рым-болты для монтажа следующего элемента, устанавливая вместо них недостающие шпильки. Работы ведут с автогидро-подъемника. Затяжку болтов и шпилек производят на $\frac{3}{4}$ оборота, переходя от одного болта (шпильки) к другому по кругу. Отклонение собранного разрядника от вертикальной оси не должно превышать 30 мм.

Перед установкой последнего верхнего элемента на его верхнем днище укрепляют шесть экранодержателей и экранное кольцо, для чего приподнимают элемент над деревянным настилом на высоту 30—40 см на подставках. Экранное кольцо комплектуют из отдельных частей для удобства транспортировки и собирают на месте монтажа.

Осматривают узлы герметизации в элементах разрядника: соединения фарфоровой покрывки и арматуры, узла клапана, изолирующего вывода и контрольного отверстия верхнего днища. Проверяют окончательную затяжку всех болтов и гаек разрядника.

Устанавливают и закрепляют винтами с пружинными шайбами малые экраны. На верхней металлоконструкции опоры устанавливают имитатор со смонтированными на нем двумя регистраторами срабатывания. Присоединяют проводом с наконечником изолированным от земли вывод нижнего элемента к регистраторам срабатывания. Присоединяют шину заземления к болту, расположенному на плите основания.

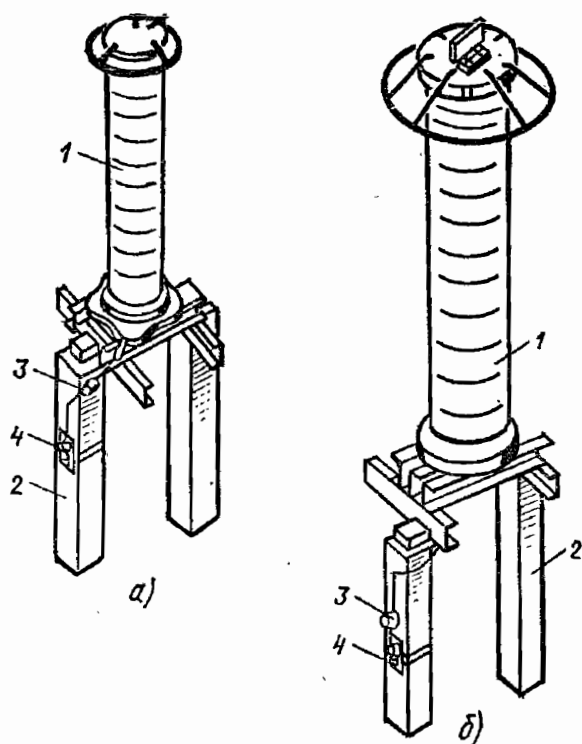
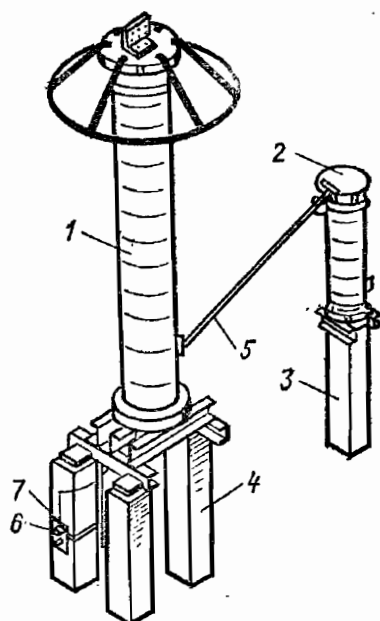


Рис. 2.45. Ограничители перенапряжений:

а — ограничители перенапряжений ОПН-110—ОПН-220; *б* — ограничители перенапряжений ОПН-330—ОПН-500; 1 — ограничитель перенапряжений; 2 — опорные конструкции; 3 — регистратор срабатывания; 4 — приспособление для измерения тока проводимости

Рис. 2.46. Ограничитель перенапряжений ОПНИ-500:

1 — основной элемент; 2 — искровой элемент; 3, 4 — опорные конструкции; 5 — провод; 6 — регистратор срабатывания; 7 — приспособление для измерения тока проводимости



Технология монтажа РВМК-1150 аналогична описанной. Техничко-экономические показатели монтажа, необходимые механизмы, приспособления, инвентарь, инструмент и материалы приводятся в табл. 2.67—2.69.

Монтаж ограничителей перенапряжения. Нелинейные ограничители перенапряжения (табл. 2.70, рис. 2.45, 2.46) предназначены для защиты от коммутационных и атмосферных перенапряжений электрооборудования переменного тока частоты 50 Гц в сетях с эффективно заземленной нейтралью напряжением 110—750 кВ. Ограничители перенапряжений имеют лучшие, чем у разрядников, защитные характеристики; представляют собой опорный аппарат, который состоит из высоконелинейного резистора, заключенного в фарфоровую герметизированную покрывку. Ограничитель типа ОПНИ-500 состоит из двух рабочих элементов: основного, содержащего высоконелинейный резистор с промежуточным отводом, и искрового, включающего последовательно соединенные искровой промежуток и конденсатор.

Ограничители на напряжение 330 кВ и выше снабжены предохранительным устройством для сброса давления в случае внутреннего повреждения аппарата. Для присоединения регистратора срабатывания и приспособления для измерения тока проводимости ограничители на напряжение 110—220 кВ имеют изолированное от земли основание, а на напряжение 330 кВ и выше — изолированный от земли вывод.

Ограничители отправляются заводом в ящичной упаковке, должны транспортироваться в горизонтальном положении, а искровые элементы ограничителей типа ОПНИ-500 и ОПНИ-750 в вертикальном положении. При транспортировании и погрузо-разгрузочных работах следует руководствоваться указаниями маркировочных знаков на таре и соблюдать меры предосторожности, исключающие возможность повреждения фарфоровой покрывки.

Монтаж ограничителей перенапряжений выполняют в такой последовательности.

Снимают крышки с предохранительных мембран ограничителей на напряжение 330—750 кВ и проверяют целостность мембран. Ограничитель устанавливают автокраном на опорную конструкцию (при монтаже ограничителя типа ОПНИ-500 — основной и искровой элементы). Выверяют по отвесу вертикальность установки ограничителя и тщательно затягивают болтовые крепления ограничителя к опорной конструкции. На крышке ограничителя с подъемника АГП-22 устанавливают держатель и экранное кольцо. Устанавливают регистратор срабатыва-

**Т а б л и ц а 2.68. Механизмы, приспособления, инвентарь
и инструмент для монтажа разрядников и ограждений
перенапряжений**

Наименование	Тип, ГОСТ	Количество, шт.	Примечание
Автокран грузоподъемностью: 16 т	К-162	1	Для монтажа РВМК-750, РВМК-1150
10 т	СМК-10	1	То же, РВМГ-330— РВМГ-500, РВМК-330, ОПН-330— ОПН-500
6,3 т	КС2561-Д	1	То же, РВМГ-110, РВМГ-220, РВМК-1150, ОПН-110— ОПН-200
Автомашина грузоподъемностью 4 т	ГАЗ-52А	1	Для перевозки аппаратуры
Автогидроподъемник	АГП-22	1	Для погрузочно-разгрузочных работ
Трансформатор сварочный	ТДМ-251	1	В комплекте с кабелем, электрододержателем, маской
Строп: четырёхветвевой, допускаемая нагрузка 5,0 т, длина 5 м	4СК-5,0/5000	1	Для монтажа РВМГ-500, РВМК-330, РВМК-1150
то же, 3,2 т, длина 2 м	4СК-3,2/2000	1	То же, РВМГ-500, РВМК-330— РВМК-1150
то же, 2,5 т, длина 6 м	4СК-2,5/6000	1	То же, ОПН-330— ОПН-500
то же, 1,0 т, длина 3 м	4СК-1,0/3000	1	То же, ОПН-110— ОПН-220
двухветвевой, допускаемая нагрузка 2,5 т, длина 3 м	2СК-2,5/3000	1	То же, РВМК-750
то же, 1,0 т, длина 1,1 м	2СК-1,0/1100	1	То же, РВМГ-220— РВМГ-500, РВМК-330
Канат капроновый Ø 12,7 мм, длина 2,5 м	10293—77*	2	—
Лестница-стремянки, длина 3 м	8556—72*	1	—
Пояс монтерский предохранительный	14185—77*	2	—

Продолжение табл. 2.68

Наименование	Тип, ГОСТ	Количество, шт.	Примечание
Леса металлические инвентарные, м ²	—	96	Для монтажа РВМГ-500, РВМК-330, РВМК-500
Электросверлилка	ИЭ-1013	1	—
Преобразователь частоты	ИЭ-9403	1	—
Мегаомметр	М-4100/5	1	—
Отвес, 0,2 кг	7948—80	2	—
Уровень брусковый	9416—83	2	—
Ключи гаечные, комплект	2839—80*Е	1	—
Ключи торцевые, комплект	11737—74*	1	—
Молоток слесарный, 0,5 кг	2310—77	2	—
Кувалда, 5 кг	11401—75*	1	—
Лом монтажный	1405—83	1	—
Плоскогубцы комбинированные	5547—75*	2	—
Напильник слесарный (плоский, круглый)	1465—80*	2	—
Пистолет ПЦ-52-1	—	1	—
Метр складной металлический	7502—80*	1	—
Щетка стальная	—	2	—
Отвертки	—	2	—
Нож монтерский МН-2	11704—75*	2	—
Шпатель	10778—83	1	—
Набор сверл диаметром 8—18 мм, комплект	886—77*	1	—

ния и приспособление для измерения тока проводимости под рабочим напряжением (рубильник заземления). У ограничителя типа ОПНИ-500 соединяют проводом основной и искровой элементы (марка и сечение провода определяются проектом). Присоединяют заземление к нижнему фланцу ограничителя и восстанавливают лакокрасочные покрытия металлических частей в поврежденных местах.

В табл. 2.71 приведены технико-экономические показатели монтажа ОПН.

2.13. МОНТАЖ ОПОРНЫХ ИЗОЛЯТОРОВ И ШИННЫХ ОПОР

В качестве изоляции токоведущих частей аппаратов, для крепления шин в ОРУ применяются опорные изоляторы (табл. 2.72—рис. 2.47) — штыревые или стержневые. Изоляторы устанавливаются на металлических конструкциях, приваренных к закладным элементам железобетонных стоек.

Перед началом монтажа производят расконсервацию и тщательный осмотр изоляторов. При обнаружении сколов и трещин фарфора изо-

**Т а б л и ц а 2.69. Материалы для монтажа разрядников
и ограничителей перенапряжений**

Наименование	ГОСТ	Количество материалов для монтажа аппаратов типа						
		РВМГ-220М	РВМГ-330М	РВМГ-500	РВМК-330П	РВМК-750М	РВМК-1150	ОПН
Бензин-растворитель, кг	3134—78*	2,0	3,3	6,0	6,0	4,0	6,0	3,0
Ветошь обтирочная, кг	—	2,0	3,0	5,0	5,0	4,5	6,0	2,0
Смазка ГОИ-54П, кг	3276—74*	0,3	0,4	1,0	1,0	0,8	1,0	—
Шпаклевка, кг	—	1,0	1,0	1,2	1,2	—	—	—
Шкурка шлифовальная, м ²	6456—82*	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	0,3
Краска эмалевая ПФ-115, кг	6465—76*	0,6	1,0	1,6	2,0	1,4	2,0	0,2
Электроды сварочные, кг	9467—75	1,0	1,6	3,0	3,0	2,0	2,0	1,5

Т а б л и ц а 2.70. Характеристика ограничителей перенапряжений

Тип	Номер рисунка	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение действующее, кВ	Высота, мм	Масса, кг
ОПН-110	2.45, а	110	73	1525	115
ОПН-150	2.45, а	150	100	2080	150
ОПН-220	2.45, а	220	146	2855	215
ОПН-330	2.45, б	330	210	4340	1300
ОПН-500	2.45, б	500	303	5420	1700
ОПН-500	2.46	500	303	5420	1900
ОПН-750	—	750	455	9300	5900
ОПНО-750	—	750	455	8500	3000

ляторы отбраковывают. Поврежденные цементные швы шпаклюют и покрывают влагостойким лаком. При сборке колонки, состоящей из нескольких изоляторов, выверяют соосность изоляторов и вертикальность их установки. После сборки колонки кольцевые просветы между фланцами армировки шпаклюют и окрашивают эмалью. Для сборки и крепления изоляторов должны применяться оцинкованные метизы. Шины крепятся к изоляторам с помощью шинодержателей, а провода — специальными зажимами. Нижние фланцы изоляторов или штыри заземляются.

Для крепления спусков проводов и перемычек в ОРУ применяются шинные опоры (табл. 2.73).

Монтаж шинных опор ШО-750 и ШО-1150. Шинная опора ШО-750 (рис. 2.48) представляет собой трехгранную пирамиду, собранную из

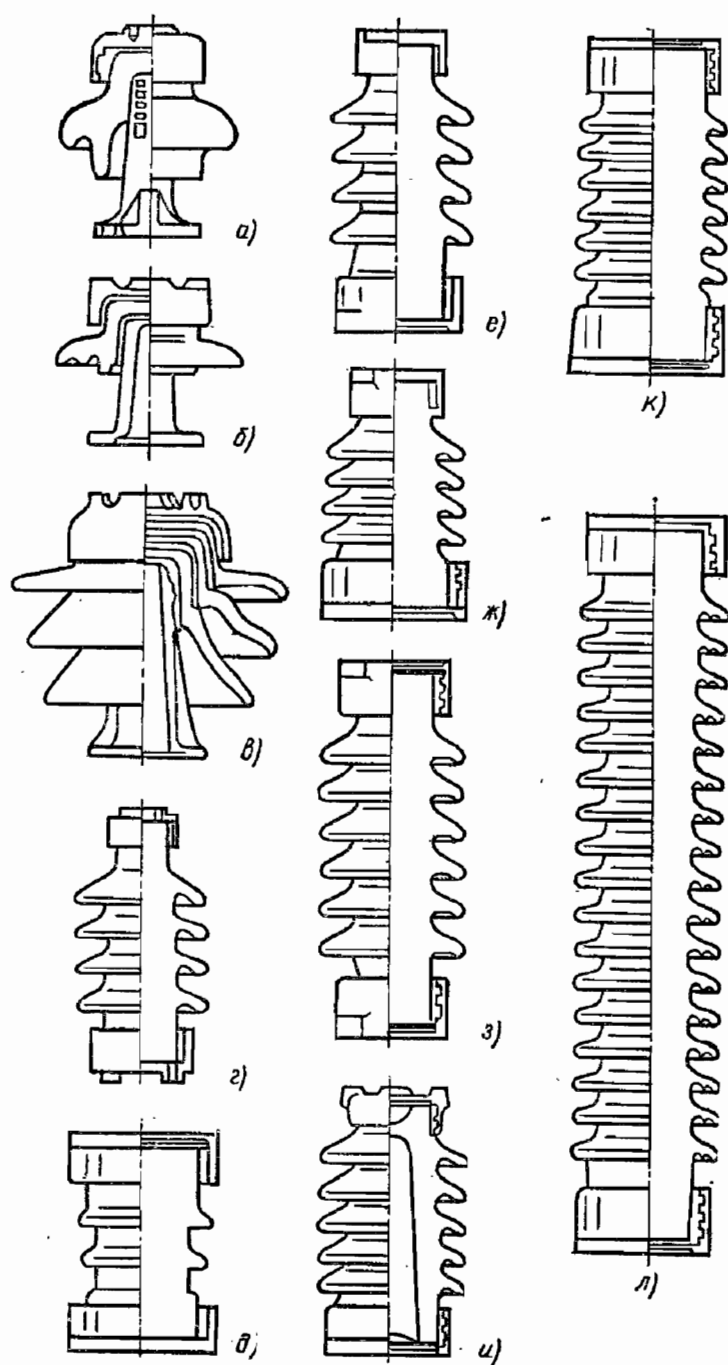


Рис. 2.47. Опорные изоляторы

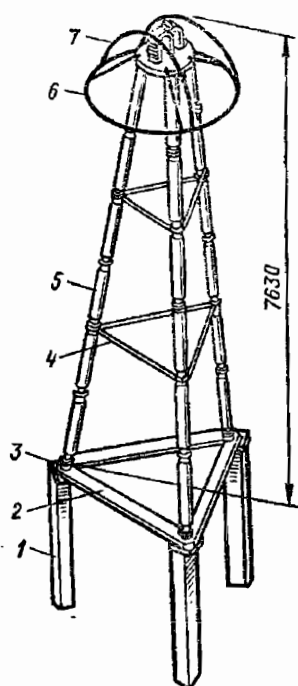


Рис. 2.48. Шинная опора ШО-750:

1 — опорная конструкция;
2 — рама; 3 — плита; 4 —
пояс жесткости; 5 — изоля-
тор; 6 — экран; 7 — шино-
держатель

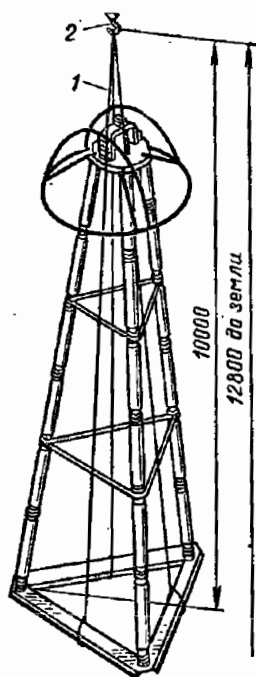


Рис. 2.50. Строповка шинной опоры ШО-750 в сборе:

1 — строп УСК1-1.6/10000;
2 — крюк автокрана

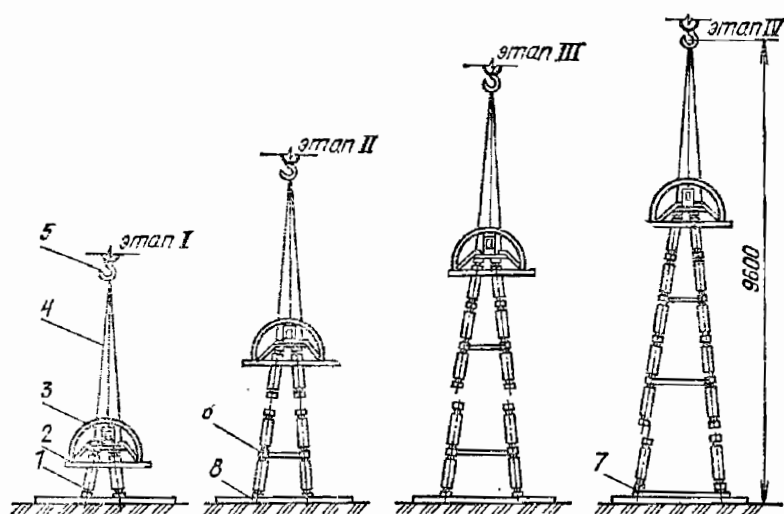


Рис. 2.49. Схема сборки шинной опоры ШО-750:

1 — изолятор; 2 — экран; 3 — шинодержатель; 4 — строп 4СК-1.0/2000; 5 — крюк автокрана; 6 — пояс жесткости; 7 — рама; 8 — деревянный настил

Таблица 2.71. Техничко-экономические показатели монтажа ограничителей перенапряжения

Показатель	Значения показателей для ограничителей перенапряжений типа					
	ОПН-110	ОПН-150	ОПН-220	ОПН-330	ОПН-500	ОПН-500
Трудоемкость, чел.-дни	3,4	4,2	5,0	6,5	7,4	8,3
Продолжительность монтажа, дни	1,3	1,6	1,9	2,4	2,7	3,0
Количество занятых рабочих, чел.	3	3	3	3	3	3
Количество машино-смен:						
автокрана грузоподъемностью:						
10 т	—	—	—	1,6	1,8	2,0
6,3 т	0,8	1,0	1,2	—	—	—
автогидроподъемника	0,6	0,8	1,0	1,3	1,5	1,7
сварочного трансформатора	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,4

18 изоляторов ИОС-110-600. До начала монтажа выполняют расконсервацию изоляторов и комплектующих узлов, их внешний осмотр и проверку комплектности поставки.

При монтаже необходимо выполнить следующие операции.

Выложить на земле на выровненной горизонтальной поверхности настил из досок.

Уложить на установленные фундаментные стойки, верхние горизонтальные поверхности которых выверены по уровню, три опорные плиты и закрепить их.

Подобрать изоляторы для каждого яруса опоры (по три изолятора на ярус) таким образом, чтобы разность их высот была минимальной.

Собрать на настиле верхний узел шинной опоры: установить и закрепить на верхней силуминовой плите шинодержатель и экран; прикрепить к плите три изолятора.

Собрать на настиле два узла средней части опоры, состоящие из пояса жесткости и двух ярусов изоляторов.

Собрать нижний узел опоры: уложить треугольную раму на настил и закрепить на ней три опорных шарнира; прикрепить к фланцам опорных шарниров один ярус изоляторов.

Собрать на настиле с помощью автокрана опорную треугольную шинной опоры из укрупненных узлов методом подрачивания (рис. 2.49). Сопряжение изоляторов между собой производить тщательно, не допуская напряжения в фарфоре, для чего под фланцы изоляторов, если необходимо, проложить металлические прокладки.

Застопорить собранную шинную опору тремя стопорами за раму и установить ее на три опорные плиты (рис. 2.50).

Окончательно отрегулировать вертикальность шинной опоры с помощью прокладок между фланцами изоляторов и затянуть болтовые

Т а б л и ц а 2.72. Характеристики опорных изоляторов

Тип	Поз. рис. 2.47	Номинальное напряжение, кВ	Разрушающая на- грузка на изгиб, кГс. (кН), не менее	Размеры, мм				Масса, кг
				H	D	b ₁	b ₂	
ОНШ-10-500	a	10	500 (4,9)	190	160	100	106	4,1
ОНШ-10-2000	b	10	2000 (19,6)	210	236	150	142	12,7
ОНШ-35-2000	в	35	2000 (19,6)	400	430	175	175	41,5
ОНСУ-10-300	г	10	350 (3,4)	302	150	—	—	8,9
ОНС-10-2000	д	10	2000 (19,6)	284	185	204	204	26,0
ОНС-20-500	e	20	500 (4,9)	315	150	170	140	9,0
ОНС-20-2000	ж	20	2000 (19,6)	355	200	204	140	22,5
ИОС-35-500	в	35	500 (4,9)	440	175	140	140	16,0
ИОСУ-35-500	з	35	500 (4,9)	570	214	140	180	34,4
ОНВП-35-1000	и	35	1000 (9,8)	400	230	140	190	22,5
ОНС-35-1500	к	35	1500 (14,7)	500	225	204	227	43,5
ОНС-35-2000	к	35	2000 (19,6)	500	225	204	227	43,5
ИОС-110-400	л	110	400 (3,9)	1050	220	204	120	61,0
ИОС-110-600	л	110	600 (5,9)	1100	225	204	204	72,0
КО-110-1250	л	110	1250 (12,3)	1100	230	204	220	83,2
КО-110-1500	л	110	1500 (14,7)	1100	245	234	234	106,0
ОНС-110-1600	л	110	1600 (15,7)	1100	230	220	234	94,3
КО-110-2000	л	110	2000 (19,6)	1100	245	234	234	106,0
ОНС-110-2000	л	110	2000 (19,6)	1100	230	220	234	94,3

Примечания: 1. В обозначении типа: О — опорный; Н — наружной установки; И — штиревой; Ш — штиревой; ОС — опорно-стержневый; У — усиленный; ВП — с внутренней полостью; кВ — с внутренней полостью; цифры после первого дефиса — номинальное напряжение, кВ; цифры после второго дефиса — минимальная разрушающая нагрузка, кГс.

2. H — высота, D — диаметр, b₁ — ширина нижнего фланца, b₂ — ширина верхнего фланца.

Т а б л и ц а 2.73. Характеристики шинных опор

Тип	Номиналь- ное напря- жение, кВ	Высота, мм	Масса, кг	Количество, шт., изоляторов типа			
				КО-110-1250	КО-110-2000	ИОС-110-600	ОНС-110-2000
ШО-220	220	2300	152	1	—	1	—
ШО-220У	220	3440	250	1	—	1	1
ШО-330М	330	3440	250	1	—	1	1
ШО-500М	500	5360	1150	—	—	12	—
ШО-750	750	7630	1600	—	—	18	—
ШО-1150	1150	10 720	4035	—	27	—	—

соединения. Затяжку при регулировке производить моментным ключом последовательно, не более чем на четверть оборота. Затягивание «крест-накрест» запрещается.

Выверить шинную опору с помощью уровня и отвеса и приварить раму к опорным плитам.

Окончательно проверить все болтовые соединения опоры и подключить заземление.

Восстановить лакокрасочные покрытия металлических частей в поврежденных местах и окрасить сварочные швы.

Монтаж опоры ШО-1150 выполняется в такой последовательности. Из швеллеров, поставляемых комплектно, сваривают раму, к которой приваривают три основания. Из труб и корпусов собирают шесть поясов жесткости, конструкция которых предусматривает возможность их регулировки в процессе сборки опоры.

Производят предварительную сборку опорных изоляторов в укрупненные узлы. Каждый узел состоит из трех ярусов изоляторов и поясов жесткости. На верхнем узле устанавливают плиту с шинодержателем. Узлы комплектуются изоляторами одинаковой высоты в соответствии с нанесенной на их фланцах маркировкой. При необходимости разность высоты изоляторов компенсируется прокладками. На установлении, выверенную и закрепленную к опорным конструкциям раму последовательно устанавливают укрупненные узлы. При сборке контролируют совпадение геометрических центров поясов жесткости и рамы. Уклон колонн регулируют прокладками между фланцем изолятора и корпусом пояса жесткости. Монтаж опор выполняется с помощью крана К-162 и автогидроподъемника АГП-22.

2.14. МОНТАЖ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК

Компрессорные установки (табл. 2.74) и соответствующие сети воздухопроводов сооружаются на всех ОРУ, на которых устанавливаются воздушные выключатели, а также масляные выключатели и разъединители с пневматическими приводами.

Монтаж компрессорной установки с агрегатами ВШВ-2,3/230. Компрессорная установка высокого давления предназначена для снабжения

Таблица 2.74. Основные характеристики компрессорных установок

Характеристика	Тип установки			
	АВВ-5/2	АВШ-1,5/45	ВШ-3/40М	ВШВ-2,3/230
Подача, м ³ /мин	0,3	1,5	3	2,3
Максимальное рабочее давление, МПа	2,0	4,5	4,0	23,0
Частота вращения, об/мин	970	1450	975	1460
Мощность на валу двигателя компрессора, кВт	3,9	17	37	50
Масло для заправки компрессора	К-19, К-12 (ГОСТ 1861—73)			КС-19 (ГОСТ 9243—75)
Расход масла, г/ч	25	75	60	90
Давление в системе смазки, МПа	0,2—0,4	0,1—0,3	0,1—0,3	0,1—0,4
Емкость картера, л	3	10	14	23
Масса компрессора, кг	72	231	770	680
Масса компрессорного агрегата (без электродвигателя), кг	950	730	1520	1710
Электродвигатель номинальным напряжением 380/220 В:				
тип	АО2-51-6	А2-71-4	А2-82-6	А2-82-4
мощность, кВт	5,5	22	40	55
масса, кг	95	166	363	330
Объем воздухо-сборника, м ³	0,5	3,2	3,2; 5	6×0,5
Разрешенное рабочее давление воздухо-сборника, МПа	2,0	4,3	4,3	25,0
Масса воздухо-сборника, т	—	2,4	2,4; 3,5	0,8

воздушных выключателей сжатым воздухом давлением 2,6—4,0 МПа с относительной влажностью до 25 %. Установка состоит из четырех или пяти компрессорных агрегатов, один из которых является резервным.

Каждый компрессор работает блоком на группу из шести баллонов объемом по 0,5 м³ каждый. Блок «компрессор — баллоны» присоединяется к соединительному коллектору 23 МПа. Автоматический перепуск сжатого воздуха высокого давления в воздухораспределительную сеть

рабочего давления 2,6—4 МПа осуществляют перепускные клапаны с электромагнитным приводом.

В каждой магистрали рабочего давления устанавливается по воздухохранилищу объемом 3 м³, выполняющему роль демпфирующей емкости, которая увеличивает плавность наполнения магистрали и улучшает условия работы выключателей и перепускных клапанов. Работа компрессорной установки полностью автоматизирована.

Внутри помещения компрессорной устанавливаются компрессорные агрегаты, коллектор, смонтированный из труб и арматуры, шкафы силовые и автоматики, конструкции с приборами управления. Коллектор, устанавливаемый на стене компрессорной, разделен перепускными клапанами на части высокого и низкого давления. Высокое давление 23 МПа в коллекторе — от компрессора до перепускного клапана, низкое 2,6—4,0 МПа — после клапана. Коллектор высокого давления собирается из труб из нержавеющей стали диаметром 34 и 16 мм и фланцевых вентилей с линзовыми уплотнениями на давление 32 МПа. Коллектор низкого давления собирается из стальных бесшовных труб и арматуры на рабочее давление 5,0 МПа.

Для производства монтажных и ремонтных работ имеется ремонтная площадка с талью грузоподъемностью 1 т. Заготовку труб и сборку коллектора на каркасе из сортовой стали выполняют в МЗМ. Там же производят расконсервацию и испытания арматуры на прочность и плотность. Внутренние поверхности труб очищают, качество очистки проверяют пыжом из белой ткани. Каждая заготовленная труба высокого давления с комплектующими деталями должна пройти гидравлическое испытание пробным давлением. На трубы, прошедшие испытания, наносят клеймо монтажной организации. После сборки воздухопроводов высокого давления продувают сжатым воздухом давлением не выше 4,0 МПа и испытывают на прочность в течение 5 мин давлением 29 МПа и на плотность избыточным давлением 23 МПа. Воздухопроводы считают выдержавшими испытание на плотность, если падение давления в течение 8 ч не превышает 2 %. Воздухопроводы низкого давления также испытывают на прочность и плотность. Длительность испытания воздухопроводов на прочность 5 мин, на плотность 12 ч избыточным давлением 2,6 и 4,0 МПа.

Баллоны высокого давления устанавливают у здания компрессорной в теплоизоляционных камерах, поставляемых заводом-изготовителем. Воздухопроводы высокого давления от компрессора к баллонам и между баллонами покрывают теплоизоляцией.

Монтаж компрессорных установок ВШ-3/40М. Для снабжения воздухом пневматических приводов масляных выключателей с рабочим давлением 2,0 МПа применяются компрессоры типа ВШ-3/40М (рис. 2.51).

Монтаж установки производят блочным методом, который заключается в предварительной подготовке арматуры (расконсервации, чистке, ревизии, испытании на плотность), изготовлении опорных конструкций, заготовке узлов воздухопроводов, изготовлении металлического каркаса и сборке на нем воздухораспределительного коллектора. Указанные работы выполняют в МЗМ.

После приемки строительной части компрессорной под монтаж оборудования узлы и блоки, изготовленные в МЗМ, а также монтажные приспособления и материалы доставляют к месту монтажа.

Шкафы распределительные, автоматики, воздухораспределительный коллектор устанавливают на опорные конструкции и после выверки их установки по уровню и отвесу крепят к конструкциям. Компрессорные

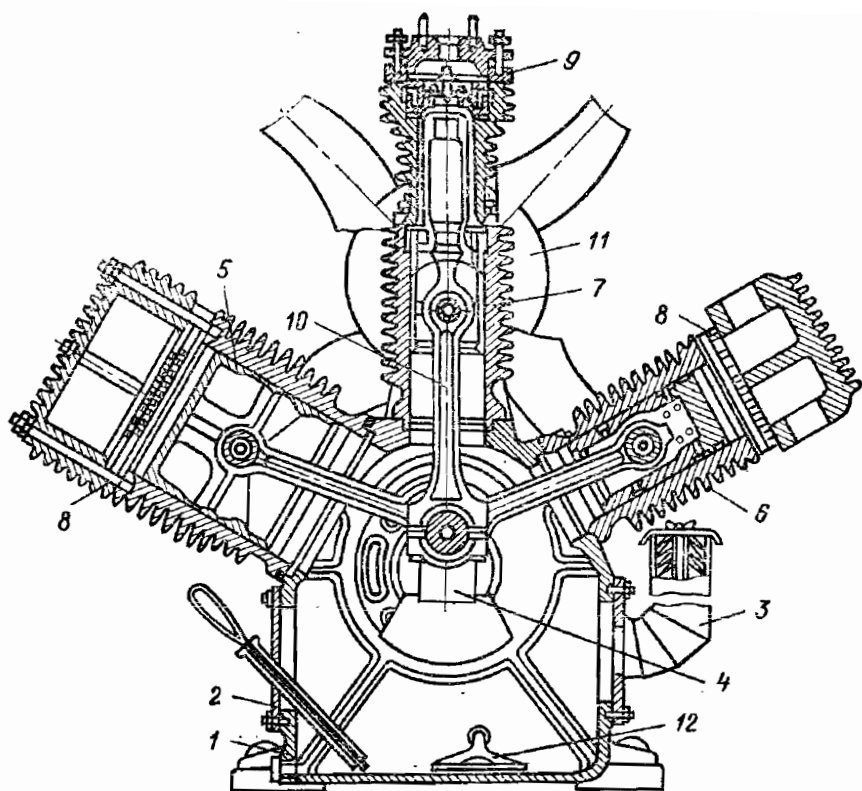


Рис. 2.51. Компрессор ВШ-3/40М:

1 — картер; 2 — шуп; 3 — сапун; 4 — коленчатый вал; 5—7 — цилиндры; 8 — клапанные доски; 9 — клапаны комбинированные; 10 — шатун; 11 — вентилятор; 12 — сетчатый фильтр

агрегаты с помощью лебедки и тали перемещают на фундаменты, тщательно выверяют горизонтальность установки опорных рам и производят закрепление агрегатов на фундаментах.

С помощью автокрана устанавливают воздухохраники. После проверки и закрепления на фундаментах производят осмотр внутренних поверхностей воздухохраников, очистку и окраску очищенных мест суриком на натуральной олифе.

Заготовленные блоки и узлы воздухопроводов раскладывают в соответствии с чертежами, соединяют кислородно-ацетиленовой сваркой и крепят к опорным конструкциям. Присоединение труб к оборудованию и арматуре выполняют фланцами на паронитовых прокладках. Воздухопроводы окрашивают, а на участке между компрессорной и воздухохраниками покрывают их теплоизоляцией. Выполняют сборку и проверку работоспособности электрической схемы питания, управления и автоматики компрессорной установки (при отключении электродвигателей).

По окончании монтажных работ производят ревизию компрессоров, промывку картера и смену масла. Вал компрессора проверяют вручную, после чего производят опробование компрессора вхолостую и в рабочем режиме.

Монтаж воздухораспределительной сети. Наружная воздухораспределительная сеть выполняется из блоков и узлов, изготовленных в МЗМ. Трубы для изготовления блоков воздухопроводов очищают, продувают сжатым воздухом и протирают изнутри тампоном, пропитанным натуральной олифой или трансформаторным маслом. В МЗМ производят ревизию и испытания арматуры. Технологическая последовательность изготовления узлов воздухопроводов следующая: комплектование узлов арматурой и крепежом; сборка и сварка трубных элементов; сборка из готовых элементов и вентилях узлов; сварка узлов воздухопроводов; окраска и маркировка узлов.

Заготовленные узлы воздухопроводов, компенсаторы и трубы для магистральных участков доставляют к месту монтажа, раскладывают по трассе согласно рабочим чертежам и маркировке. Трубы магистральных участков с помощью сварки укрупняют в секции и укладывают в лотки или каналы. Проложенные секции труб магистральных участков соединяют с помощью узлов, изготовленных в МЗМ. Разъемные фланцевые соединения собирают на паронитовых прокладках.

При прокладке и креплении воздухопроводов необходимо выдерживать указанные в проекте уклоны в сторону продувочных вентилях. Вентили на воздухопроводах, прокладываемых в каналах, должны быть установлены таким образом, чтобы было обеспечено удобное и легкое открывание и закрывание их с помощью маховиков.

Воздухопроводы окрашивают масляной краской и заземляют путем присоединения магистрали в начале и в конце к контуру заземления подстанции. При воздушной прокладке заземление выполняют присоединением заземляющей полосы к кронштейну под воздухопровод. Производят пневматические испытания воздухопроводов на прочность и плотность.

2.15. МОНТАЖ КОМПЛЕКТНЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Комплектной трансформаторной подстанцией называется электрическая установка, служащая для приема, преобразования и распределения электроэнергии трехфазного переменного тока и состоящая из трансформатора, распределительных устройств со стороны высшего напряжения (ВН) и со стороны низшего напряжения (НН) и комплектных токопроводов, соединяющих эти элементы, поставляемых в собранном или полностью подготовленном для сборки виде.

Применение для КТП напряжением 35 и 110 кВ блоков для РУ 35 и 110 кВ и шкафов КРУ наружной установки (КРУН) 10 кВ для РУ низшего напряжения, а также отсутствие аккумуляторных батарей позволяют отказаться от строительства зданий, что существенно сокращает объемы строительных работ и снижает стоимость строительства.

Комплектные распределительные устройства наружной установки КРУН 6—10 кВ. При сооружении КТП применяют КРУН серий К-47, К-49 и К-102, изготавливаемые Куйбышевским заводом «Электроштит» Минэнерго СССР. Их характеристики приведены в табл. 2.75.

КРУН серии К-49 используется в северных районах и имеет в отличие от КРУН серии К-47 теплоизоляцию ограждающих конструкций. Распределительное устройство 6—10 кВ комплектуется из блоков шкафов КРУ с полностью выполненным монтажом оборудования и вторичных цепей, релейных шкафов, смонтированных блоками в коридоре управления, и коридора управления на общей несущей металлической раме (рис. 2.52).

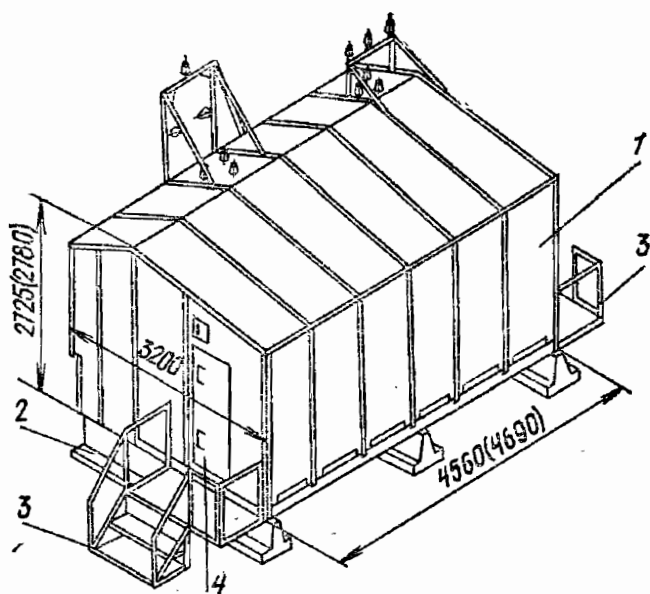


Рис. 2.52. Секция из шести шкафов КРУН серии К-47(К-49) на незаглубленном фундаменте:

1 — шкаф КРУН; 2 — фундамент; 3 — лестница; 4 — дверь

Т а б л и ц а 2.75. Характеристики КРУН 6—10 кВ

Тип, назначение шкафа	Номинальные		Размеры шкафа, мм			Масса, кг	Примечание
	напряжение, кВ	ток, А	Ширина	Глубина	Высота		
КРУН серий К-47, К-49	6; 10	630; 1000; 1600	750	1250	2250	1050	Для КТП
Шкаф трансформатора собственных нужд (отдельно стоящий)	6; 10	630	1390	840	3970	260	Для трансформатора мощностью до 63 кВ·А То же, до 250 кВ·А
	6; 10	630	1390	1925	3530	260	
Шкаф высокочастотной связи (отдельно стоящий)	—	—	2000	2110	3010	510	—
КРУН серии К-102	6; 10	320	1100	900	1400	500—590	Для секционирования АВР линий электропередачи 6, 10 кВ

Примечание. Масса шкафов трансформаторов собственных нужд приведена без учета массы трансформатора и разрядников.

Блок разделен вертикальными поперечными перегородками на несколько шкафов, которые могут иметь следующие исполнения: ввод, отходящая линия с трансформаторами напряжения, секционирование с конденсаторами. В шкафах размещены высоковольтное оборудование и аппаратура вторичных цепей.

КРУН поставляется заводом в виде блоков, имеющих от трех до шести шкафов. Шкафы трансформаторов собственных нужд (рис. 2.53)

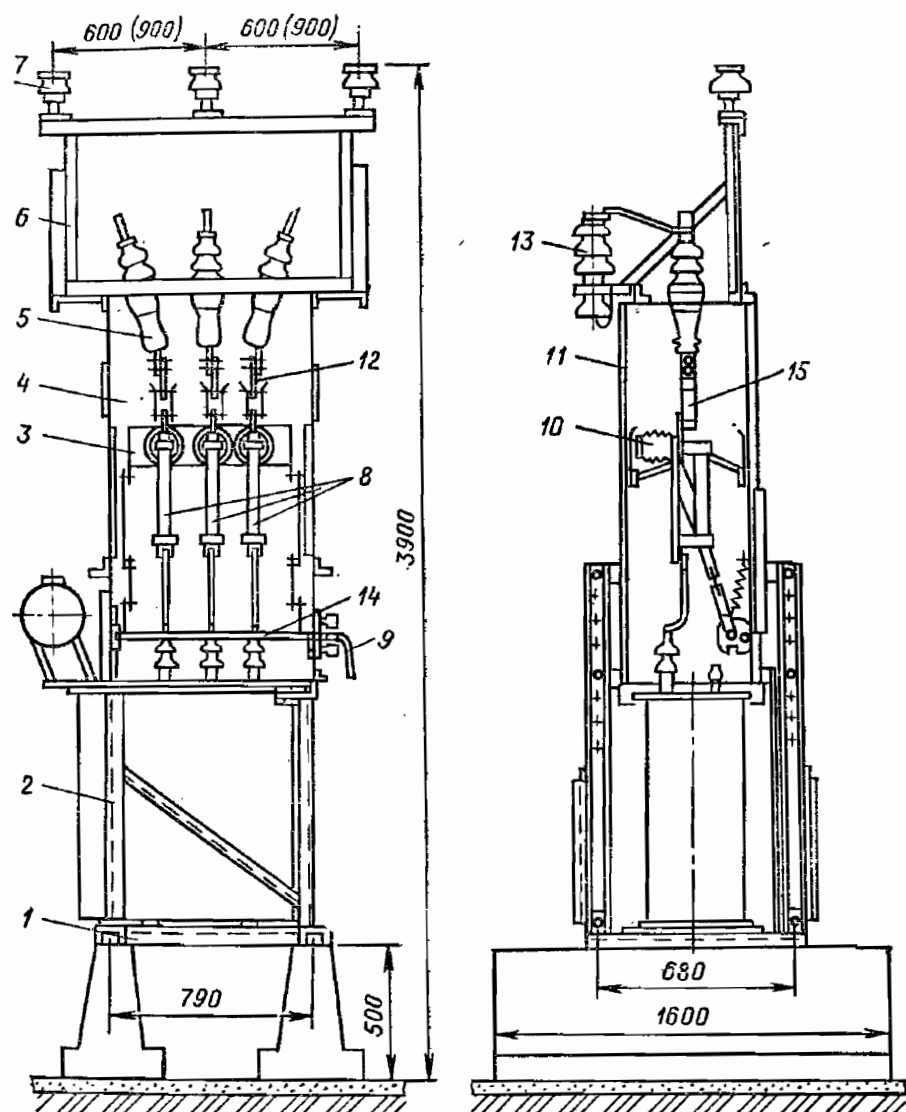


Рис. 2.53. Шкаф трансформатора собственных нужд:

1 — рама; 2 — опорные стойки; 3 — каретка; 4 — корпус шкафа; 5 — изоляторы проходные; 6 — кронштейн; 7 — изоляторы опорные линейные; 8 — предохранители; 9 — рукоятка привода; 10 — изоляторы опорные; 11 — стенка съемная; 12 — контакт неподвижный; 13 — разрядник; 14 — вал привода; 15 — контакт подвижный

и высокочастотной связи выполнены отдельно стоящими. Шкафы КРУН унифицированы и независимо от схем первичных и вторичных соединений имеют аналогичную конструкцию основных узлов и одинаковые габаритные размеры. Шкаф представляет собой жесткую конструкцию, в основании которой имеется рама с направляющими для выкатной тележки. Высоковольтная часть шкафа разделена на отсеки ввода, сборных шин и выкатной тележки.

Монтаж КРУН. Блоки шкафов КРУ поставляются заводом-изготовителем со смонтированным коридором управления. Торцы блоков закрыты на время транспортировки щитами упаковки. Малогабаритные комплектующие изделия и техдокументация упакованы в ящики. Отдельные монтажные элементы транспортируются без упаковки. В поставку завода-изготовителя КРУ не входят трансформатор собственных нужд, аппаратура высокочастотной связи, соединительные кабели и железобетонные элементы фундаментов.

К началу монтажных работ должны быть выполнены работы по устройству фундаментов для КРУ; планировка прилегающей территории и сооружение подъездных дорог; устройство заземляющего контура и грозозащиты подстанции; подводка электрической сети 380/220 В на монтажную площадку.

Проверяют соответствие фундамента для КРУ проекту. Отклонение верхней плоскости фундамента от горизонтали не должно превышать 5 мм. Производят распаковку оборудования с учетом последовательности сборки с целью ограничения разрывов по времени между распаковкой и монтажом отдельных элементов КРУ. При распаковке элементов КРУ необходимо сохранять все крепежные детали (болты, гайки, шайбы), которые должны быть использованы на последующей сборке металлоконструкций. Блок шкафов поднимают крапом, устанавливают на фундамент в соответствии с проектной схемой заполнения и выверяют по уровню и отвесу, подбивая при необходимости подкладки между рамой и плоскостью фундамента с целью недопущения деформации и перекоса шкафов. Рамы КРУ и подкладки приваривают к закладным элементам фундамента.

Снимают транспортировочный швеллер над ячейками, установленный на крыше между рымами, и устанавливают на крыше кронштейны ввода (линии) с изоляторами. Устанавливают и закрепляют вторую крышу из асбестоцементных плит над коридором управления, если она предусмотрена проектом, обеспечив зазор между крышами 150 мм.

Выполняют монтаж кабелей. Конструкция КРУ позволяет выполнять разделку силовых кабелей снаружи шкафа. Отверстия в шкафах для прохода кабелей необходимо вырезать таким образом, чтобы надежно уплотнить проход и исключить попадание снега и пыли. Для устройства уплотнения используется строительная мастика. Выполняют заземление КРУ. Каждый каркас рамы основания высоковольтной части шкафов и коридора управления приваривают к контуру заземления.

Проверяют наличие надежного заземления встроенного в КРУ оборудования. Выполняют осмотр и контрольную затяжку всех болтовых соединений конструкции КРУ, а также болтовых креплений встроенного оборудования к металлоконструкции КРУ. Проверяют металлическую оболочку КРУ на отсутствие щелей в крыше, стенках и основании. Выявленные щели уплотняют.

Осматривают и очищают от загрязнений коридор управления, встроенное оборудование, изоляторы, изоляционные и контактные детали. Протирают стекла всех смотровых окон. Заливают масло в баки масляных выключателей. С эпоксидных поверхностей трансформаторов тока и напряжения удаляют консервирующую смазку с помощью уайт-

спирита, затем протирают их насухо. Проверяют работу механизмов перемещений выкатных тележек и исправность механической блокировки, предотвращающей включение масляного выключателя, когда выкатная тележка находится в промежуточном положении, между контрольным и рабочим, а также выкатывание тележки из рабочего положения при включении выключателя. Проверяют правильность сочленения втычных высоковольтных разъединяющих контактов выкатных тележек, используя контрольные штифты и шаблоны. Проверку производят дважды. Проверяют работу шторочного механизма пятикратным выкатыванием тележки до зафиксированного рабочего положения и выкатыванием ее в ремонтное положение.

Проверяют правильность сочленения подвижных и неподвижных контактов заземляющего разъединителя, обращая особое внимание на соосность и одновременность срабатывания всех трех фаз. Проверяют работу заземляющего разъединителя пятикратным включением и отключением его с помощью ручного привода и однократным в автоматическом режиме. Опробуют блокировку, предотвращающую выкатывание тележки в рабочее положение при включенном заземляющем разъединителе, а также включение заземляющего разъединителя при рабочем положении тележки или промежуточном, между рабочим и контрольным положениями. Проверяют работы клапана разгрузки по давлению отсека сборных шин. Клапан должен без особых усилий открываться и возвращаться в исходное (рабочее) положение.

Проверяют работу механической блокировки выкатной тележки секционного выключателя с разъединителями в ячейках секционирования и электромеханические блокировки на соответствие схемам блокировки КРУ для конкретного проекта. Измеряют переходное сопротивление между каркасом и корпусом тележки шкафа (оно должно быть не более 0,1 Ом). Измерение повторяют дважды при рабочем и контрольном положениях тележек. Производят подкраску конструкций шкафов в местах, покрытие которых повреждено.

Монтаж одной секции, состоящей из шести шкафов КРУ и шкафа трансформатора собственных нужд, выполняется звеном из пяти электромонтажников за 2 дня.

Монтаж комплектных трансформаторных подстанций КТПБ. Подстанции серии КТПБ (табл. 2.76) поставляются узлами и блоками с установленным оборудованием.

Таблица 2.76. Характеристика КТПБ

Серия	Номинальное напряжение, кВ		Количество трансформаторов, шт.	Мощность трансформатора, кВ·А	Площадь подстанции, м ²
	высшее	низшее			
КТПБ 110/10 (6)	110	10; 6	1; 2	2500—16 000	819—1728
КТПБ 110/10-10 (6—6)	110	10; 6	1; 2	25 000—40 000	882—1944
КТПБ 110/20	110	20	1; 2	2500—16 000	1943—3331
КТПБ 110/35/10 (6)	110;				
	35	10; 6	1; 2	6300—40 000	1088—3150
КТПБ 35/10 (6)	35	10; 6	2	6300—16 000	936—1404

Примечания: 1. В таблице приведены характеристики модификаций КТПБ без указания номера схемы, типа выключателя, типа КРУН.

2. КТПБ 110/10-10(6-6) комплектуются трансформаторами с расщепленной обмоткой.

Подстанция КТПБ состоит из следующих основных частей: блоков с оборудованием на соответствующее напряжение, ошиновки ОРУ, КРУН, кронштейнов, элементов ошиновки для присоединения КРУН к трансформатору, узлов наружного освещения, ремонтного ограждения блоков 35 кВ и грозозащиты, комплекта кронштейнов и металлических лотков подвесных кабельных конструкций.

Открытые распредустройства (ОРУ) 110 и 35 кВ КТПБ монтируются из блоков оборудования (табл. 2.77), конструкции которых позволяют осуществить сооружение КТПБ по принятому варианту сетки схем первичных соединений (табл. 2.78). На рис. 2.54 показан блок шинных аппаратов 35 кВ.

До начала монтажа проверяют правильность установки фундаментов (отклонения не должны превышать рекомендаций заводских инструкций), состояние оборудования и комплектность поставки. Произво-

Т а б л и ц а 2.77. Характеристика блоков КТПБ

Блоки	Тип блока	Масса, кг
Блоки с оборудованием 110 кВ		
Блок разрядников и короткозамыкателя	Б 110-1/к	1240
Блок разъединителя	Б 110-3/2; Б 110-19/2	910
Блок трансформаторов напряжения	Б 110-28/к	2538
Блок разрядников	Б 110-27	685
Блок трансформаторов тока	Б 110-29к	1500
Блок отделителя	Б 110-40/2	900
Блок заземлителя и разрядников	—	200
Блок опорных изоляторов	Б 110-14/2П; Б 110-14/2	476
Блок выключателя ВМТ-110	Б 110-ВМТ	—
Блок выключателя ММО-110	Б 110-ММО	—
Блок выключателя МКП-110	Б 110-МКП	—
Блок приема ВЛ	Б 110-23/Н	434
Блок ВЧ связи	Б 110-30	—
Блоки с оборудованием 35 кВ		
Блок выключателя	Б 35-6/к	2005
	Б 35-7/к	2000
	Б 35-8/к	2450
	Б 35-16/к	2455
	Б 35-9/к	—
	Б 35-38/к	1900
	Б 35-39/к	2300
	Б 35-411/к	1350
Блок шинных аппаратов	Б 35-18/к	1200
	Б 35-10/1	950
	Б 35-14	450
	Б 35-41/П	560
Блок опорных изоляторов и разрядников	Б 35-41/ПП	650
Блок опорных изоляторов	Б 35-14//1,2П	507
	Б 35-12/Н	750
Блок приема		

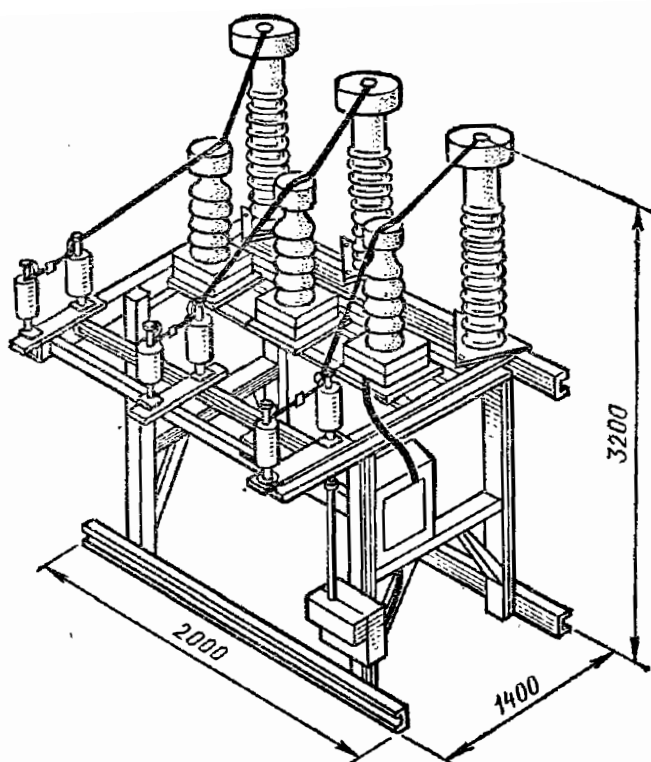


Рис. 2.54. Блок шинных аппаратов 35 кВ

Т а б л и ц а 2.78. Схемы КТПБ

Номинальное напряжение высшей стороны КТПБ, кВ	Номер схемы ОРУ высшего напряжения	Описание схемы ОРУ высшего напряжения КТПБ
110	3	Блок линия — трансформатор с отделителем
	4	Два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий
	4А	Укрупненный блок одна линия — два трансформатора с отделителями
	4Б	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий
	5	Мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепях линий трансформаторов
	5А	Мостик с выключателями в перемычке и выключателями в цепях линий
	5А	Мостик с выключателем в перемычке и выключателями в цепях линий, без трансформаторов напряжения
35	5Б	Мостик с выключателем в перемычке, выключателями в цепях линий и трансформаторами напряжения
	9	Одна рабочая система шин, секционированная выключателем

дят расконсервацию оборудования и установку блоков автокраном на опорные конструкции. Монтаж блоков ОРУ 110 кВ производят после монтажа выключателя МКП-110М. Выполняют монтаж трансформатора, шкафов КРУН, ошиновки. Устанавливают кабельные конструкции, прокладывают кабели и выполняют вторичные цепи.

2.16. МОНТАЖ КОМПЛЕКТНЫХ БЛОЧНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ 110 кВ (КРУБ-110)

КРУБ предназначены для приема и распределения электроэнергии на стороне 110 кВ сетевых подстанций и изготавливаются для сооружения ОРУ 110 кВ по типовым схемам института «Энергосетьпроект». Блочные РУ комплектуются из блоков, номенклатура которых позволяет осуществить сооружение РУ по любой из указанных схем.

Блоки представляют собой пространственные металлоконструкции с установленным и отрегулированным оборудованием. Блоки выключателей МКП-110 и У-110 устанавливаются на раме, поставляемой заводом, на стойках УСО. Блоки маломасляных и воздушных выключателей устанавливаются на железобетонные лежни.

Ошиновка КРУБ выполняется двух типов: жесткая, выполненная трубами из алюминиевого сплава, и гибкая — из провода марки АС. Жесткая ошиновка располагается в два яруса: нижний — на высоте 3,6 м, верхний — на высоте 4,9 м. Шины нижнего яруса опираются концами на колодки разъединителей и изоляторов. Шины верхнего яруса (сборные шины) опираются на V-образные надставки. Конструкция узлов крепления жестких шин предусматривает возможность компенсации температурных изменений длины, неточностей установки блоков, а также смещения блоков вследствие деформации грунта на ± 70 мм. Гибкие шины нижнего яруса ошиновки поставляются заводом с опрессованным на одном конце аппаратным зажимом. Второй зажим поставляется комплектно и опрессовывается при монтаже.

Кабели прокладываются в металлических лотках, укладываемых на лежни или подвешиваемых на высоте 0,5 м.

Элементы КРУБ поставляются упакованными в сплошные и решетчатые ящики, специальные пакеты и связки. Блоки с высоковольтными аппаратами и оборудованием поступают на монтажную площадку в транспортном положении, по два или четыре блока в пакетах.

Изоляторы обернуты упаковочной бумагой и прикреплены к металлоконструкциям блоков. Выключатели, трансформаторы, оборудование ВЧ связи, кабельная продукция, ящики зажимов, гирлянды, трубы для прокладки кабелей в поставку завода-изготовителя КРУБ не входят.

К началу монтажа должны быть выполнены планировка территории и подъездные дороги, контур заземления и грозозащита, подземное хозяйство, устройство фундаментов и монтаж порталов.

Монтаж РУ выполняют в такой последовательности: монтаж верхнего яруса ошиновки, монтаж блоков оборудования, монтаж нижнего яруса жесткой и гибкой ошиновки, кабельного хозяйства и освещения.

Производят приемку под монтаж фундаментов и порталов. Допускаемые отклонения осей фундаментов относительно разбивочных не должны превышать 10 мм, а отклонение отметок верхних опорных поверхностей от проектных — 5 мм. Методом предварительной заготовки проводов выполняют монтаж верхнего яруса гибкой ошиновки.

Производят распаковку, расконсервацию и внешний осмотр оборудования. Изоляторы не должны иметь трещин, сколов. Опорно-стерж-

новые изоляторы подвергаются механическим испытаниям. Выполняют монтаж выключателей, блоков разъединителей и отделителей. Вначале освобождают крайний блок верхнего яруса пакета, демонтируя его болтовое соединение с другими блоками и стойками блоков нижнего яруса. Крепеж сохраняют для сборки блоков нижнего яруса. В целях безопасности работ стойки блока нижнего яруса от траверсы не отсоединяют. Блок устанавливают автокраном на фундамент, выверяя по уровню и отвесу, и приваривают к закладным деталям фундамента.

Устанавливают на фундаментах остальные блоки верхнего яруса пакета, последовательно отсоединяя их от соседних блоков. Выполняют монтаж оборудования, транспортируемого отдельно от металлоконструкций блоков: измерительных трансформаторов, разрядников, конденсаторов, заградителей.

Выполняют монтаж жесткой ошиновки. Для этого шины раскладывают на площадке КРУБ в соответствии с их маркировкой и проектом. Отсоединяют гибкие связи от контактных пластин с тех колонок разъединителей, на которые должны устанавливаться концы трубчатых шин. Контактные пластины демонтируют и вместо них устанавливают элементы крепежа шин. С лестниц устанавливают шинные перемычки нижнего яруса на колонки аппаратов, присоединяя гибкие связи аппаратов непосредственно к контактам шин. С одной стороны шина должна прижиматься хомутом неподвижно, с другой стороны хомут собирается с пружинами, что обеспечивает компенсацию температурных изменений длины. Устанавливают шины верхнего яруса, подтягивая с помощью привязанного конца пенькового каната поочередно каждый конец. Один конец шины верхнего яруса, устанавливаемый на кронштейне шины нижнего яруса, присоединяют жестко болтами, а другой — с применением узла компенсации. Присоединяют гибкие отпайки жестких шин к надставкам и контактным пластинам аппаратов. Выполняют заземление всех блоков.

2.17. МОНТАЖ КОМПЛЕКТНЫХ ТОКОПРОВОДОВ

Комплектные токопроводы заводского изготовления служат для электрической связи турбогенераторов с повышающими трансформаторами (табл. 2.79) или трансформаторов с РУ 6—10 кВ.

С целью уменьшения электродинамических усилий между токоведущими частями, возникающих при КЗ, генераторные токопроводы выполняются пофазно-экранированными. Токопроводы поставляются в виде однофазных монтажных секций длиной до 12 м, состоящих из цилиндрической алюминиевой шины, установленной на опорных изоляторах и заключенной в цилиндрический алюминиевый экран. Изоляторы закреплены на опорных элементах экрана через специальные люки, уплотненные пластмассовыми крышками. Конструкция опорных элементов и наличие амортизаторов в верхней арматуре изоляторов позволяет производить при необходимости замену изоляторов без наблюдения за местом их соприкосновения с шиной. Линейные температурные расширения экранов и шин компенсируются специальными компенсаторами, устанавливаемыми, как правило, на стыке секций. Компенсация расширений экранов токопроводов отпайки осуществляется за счет наличия гофр на опорных элементах. Токопроводы устанавливаются на опорных балках, поставляемых комплектно с токопроводами, либо на переходных швеллерах или пластнах, прикрепляемых к строительным конструкциям. Лапы экранов токопроводов изолируются от опорных конструкций при помощи изоляционных втулок или прокладок. Для компенсации внешнего магнитного поля (создания симметричной системы то-

Таблица 279. Токопроводы комплектные пофазно-экранированные

Тип, серия	Номинальные		Диаметр×толщина, мм		Масса 1 м фазы, кг	Мощность генераторов, МВт	Способ охлаждения
	напряжение, кВ	ток, кА	шины	экрана			
Токопровод главный							
ТЭКН-П-24-30000-560	24	30	650×15	1160×7	210	1000	Воздушный принудительный
ТЭКН-П-24-24000-560	24	24	650×15	1160×7	210	800	То же
ТЭКН-Е-20-20000-560	20	20	650×15	1160×6	190	500	Воздушный естественный
ТЭКН-Е-20-12500-400	20	12,5	420×14	870×5	125	300	То же
ТЭН-Е-20-12500-400	20	12,5	420×14	890×5	130	300	»
ТЭКН-Е-20-10000-300	20	10	280×15	670×4	105	200	»
ГРТЕ-20-10000-300	6	5,14	280×8	750×4	100—110	60—200	»
	10	8,55	280×12	750×4	100—110	60—200	»
	20	10,0	280×15	750×6	100—110	60—200	»
Токопровод отпайки							
ТЭКН-Е-24-2000-750	24	2	280×15	810×15	95	800—1000	Воздушный естественный
ТЭКН-Е-24-2000-750	24	2	180×10	670×4	85	500	То же
ТЭКН-Е-20-1600-560	20	1,6	140×15	530×4	75	200—300	»
ТЭН-Е-20-1000-560	20	1	—	610×4	55	200—300	»
ГРТЕ-20000-1600-375	6; 10; 20	1,6	—	560×4	50	60—200	»

ков в экранах) в начале и в конце цельносварных участков между экранами смежных фаз привариваются алюминиевые токопроводящие перемычки сечением, равным сечению экрана. Одна из перемычек присоединяется к контуру заземления. Главные токопроводы генераторов мощностью 500 МВт и токопроводы отпаяк генераторов мощностью 500—800 МВт имеют естественное воздушное охлаждение. Главные токопроводы генераторов мощностью 800 МВт и выше имеют принудительное воздушное охлаждение внутренних полостей шин и экранов.

Узлы подключения к генераторам мощностью 500 МВт и выше и участки токопроводов генераторов мощностью 500 МВт с трансформаторами тока типа ТШВ-24 также охлаждаются принудительно.

Токопроводы поставляются в комплекте, состоящем из следующих элементов: прямых, угловых и ответвительных секций; секций с трансформаторами тока, напряжения, заземлителями, разрядниками; стыковочных элементов; вентиляционных установок; опорных балок, переходных пластин или швеллеров; узлов крепления токопроводов.

Монтаж токопроводов серий ТЭН, ТЭКП и ТЭКН. После приемки под монтаж опорных строительных конструкций в соответствии с принятой последовательностью монтажа секции и узлы токопровода доставляют и разгружают вдоль трассы. В машинный зал секций и узлы токопровода доставляются, как правило, на железнодорожных платформах или в полувагонах, разгружаются мостовым краном, а дальнейшее перемещение к месту установки происходит на специальных транспортных рамах на катках с помощью лебедок. На территорию ОРУ секции токопровода доставляют на автомобильных прицепах или автотрейлерах. Разгрузка их может производиться любым краном грузоподъемностью не менее 5 т с длиной стрелы не менее 10 м. До подачи секций токопровода, учитывая стесненность фундаментного пространства, доставляют к месту монтажа крупногабаритные узлы вентиляционной установки. С торцов шин и экранов секций снимают заглушки и приспособления, установленные на время транспортировки. Производят осмотр шин, экранов, изоляторов, очистку внутренних полостей секций токопроводов, продувку их сжатым воздухом, проверку надежности крепления встроенных трансформаторов тока, проверку наличия и исправности уплотнений. Обнаруженные дефекты устраняют. Мегаомметром на напряжение 2500 В проверяют фазовую изоляцию секций.

Монтаж токопровода начинают в направлении от генератора к трансформатору. Монтаж узлов подключения к главным выводам генератора 800 МВт производят после предварительной установки первых секций токопровода, примыкающих к генератору до монтажа гибких связей на выводах генератора. Монтаж узла подключения к генератору 500 МВт производят до установки примыкающих к узлам секций токопроводов при смонтированных гибких связях.

Секции токопровода устанавливают на опорные балки, выполняют их центровку с помощью стальных прокладок, устанавливаемых под балки или швеллеры. Допустимые отклонения от проектных расстояний между экранами стыкуемых секций, между торцами стыкуемых шин при установке компенсаторов, смещение осей шин и экранов, излом осей должны соответствовать требованиям заводских инструкций. После установки секций до сварки шин и экранов смежных секций проверяют сопротивление изоляции в узлах установки токопровода на балках, которое должно быть не менее 0,1 МОм при измерении мегаомметром на 1000 В. Используя инвентарные леса, производят соединение шин и экранов полуавтоматической аргодуговой сваркой. Сварные стыки окрашивают. Выполняют монтаж вентиляционной установки.

РАЗДЕЛ ТРЕТИЙ

МОНТАЖ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

А. ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 6—1150 кВ

3.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Силовые трансформаторы в зависимости от условий работы, характера нагрузки и места установки выпускаются самых разных типов и конструкций. Так, например, выпускаются трансформаторы для работы на электростанциях, на металлургических заводах, на шахтах и др. Конструкции этих трансформаторов резко отличаются друг от друга и имеют определенные особенности при производстве сборочно-монтажных работ.

В сопроводительной документации даются обязательные требования по разгрузке, хранению и монтажу каждого типа таких трансформаторов.

Для правильной ориентации при заказах на заводах и производстве монтажных работ существуют специальные обозначения, по которым определяются все сведения по интересующему трансформатору. К такому виду информации относятся основные технические данные и условные обозначения силовых трансформаторов.

3.2. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Основные технические данные и габариты силовых трансформаторов приведены в табл. 3.1—3.4. Технические данные трансформаторов указаны на специальных щитках, которые крепятся к баку трансформатора. В них перечислены все необходимые сведения, в том числе: тип трансформатора (автотрансформатора); обозначение схемы и группы соединения обмоток; номинальная частота; вид переключения ответвлений; номинальная мощность, кВ·А; номинальное напряжение трансформатора и напряжения ответвлений, кВ; номинальные токи, А; напряжение короткого замыкания, %; полная масса трансформаторов, кг или т; масса масла, кг или т; масса активной части, кг или т; транспортная масса (если она равна или больше 90 т); масса съемной части бака в транспортном состоянии, кг или т.

3.3. УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ ТИПА ТРАНСФОРМАТОРА

Условные обозначения типа трансформатора согласно ГОСТ 11677—75* включают в себя:

- а) буквенное обозначение, характеризующее число фаз, вид охлаждения, число обмоток и вид переключения ответвлений;
- б) номинальную мощность и класс напряжения;

в) год выпуска рабочих чертежей трансформаторов данной конструкции (указываются последние две цифры);

г) климатическое исполнение и категорию размещения по ГОСТ 15150—69*.

В буквенной части обозначения на первом месте стоит буква, указывающая число фаз трансформатора (для однофазных — О, для трехфазных — Т); на втором — вид охлаждения:

Сухие трансформаторы	{	С — естественное воздушное при открытом исполнении;
		СЗ — естественное воздушное при закрытом исполнении;
		СГ — естественное воздушное при герметизированном исполнении;
		СД — воздушное с дутьем;
Масляные трансформаторы	{	М — естественное масляное;
		Д — принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла;
		МЦ — естественная циркуляция воздуха с принудительной циркуляцией масла;
		Ц — принудительная циркуляция масла и воды;
		ДЦ — принудительная циркуляция воздуха и масла;
Трансформаторы с негорючим жидким диэлектриком	{	МВ — принудительная циркуляция воды с естественной циркуляцией масла;
		Н — естественное охлаждение негорючим жидким диэлектриком;
		НД — охлаждение негорючим жидким диэлектриком с дутьем.

На третьем месте — число обмоток, работающих на самостоятельные сети, если это число больше двух (для обозначения трехобмоточного трансформатора применяется буква Т); на четвертом — выполнение одной из обмоток с устройством для регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), наличие такого устройства обозначается буквой Н. Кроме того, для обозначения автотрансформатора добавляется буква А, которая помещается впереди всех букв.

Трансформаторы с естественным масляным охлаждением с азотной защитой без расширителя обозначаются дополнительной буквой З после вида охлаждения, например ТМЗ.

Выполнение трансформатора с расщепленной обмоткой НН обозначается дополнительной буквой Р после числа фаз, например ТРДН.

Исполнение для собственных нужд электростанций обозначается буквой С, например ТРДНС.

Пример условного обозначения: ТРДНС-32000/10-72У1 — трехфазный двухобмоточный трансформатор с расщепленной обмоткой НН, с охлаждением Д, с РПН, исполнения для собственных нужд электростанций, номинальной мощностью 32 000 кВ·А, класса напряжения 10 кВ, конструкции 1972 г., для районов с умеренным климатом для наружной установки.

Таблица 3.1. Характерис

Тип трансформатора	Класс напряжения обмотки ВН, кВ	Напряжения КЗ, %			Потери, кВт		Ток, %, XX, %
		ВС	ВН	СН	XX	КЗ	
Класс напряже							
ТМ-100/6-10	10	—	4,7	—	0,36	2,27	2,6
ТМ-160/6-10	10	—	4,7	—	0,54	3,10	2,4
ТМ-250/6-10	10	—	4,7	—	0,78	4,20	2,3
ТМ-400/6-10	10	—	4,5	—	1,08	5,50	3,0
ТМ-630/10	10	—	5,5	—	1,68	7,60	3,0
ТМ-560/6-10	10	—	5,5	—	2,90	9,00	6,0
ТМ-1000/10	10	—	5,5	—	2,45	12,20	2,8
ТМ-1600/10	10	—	5,5	—	3,30	18,00	2,6
ТМ-2500/10	10	—	5,5	—	3,90	25,00	3,5
ТМ-4000/10	10	—	6,5	—	5,45	33,50	3,0
ТМ-6300/10	10	—	6,5	—	7,65	46,50	3,0
ТМ-63/20	20	—	5,3	—	0,30	1,50	2,8
ТМ-100/20	20	—	6,8	—	0,46	2,27	2,6
ТМ-100/35	35	—	6,8	—	0,46	2,27	2,6
ТМ-160/35	35	—	6,8	—	0,55	3,10	2,3
ТМ-250/35	35	—	7,8	—	0,78	3,80	2,3
ТМ-400/35	35	—	6,8	—	1,03	5,40	2,0
ТМ-630/35	35	—	8,2	—	1,47	6,60	2,0
ТМ-630/20-35	35	—	6,5	—	2,45	6,30	2,0
ТМ-1000/35	35	—	6,5	—	2,75	10,60	1,5
ТМН-1000/35	35	—	6,5	—	2,75	12,20	1,5
ТМН-1600/35	35	—	6,5	—	3,65	18,0	1,4
ТМ-1600/35	35	—	6,5	—	3,65	18,0	1,4
ТМ-2500/35	35	—	6,5	—	5,1	25,0	1,1
ТМН-2500/35	35	—	6,5	—	5,1	25,0	1,1
ТМ-4000/35	35	—	7,5	—	6,7	33,5	1,0
ТМН-4000/35	35	—	7,5	—	6,7	35,5	1,0
ТМ-6300/35	35	—	7,5	—	9,4	46,5	0,9
ТМТН-6300/35	35	7,5	7,5	16,5	13,0	55,0	2,3
ТД-10000/35	35	—	7,5	—	14,5	65,0	0,8
ТМТН-10000/35	35	16,5	8,0	7,2	18,0	75,0	2,1
ТДНС-1000/35	35	—	14,0	—	14,5	85,0	0,8
ТД-16000/35	35	—	8,0	—	21,0	90,0	0,8
ТМТН-16000/35	35	17,5	8,0	7,5	24,0	114,0	1,6
ТДНС-16000/35	35	—	10,0	—	21,0	105,0	0,8
ТРДН-25000/35	35	—	9,5	—	25,0	145,0	0,7
ТДН-32000/35	35	—	8,0	—	73,0	160,0	3,5
ТРДН-40000/35	35	—	9,5	—	39,0	225,0	2,0

тики трансформаторов

Масса, т, не более					Габариты полностью собранного трансформатора, мм, не более			Ширина колеи, мм	
полная	отправочная	активной части	масла		Длина	Ширина	Высота	продольная	поперечная
			заливаемого при отправке с завода	для долива на монтаже					

ния 6—35 кВ

0,7	0,7	0,4	0,2	—	1150	800	1445	—	—
1,0	1,0	0,5	0,3	—	1210	1000	1585	550	550
1,3	1,3	0,7	0,4	—	1265	1040	1720	550	550
1,8	1,8	0,9	0,5	—	1345	1120	1800	660	660
2,8	2,8	1,3	0,8	—	1750	1275	1950	660	660
3,0	3,0	1,4	1,0	—	2270	1350	2210	820	820
4,4	4,4	2,0	1,3	—	2115	1260	2580	1070	1070
5,9	5,9	2,9	1,5	—	2300	1360	2775	1070	1070
7,8	7,8	3,8	2,3	0,1	3340	2120	3215	1524	1524
13,1	9,7	5,5	2,7	1,5	3900	3600	3555	1524	1524
16,9	12,2	8,1	2,9	2,1	4230	3630	3785	1524	1524
0,7	0,7	0,3	0,3	—	992	775	1680	—	—
1,2	1,2	0,5	0,5	—	1190	855	1885	550	550
1,2	1,2	0,5	0,5	—	1190	855	2130	550	550
1,0	1,0	1,0	0,6	—	1400	1030	2200	660	660
2,2	2,2	1,1	0,7	—	1500	1050	2225	660	660
2,9	2,9	1,3	0,8	—	1610	1160	2350	820	820
3,4	3,4	1,6	1,0	—	1815	1185	2575	820	820
3,1	3,1	1,3	1,0	—	2100	1240	2750	820	820
5,7	5,7	2,4	2,0	—	2570	1595	2840	1070	1070
8,0	5,4	2,4	2,9	—	3500	1540	3000	1070	1070
9,6	9,6	3,1	3,3	—	3500	1810	3265	1070	1070
7,1	7,1	3,3	2,4	—	2235	1630	3115	1070	1070
9,0	7,8	4,4	2,0	0,5	3595	2235	3400	1524	1524
12,3	—	4,2	4,0	—	3650	2224	3550	1524	1524
13,2	9,7	5,6	2,7	1,5	3900	3600	3720	1524	1524
16,3	14,7	7,3	3,6	1,4	3875	3575	3715	1524	1524
17,0	12,2	8,1	2,8	2,1	4250	3650	3785	1524	1524
23,7	19,8	10,6	5,9	1,4	4860	3960	3900	1524	1524
21,2	16,9	11,2	3,3	1,9	3760	3000	4310	1524	1524
32,6	26,4	14,4	7,2	2,7	5565	4180	4778	1524	1524
29,6	24,9	12,7	7,2	2,3	4540	3920	5590	1524	1524
31,0	24,8	15,5	5,6	2,6	3960	3690	4840	1524	1524
42,9	34,6	20,3	9,1	3,5	5810	4280	5155	1524	1524
39,3	30,0	18,9	8,0	3,0	5580	3970	6000	1524	1524
53,8	42,0	24,0	10,4	5,6	5000	4270	6560	1524	1524
60,0	48,0	30,0	11,3	4,5	5880	4560	6330	1524	1524
75,6	62,0	36,5	16,6	6,0	7200	5500	5700	1524	1524

Тип трансформатора	Класс напряжения обмотки ВН, кВ	Напряжения КЗ, %			Потери, кВт		Ток ХХ, %
		ВС	ВН	СН	ХХ	КЗ	
ТДЦ-80000/35	35	—	9,1	—	129,0	359,0	1,5

Класс напря

ТМН-2500/110	110	—	10,5	—	6,5	22,0	1,5
ТАМН-2500/110	110	—	10,0	—	16,0	23,0	6,0
ТМТГ-5600/110	110	17,0	10,5	6,0	—	—	—
ТМГ-5600/110	110	—	10,5	—	—	—	—
ТМ-6300/110	110	—	10,5	—	27,3	55,2	3,7
ТМТ-6300/10	110	17,0	10,5	6,0	32,0	65,0	4,8
ТМН-6300/110	110	—	10,5	—	13,0	50,0	1,0
ТМН-10000/110	110	—	10,5	—	18,0	60,0	0,9
ТДН-10000/110	110	—	10,5	—	27,0	74,0	0,9
ТМТН-10000/110	110	10,5	17,0	6	23,0	80,0	1,1
ТДТН-10000/110	110	10,5	17,0	6	47,0	72,0	5,0
ТДН-15000/110	110	—	10,5	—	40,0	130,0	—
ТДТН-15000/110	110	17,0	10,8	6	65,0	140,0	5,0
ТДН-16000/110	110	—	10,5	—	21,0	85,0	0,85
ТДТН-16000/110	110	10,5	17,0	6	26,0	105,0	1,1
ТДТГ-20000/110	110	17,0	10,5	6	45,0	127,0	2,5
ТДНГ-20000/110	110	—	10,5	—	62,0	153,0	4,5
ТДТН-20000/110	110	17,0	10,5	6	26,0	105,0	1,1
ТДТНГ-20000/110	110	17,0	10,5	6	45,0	127,0	2,5
ТДТН-25000/110	110	10,5	17,0	6	36,0	145,0	1,0
ТРДН-25000/110	110	—	10,5	—	36,0	120,0	0,8
ТДТНГ-31500/110	110	17,0	10,5	6,2	125,0	255,0	5,0
ТДН-31500/110	110	—	11,6	—	57,0	195,0	—
ТДТН-31500/110	110	10,5	17,5	6	75,0	225,0	—
ТРДН-32000/110	110	—	10,5	—	44,0	145,0	0,8
ТД-40000/110	110	—	10,5	—	42,0	175,0	0,7
ТРДН-40000/110	110	—	10,5	—	52,0	175,0	0,7
ТДТН-40000/110	110	10,5	17,0	6	60,0	230,0	0,9
ТДТНГ-40500/110	110	17,0	10,5	6	135,0	300,0	4,0
ТДГ-60000/110	110	—	11,5	—	140	295	2,7
ТДТГ-60000/110	110	17,0	10,5	6	150	455	3,0
ТДНГ-60000/110	110	—	10,5	—	150	275	4,0
ТДТН-63000/110	110	10,5	17	6	70	310	0,9
ТРДЦН-63000/110	110	—	10,5	—	70	245	0,6
ТРДН-63000/110	110	—	10,5	—	73	260	0,6

Продолжение табл. 3.1

Масса, т, не более					Габариты полностью собранного трансформатора, мм, не более			Ширина колеи, мм	
полная	отправочная	активной части	масла		Длина	Ширина	Высота	продольная	поперечная
			заливаемого при отправке с завода	для доливки на монтаже					
78,5	67,4	49,6	9,5	2,4	5940	4550	6049	1524	2500

жжения 110 кВ

24,5	22,0	9,7	8,9	1,2	4630	2830	4010	1524	1524
21,5	21,0	6,5	7,9	0,5	3300	1900	1900	—	—
43,5	36,0	14,3	14,5	3,0	5420	4540	5030	1524	1524
35,0	26,0	11,5	10,4	2,9	5000	4390	4710	1524	1524
23,7	20,5	10,3	6	3,5	5260	4280	5165	1524	1524
38,9	29,6	13,2	9,9	4,4	7000	4500	5300	1524	1524
37,3	32,0	12,2	12,1	2,6	6080	3170	5150	1524	2000
42,0	35,3	16,0	11,8	3,8	6275	3405	5417	1524	2000
38,1	31,4	16,1	9,1	3,8	5900	4270	5380	1524	1524
57,0	48,4	20,9	18,3	4,0	7147	3376	5864	1524	2000
52,3	46,0	22,0	12,9	3,9	6900	3750	5476	1524	1524
63,5	50,1	23,0	17,8	4,5	4930	4835	7127	1524	2000
77,2	63,2	31,2	22,7	4,5	5750	5470	6890	1524	1524
52,6	46,0	23,7	13,3	3,8	6918	4370	5770	1524	2000
130,0	110,3	29,5	26,0	11,0	7185	4470	5665	1524	2000
71,0	57,0	32,0	17,9	4,6	6000	4720	5680	1524	2000
71,2	56,5	28,0	18,5	5,0	5990	4435	6536	1524	1524
67,5	61,0	29,5	16,2	5,5	7185	4470	5665	1524	2000
84,0	68,5	34,0	23,0	4,0	6440	4725	5685	1524	1524
79,9	68,7	37,3	19,0	6,0	7520	4544	5936	1524	2000
67,2	56,7	32,6	16,0	4,0	6580	4650	5820	1524	2500
93,0	72,5	41,0	20,5	6,0	6270	5220	7170	1524	1524
84,5	67,0	38,4	18,5	6,0	7685	4826	6386	1524	2000
117,1	87,8	53,0	26,3	9,7	8550	5112	6435	1524	2000
76,0	65,1	36,9	19,0	5,0	7550	4720	5535	1524	2000
70,5	56,8	39,8	9,4	7,0	7350	4950	6000	1524	2000
94,7	—	44,9	26,7	4,0	7285	5029	6253	1524	2000
103,1	88,1	53,6	22,2	5,6	7530	5044	6220	1524	2000
119,0	71,2	55,8	6/м	33,8	8710	5060	6950	1524	2000
109,6	64,3	54,7	6/м	30,2	7510	4980	6700	1524	2000
142,5	80	65,4	6/м	39,3	8170	5180	7416	1524	2000
115,9	89,8	54	22,4	9,0	9325	5420	6350	1524	2000
130	110,3	67,6	26	11	9400	5410	7200	1524	2000
105,3	92,7	57,3	24,5	4	8215	4240	6470	1524	2000
107	94,7	57,3	25,1	3,4	8300	4450	6470	1524	2500

Тип трансформатора	Класс напряжения обмотки ВН, кВ	Напряжение КЗ, %			Потери, кВт		Ток XX, %
		ВС	ВН	СН	XX	КЗ	
ТДГ-75000/110	110	—	10,5	—	165	400	4,0
ТДТГ-75000/110	110	17,0	10,5	6	180	488	4,0
ТДТНГ-75000/110	110	20	12	7,5	210	450	4,0
ТДЦТН-80000/110	110	10,5	17	6	102	390	0,8
ТД-80000/110	110	—	10,5	—	89	315	0,6
ТДТН-80000/110	110	17	10,5	6	73	380	0,6
ТРДЦН-80000/110	110	—	10,5	—	—	—	—
ТДЦ-80000/110	110	—	10,5	—	70	315	0,6
ТДЦТН-80000/110	110	17	10,5	6	102	390	0,8
ТДЦ-125000/110	110	—	10,5	—	100	520	0,6
ТДЦ-200000/110	110	—	10,5	—	315	730	2,5
ТДЦ-250000/110	110	—	10,5	—	170	640	0,5
ТДЦ-400000/110	110	—	10,5	—	230	1350	0,8

Класс напря

ТДН-16000/150	150	—	10,5	—	21	85	0,8
ТРДН-32000/150	150	—	10,5	—	105	175	3,5
ТРДН-63000/150	150	—	10,5	—	59	235	—
ТДЦГ-125000/150	150	—	12	—	280	560	3,5
ТД-250000/150	150	11	11	11	170	640	—
ТДЦ-400000/150	150	—	11	—	325	1320	2
ТДТНГ-20000/220	220	12,5	18,9	6,1	95	154	2
АТДТГН-30000/220	220	10,2	15	9,9	60	190	2,8
ТРДНГ-32000/220	220	—	12	—	125	215	4,5
ТДТН-40000/220	220	22	12,5	9,5	54	240	1,1
ТДТНГ-40000/220	220	12,7	20,5	7,6	175	255	4,5
АТДТНГ-40000/220г	220	12	11,3	5,7	—	—	—
ТРДЦНГ-63000/220	220	—	12,2	—	137	360	4
ТДЦТН-63000/220	220	12,5	24	10,5	91	320	1
АТДЦТН-63000/220	220	12,5	24	10,5	91	320	1
ТДЦГ-90000/220	220	—	12,2	—	255	400	3,8
АТДЦТГ-120000/220	220	10,5	36,3	23	150	500	3
ТДЦГ-125000/220	220	—	12	—	115	380	3,5
АТДЦТН-125000/220	220	10,6	31	18,9	85	290	0,5
ТДЦГ-180000/220	220	—	12	—	320	760	3,2
ТДЦТГА-180000/220	220	12,5	11,5	17,7	350	490	3
АТДЦТГ-180000/220	220	4	36	22	250	650	2
ТДЦ-200000/220	220	—	11	—	210	730	—
АТДЦТН-200000/220	220	10,6	32	19,5	125	430	0,5

Продолжение табл. 3.1

Масса, т, не более					Габариты полностью собранного трансформатора, мм, не более			Ширина колен, мм	
полная	отправочная	активной части	масла		Длина	Ширина	Высота	продольная	поперечная
			заливаемого при отправке с завода	для доливки на монтаже					
125,9	71	62,4	6/м	33,5	7850	5540	7170	1524	2000
151,3	83,7	68,9	6/м	44,1	8760	5760	7360	1524	2000
170,5	79,6	—	6/м	51,7	9770	5850	7180	1524	2000
141,8	123,8	79,5	29,5	4,5	8100	6200	7000	1524	2000
101,6	81	61	11,5	9	7750	4844	6620	1524	2000
146,3	124,8	32	26,2	11,1	9600	4800	7200	1524	2000
135,7	89,7	72,3	6/м	36,3	8463	4966	6887	1524	2500
96	82	60,5	11,5	3,5	6750	4300	7210	1524	2000
141,8	123,8	79,6	29,6	4,5	8100	6200	7000	1524	2000
128,6	114	86	50	3,7	7450	4300	7210	1524	2000
296,8	218,5	194	6/м	27,8	7560	3450	7100	1524	2×2000
213	166,7	152	6/м	25,5	13 960	4780	6730	1524	2×2000
296,8	218,5	194	6/м	50	14 600	8490	7750	1524	2×2000

жения 150—220 кВ

52	45	21,2	15	3	6700	4500	6460	1524	2000
92,1	80	36,8	24,8	7	6800	4800	7600	1524	2000
109	94,2	59,2	20	6,2	8330	4800	7200	1524	2000
145,9	129	94	21,6	8,5	7870	3150	8350	1524	2500
230	—	—	—	—	—	—	—	1524	2×2000
296,8	220	194	6/м	54,8	10 560	3800	7222	1524	2×1524
133	65	43	6/м	50	9750	5500	8400	1524	3000
145,6	66,1	41,3	6/м	61	11 600	5700	7600	1524	3000
150	70	52	6/м	50,5	8900	5500	8356	1524	3000
126,5	—	57,1	33,5	9,5	9495	5408	6750	1524	3000
169,8	89,3	65,6	6/м	61,9	11 100	5400	7510	1524	3000
150	118,5	55	43	13	10 750	6250	7020	1524	3000
145	95	70	6/м	41	8000	5555	8600	1524	3000
151,8	133,5	77,8	6/м	41,5	8963	4775	7666	1524	3000
151	133	77,9	6/м	41,5	8963	4775	7660	1524	3000
155	101,5	83	6/м	38	7850	5200	7140	1524	2500
162,5	94	75,3	6/м	44	7700	6100	7350	1524	3000
180,1	112,1	94,5	6/м	50	9160	4000	7565	1524	2×2000
186	157	82	52,5	11	13 000	5840	8050	1524	3×1524
252,5	152	126	6/м	60	9805	5820	7180	1524	2×2000
242	162,1	138,5	6/м	60	9110	6000	6830	1524	2×2000
194,8	121,2	104,7	6/м	49	9305	4740	7565	1524	2×2000
195	167	120	6/м	39	7750	6340	7365	1524	2×2000
250	230	126	65	10	13 700	5500	6350	1524	4×1524

Тип трансформатора	Класс напряжения обмотки ВН, кВ	Напряжение КЗ, %			Потери, кВт		Ток ХХ, %
		BC	BH	CH	XX	KЗ	
ТДЦГ-240000/220	220	—	12,7	—	370	925	3
ТДЦГА-240000/220	220	13,5	12,5	18,8	160	500	3
АТДЦТГ-240000/220	220	10,2	35	22,8	380	730	3
ТДЦ-250000/220	220	—	10,9	—	370	925	1,5
ТДЦГ-250000/220	220	—	10,9	—	370	925	1,5
ТДЦГ-275000/220	220	—	11	—	435	1050	3
ТДЦГ-360000/220	220	—	13	—	475	1450	2,5
ТДЦ-400000/220	220	—	10,7	—	330	1300	1,5
ТЦ-630000/220	220	—	12,7	—	295	1960	0,8

Класс напряжения

ТРДНС-40000/330	330	—	11	—	120	267	0,7
ТЦ-63000/330	330	—	10,5	—	138	221	0,91
ТРДЦН-63000/330	330	—	11	—	120	267	0,7
АТДЦТГ-120000/330	330	9,7	23,5	12	265	410	2,5
АОДЦТН-133000/330	330	9	60,5	48,5	55	280	0,15
АТДЦТНГ-125000/330	330	9,9	33,2	21,7	100	370	—
ТДЦ-200000/330	330	—	11	—	220	560	0,45
ТДЦГ-200000/330	330	—	11,3	—	400	770	2
ТДЦ-250000/330	347	—	11	—	240	605	0,45
АТДЦТН-200000/330/110	330	10,3	34,2	22,3	250	740	2
АТДЦТГ-240000/330/150	330	11,5	39	24	350	750	1,5
АТДЦТГ-240000/330/220	330	7,6	81	71,5	130	560	1,5
ТДЦГ-250000/330	330	—	11,7	—	455	915	—
АТДЦТ-250000/330	330	9,6	29,5	18,2	130	630	0,5
ТЦ-250000/330	330	—	—	—	205	605	—
ТДЦ-400000/330	330	—	12,9	—	250	1170	0,5
ТДЦГ-400000/330	330	—	13	—	725	1430	1,8
ТЦ-630000/330	330	11	11	11	405	1380	0,3
ОДНТНП-135000/330/110	330	—	11	—	125	550	3
ТЦ-100000/330	330	—	11,5	—	470	2150	—
ТДЦ-125000/400	400	—	12,5	—	145	375	0,5
ОДЦ-150000/400	400	—	12,5	—	120	485	0,5
АОРДЦТ-135000/500/220	500	9,5	31	20	150	360	0,5
АОДЦТГ-90000/500	500	9,2	18,3	8	265	312	2,8
АОРЦТ-135000/500/110	500	10,5	21	9	170	390	0,6
ОДЦТГА - $\frac{135000}{90000}$ /500	500	8,3	28,4	19	135	367	0,9

Продолжение табл. 3.1

Масса, т, не более					Габариты полностью собранного трансформатора, мм, не более			Ширина колен, мм	
полная	отправочная	активной части	масла		Длина	Ширина	Высота	продольная	поперечная
			заливаемого при отправке с завода	для доливки на монтаж					
293	230	168	б/м	62,5	12 400	7300	6300	1524	3×2000
290,4	196,5	168,1	б/м	62,5	11 050	6500	6650	1524	2×2000
248,9	154,4	125,3	б/м	62	10 360	6010	6800	1524	2×2000
244	172,5	148	б/м	44,3	9310	4730	8345	1524	2×2000
244	172,5	148	б/м	44,3	9310	4620	7700	1524	2×2000
262	190	161	б/м	47	9430	5360	7200	1524	2×2000
334	229	195	б/м	65,5	10 590	5000	7745	1524	2×2000
297	214	188	б/м	50,5	11 740	4135	8070	1524	2×2000
374,2	300	256,2	б/м	75	12 200	5190	8100	1524	3×1524

330—1150 кВ

113	96	73	29	10	10 070	4600	8100	1524	3000
170	145	84	б/м	51	—	—	—	1524	2×2000
170	145	83	40	12	11 010	5370	8830	1524	2×2000
1964	115	93,5	б/м	61,8	10 300	4430	7900	1524	2×2000
143	120	75	30	8,5	9900	5400	9000	1524	2×2000
211,2	116,3	99	б/м	57	11 140	5704	8063	1524	2×2000
213	190	134	40	12	10 425	5200	8965	1524	2×2000
260,2	164,5	137,3	б/м	65,2	10 255	4505	7790	1524	2×2000
246	217	157	б/м	70	11 105	5765	9068	1524	2×2000
254	150	133	б/м	66,4	9280	7310	8335	1524	2×2000
227	152	123	б/м	55	10 250	4150	7970	1524	2×2000
219	120	103,8	б/м	59	11 600	4500	7950	1524	2×2000
279,5	185	158	б/м	62,5	10 255	4540	8320	1524	2×2000
234	190	134,5	36	17	12 900	5670	7720	1524	2×1524
265,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—
361	267	223	б/м	70	13 140	4110	9450	1524	3×1524
391	268	225	б/м	74	11 080	6715	8900	1524	2×2000
468	365	309,2	б/м	85	11 100	5300	9800	1524	3×1524
220	172	110	45	15	10 500	6425	9070	1524	1×2000
515	400	354	б/м	95	14 710	5200	9285	1524	6×1524
230	154	129	б/м	52	10 400	5660	9660	1435	2×1435
198	160	109,5	30	18	8500	5500	9750	1435	2×1435
195	131	90	б/м	66,7	10 200	5260	7680	1524	2×2000
173	120	93	б/м	37	8740	5700	10 500	1524	2×2000
—	—	—	—	—	10 800	4700	9350	1524	2×2000
235	152	129,6	б/м	58	10 340	6300	10 100	1524	2×1524

Тип трансформатора	Класс напряжения обмотки ВН, кВ	Напряжение КЗ, %			Потери, кВт		Ток, XX, %
		ВС	ВН	СН	XX	КЗ	
АОРЦТ-135000/500/220	500	9,5	31	20	150	360	0,5
АОДТГ-135000/500	500	9,3	30,3	20	135	367	0,9
ОРДЦ-135000/500	500	—	13,2	—	150	470	0,6
АОДЦТН-167000/500/330	500	9,5	67	61	70	320	0,3
ТЦ-206000/500	500	13	—	—	190	705	0,5
ТДЦ-206000/500	500	13	—	—	300	740	1,5
ТДЦ-250000/500	500	13	—	—	230	600	0,45
АТДЦТН-250000/500/110	500	13	33	18,5	250	550	0,45
АОДЦТН-250000/500	500	10,4	24	12,4	270	550	—
АОДЦТН-267000/500	500	8,8	23,9	12,4	160	435	0,35
ТДЦ-400000/500	500	—	12,6	—	370	940	0,35
ТЦ-630000/500	500	14	14	14	480	1300	0,35
ОЦ-417000/500	500	—	13	—	290	1200	0,4
АТДЦН-500000/500/220	500	11,7	13	—	230	1050	0,3
АОДЦТН-333000/750/330	750	9,95	17	2,8	250	580	0,35
АОДЦТ-210000/1150/500	1150	—	—	—	—	—	—
АОДЦТ-667000/1150/500	1150	11,5	35	22	360	1350	0,3

Т а б л и ц а 3.2. Характеристики линейных

Тип трансформатора	Мощность, мВ·А	Класс напряжения обмотки ВН, кВ	Потери, кВт		Ток XX, %	полная
			XX	КЗ		
ВРТДНУ-120000/36/35	120	35	—	—	—	50,5
ВРТДНУ-125000/35	125	35	—	—	—	50,5
ВРТДНУ-180000/35/35	180	35	—	—	—	63,3
ВРТДНУ-240000/35/35	240	35	—	—	—	80
ВРТДНУ-405000/35/35	405	35	—	—	—	80,6
ЛТМН-16000/10	16	10	10	35	5	25,67
ЛТМН-40000/10	40	10	20	70	3,5	36,1
ЛТМН-63000/35	63	35	28	110	3,1	47,3
ЛТМН-100000/35	100	35	43	140	3,5	67,6
РОМ-1200/10	1,1	10	20	—	—	38,0
РТД-20000/35	20	35	120	—	—	31,5

Продолжение табл. 3.1

Масса, т, не более					Габариты полностью собранного трансформатора, мм не более			Ширина колеи, мм	
полная	отправочная	активной части	масла		Длина	Ширина	Высота	продольная	поперечная
			заливаемого при отправке с завода	для доливки на монтаже					
185	131	90	6/м	66,7	10 200	5260	7680	1524	2×2000
232	149	127	5,8	52,2	10 000	6300	10 100	1524	2×1524
190	145	100	6/м	52	9560	3540	9280	1524	2×2000
165	142	106,5	37,6	7,4	10 500	5700	10 000	1524	2×2000
285	180	167	6/м	67	10 900	6800	10 250	1524	2×2000
285	185	167	6/м	67	10 900	6800	10 250	1524	2×2000
280	200	160	6/м	75	11 100	5300	9800	1524	2×2000
338	292	199	6/м	67	13 100	6100	9700	1524	3×1524
380	255	210,7	6/м	80	11 740	7250	13 000	1524	2×2000
241	209	143	45	6	11 300	6000	10 100	1524	2×1524
410	350	266	50	20	12 000	6900	9900	1524	3×1524
484	400	356	6/м	61	13 750	6350	10 300	1524	3×1524
361	271	230	6/м	70	11 400	4700	10 200	1524	3×1524
366	313	210	6/м	85	15 750	9400	9900	1524	3×1524
352	232	197	6/м	80	15 325	8800	11 250	1524	2×1524
330	200	166,5	6/м	97	14 900	7000	14 445	1524	2×1524
580	480	325	100	15	15 840	6900	15 200	1524	3×1524

регулирующих трансформаторов и реакторов

Масса, т, не более				Габариты полностью собранного трансформатора, мм, не более			Ширина колеи, мм		Количество мест под установку докранов для подъема
отправочная	активной части	масла		длина	ширина	высота	продольная	поперечная	
		заливаемого при отправке с завода	для доливки на монтаже						
39,6	18,2	18,2	4,2	4660	4500	6418	1524	1524	4
39,6	18,2	18,2	4,2	4660	4500	6418	1524	1524	4
50,5	24,6	22,7	5,1	5435	4500	6530	1524	2000	4
64,8	32,0	21,0	6,1	5500	4500	6975	1524	1524	4
64,8	32,0	21,0	6,1	5550	4500	6975	1524	1524	4
26,67	—	—	—	3720	4580	4820	1524	—	4
36,1	—	—	—	4885	4515	4647	1524	—	4
47,3	—	—	—	5155	4540	5603	1524	—	4
67,6	—	—	—	4710	5500	5920	1524	—	4
—	—	—	—	2500	1500	2800	820	—	4
—	—	—	—	3800	5160	5200	1524	—	4

Тип трансформатора	Мощность, мВ·А	Класс напряжения обмотки ВН, кВ	Потери, кВт		Ток ХХ, %	полная
			ХХ	КЗ		
РОД-30000/35	30	35	180	—	—	35,1
РОД-33333/110	33,3	110	180	—	—	39,1
РОДЦ-60000/500	60	500	205	—	—	66,6
РОДЦ-110000 750	110	750	305	—	—	95,0

Т а б л и ц а 3.3. Характеристики заземляющих

Тип	Мощность	Номинальное напряжение, кВ		Пределы регулирования, А
		сети	ДГК	
ЗРОМ-175/6	175	6	3,6	25—50
ЗРОМ-350/6	350	6	3,5	50—100
ЗРОМ-300/10	300	10	6,1	25—50
ЗРОМ-275/35	275	35	20,2	6,2—12,4
ЗРОМ-550/35	550	35	20,2	12,5—25
ЗРОМ-80/13,8	80	13,8	8,0	4—10
ЗРОМ-100/18	100	18	10,4	4—10
РДМР-300/6	300	6	3,8	15—80
РДМР-760/6	760	6	3,8	50—200
РДМР-485/10	485	10	6,1	15—80
РДМР-1210/10	1210	10	6,1	50—200
ПКР-300/6	300	6	3,6	20—75
ПКР-380/6	380	6	3,6	40—100
ПКР-800/35	800	35	—	5—35
ПКР-1450/35	1450	35	—	10—70

Примечания: 1. В обозначении типа: З — заземляющий; Р — реактор; П — с плавным регулированием; К — дугогасящая катушка.
 2. ЗРОМ-80/13,8 и ЗРОМ-100/18 предназначены для компенсации емкости.
 3. ДГК с плавной регулировкой настройки снабжены электроприводом.

Т а б л и ц а 3.4. Силовые сухие

Тип трансформатора	Мощность, мВ·А	Напряжение, кВ	Напряжение КЗ, %	Потери,	
				ХХ	
ТСЗ-160/10	0,16	6—10	5,5	0,7	
ТСЗ-250/10	0,25	6—10	5,5	1,0	
ТСЗ-400/10	0,40	6—10	5,5	1,3	
ТСЗ-630/10	0,63	6—10	5,5	2,0	

Продолжение табл. 3.2

Масса, т, не более				Габариты полностью собранного трансформатора, мм, не более			Ширина колеи, мм		Количество мест под установку домкратов для подъема
отправляющая	активной части	масла		длина	ширина	высота	продольная	поперечная	
		заливаемого при отправке с завода	для доливки на монтаже						
—	—	—	—	3670	3580	5150	1524	—	4
—	—	—	—	3570	5740	5750	1524	—	4
—	—	—	—	3350	6150	9170	1524	2500	4
—	—	—	—	4000	8500	11 000	1524	2500	4

дугогасящих катушек (ДГК)

Размеры, мм			Масса, кг	
Высота	Длина	Ширина	масла	полная
2000	1350	1200	345	1250
2500	1550	1300	505	2000
2500	1550	1400	505	2000
2500	1700	1250	820	2100
2600	1800	1400	1000	2650
2300	1550	200	340	1100
2300	1550	200	320	1150
2200	1300	1300	1055	2900
2200	1600	1600	1160	3140
2200	1300	1300	1055	2900
2630	1880	1880	1400	6030
1320	1130	1130	600	1730
1320	1130	1130	600	1730
1850	1360	1360	1550	4850
1850	1360	1360	1550	5850

О — однофазный; М — масляный; Д — дугогасящий; Р (в конце) — регулируемый; электрогенераторов.

трехфазные трансформаторы

кВт	Ток XX, %	Масса, т		Размеры, мм		
КЗ		полная	активной части	Высота	Длина	Ширина
2,7	4,0	1,29	1,01	1690	1780	935
3,8	3,5	1,63	1,34	1835	1830	955
5,4	3,0	2,27	1,93	2135	2230	960
7,3	3,0	3,22	2,83	2260	2220	1090

Тип трансформатора	Мощность, мВ·А	Напряжение, кВ	Напряжение КЗ, %	Потери,	
				XX	
ТСЗ-1000/10	1,00	6—10	5,5	3,0	
ТСЗ-1600/10	1,60	6—10	5,5	4,2	
ТСЗК-1000/10	1,00	6—10	5,5	1,0	
ТСЗС-630/10	0,63	6—10	5,5	2,8	
ТСЗС-1000/10	1,00	6—10	5,5	4,2	
ТЗС-250/15	0,25	13,8	8	1,1	
ТЗС-400/15	0,40	13,8	8	1,4	
ТЗС-630/15	0,63	15,75	8	2,3	
ТЗС-1600/15	1,00	15,75	8	3,2	
ТЗС-1600/15	1,60	15,75	8	4,3	

Б. ТРАНСПОРТИРОВКА ТРАНСФОРМАТОРОВ

3.4. РАЗДЕЛЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ГАБАРИТЫ

Все силовые трансформаторы (автотрансформаторы) делятся в зависимости от мощности и напряжения на следующие габариты (табл. 3.5).

Т а б л и ц а 3.5. Габариты силовых трансформаторов

Номер габарита	Диапазон мощностей, кВ·А	Класс напряжения, кВ
I	До 100	До 35
II	Свыше 100 до 1000	До 35
III	Свыше 1000 до 6300	До 35
IV	Свыше 6300	До 35
V	До 32 000	Свыше 35 до 110
VI	Свыше 32 000 до 80 000	До 330
VII	Свыше 80 000 до 200 000	До 330
VIII	Свыше 200 000	До 330
	Независимо от мощности	Свыше 330
	Независимо от мощности для ВЛ постоянного тока	Независимо от напряжения

3.5. ТРАНСПОРТИРОВКА ТРАНСФОРМАТОРОВ ПО ЖЕЛЕЗНОЙ ДОРОГЕ

Перевозка трансформаторов* по железной дороге имеет ту особенность, что в зависимости от мощности и напряжения схемы крепления на железнодорожных платформах или транспортерах различны.

Для того чтобы вписать трансформатор в железнодорожный габарит

* Здесь и далее подразумеваются также и автотрансформаторы.

Продолжение табл. 3.4

кВт	Ток ХХ, %	Масса, т		Размеры, мм		
		полная	активной части	Высота	Длина	Ширина
11,2	2,5	4,47	4,00	2520	2375	1310
1,6	2,5	6,22	5,65	3150	2610	1310
9,7	1,0	3,2	—	1820	1800	900
7,3	3,0	3,71	3,32	2260	2220	1090
11,2	2,5	5,4	4,93	2520	2375	1310
4,4	4,0	1,81	1,51	1845	2190	1190
6,0	3,5	2,53	2,19	2120	2290	1140
8,7	3,5	3,6	3,21	2305	2400	1290
12,0	3,0	4,74	4,27	2425	2500	1290
16,0	3,0	6,49	5,97	2825	2554	1304

рит (рис. 3.1), приходится частично демонтировать узлы трансформатора, либо грузить на железнодорожные транспортеры с пониженной площадкой, или прибегать к тому и другому средству одновременно.

Одним из таких решений является применение сочлененных транспортеров, на которых трансформатор подвешивается при помощи специальных тележек. В этом случае кожух трансформатора, усиленный специальными балками, участвует как несущая конструкция самого транспортера (рис. 3.2). Основные данные железнодорожных транспортеров отечественного производства приведены в табл. 3.6.

Однако, когда необходима перевозка мощных трансформаторов (VI—VIII габаритов), даже применение специальных железнодорож-

Таблица 3.6. Основные данные железнодорожных транспортеров

Грузоподъемность, т	Длина погрузочной площадки, мм	База, мм	Высота погрузочной площадки, мм	Общая длина транспортера, мм	Количество осей	Масса, т
80	7 000	13 600	795	11 970	6	43
90	7 150	15 100	750	19 100	8	65
100	9 017	20 268	1000	29 200	12	82
110	9 160	20 270	1000	29 215	12	82
130	7 000	17 000	800	25 820	12	98
150	9 150	20 270	960	29 215	12	85
180	8 800	21 900	960	34 000	16	162
220	8 850	23 000	960	36 000	16	190
230	9 750	26 000	1200	39 950	20	208
180*	8 400	21 000	250**	36 170	16	105
220*	9 040	22 300	250**	37 090	16	120
300*	12 000	27 000	250**	42 580	20	148
400*	12 500	33 000	250**	55 640	28	200,6

* Транспортеры сочлененного типа.

** Высота подвеса груза над головной рельсы.

ных транспортеров не всегда позволяет вписаться в габарит, указанный на рис. 3.1.

Главное управление движения МПС при соблюдении особых условий допускает перевозку негабаритных грузов, если отклонения от нормы габаритов не превышают допустимых (рис. 3.3).

Для возможности отправки трансформатора по железной дороге необходимо вписать его в железнодорожный габарит или какую-нибудь допустимую степень негабаритности. Для этого прибегают к частичному демонтажу некоторых частей трансформатора (расширителя, выхлопной трубы, вводов высокого напряжения, системы охлаждения). Для уменьшения отправочной массы из трансформаторов большой мощности сливают масло. В этом случае в бак трансформатора нагнетают под давлением азот или сухой воздух и устанавливают подпиточное устройство, которое поддерживает избыточное давление в баке трансформатора и тем самым предохраняет изоляцию активной части от соприкосновения с окружающим воздухом. Баллоны с азотом легко снимаются с установки и при необходимости заменяются новыми.

Таким образом, различают транспортировку трансформаторов в следующем состоянии:

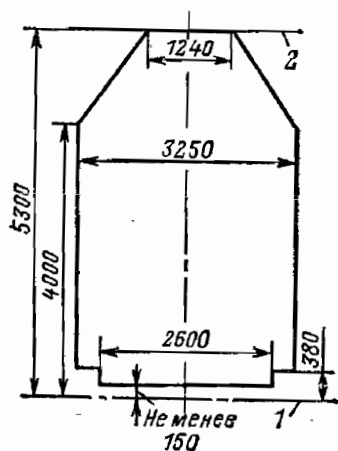
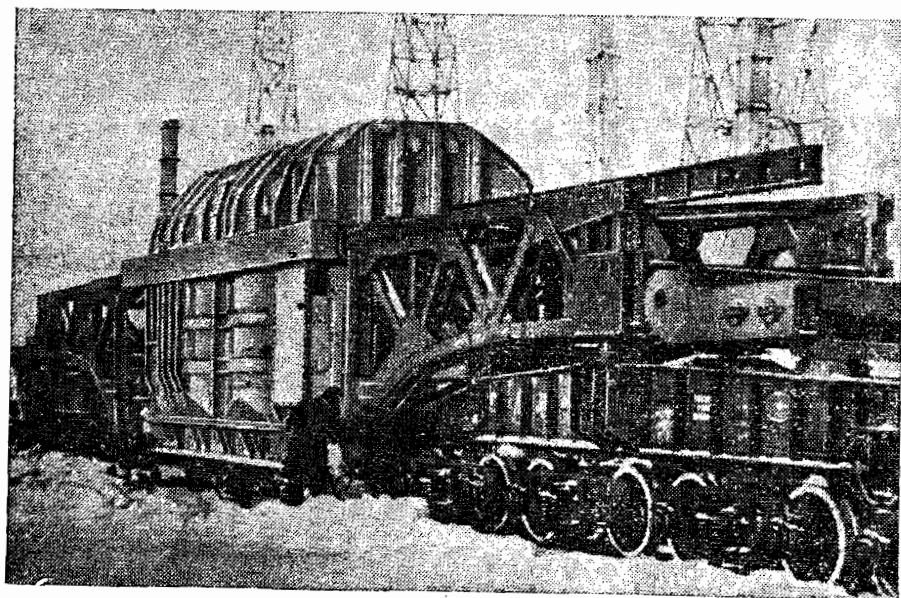


Рис. 3.1. Железнодорожный габарит:

1 — уровень головки рельса; 2 — предельно допустимая высота габарита

Рис. 3.2. Железнодорожный транспортер сочлененного типа с трансформатором



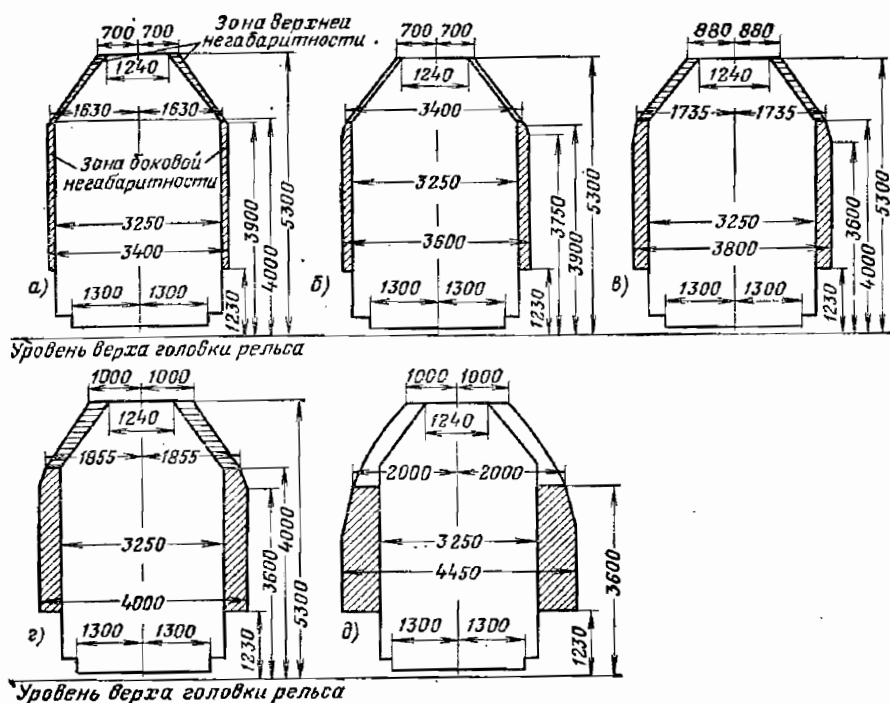


Рис. 3.3. Очертания негабаритности:

а — нулевой степени; б — первой степени; в — второй степени; г — третьей степени; д — четвертой степени

полностью собранные, залитые маслом;
 частично демонтированные и загерметизированные, в собственном баке, залитые маслом ниже крышки, с заполнением надмасляного пространства инертным газом либо сухим воздухом;
 частично демонтированные, в собственном баке, без масла, с установкой автоматической подпитки азота в пути. Запас азота в установке автоподпитки обеспечивает поддержание давления не менее 0,01 МПа (0,1 кгс/см²) в течение 30 сут.

3.6. ТРАНСПОРТИРОВКА ТРАНСФОРМАТОРОВ НА АВТОТРЕЙЛЕРАХ

Перевозка трансформаторов на автотрейлерах (прицепах-тяжеловозах) производится в тех случаях, когда отсутствуют железнодорожные пути и имеются достаточно хорошие шоссейные автодороги.

Такая транспортировка стала обычной при подаче трансформаторов с места разгрузки с железнодорожного транспорта до места установки трансформатора.

При перевозках на автотрейлерах учитывают следующие особенности:

1) большая* ось трансформатора должна быть параллельна большой стороне трейлера и совпадать с направлением движения;

2) центр тяжести трансформатора должен располагаться на платформе так, чтобы коэффициенты запаса устойчивости системы во взаимно противоположных направлениях были по возможности равны;

3) между днищем трансформатора и платформой автотрейлера должны быть проложены деревянные брусья, а в местах установки брусьев платформа должна быть очищена от грязи, следов масла и покрыта слоем сухого мелкого песка (0,5—1,0 мм); кроме того, высота брусьев должна обеспечивать зазор между выступающими частями днища трансформатора и платформой не менее 15 мм и отношение ширины бруса к его высоте должно быть не менее 2;

4) крепление трансформатора должно быть механически прочным по отношению к расчетным нагрузкам, возникающим при перевозке;

5) схему транспортировки трансформатора на автотрейлере рекомендуется выбирать аналогичной схеме завода-изготовителя, рассчитанной на железнодорожную перевозку (рис. 3.4).

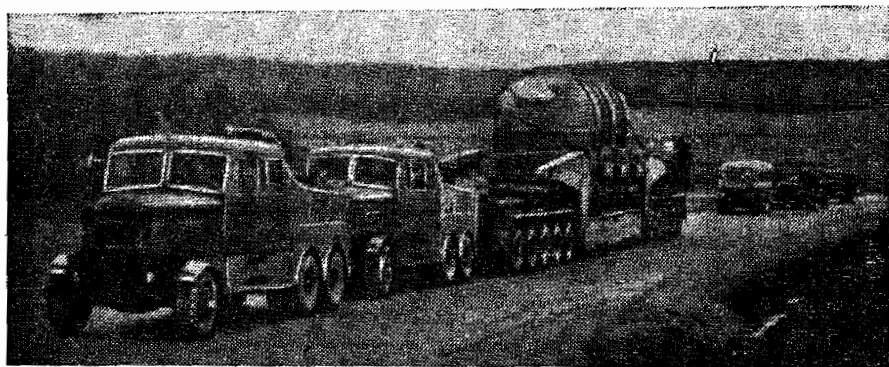


Рис. 3.4. Транспортировка трансформаторов на автотрейлере

Если трансформатор на железнодорожном транспорте был раскреплен расчалками из проволоки диаметром 6 мм, то для крепления его на автотрейлере их необходимо заменить на стропы из троса по ГОСТ 3071—74*.

Для крепления трансформатора массой до 100 т вместо 10 проволок диаметром 6 мм необходимо взять одну нить стального каната диаметром 19,5 мм.

В связи с тем что транспортировка трансформаторов на автотрейлерах допускается при ограниченных скоростях (8—40 км/ч) и практически исключает резкие толчки, нижние металлические сварные упоры, применяемые на железной дороге, здесь не требуются. Наиболее распространенные схемы крепления трансформаторов приведены на рис. 3.5 и 3.6.

* В исключительных случаях при транспортировке на трейлерах грузоподъемностью 40 и 60 т, а также при спаренных трейлерах можно устанавливать трансформаторы по малой оси. В этом случае скорость движения ограничивается до 5 км/ч.

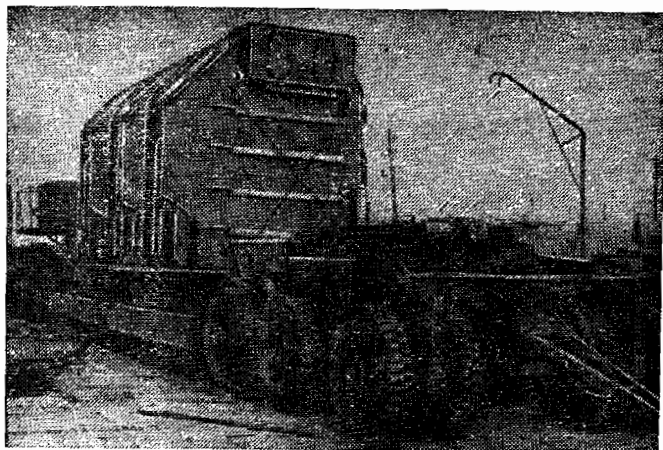


Рис. 3.5. Крепление трансформатора на автотрейлере

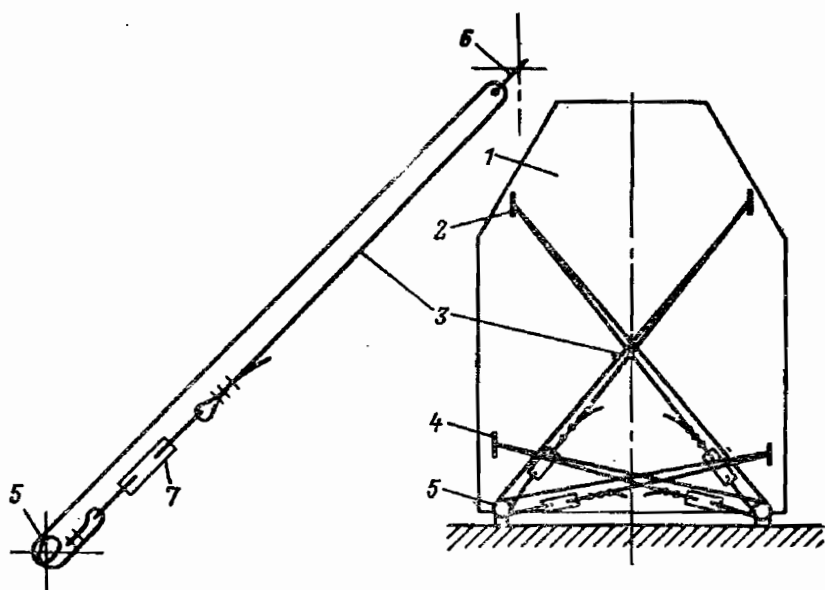


Рис. 3.6. Крепление трансформатора при помощи талрепов:

1 — трансформатор; 2 — верхний рым; 3 — стропы; 4 — нижний рым; 5 — рым транспортера; 6 — скоба; 7 — талреп

Особое внимание должно быть уделено выбору трассы транспортировки, которая должна удовлетворять следующим требованиям: должна иметь твердое покрытие или специально спланированную грунтовую дорогу и достаточную ширину проезжей части. Продольные уклоны дороги не должны превышать 8 ‰, а радиусы поворотов не должны быть меньше 15 м.

Инженерные сооружения, встречающиеся на трассе, должны иметь грузоподъемность, обеспечивающую безопасность провоза груза.

Трасса должна быть согласована с органами Госавтоинспекции (ГАИ), Дорожно-эксплуатационной службой (ДЭУ) и другими заинтересованными организациями (контактной сетью, МПС СССР и пр.).

Предельные габаритные размеры, допустимые к перевозке без специального разрешения ГАИ, определены правилами дорожного движения и составляют:

а) по длине: одиночный автомобиль с любым числом осей — 12 м; автопоезд с двумя и более прицепами — 24 м, автопоезд в составе автомобиля прицепа или тягача с прицепом — 20 м;

б) по ширине — 2,5 м;

в) по высоте от полотна дороги — 3,8 м.

Расчет тягового усилия при перевозке на автотрейлерах производится по формуле

$$F = \frac{2646N}{V} \eta,$$

где F — сила тяги автомобиля или трактора, Н; V — скорость движения, км/ч; η — КПД двигателя и силовой передачи (для автомобиля $\eta=0,85$, для трактора $\eta=0,8$); N — мощность двигателя, л.с.

Во избежание буксования ведущих колес автомобиля или гусениц трактора необходимо, чтобы сила тяги по мощности двигателя не превышала силы тяги по сцеплению с покрытием дороги, которую определяют по формуле

$$F = 9,8P_c\phi,$$

где P_c — сцепная масса, т.е. масса тягача, обеспечивающая сцепление с покрытием дороги, кг (для двухосных автомобилей с ведущими задними колесами P_c равно 0,6—0,7 массы всего автомобиля, для тракторов P_c равно полной массе трактора); ϕ — коэффициент сцепления колес (гусениц) с покрытием, который зависит от типа и состояния дороги (табл. 3.7, 3.8).

Для последующих расчетов принимают меньшее из двух значений тяги F .

Т а б л и ц а 3.7. Коэффициент сцепления колес автомобиля с покрытием дороги

Покрытие дороги	Коэффициент сцепления шин			
	высокого давления		низкого давления	
	Сухая дорога	Мокрая дорога	Сухая дорога	Мокрая дорога
Бетон	0,85	0,45	0,82	0,45
Альфальт	0,75	0,3	0,7	0,35
Щебенка и гравий	0,65	0,4	0,6	0,4
Булыжник	0,4	0,3	0,45	0,42
Деревянные лежни	0,6	0,4	0,6	0,43
Земляное полотно	0,55	0,35	0,55	0,4
Супесчаный укатанный грунт	0,75	0,65	0,75	0,65
Глинистый грунт	0,55	0,35	0,55	0,35
Укатанный снег	0,3	0,1	0,35	0,1
Обледенелый снег	0,15	0,07	0,2	0,15
Песок, рассыпанный по льду	0,4	0,3	0,6	0,4

Т а б л и ц а 3.8. Коэффициент сцепления гусеничных тракторов с покрытием дороги

Тип дороги и грунта	Коэффициент сцепления
Сухая грунтовая дорога:	
на глинистом грунте	0,85
на песчаном грунте	0,90
Сухая укатанная дорога на черноземе	0,87
Луг:	
скошенный, влажный	1,05
нескошенный	0,6
Слежавшаяся пахота	0,7
Песок:	
влажный	0,5
сухой	0,4
Болото	0,7
Укатанная снежная дорога	0,65
Обледелый грунт со снежным покровом толщиной 50—100 мм	0,46
Асфальт:	
летом	0,85
покрытый мокрым укатанным снегом	0,45
Булыжная мостовая	0,25

Далее определяется сопротивление движению всего транспорта, т. е. тягача, трейлера и трансформатора. Полное сопротивление выражается зависимостью

$$W = 9,8Q\omega_t + 9,8q_{бр}\omega_{пр} + (9,8Q + q_y)\omega_y,$$

где Q — масса тягача (автомобиля или трактора), т; ω_t — основное удельное сопротивление движению тягача, Н/т (табл. 3.9); $q_{бр}$ — масса прицепа (трейлера) с грузом (брутто), т; $\omega_{пр}$ — основное удельное сопротивление движению трейлера, Н/т (табл. 3.10); q_y — дополнительное

Т а б л и ц а 3.9. Основное удельное сопротивление движению автомобилей и тракторов

Тип дороги	Основное удельное сопротивление движению, Н/т (кгс/т)	
	автомобиля	трактора гусеничного
Цемент- и асфальтобетонная	100—200 (10—20)	400—500 (40—50)
Черная	200—250 (20—25)	400—500 (40—50)
Булыжная мостовая	400—500 (40—50)	500—600 (50—60)
Грунтовая сухая и ровная	400—500 (40—50)	500—800 (50—80)
Грунтовая неровная и грязная	700—1500 (70—150)	1000—1500 (100—150)
Рыхлый грунт, сыпучие пески	1500—2000 (150—200)	1800—2000 (180—200)

Т а б л и ц а 3.10. Основное удельное сопротивление движению прицепов на колесном и гусеничном ходу

Тип и состояние дороги	Основное удельное сопротивление движению, Н/т (кгс/т)				Прицепы на гусеничном ходу с металлическими гусеницами
	Прицепы на колесном ходу			на пневматике низкого давления	
	со сплошными металли- ческими или резиновыми шинами	на пневматике высокого давления			
Грунтовая: твердая профили- рованная среднего качест- ва плохого качества Песчаная плохого ка- чества	600—400 (60—40)	350—250 (35—25)	300—200 (30—20)	800—700 (80—70)	
	800—650 (80—65)	470—350 (47—35)	400—300 (40—30)	900—800 (90—80)	
	1100—700 (110—70)	600—500 (60—50)	500—400 (50—40)	1000—900 (100—90)	
	1200—900 (120—90)	1000—800 (100—80)	650—600 (65—60)	1200—900 (120—90)	
	800—650 (80—65)	350—250 (35—25)	300—200 (30—20)	600—500 (60—50)	
Снежно-ледяная ука- танная	3000—2000 (300—200)	2400—1500 (240—150)	600—500 (60—50)	1200—1000 (120—100)	
Бездорожье: луг, пашня, заросшая травой	1500—1000 (150—100)	1000—800 (100—80)	600—500 (60—50)	700—600 (70—60)	
Талый снег, рыхлый	3500—2500 (350—250)	2500—1500 (250—150)	1200—1000 (120—100)	1500—1200 (150—120)	
Глубокая грязь	3000—2000 (300—200)	1800—1100 (180—110)	1000—900 (100—90)	1500—1200 (150—120)	
Сыпучий песок	3500—2500 (300—250)	2000—1500 (200—150)	1000—900 (100—90)	1500—1200 (150—120)	
Пашня свежая					

удельное сопротивление от уклона, Н/т; $\omega_y = 9,8 \cdot 1000i$ — дополнительное сопротивление от уклона; i — уклон, %, принимается положительным при подъеме и отрицательным при спуске. Например, при уклоне $i = 5\%$ $\omega_y = 9,8 \cdot 1000 \cdot 0,05 = 490$ Н/т.

Перевозка оборудования может быть обеспечена лишь при условии, если тяга F больше или в крайнем случае равна полиному сопротивлению движению транспорта W , т. е. $F \geq W$.

Максимально допустимая масса прицепа с грузом определяется по формуле

$$q_{\text{пр}} = \frac{F - Q(\omega_T + \omega_y)}{\omega_{\text{пр}} + \omega_y}.$$

Вычитая из $q_{\text{пр}}$ массу прицепа $q_{\text{пр}}$, находят значение максимально допустимой массы оборудования (трансформатора).

Пример. Определить предельную массу трансформатора q_T , перевозимого на трейлере одним трактором С-100 по грунтовой песчаной дороге плохого качества с уклоном на подъем 5 %. Масса трактора $Q = 13\,000$ кг. Масса трейлера типа ЧМЗАП-5203 — 8000 кг.

Решение. 1. Сила тяги по мощности двигателя (на первой скорости, равной 2,5 км/ч)

$$F_1 = \frac{2646N}{V} \eta = \frac{2646 \cdot 100}{2,5} \cdot 0,8 = 84\,672 \text{ Н (8640 кгс)}.$$

Тяговое усилие трактора С-100 по паспорту составляет 100 кН.

2. Сила тяги по сцеплению с покрытием сухой грунтовой дороги на песчаном грунте $\phi = 0,9$ (табл. 3.8):

$$F_2 = 9,8 \cdot Q \cdot \phi = 9,8 \cdot 13\,000 \cdot 0,9 = 114,66 \text{ кН (11\,700 кгс)}.$$

Отсюда $F_2 > F_1$, следовательно, на расчетное допустимое усилие принимается $F_1 = 84\,672$ Н (8640 кгс).

3. Массу прицепа с грузом можно рассчитать, определив из табл. 3.9 и 3.10 необходимые величины:

$$\omega_T = 1800 \text{ Н/т (180 кгс/т)};$$

$$\omega_{\text{пр}} = 1000 \text{ Н/т (100 кгс/т)}; \quad \omega_y = 1000 \cdot 0,5 = 500 \text{ Н/т (50 кгс/т)};$$

$$q_{\text{пр}} = \frac{8640 - 13,0(180 + 50)}{100 + 50} = 37,7 \text{ т}.$$

4. Таким образом, предельная масса перевозимого груза будет равна:

$$q_T = 37,7 - 8,0 = 29,7 \text{ т}.$$

Транспортировка трансформаторов на автотрейлерах должна производиться с соблюдением необходимых мер предосторожности, исключая возникновение нагрузок, превышающих допустимые.

При транспортировке не допускается:

- приложение тяговых тормозных или каких-либо других видов усилий к элементам конструкции трансформаторов;
- одностороннее искусственное увеличение коэффициента запаса устойчивости балластным грузом;
- смещение трансформатора и опорных брусков относительно грузовой площадки трейлера или относительно друг друга.

Во время движения тягачи и трейлер блокируются сигнальным электрооборудованием и тормозами. Между оператором трейлера и во-

дителям тягача должна быть установлена зрительная или другая возможная связь.

К месту разгрузки трансформатор подается с учетом правильности расположения вводов, исключая таким образом дополнительные развороты трансформатора на месте установки.

3.7. ПЕРЕДВИЖЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА СПЕЦИАЛЬНО ОБОРУДОВАННЫХ САНЯХ

Перемещение трансформаторов на саях производят в тех случаях, когда трасса перемещения не позволяет перевести груз трейлером (слабый грунт и т. п.) или когда масса груза превосходит грузоподъемность имеющегося в наличии трейлера.

Этот вид транспортировки требует больших трудозатрат из-за больших удельных сопротивлений саней движению и сравнительно низких скоростей передвижения. В качестве источника тягового усилия приходится применять несколько тракторов (при перевозке мощных трансформаторов 6—10 тракторов типа С-100). Конструкция саней грузоподъемностью до 150 тс показана на рис. 3.7, а схема транспортировки — на рис. 3.8.

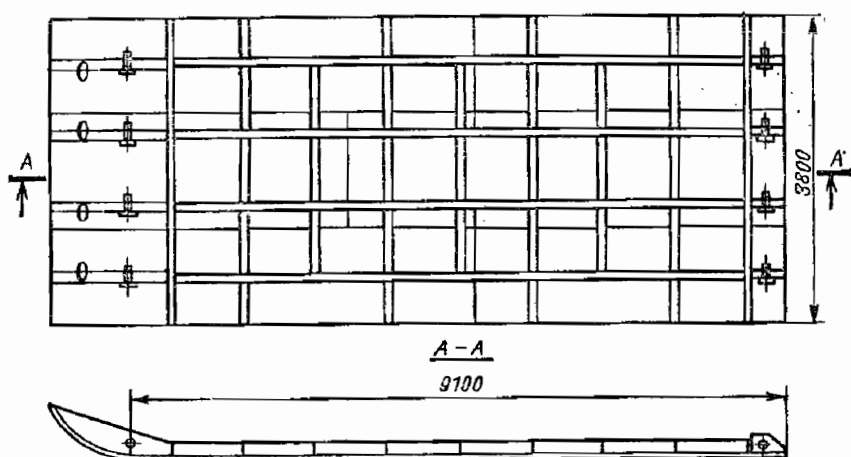


Рис. 3.7. Санный прицеп грузоподъемностью 150 тс

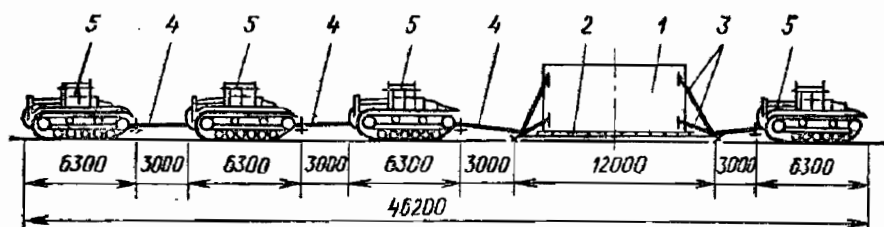


Рис. 3.8. Схема транспортировки трансформатора на саином прицепе:
1 — трансформатор; 2 — саиный прицеп; 3 — стропы с талрепами; 4 — стропы;
5 — трактор

При выборе трассы руководствуются положениями, указанными в § 3.6, за исключением радиусов поворота, которые при транспортировке на саях должны быть не менее 25 м, а покрытие дороги должно быть выбрано с возможно меньшим удельным сопротивлением движению (табл. 3.11).

Расчет тягового усилия ведется по тем же формулам, что и при перевозках на трейлерах.

Таблица 3.11. Основное удельное сопротивление движению стальных санных прицепов

Тип и состояние дороги	Удельное сопротивление движению, Н/т (кгс/т)
Ледяная при движении	150—300 (15—30)
Ледяная при трогании с места со смазыванием колес соляровым и трансформаторным маслом	1000—1500 (100—150)
Снежная, хорошо укатанная при трогании с места со смазыванием соляровым или трансформаторным маслом	2000—3500 (200—350)
Песчаная или гравийная	4000—6000 (400—600)
Деревянный настил, перемещение по стальным каткам диаметром 100 мм	200—300 (20—30)

3.8. ПЕРЕДВИЖЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ИНВЕНТАРНЫХ КАТКАХ

Перемещение трансформаторов на катках применяется, как правило, для небольших передвижений трансформаторов, когда нецелесообразно сооружение специальных сани. При таком перемещении выравнивают дорогу, по которой будут передвигать трансформатор; укладывают доски толщиной 40—60 мм сплошным настилом на длину не менее

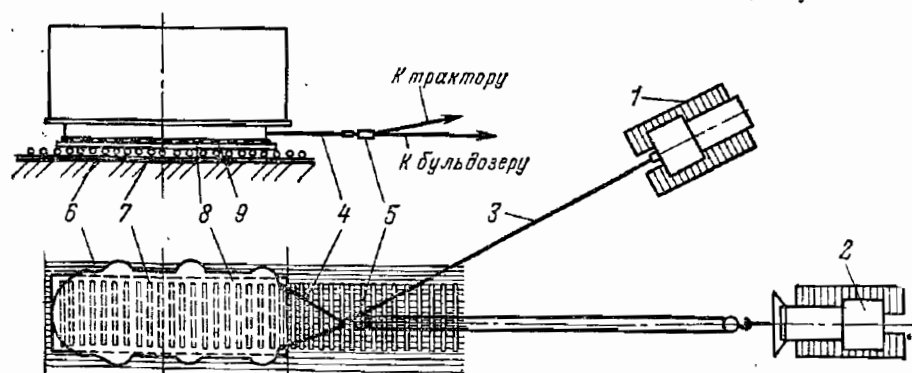


Рис. 3.9. Передвижение трансформатора на инвентарных катках:

1 — трактор; 2 — бульдозер; 3 — трос длиной до 500 м; 4 — строп; 5 — блок полиспастный; 6 — доски; 7 — катки; 8 — полозья деревянные 150×300×8500 мм; 9 — доска

двух длин трансформатора (по длинной оси); подготавливают деревянные полозья толщиной 200—250 мм, длиной 1,2—1,3 длины трансформатора и шириной 250—300 мм с учетом того, что передняя часть полозьев должна быть скошена для облегчения набегания их на катки; подготавливают деревянные или металлические катки диаметром 100—200 мм (в качестве инвентарных металлических катков могут применяться толстостенные трубы диаметром 150—200 мм); поднимают трансформатор и подводят под него полозья, катки и настил, как это показано на рис. 3.9.

Трансформатор передвигают при помощи полиспаста, запасованного в 4—12 ниток. Для создания тягового усилия на ходовой нитке полиспаста может использоваться электрическая лебедка или трактор типа С-100. В качестве якоря для крепления неподвижного блока полиспаста удобно использовать бульдозер, который легко тормозится в грунте при помощи своей лопаты. По мере передвижения трансформатора по настилу освободившиеся доски и катки переставляют перед трансформатором. Удельное сопротивление движению в данном случае принимают равным 200—300 Н/т (20—30 кгс/т).

3.9. ПЕРЕДВИЖЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРА НА СОБСТВЕННЫХ КАТКАХ

Передвижение трансформаторов на собственных катках производится по специально сооруженному железнодорожному пути в пределах электрической станции или подстанции. Для этого: производят ревизию кареток трансформаторов; приподнимают трансформатор краном, лебедкой или на домкратах, для страховки устанавливают шпалы и подводят каретки в соответствии с габаритным чертежом; опускают трансформатор и дополнительно обтягивают болтовые крепления.

Трансформатор передвигают при помощи полиспаста соответствующей грузоподъемности и электролебедки или трактора. Скорость передвижения не более 8 км/ч.

Во время движения трансформатора особое внимание уделяют состоянию железнодорожного полотна и движению катков. Даже при незначительных перекосах каретка с катками постепенно сходит с рельсов, что требует периодической остановки и поддомкрачивания трансформатора с необходимыми исправлениями дефектов.

3.10. ОСМОТР ТРАНСФОРМАТОРА ПОСЛЕ ПРИБЫТИЯ

Прибывший на место разгрузки трансформатор должен быть тщательно осмотрен с представителем МПС или другой организации, ответственной за транспортировку трансформатора; после осмотра составляется соответствующий акт.

В объем осмотра входят:

- а) проверка состояния крепления трансформатора на платформе или транспортёре;
- б) проверка на сдвиг по соответствию меток на баке трансформатора и на платформе или транспортёре;
- в) осмотр бака трансформатора и транспортёра на отсутствие следов течи масла из трансформатора;
- г) проверка сохранности пломб, уплотнений, задвижек, кранов и пробок;

д) осмотр трансформатора на отсутствие вмятин или других повреждений;

е) осмотр маслонаполненных вводов;

ж) осмотр транспортируемых отдельно трансформаторов тока;

з) осмотр системы охлаждения;

и) осмотр всех прочих узлов и деталей;

к) фиксация давления азота в баке трансформатора по манометру, установленному на специальном вентиле или на системе автоматической подпитки, если таковая имеется.

Все замеченные при внешнем осмотре повреждения трансформатора и его деталей, а также нарушения в упаковке должны быть зафиксированы коммерческим актом в соответствии с инструкцией Госарбитража при Совете Министров СССР, а копия акта должна направляться заводу-изготовителю.

В. РАЗГРУЗКА

3.11. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

Все трансформаторы в зависимости от местных условий могут быть разгружены как при помощи кранов соответствующей грузоподъемности, так и при помощи домкратов на шпальную клетку.

При разгрузочных работах необходимо предварительно ознакомиться с габаритным чертежом трансформатора этого типа, на котором указаны места крепления стропов, установки и количество домкратов и транспортная масса трансформатора.

Как правило, для трансформаторов, не имеющих нижнего разъема, крановый подъем и разгрузка производятся за четыре крюка, приваренных в верхней части бака трансформатора, а для трансформаторов, имеющих нижний разъем, разгрузка производится за расположенные в нижней части скобы со штырями; количество которых определяется массой трансформатора.

Выбрав необходимый диаметр стропа и количество требуемых ветвей, следует приступать к строповке груза, соблюдаясь с указаниями габаритного чертежа.

Кроме того, при выполнении такелажных работ, связанных с применением стропов, необходимо соблюдать следующие требования:

1) конструкция баков трансформаторов и мест крепления стропов рассчитана из условий угла наклона стропов к вертикали не более 30° , поэтому длину стропа следует выбирать исходя из этого условия, а если при помощи стропов это условие решить нельзя, следует применять специальные траверсы;

2) при натяжении стропов в местах соприкосновения с острыми углами следует применять деревянные прокладки;

3) при подъеме груза не должно быть проскальзываний стропов или изменения начального положения груза по отношению к крюку;

4) при подъеме груз должен быть предварительно поднят на небольшую высоту (50—100 мм) и выдержан в течение 3—5 мин для проверки крана и правильности строповки;

5) при строповке груза надо следить за тем, чтобы тросы не имели крутых изгибов, а крюк крана не отклонялся от вертикали;

6) при подъеме груза следует следить за тем, чтобы натяжение всех ветвей было одинаковым;

7) груз может быть освобожден от стропов только после окончания перемещения и установки его в устойчивое положение на выкладку из шпал или досок.

У некоторых мощных трансформаторов нижние штыри предусматривают возможность подъема только транспортной массы (оговаривается в сопроводительном документе). В этом случае полностью собранный трансформатор может быть приподнят только с помощью домкратов.

3.12. РАЗГРУЗКА ТРАНСФОРМАТОРОВ ПРИ ПОМОЩИ КРАНОВ

Подбор стропов для подъема трансформаторов ведется из расчета его транспортной массы Q . Наибольшее допускаемое натяжение ветви стропа должно быть рассчитано по формуле

$$S = P/K,$$

где P — разрывное усилие стропа (по сертификату), Н; K — коэффициент запаса прочности.

Для массы до 50 т следует принимать $K=8$, а для массы более 50 т $K=6$.

При известном грузе Q и допустимом натяжении ветви стропа S количество ветвей стропов n должно определяться из условия

$$n = \frac{Q}{S \cos \alpha} = \frac{mQ}{S},$$

где $m=1/\cos \alpha$ — коэффициент, зависящий от угла наклона стропа к вертикали α .

Этот коэффициент имеет следующие значения:

α	0°	15°	30°
m	1	1,03	1,15

Пример расчета стропов. Определить диаметр троса для стропов при подъеме съемной части бака с арматурой массой 27 000 кг. Количество ветвей четыре. Угол наклона $\alpha=30^\circ$.

Решение: в этом случае нагрузка на каждую ветвь (без учета угла наклона) составит

$$S = \frac{27\,000 \cdot 9,8}{4} = 66,15 \text{ кН (6750 кгс)}.$$

С учетом угла наклона $\alpha=30^\circ$ и $m=1,15$

$$S_1 = 1,15 \cdot 66,15 = 76,07 \text{ кН (7762 кгс)}.$$

3.13. РАЗГРУЗКА ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ШПАЛЬНУЮ КЛЕТЬ ПРИ ПОМОЩИ ДОМКРАТОВ

Разгрузка трансформаторов на шпальную клеть может быть выполнена в любом месте железнодорожного пути, если для этого имеется достаточно места. При выборе площадки стремятся максимально приблизить ее к месту постоянной установки трансформатора, что может значительно облегчить дальнейшую транспортировку.

Шпальная клетка должна выкладываться с особой аккуратностью. Она должна обеспечить возможность приподнять или опустить трансформатор на любую высоту. Не следует скреплять клетку скобами, которые мешают разбирать ее под грузом при поддомкрачивании трансформаторов поочередно с разных сторон. Шпалы для выкладки желательнее применять неопиленные, из хвойных пород и одинаковые по высоте и длине. В зимнее время следует тщательно очистить шпалы от льда и снега, а при укладке их в клетку пересыпать песком.

Первый ряд шпал следует уложить на хорошо спланированную площадку, утрамбованную и очищенную от снега. Желательно перед укладкой завести на площадку щебенку и разровнять ее слоем толщиной 100—120 мм. После укладки первого ряда шпал проверяют, чтобы все они были на одном уровне, и только после этого приступают к устройству второго ряда, который укладывается перпендикулярно первому и т. д. до нужной высоты для разгрузки груза.

По своей конструкции клетка должна состоять из трех частей, не связанных друг с другом. Одна из клеток разбирается непосредственно после разгрузки и таким образом сохраняет железнодорожный габарит между трансформатором и железной дорогой, на двух других остается стоять трансформатор. Схема шпальной клетки показана на рис. 3.10, а схема разгрузки на шпальную клетку — на рис. 3.11.

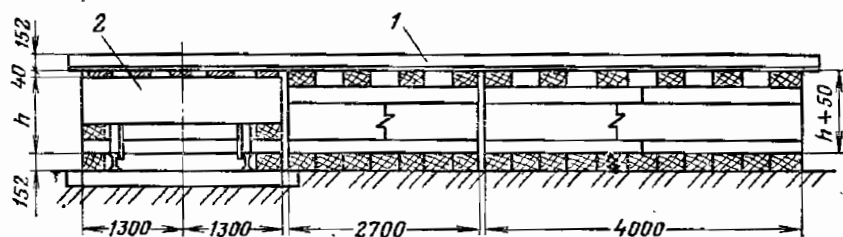


Рис. 3.10. Схемы шпальной выкладки:

1 — рельсы для разгрузки; 2 — транспортер железной дороги; h — высота транспортера

Последовательность работы при разгрузке на клетку следующая:

1) производится подача трансформатора к месту разгрузки на железнодорожном транспортере и закрепление транспортера со стороны шпальной выкладки;

2) производится выкладка основных двух шпальных клеток параллельно железнодорожному полотну на расстоянии не менее 3,0 м от оси железной дороги, причем размер двух клеток должен быть такой, чтобы в плане они были не менее габарита разгружаемого трансформатора, а промежуток между железнодорожным транспортером и шпальной клеткой заполняется также шпальной выкладкой, которая после разгрузки разбирается и создает необходимый зазор между железнодорожной веткой и трансформатором;

3) трансформатор освобождается от растяжек и упоров;

4) устанавливаются гидравлические домкраты согласно габаритному чертежу трансформатора;

5) трансформатор поддомкрачивается на 150—200 мм и под него подводятся рельсы в количестве, равном числу пар кареток трансформатора (по размеру рельсы должны перекрывать расстояние до конца шпальных клеток);

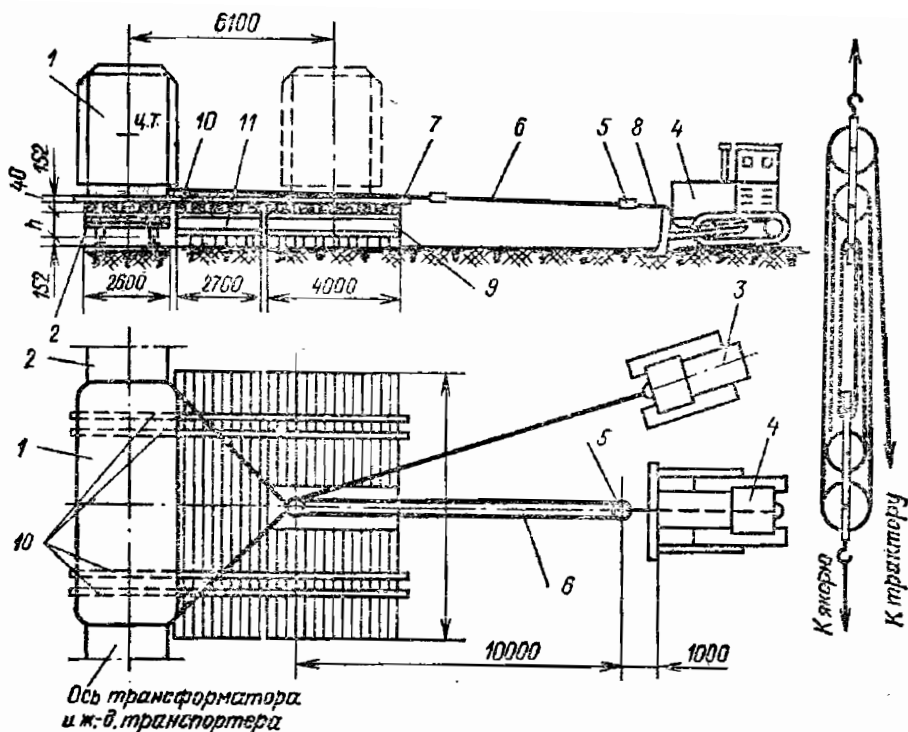


Рис. 3.11. Схема разгрузки трансформатора на шпальную клеть:

1 — трансформатор; 2 — железнодорожный транспортер; 3 — трактор; 4 — бульдозер; 5 — блок полиспастный; 6 — трос; 7, 8 — стропы; 9 — основная шпальная клеть; 10 — рельсы Р-50; 11 — дополнительная шпальная клеть

6) трансформатор опускается на рельсы, стропится за специально предусмотренные для этой цели скобы;

7) запасывается полиспаст необходимой грузоподъемности и крепится с одной стороны к стропу трансформатора, а с другой стороны — к якорю (или бульдозеру);

8) трансформатор плавно стягивается по рельсам на основные шпальные клетки;

9) трансформатор поддомкрачивается, из-под него убираются рельсы, и он опускается на шпальные клетки;

10) разбирается вспомогательная шпальная клеть между транспортером и основными клетями, на которые сдвинут трансформатор.

Г. ХРАНЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ И ИХ УЗЛОВ

3.14. ХРАНЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Правильное хранение трансформаторов сокращает сроки монтажных работ, сохраняет дорогостоящее оборудование, является одним из основных условий, обеспечивающих возможность включения трансформатора без сушки.

У трансформаторов, транспортируемых с установленным расширителем, полностью залитых маслом, не позднее чем через 10 дней после прибытия должен быть произведен внешний осмотр, при котором необходимо проверить:

- 1) уровень масла по маслоуказателю расширителя;
- 2) пробивное напряжение масла из бака трансформатора и бака контактора, встроенного в бак трансформатора устройства РПН;
- 3) тангенс угла диэлектрических потерь масла из бака трансформатора;
- 4) влагосодержание масла из баков трансформатора и контактора РПН (встроенного).

У трансформаторов, транспортируемых без установленного расширителя, не полностью залитых маслом, также не позднее чем через 10 дней после прибытия необходимо произвести внешний осмотр и в дополнении к этому:

- 1) проверить герметичность бака трансформатора;
- 2) проверить пробивное напряжение в баках трансформатора и устройства РПН;
- 3) проверить тангенс угла диэлектрических потерь масла в баке трансформатора;
- 4) проверить влагосодержание масла в баках трансформатора и контактора устройства РПН (встроенного).

У трансформаторов, транспортируемых без масла с автоматической подпиткой, также не позднее десятидневного срока хранения производится:

- 1) внешний осмотр;
- 2) проверка наличия избыточного давления внутри бака трансформатора;
- 3) проверка пробивного напряжения остатков масла в баках трансформатора и устройства РПН (встроенного);
- 4) проверка тангенса угла диэлектрических потерь остатков масла в баке трансформатора;
- 5) проверка влагосодержания остатков масла в баке трансформатора и масла в баке контактора устройства РПН (встроенного).

При отсутствии избыточного давления необходимо проверить герметичность бака трансформатора. Для этого создается избыточное давление внутри бака до 0,025 МПа (0,25 кгс/см²). Трансформатор считается герметичным, если спустя 3 ч давление снизится не более чем до 0,023 МПа (при неизменной температуре окружающей среды). Давление в баке создается при помощи подкачки сухого воздуха, азота или трансформаторного масла. При обнаружении мест утечек следует устранить неплотности в возможно короткий срок.

Все трансформаторы, транспортируемые без масла и с маслом без расширителя, по прибытии на площадку должны быть залиты или долиты маслом в сроки, определенные сопроводительными документами, но не позднее 3 мес со дня прибытия. Во время хранения без масла необходимо 1 раз в месяц проверить трансформатор на наличие внутри бака избыточного давления (первые 10 дней контроль должен быть ежедневный).

В случае израсходования азота в установке автоматической подпитки надо произвести замену баллонов, руководствуясь инструкцией.

Без ограничения срока можно хранить трансформатор в том случае, когда он полностью залит сухим маслом и на нем установлен расширитель. Для удобства контроля уровня масла на расширителе должен быть установлен маслоуказатель. Сообщение расширителя с

окружающей средой должно производиться через воздухоосушитель, заполненный силикагелем, а для трансформаторов, оборудованных азотной или пленочной защитой, через эти устройства (если срок хранения трансформатора превышает 6 мес). При заливке на консервацию следует помнить, что масло должно быть кондиционное, удовлетворяющее ГОСТ на трансформаторные масла, а температура его при заливке не должна отличаться от температуры активной части более чем на 5°C . Заливка масла в этом случае производится через нижнюю задвижку без вакуума.

3.15. РАСПАКОВКА И ХРАНЕНИЕ МАСЛОНАПОЛНЕННЫХ ВВОДОВ И ДРУГИХ УЗЛОВ И ДЕТАЛЕЙ

Транспортировка вводов производится в специальных упаковках:

а) вводы 110 кВ — в деревянных ящиках или обрешетках (рис. 3.12, а);

б) вводы 150—330 кВ — в деревянных каркасах, обшиваемых тесом (рис. 3.12, б);

в) вводы 550 кВ и выше — в металлических каркасах, обшиваемых тесом (рис. 3.12, в).

Распаковка вводов должна производиться осторожно во избежание повреждения фарфора и маслоуказателя.

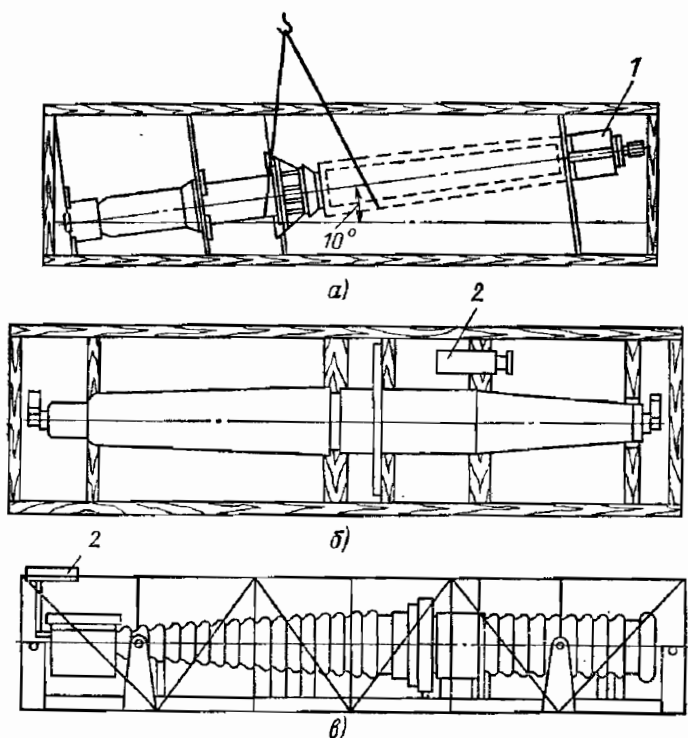
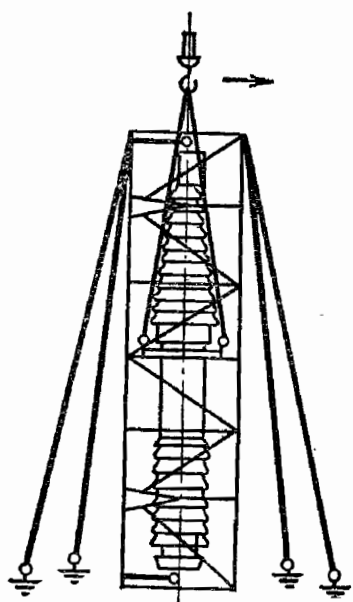


Рис. 3.12. Вводы трансформаторов в упаковке:

а — ввод в деревянной упаковке с наклонным расположением; б — ввод в деревянной упаковке с горизонтальным расположением; в — ввод в металлическом каркасе; 1 — расширитель ввода; 2 — подпиточный бачок

Рис. 3.13. Освобождение ввода 500—750 кВ от металлической упаковки из вертикального положения



Для установки вводов 110—330 кВ в специальные стойки в вертикальное положение необходимо:

- 1) снять деревянную упаковку;
- 2) тросами зачалить ввод за соединительную втулку и верхнюю покрывку (рис. 3.12, а);

- 3) поднять ввод из упаковки и положить на специальные подставки так, чтобы расширитель находился выше соединительной втулки (угол наклона 7—10° к горизонтали);

- 4) закрепить трос за рым-болты, обвязать его кольцом под вторым от верха ребром верхней фарфоровой покрывки и закрепить ручной полиспаст к крюку подъемного устройства и к кольцевому тросу ввода;

- 5) приподнять ввод на высоту 1—1,5 м и, выбирая полиспаст, перевести ввод в вертикальное положение;

- 6) установить ввод в специальную подставку.

Вводы на напряжение 110—150 кВ следует зачаливать за два рым-болта, а вводы на напряжение 220—330 кВ — за четыре рым-болта. Вводы герметичной конструкции транспортируют с подсоединенными бачками давления; в упаковках имеются смотровые окна для наблюдения за манометрами, указывающими давление во вводах. К таким вводам относятся и вводы горизонтальной установки.

Распаковка вводов горизонтальной установки производится без отсоединения выносного расширителя. Распакованный ввод устанавливается на специальных подставках строго горизонтально так, чтобы маслоотборное устройство было внизу.

Распаковка вводов на напряжение 500 кВ и выше (за исключением выводов горизонтальной установки) должна производиться из установленной в вертикальное положение и надежно расчаленной упаковки (рис. 3.13, 3.14).

Перед установкой упаковки с вводом в вертикальное положение с упаковки снимают тесовую обшивку с тросами, закрепленными на траверсе, захватывают упаковку за цапфы, затем упаковку с вводом медленно переводят в вертикальное положение (рис. 3.15). Условия хранения демонтированных узлов и деталей даны в табл. 3.12.

Д. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ ПО МОНТАЖУ ТРАНСФОРМАТОРОВ

3.16. ПОДГОТОВКА РАБОЧЕГО МЕСТА ДЛЯ МОНТАЖА

До начала монтажных работ должны быть подготовлены:

- 1) помещения трансформаторно-масляного хозяйства (ТМХ) или соответствующая площадка вблизи трансформатора для производства работ по ревизии, прогреву и сборке трансформатора;

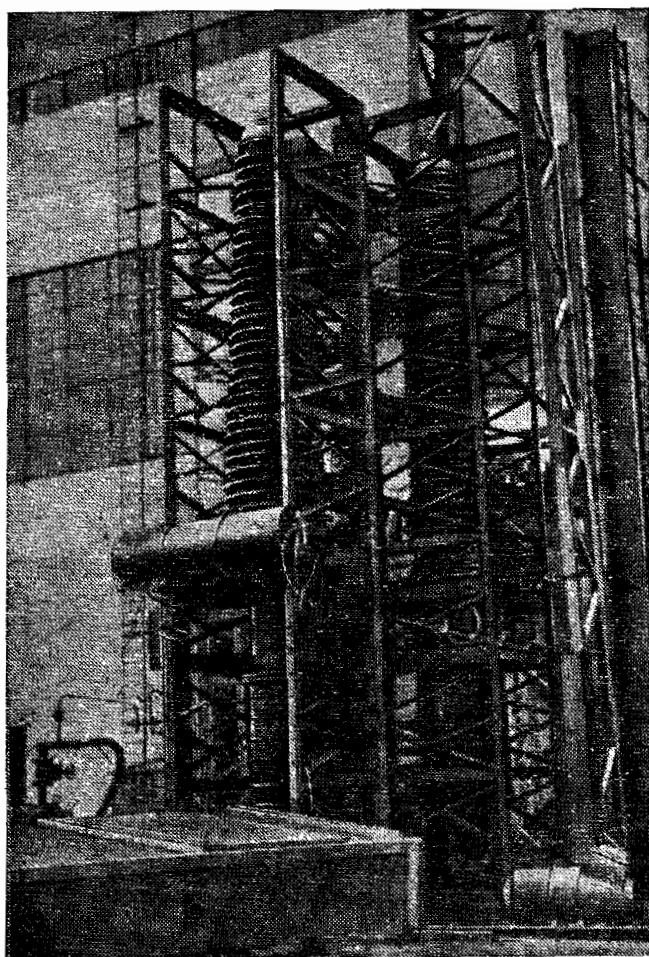


Рис. 3.14. Вводы 500 кВ, подготовленные к монтажу

- 2) надежная система электроснабжения;
- 3) масляное хозяйство;
- 4) противопожарный инвентарь и система оповещения (телефон, радиосвязь и т. п.);
- 5) пути перекатки от места монтажа до фундамента;
- 6) фундамент для установки;
- 7) подъемные приспособления соответствующей грузоподъемности;
- 8) проект производства монтажных работ, утвержденный главным инженером стройуправления или специализированного управления.

Монтаж трансформаторов следует начинать с подготовки всех комплектующих его узлов, подлежащих монтажу. К таким узлам относятся вводы, система охлаждения, встроенные трансформаторы тока, термосфонные фильтры, газовое реле, реле уровня масла, расширитель, выхлопная труба и пр.

Т а б л и ц а 3.12. Хранение демонтированных узлов и деталей

Узлы и детали	Условия хранения
<p>Маслонаполненные вводы</p> <p>Комплектующая аппаратура, крепеж, маслостойкая резина, специальный инструмент, вводы 6—35 кВ и прочие узлы</p> <p>Выхлопная труба, расширитель, каретки с катками и прочие узлы, транспортируемые без специальной упаковки</p> <p>Радиаторы, прибывшие отдельно</p> <p>Оборудование для принудительного маслоохладительного устройства</p> <p>Встроенные трансформаторы тока</p> <p>Быстродействующие переключатели</p>	<p>Негерметичные вводы вертикальной и наклонной (до 45° к вертикали) установок хранятся на специальных стойках без упаковки в вертикальном положении с нормально налаженным «дыханием», причем вводы на напряжение 500 кВ и выше могут храниться в вертикально расположенных и надежно расчлененных упаковках (рис. 3.14)</p> <p>Маслонаполненные вводы герметичного исполнения хранятся в горизонтальном положении, при этом особое внимание нужно обращать на сохранность соединительной трубки между бачком и вводом</p> <p>Вводы горизонтальной установки на все напряжения хранятся в упаковках в горизонтальном положении с присоединенными выносными расширителями, с нормально налаженным «дыханием» согласно инструкции завода-изготовителя</p> <p>В закрытом сухом помещении</p> <p>На деревянных настилах на открытом воздухе под навесом, исключая прямое попадание атмосферных осадков</p> <p>С заглушенными патрубками на открытом воздухе под навесом</p> <p>1. Охладители хранятся с заглушенными патрубками на открытом воздухе под навесом</p> <p>2. Вентиляторы с электродвигателями хранятся обернутыми в водонепроницаемую бумагу в ящиках под навесом на открытом воздухе</p> <p>3. Электронасосы хранятся в ящиках под навесом на открытом воздухе, заполненные на $\frac{3}{4}$ своего объема трансформаторным маслом с пробивным напряжением не ниже 30 кВ. Оба патрубка закрыты заглушками</p> <p>Залитые сухим маслом с $U_{пр}$ не менее 30 кВ, закрытые заглушками, на открытом воздухе под навесом</p> <p>В вертикальном положении на открытом воздухе на помосте из досок или из шпал</p>

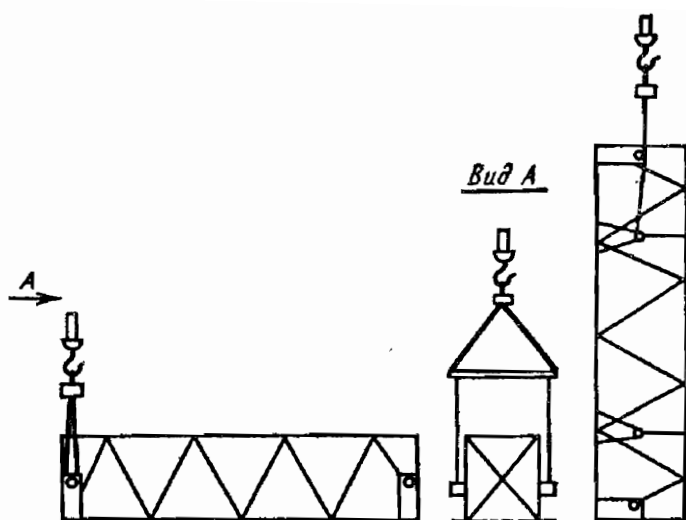


Рис. 3.15. Установка ввода с металлической упаковкой в вертикальное положение

3.17. ПОДГОТОВКА К МОНТАЖУ ВВОДОВ ТРАНСФОРМАТОРА

Подготовка к монтажу вводов трансформатора или реактора описывается ниже.

Вводы класса напряжения 3—35 кВ: распаковывают, очищают и осматривают. Собирают согласно чертежу завода-изготовителя разъемные вводы и устанавливают на испытательном стенде так, чтобы нижняя часть ввода от фланца находилась в трансформаторном масле. Испытывают вводы повышенным напряжением частотой 50 Гц в течение 1 мин. Испытательные напряжения фарфоровых вводов напряжением 3—35 кВ приведены ниже:

Номинальное напряжение, кВ	3	6	10	15	20	35
Испытательное напряжение, кВ . . .	25	32	42	57	68	100

Вводы 15—20—35 кВ по своей конструкции являются маслоподпорными и имеют специальный канал, заканчивающийся двумя отверстиями вверх и вниз ввода. Масло из бака трансформатора протекает через нижнее отверстие внутрь ввода и удерживается от вытекания специальным винтом, который заворачивается в верхнее отверстие маслосканала. При подготовке ввода следует тщательно прочистить этот маслосканал, так как невыполнение этого условия может повлечь за собой необходимость демонтажа ввода с частичным сливом масла из трансформатора.

В случае необходимости армировки вводов пользуются магниевой массой, состав которой приведен в табл. 3.13.

Вводы высоковольтные маслоснаполненные на напряжение 60 кВ и выше. Вводы выпускаются на номинальное напряжение 60, 66, 110, 132, 220, 500, 750 кВ и 1150 кВ переменного тока. Вводы изготавливаются с двумя видами внутренней (основной) изоляции: маслобарьерной (МБ) и бумажно-масляной (БМ).

Таблица 3.13. Количество материалов для приготовления магнезиальной массы

Наименование материала	Количество материала, г	Процент общей массы смеси
Магнезит	135	36,5
Фарфоровая мука	70	19
Раствор хлористого магния	165	44,5
Всего:	370	100

В зависимости от назначения вводы изготавливаются: для силовых трансформаторов (с буквой Т в обозначении); для шунтирующих реакторов специального исполнения (Р); для масляных выключателей (В); для прохода через стены и перекрытия зданий (Л); по конструктивному исполнению вводы выпускаются: герметичные (Г); негерметичные (обозначения не имеют); маслоподпорные, имеющие общую масляную систему с трансформаторами и реакторами, на которых они установлены (О); с измерительным конденсатором для подключения ПИН (П), без измерительного конденсатора (обозначения не имеют).

В зависимости от условий эксплуатации вводы (табл. 3.14) выпускаются: для умеренного климата (У1); в нормальном исполнении (обозначения не имеют); в усиленном исполнении (У).

20; 30; 45; 90 — значения углов, указанных в знаменателе, определяют допустимый угол установки к вертикали.

Пример обозначения:

$$\frac{\text{БМПУ}}{0-45} \cdot 220/1600 \text{ У1},$$

где БМ — с бумажно-масляной изоляцией; Т — для трансформаторов; П — с выводом под подключение ПИН; У — в усиленном исполнении; 0—45 — с допустимым углом наклона к вертикали; 220 — номинальное напряжение, кВ; 1600 — номинальный ток, А; У1 — климатическое исполнение и категория размещения.

Подготовка ввода к монтажу заключается в проверке количества и качества заполняющего ввода масла и состояния внутренней изоляции. Отбор пробы масла из негерметичных вводов производится через специальное маслоотборное устройство.

Трансформаторное масло, заливаемое во вводы, должно удовлетворять требованиям, приведенным в табл. 3.15.

Для измерения $\text{tg } \delta$ и емкости внутренней изоляции ввода необходимо разземлить измерительный вывод и подключить к нему провод от моста. Высокое напряжение подается на контактный зажим, соединительная втулка заземляется.

Если к вводу измерительным конденсатором подключается ПИН, то для измерения $\text{tg } \delta$ и емкости внутренней изоляции C_1 необходимо отсоединить ПИН и к измерительному выводу подключить провод от моста. Высокое напряжение подается на контактный зажим. Для измерения $\text{tg } \delta$ и емкости измерительного конденсатора C_2 провод от моста подключается к соединительной втулке, а высокое напряжение подается на измерительный вывод.

**Таблица 3.14. Технические характеристики высоковольтных вводов
110—1150 кВ для силовых трансформаторов, реакторов
и масляных выключателей**

Тип ввода	Номер заводского чертежа	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Масса, кг	ГОСТ или ТУ
ГТТА-60—110/800	2ШЦ.809.024	110	800	100	ГОСТ 10693—81 Е
ГТТБ-60—110/800	2ШЦ.809.025	110	800	125	ГОСТ 10693—81 Е
ГМТА-45—110/630	2ИЭ.800.026	110	630	136	ГОСТ 10693—81 Е
ГМТВ-90—110/2000	2ИЭ.800.050	110	2000	278	ГОСТ 10693—81 Е
ГМТА-90—110/2000	2ИЭ.800.055	110	2000	248	ГОСТ 10693—81 Е
<u>БМТ</u> 0—45 -110/1000	№ 405-0-0	110	1000	200	ТУ 16-528-153—76
ГМТВ-45—150/630	2ШЦ.800.077	150	630	224	ГОСТ 10693—81 Е
ГМТВ-45—150/2000	2ШЦ.800.068	150	2000	447	ГОСТ 10693—81 Е
ГМТВ-90—220/1000	2ШЦ.800.115	200	1000	954	ГОСТ 10693—81 Е
БМТП-220/1600	№ 413-0-0	220	1600	971	ТУ 16-528-153—76
<u>БМТП</u> 0—45 -220/1600	№ 413-01	220	1600	964	ТУ 16-528-153—76
<u>БМТУ</u> 0—45 -220/1600	№ 222-01	220	1600	1168	ТУ 16-528-153—76
ГМТВ-45- $\frac{220}{2000}$	2ИЭ.800.042-01	220	2000	975	ГОСТ 10693—81 Е
ГМТПА-45- $\frac{330}{1000}$	2ШЦ.800.093	330	1000	1600	ГОСТ 10693—81 Е
ГМТПА-45—330/2000	2ШЦ.800.056-1	330	2000	1220	ГОСТ 10693—81 Е
ГМТПБ-45—330/2000	2ШЦ.800.056-11	330	2000	1220	ГОСТ 10693—81 Е
ГМТПА-45—330/2500	2ШЦ.800.120	330	2500	1110	ГОСТ 10693—81 Е
ГМРА-0—500/315	2ИЭ.800.034	500	315	2825	ГОСТ 10693—81 Е
ГМРБ-0—500/315	2ИЭ.800.034-02	500	315	3095	ТУ 16-528-092—79
ГМТА-30—500/1600	2ИЭ.800.011	500	1600	3760	ГОСТ 10693—81 Е
ГМТПА-30—500/1000	2ИЭ.800.087	500	1000	2830	ГОСТ 10693—81 Е
ГМТПА-30—500/1600	2ШЦ.800.085	500	1600	2830	ГОСТ 10693—81 Е
ГМТПА-30—500/2000	2ШЦ.800.095	500	2000	2840	ГОСТ 10693—81 Е
ГМТА-30—500/2500	2ШЦ.800.107	500	2500	2820	ГОСТ 10693—81 Е
ГМРА-0—750/315	2ИЭ.800.021	750	315	3436	ГОСТ 10693—81 Е
ГМТПА-30—750/1000	3ШЦ.800.72	750	1000	3240	ГОСТ 10693—81 Е
<u>ГБМТ</u> 0—20 -1150/1250	2ШЦ.800.119 СБ	1150	1250	9460	ТУ 16-528-179—79
ГМТ кВ-45—110/630	2ШЦ.800.060	110	630	79	ТУ 16-528-124—73
ГМТ кВ-15—500/1000	2ШЦ.800.073	500	1000	1620	ТУ 16-528-124—73
ГМВБ-15—110/1000	2ШЦ.800.065	110	1000	300	ГОСТ 10693—81 Е
ГМВБ-15—110/2000	2ШЦ.800.066	110	2000	300	ГОСТ 10693—81 Е
<u>БМВП</u> 0—15 -220/2000	2ШЦ.800.090	220	2000	1040	ТУ 16-528-093—79
БМВПУ-220/1000	2ШЦ.800.091	220	1000	1300	ТУ 16-528-098—79
ГМЛБ-90—110/1000	2ИЭ.800.030	110	1000	375	ГОСТ 10693—81 Е
ГМЛБ-90—110/2000	2ИЭ.800.009	110	2000	377	ГОСТ 10693—81 Е

Таблица 3.15. Предельно допустимые значения параметров трансформаторного масла, заливаемого во вводы

Номинальное напряжение ввода, кВ	Трансформаторное масло, заливаемое во вводы		
	Пробивное напряжение, кВ	Влагосодержание, г/т	Газосодержание, %, для герметичных вводов
110—500	50	10	0,15
750—1150	60	10	0,15

Все измерения и отбор проб масла производятся при температуре не ниже $+10^{\circ}\text{C}$. В противном случае ввод должен быть подогрет.

Перед измерениями сопротивление изоляции ввода проверяется мегаомметром.

3.18. ПОДГОТОВКА К МОНТАЖУ СИСТЕМЫ ОХЛАЖДЕНИЯ МАСЛА

В настоящее время трансформаторы в зависимости от мощности и напряжения выпускаются с различными системами охлаждения масла.

Система охлаждения типа М применяется для трансформаторов мощностью до 7500 кВ·А с напряжением 35 и 110 кВ. Она выполняется в виде трубчатых баков и трубчатых радиаторов с естественным движением масла и воздуха за счет перепада температур в верхних и нижних слоях.

Система охлаждения типа Д применяется для более мощных трансформаторов, начиная с 10 000 кВ·А и выше, с напряжением 35, 110, 220 кВ. Здесь трубчатые радиаторы обдуваются специальными вентиляторами, которые управляются при помощи шкафа типа ШД.

Система охлаждения типа ДЦ предназначена для мощных трансформаторов от 90 000 кВ·А и выше напряжением 110, 220, 330, 500, 750 и 1150 кВ. Эта система охлаждения состоит из охладителей, через которые принудительно прокачивается масло электронасосом, и вентиляторов, интенсивно обдувающих всю поверхность охладителей.

Управление работой охлаждающих устройств осуществляется при помощи шкафов типа ШАОТ.

При подготовке к монтажу необходимо выполнить следующие операции.

Система охлаждения типа М транспортируется смонтированной на трансформаторе. Подготовки не требует.

Система охлаждения типа Д:

1) делают ревизию электродвигателей. Убеждаются в отсутствии повреждений вала и обмотки статора. Проверяют сопротивление изоляции обмотки, которое в холодном состоянии должно быть не меньше 0,5 МОм;

2) проверяют балансировку крыльчатки, которая при вращении не должна давать биения, превосходящего 0,1 мм. Отбалансированная крыльчатка должна находиться в равновесии в любом положении;

3) промывают трубчатые радиаторы горячим маслом с $t=50\div 60^{\circ}\text{C}$. Для этой цели лучше всего использовать центрифугу или фильтр-пресс с подачей 1—3 т/ч. Качество промывки контролируется отбором проб

масла. Промывку можно окончить, когда в пробе масла отсутствуют механические примеси, нет следов влаги, пробивное напряжение равно 40—45 кВ;

4) испытывают радиатор масляным столбом или при помощи центрифуги (фильтр-пресса) давлением порядка 0,05 МПа (0,5 кгс/см²) (высота радиатора плюс верхняя точка расширителя с трубой 0,5 м);

5) закрывают патрубки радиатора заглушками с резиновой прокладкой;

6) распаковывают шкаф типа ШД, очищают от грязи и пыли. Проверяют работу аппаратуры. Сравнивают соответствующие схемы.

Система охлаждения типа ДЦ:

1) распаковывают электронасос, сливают трансформаторное масло, снимают транспортировочные заглушки. Снимают упаковочную бумагу с электродвигателей вентиляторов;

2) проверяют состояние коробки выводов и токоподводящих зажимов на электронасосах и вентиляторах. Очищают их от пыли и грязи;

3) проверяют сопротивление изоляции обмоток статора, которое в холодном состоянии должно быть не меньше 0,5 МОм;

4) проверяют легкость и бесшумность вращения вала ротора электронасоса (он должен легко проворачиваться от руки);

5) промывают, испытывают трансформаторным маслом под давлением 0,2 МПа (2 кгс/см²) и опробуют электронасос путем перекачивания чистого трансформаторного масла во временный бак. При отсутствии повреждений разбирать электронасос не рекомендуется;

6) проверяют крепление и балансировку крыльчаток вентиляторов. При вибрации более 0,1 мм производят статическую и динамическую балансировку;

7) все узлы охлаждающего устройства (сварные участки труб или патрубков, задвижки «Лудло», краны, охладители) очищают от ржавчины и влаги при помощи металлических ершей с последующей опрессовкой и промывкой горячим трансформаторным маслом с температурой 40—50 °С;

8) промывают горячим маслом и опрессовывают трубы и охладители давлением 0,2 МПа (2 кгс/см²). Ликвидируют места течи масла;

9) распаковывают шкаф управления типа ШАОТ. Освобождают всю внутреннюю аппаратуру от упаковки.

3.19. ПОДГОТОВКА К МОНТАЖУ ПРОЧИХ ДЕТАЛЕЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Встроенные трансформаторы тока обычно упаковываются и отправляются с завода в кожухах, в которых они устанавливаются на трансформатор. Эти кожухи герметизируются и заливаются сухим маслом, что надежно защищает изоляцию трансформаторов тока от увлажнения. По прибытии трансформаторов тока на место необходимо убедиться в наличии масла внутри кожухов, после чего они могут храниться под навесом до начала монтажа.

Перед установкой на трансформатор из кожухов сливают масло и производят следующие испытания:

1) проверку коэффициента трансформации на всех ответвлениях;

2) проверку междувитковой изоляции индуцированным напряжением;

3) проверку отсутствия витковых замыканий, которая заключается в снятии нескольких точек кривой намагничивания и сравнение полу-

ченных данных с паспортными данными; допускается отклонение от заводских данных не более чем на $\pm 10\%$;

4) измерение активных сопротивлений обмоток и сравнение с заводскими данными.

После проведения испытаний кожух с трансформаторами тока может быть установлен на трансформатор. При вскрытии трансформаторов тока следует помнить, что на открытом воздухе они должны находиться не более 24 ч.

Допускается также транспортировка встроенных трансформаторов тока в деревянных ящиках без масла, но защищенных от непосредственного попадания влаги внутрь. В этом случае перед монтажом трансформаторы тока следует просушить.

Термосифонные фильтры перед установкой на трансформатор должны быть полностью разобраны, очищены от грязи внутри и промыты чистым сухим трансформаторным маслом.

Далее отсеивают сухой сорбент от пыли и засыпают его в фильтр, после чего емкости более 50 л промывают сухим маслом при помощи фильтр-пресса до тех пор, пока проба не будет иметь механических примесей. В таком виде фильтр может быть установлен на трансформатор.

Термосифонные фильтры могут заполняться сорбентами следующих видов: силикагелем марки КСК (крупный силикагель крупнопористый), дробленным или гранулированным силикагелем по ГОСТ 3056—74*. Размер зерен в этом случае должен быть в пределах 2,7—7 мм. Возможно также использование ископаемых сорбентов: отбеливающих земель, опок, бокситов и др., но только под наблюдением специализированных лабораторий трансформаторных масел.

Расчетное количество сорбента и объем термосифонного фильтра определяются исходя из нормы 0,75—1,25 % массы масла в трансформаторе. Плотность сорбента при этом принимается $0,5 \cdot 10^{-3}$ кг/м³.

Сушку сорбента перед засыпкой производят при температуре 140 °С в течение 8 ч или при температуре 300 °С в течение 2 ч. Сорбенты, транспортируемые в герметичной таре, могут применяться без сушки.

Расширитель и выхлопную трубу комплектуют установочными деталями, очищают от грязи и испытывают на герметичность. Для этого у расширителя снимают торцевые заглушки и всю его внутреннюю поверхность промывают чистым маслом. Далее на расширитель устанавливают маслоуказатель (стрелочный или стеклянный), реле уровня масла и отсечной клапан (если он предусмотрен конструкцией), закрывают торцевые заглушки и заполняют расширитель маслом для проверки отсутствия течей. Для этого создают столб масла 0,5 м и выдерживают его в течение 3 ч.

Если конструкция трансформатора предусматривает пленочную защиту, то необходимо еще проверить эластичную емкость на отсутствие порезов, проколов и прочих дефектов. Для этого в емкости создают избыточное давление воздуха 2,5 кПа (250 мм вод. ст.), а поверхность емкости смачивается водой. Если по истечении 5 мин на поверхности емкости будут выделяться только единичные пузырьки, она считается герметичной.

Выхлопная труба также промывается изнутри маслом, на ней устанавливают и уплотняют диафрагму, трубу испытывают на герметичность, после чего она может быть установлена на трансформатор.

Газовое реле перед установкой на трансформатор должно быть проверено в лаборатории.

При этом должны быть подтверждены его основные технические данные:

1) верхний элемент реле должен срабатывать при накоплении под крышкой реле воздуха в объеме не менее 400 см³;

2) нижний элемент реле в зависимости от размера лопатки должен срабатывать при скоростях потока масла 0,6; 0,9 или 1,2 м/с;

3) собственное время срабатывания нижнего элемента реле при скорости 1,2 м/с не более 0,2 с.

Контакты реле должны отвечать следующим требованиям:

1) длительность первого импульса замкнутого состояния не менее 0,05 с;

2) контакты верхнего и нижнего элементов при отсутствии в реле газа или воздуха (реле полностью заполнено маслом) не замыкаются даже кратковременно при вибрации с частотой 75 Гц и двойной амплитудой 1,3 мм;

3) разомкнутые контакты каждого элемента и изоляции токоведущих частей реле от корпуса выдерживают испытания напряжением 2000 В переменного тока частотой 50 Гц в течение 1 мин;

4) корпус реле и все уплотнения полностью собранного и залитого маслом реле выдерживают испытания давлением 10 кПа (0,1 кгс/см²) в течение 20 мин при температуре масла 70—90 °С.

Перед установкой проверенное в лаборатории реле необходимо осмотреть, для чего вынимают его выемную часть и освобождают от транспортных креплений и заглушек, после чего определяют ход подвижных контактов по неподвижным, перекрытие которых должно составлять не менее 2 мм, затем реле устанавливают в рассечку маслопровода таким образом, чтобы стрелка на крышке реле бака была направлена от бака трансформатора к расширителю. Вывод коробки зажимов для подхода кабелей можно установить с любой удобной стороны.

Реле уровня масла устанавливают в люке расширителя. Перед установкой освобождают подвижные части реле от транспортного крепления и проверяют надежность замыкания и размыкания контактов. По своей конструкции реле обеспечивает самовозврат элемента в исходное положение после восстановления нормального уровня масла, а перекрытие подвижных и неподвижных контактов должно составлять не менее 2 мм.

Контакты реле должны отвечать следующим требованиям:

1) выдерживать не менее 1000 срабатываний на замыкание и размыкание цепи постоянного или переменного тока до 0,2 А при напряжении 220 В;

2) не должны замыкаться при вибрации с частотой 75 Гц и двойной амплитудой 1,3 мм;

3) разомкнутые контакты и изоляция токоведущих частей должны выдерживать испытание напряжением 2000 В переменного тока частотой 50 Гц в течение 1 мин.

Е. ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ МОНТАЖА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

3.20. РЕВИЗИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ С ПОДЪЕМОМ СЪЕМНОЙ ИЛИ АКТИВНОЙ ЧАСТИ

Ревизия трансформаторов с подъемом съемной или активной части производится только в том случае, если были нарушены условия выгрузки, хранения или транспортировки, что могло привести к повреждениям внутри бака.

Продолжительность и условия проведения ревизии должны соответствовать следующим требованиям (инструкция РТМ 16.800.723—80):

а) температура активной части в процессе ревизии должна быть не ниже 10 °С и превышать точку росы окружающего воздуха не менее чем на 10 °С при слитом масле и на 5 °С без слива масла;

б) время нахождения трансформатора в разгерметизированном состоянии не должно превышать 12 ч при слитом масле и 20 ч без слива масла;

в) относительная влажность окружающей среды не должна превышать 85 %.

При относительной влажности более 85 % разгерметизацию можно производить только в закрытом помещении, где можно создать необходимые условия.

Объем и последовательность производства работ следующие:

1) подготавливают противопожарные мероприятия, ограждают место ревизии, удаляют посторонних людей;

2) подготавливают весь необходимый инструмент, материалы и подмости;

3) разболчивают необходимые заглушки и вытаскивают бакелитовые цилиндры, отсоединяют изоляционные валы переключателей, распорные (транспортные) винты, заземление активной части и бака;

4) стропят активную или съемную часть согласно габаритному заводскому чертежу;

5) проверяют крепление отводов, которые не должны мешать подъему активной части или съемной части бака;

6) разболчивают крышку или периметр съемной части и поднимают активную часть или съемную часть бака (при разболчивании необходимо равномерно отпускать болты по всему периметру разъема);

7) устанавливают активную часть на деревянных подкладках;

8) производят осмотр активной части, для чего снимают временные, транспортные крепления (указано в технической документации);

9) проверяют затяжку доступных стяжных шпилек ярем, креплений отводов, барьеров, переключателей, винтов и домкратов осевой пресовки обмоток (руководствуются указаниями чертежей активной части);

10) осматривают состояние изоляции обмоток, барьеров, переключателей и других изоляционных элементов;

11) осматривают контактную поверхность переключателей (обшивку переключателей не снимать);

12) промывают активную часть струей чистого, сухого горячего масла;

13) очищают бак и также промывают горячим маслом.

Параллельно с работами по ревизии активной части целесообразно (для экономии времени ревизии) вести работы на баке или съемной части трансформатора, где также с большой аккуратностью:

устанавливают краны системы охлаждения и задвижки «Лудло»;

наклеивают новую резиновую прокладку;

в необходимых местах устанавливают и герметично зажимают заглушки;

подготавливают подключение масловакуумной системы.

На высоковольтных вводах собирают и закрепляют бакелитовые цилиндры.

Во время ревизии трансформатора производятся измерения сопротивления изоляции всех доступных стяжных шпилек относительно железа магнитопровода и ярмовых балок; сопротивления изоляции ярмовых балок относительно железа магнитопровода; сопротивления изоля-

ции прессующих колец относительно магнитопровода и ярмовых балок; сопротивления изоляции электростатических экранов (там, где они установлены) относительно обмоток и магнитопровода. Одновременно проверяют целостность цепи между обеими заземляющими шинками экрана.

После окончания ревизии необходимо: установить активную часть в бак или надеть съемную часть, восстановить схему заземления и подвязать отводы с целью удобства их протаскивания или подключения при установке вводов; заболтить разъем с таким расчетом, чтобы резиновая прокладка ужалась на $2/3$ своей первоначальной толщины; установить и заболтить карманы высоковольтных вводов; смонтировать встроенные трансформаторы тока, коробки выводов НН; установить высоковольтные вводы с протяжкой или подсоединением к ним соответствующих отводов; установить изоляционные валы с приводами переключателей в соответствии с маркировкой; закрепить и герметизировать привод переключателя, указатель положения привода должен соответствовать действительному положению подвижного контакта переключателя; особое внимание обратить на правильность согласования привода и переключателя; установить и закрепить все постоянные заглушки бака; собрать схему заливки и вакуумировки трансформатора, с временным маслоуказателем и вакуумметром; провести вакуумирование и заливку маслом.

Монтаж составных частей, требующих разгерметизации бака трансформатора производится вне времени производства ревизии активной части или подъема съемной части бака. Однако условия разгерметизации трансформатора остаются те же, что и при работах с подъемом съемной части. Объем и последовательность работ в этом случае следующие: устанавливают временные стеллажи; снимают необходимые заглушки и вытаскивают бакелитовые цилиндры маслonaполненных вводов и крепеж к ним; снимают транспортные крепления отводов; проверяют состояние доступных транспортных раскреплений активной части; производят внешний осмотр состояния механизма и электрических контактов переключающих устройств; устанавливают патрубки вводов с встроенными трансформаторами тока и бакелитовыми цилиндрами, если они предусмотрены конструкцией; устанавливают вводы и подсоединяют их к отводам обмоток; производят осмотр предохранительного клапана, если он предусмотрен конструкцией; герметизируют трансформатор, производят вакуумирование и заливку маслом, руководствуясь указаниями соответствующей инструкции.

Очень эффективным устройством для проведения ревизии активной части, значительно замедляющим процесс увлажнения изоляции, является установка осушки воздуха «Сухолей» (разработанная в тресте «Электроужмонтаж» Союзэлектромонтажа Минэнерго СССР).

Установка «Сухолей» (рис. 3.16) служит для глубокой осушки и очистки от механических примесей воздуха, используемого для подачи в бак трансформатора при его вскрытии и производстве ревизии активной части. Опыт применения такой установки показывает, что воздух, прошедший через установку «Сухолей», во много раз меньше увлажняет твердую изоляцию активной части трансформатора и время ревизии в этом случае может быть значительно увеличено, но не должно превышать 100 ч, а допустимое время разгерметизации больших люков под трансформаторы тока и вводы — 3 ч на каждый.

В процессе разгерметизации в начале работ, а затем через каждые 2 ч следует измерять точку росы выходящего из установки воздуха, которая должна быть не выше -50°C .

доводят до такой температуры, пока на ее полированной поверхности не выпадет роса.

По помутнению пластины определяют этот момент и засекают температуру выпадения росы.

Установка «Суховой» может работать в разных режимах в зависимости от условий работы. Под этим понимается работа с осушкой воздуха одним адсорбером без его нагрева, осушка воздухом одним адсорбером с одновременной подсушкой адсорбента во втором адсорбере и осушка воздуха с одновременным его нагревом. В этом случае часть сухого воздуха из рабочего адсорбера нагревается в воздушонагревателе 16 и поступает на выход 15.

При первоначальном включении установки или после длительного хранения производят сушку цеолита в одном из адсорберов. После проведения необходимых работ установку «Суховой» хранят в загерметизированном виде.

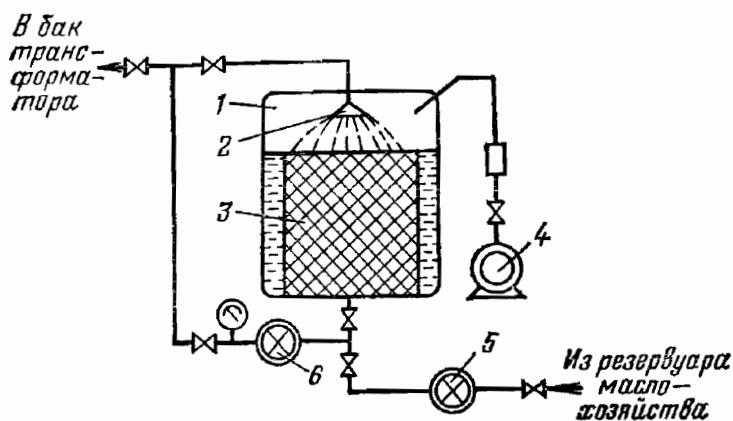


Рис. 3.17. Схема дегазации масла:

1 — дегазационный бак; 2 — распылитель масла; 3 — кольца Рашига; 4 — вакуум-насос; 5, 6 — масляные насосы

Особенности монтажа трансформаторов с азотной защитой. Азотная защита исключает возможность соприкосновения атмосферного воздуха с маслом. Она представляет собой эластичный резервуар или резервуары (в зависимости от емкости расширителя), заполненные сухим азотом под небольшим давлением [давление азота в системе 5 кПа ($0,05 \text{ кгс/см}^2$)] и соединенные трубами с надмасляным пространством расширителя.

При такой защите масло для заливки в трансформатор должно быть подвергнуто дополнительной обработке — дегазации. Дегазация — это отбор воздуха из трансформаторного масла. Дегазацию производят в специальных баках (рис. 3.17), снабженных распылителем, масляным насосом и вакуумным устройством. Заливку в трансформатор производят порциями из специального бака, в котором созданы соответствующие условия для удовлетворения требований по дегазации и другим свойствам трансформаторного масла (рис. 3.18). Заливку осуществляют маслом, имеющим остаточное влагосодержание не более 0,001 % и газосодержание не более 0,1 %. По окончании заливки остаточное давление

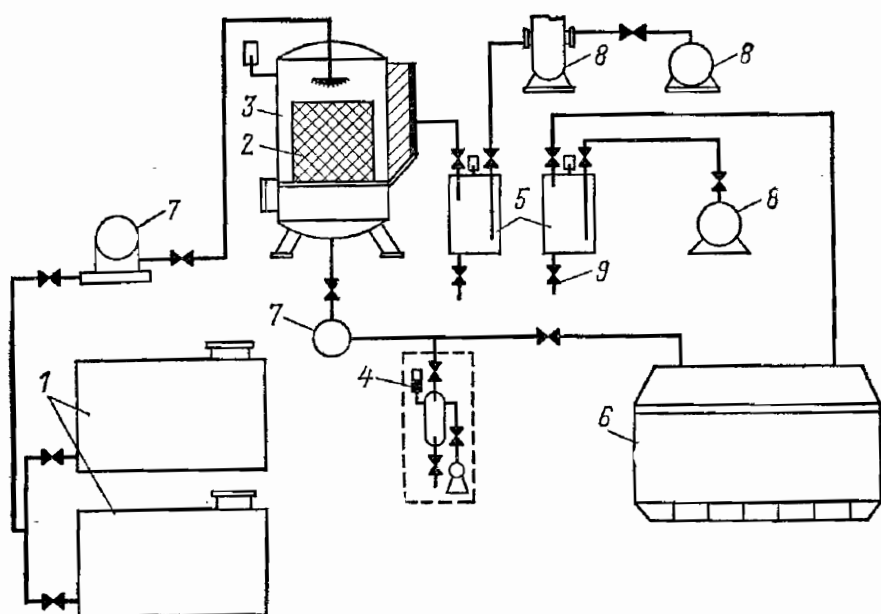


Рис. 3.18. Схема заливки трансформаторного масла в трансформатор с азотной защитой:

1 — баки с маслом; 2 — кольца Рашига; 3 — дегазационный бак; 4 — прибор для измерения степени дегазации; 5 — буферный бак; 6 — трансформатор; 7 — маслонасос; 8 — вакуум-насос; 9 — вентиль сильфонный

в баке снимают путем подачи в надмасляное пространство сухого воздуха, доводят избыточное давление до 2,0 кПа. Далее приступают к азотированию масла.

Установку азотной защиты собирают отдельно, недалеко от трансформатора. При этом проверяют герметичность всех узлов и особенно резервуара.

Перед подключением азотной защиты в надмасляном пространстве создают избыточное давление азота порядка 2,0 кПа и проверяют всю систему на герметичность. Поверхность, захватывающая все надмасляное пространство, смазывается мыльным раствором, а вся остальная поверхность проверяется на отсутствие масляных утечек. После этого азотную защиту подсоединяют к расширителю.

При монтаже трансформатора с азотной защитой особое внимание следует обратить на тщательную герметизацию узлов трансформатора, монтаж комплектующих узлов (выхлопной трубы, верхнего газопровода и других узлов, устанавливаемых после азотирования масла, эта операция производится поочередно с обязательной продувкой азотом надмасляного пространства). При необходимости частичного слива азотированного масла из бака трансформатора одновременно производят подпитку азотом.

Примерный объем азота для азотирования масла рассчитывается по формуле

$$V = \frac{V_1 K}{100} V_2,$$

где V_1 — объем заливаемого масла, м^3 ; V_2 — объем надмасляного пространства, м^3 ; K — коэффициент растворимости азота, %, значения которого приведены ниже:

Температура, °С	0	25	40	60	80
Содержание азота, % объемное (K)	8,0	8,6	8,85	9,1	9,5

3.21. МОНТАЖ ОХЛАЖДАЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Система типа Д. На баке трансформатора устанавливают и закрепляют кронштейны и распределительные коробки. На кронштейнах устанавливают электродвигатели с вентиляторами. На подведенные к электродвигателям кабели надевают защитный шланг. Затем собирают электрическую схему. После этого на бак устанавливают предварительно подготовленные радиаторы и открывают радиаторные краны. Перед включением вентиляторов их вращение проверяют от руки. Крыльчатки должны свободно вращаться и не иметь вибрации.

Система ДЦ (рис. 3.19). Для выносной системы охлаждения используют стойки на отдельных фундаментах, на которых навешивают охладители и устанавливают электронасосы и термосифонные фильтры. Далее производят разметку труб нужного диаметра для подсоединения

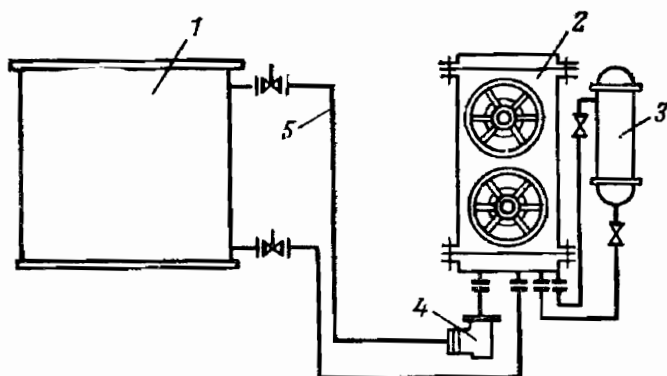


Рис. 3.19. Принципиальная схема охлаждающего устройства типа ДЦ:

1 — трансформатор; 2 — охладитель; 3 — термосифонный фильтр; 4 — насос; 5 — трубопроводы

охладителей к баку трансформатора, сваривают маслоплотным швом весь раскрой труб. Для навесной системы охлаждения навешивают охладители на бак и соединяют их с трансформатором трубами заводской поставки.

Заполнение системы охлаждения рекомендуется производить маслом из бака трансформатора. Для этого предварительно в расширитель заливают масло несколько выше нужной отметки, которая корректируется при заливке масла в охлаждающее устройство. Заполнение системы производят через незначительно открытую нижнюю задвижку на баке трансформатора и при полностью закрытой верхней задвижке. На время заливки открывают верхние пробки для выпуска воздуха. После окончательного заполнения всей системы маслом и выпуска воздуха

все пробки уплотняют, а задвижки на баке трансформатора полностью открывают. Собирают электрическую схему охлаждающего устройства.

После окончания монтажа все электрические цепи проверяют мегаомметром на 500 В. При этом сопротивление изоляции относительно корпуса не должно быть меньше 0,5 МОм.

Перед пробным пуском проверяют правильность подключения электронасоса. Для этого вместо пробки на корпусе заворачивают манометр со шкалой 2—5 кгс/см² и при закрытой нагревательной заслонке включают насос, который должен развивать давление 0,13 МПа (1,3 кгс/см²). Если насос не развивает необходимого давления, следует изменить направление вращения двигателя. В зимний период измеряют температуру трансформаторного масла, так как при запуске электронасоса температура масла не должна быть ниже —15 °С, в противном случае трансформатор следует прогреть на холостом ходу при открытых задвижках системы охлаждения и только при достижении температуры —15 °С включить электронасос.

Включают вентиляторы лишь по достижении температуры масла 45 °С. Опробование системы охлаждения производят в течение 3—5 ч непрерывной ее работы.

Перед подачей напряжения на шкаф управления типа ШАОТ убеждаются в правильности работы схемы управления и сигнализации. Проверяют сопротивление изоляции всей схемы управления и встроенной аппаратуры шкафа мегаомметром 500 В (сопротивление изоляции не должно быть ниже 0,5 МОм). Заземляют корпус шкафа управления.

3.22. МОНТАЖ МАСЛОНАПОЛНЕННЫХ ВВОДОВ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Вводы негерметичного исполнения. Если у вводов токоведущим элементом является отвод обмотки трансформатора, то к концу отвода припаивается контактный наконечник. Ввод стропится и поднимается в вертикальное положение. На застропленный ввод надевают изолирующий цилиндр. Через трубу ввода пропускают шпигат или киперную ленту, верхний конец которого крепится наверху ввода. Нижний конец шпигата или ленты привязывают к наконечнику отвода. Затем опускают ввод, протаскивая в это время отвод через трубу ввода; контактный наконечник уплотняют в верхней части. От уплотнения контактного наконечника зависит надежность работы трансформатора, поэтому место уплотнения необходимо ставить под давление масла изнутри трансформатора.

Если у вводов токоведущим элементом является центральный стержень ввода, работы производят в следующей последовательности: ввод выводят в вертикальное положение; надевают изолирующий цилиндр и опускают его в трансформатор. Далее отвод трансформатора присоединяют к зажиму ввода, для чего снимают крышку 8 (рис. 3.20), отвинчивают стопорный винт 6 и стопорную гайку 5, затем гайку 4, проверяют крепление экрана 1, присоединяют отвод 3 к стержню 7, а затем весь узел собирают в обратном порядке.

Вводы герметичного исполнения отличаются от негерметичных тем, что у них масло не соприкасается с кислородом воздуха, а для уравновешивания изменений давления во ввод встраивают специальные устройства, служащие для компенсации температурных изменений объема масла (рис. 3.21).

Такие вводы имеют специальные бачки, они соединяются с вводами медной трубкой. При монтаже таких вводов последовательность работ

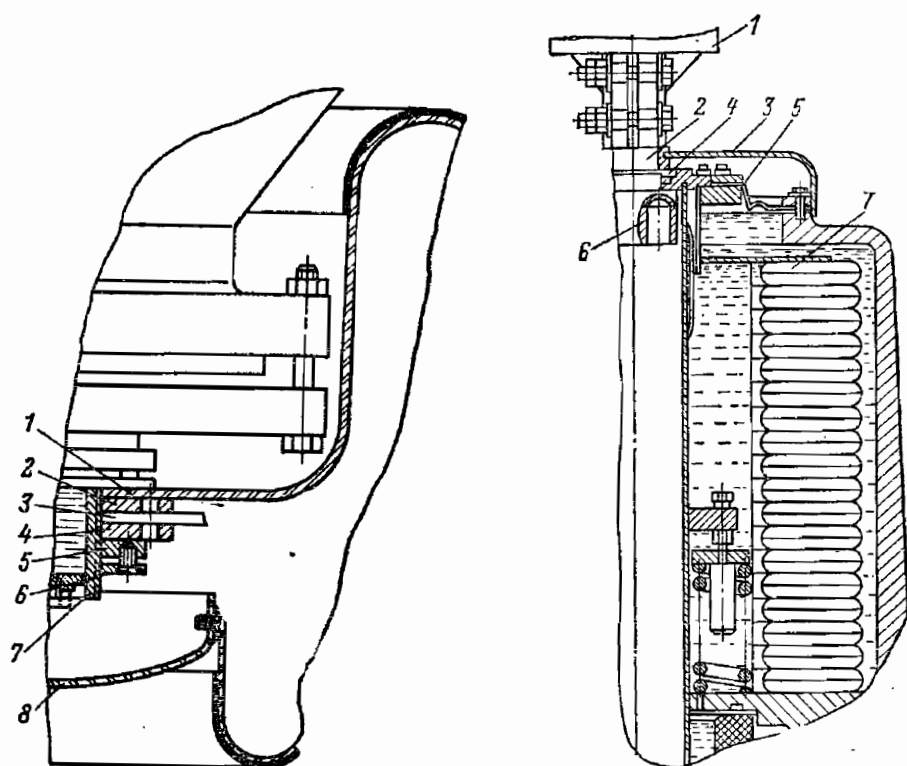


Рис. 3.20. Нижний узел ввода, у которого центральный стержень является токоведущим элементом:

1 — экран; 2 — гайка; 3 — вывод обмотки трансформатора; 4, 5 — гайки; 6 — винт; 7 — стержень; 8 — крышка

Рис. 3.21. Разрез расширителя герметичного ввода:

1 — контактный вывод; 2 — гайка; 3 — колпак; 4 — фланец; 5 — прокладка резиновая; 6 — шпилька контактная; 7 — расширитель

остается такой же, как и у негерметичных вводов, за исключением регулирования давления в случае несоответствия его графику (рис. 3.22).

Например, для понижения давления во вводе (рис. 3.23) снимают пломбу с вентиля. Вентиль закрывают и заменяют измерительное устройство штуцером (входит в комплект поставки). Затем к штуцеру с помощью гибкого шланга подсоединяют тройник с контрольным манометром. На тройник надевают шланг и отводят его в свободную емкость. Вентиль открывают и масло из ввода сливают, наблюдая за показаниями контрольного манометра. Давление устанавливают согласно значению, которое определяется по формуле

$$p_0 = p - \gamma h,$$

где p_0 — фактическое давление в верхней точке ввода, кПа; p — показания манометра, кПа; $\gamma = 0,9 \text{ кг/м}^3$ — плотность масла; h — расстояние между манометром и верхней точкой ввода, м.

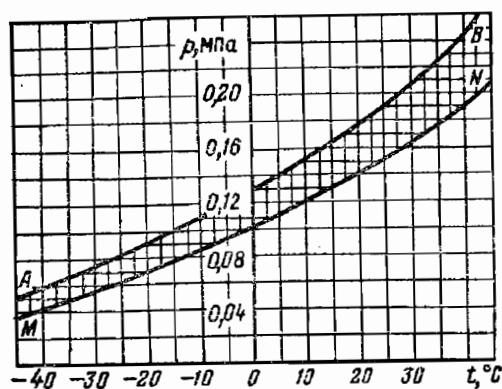


Рис. 3.22. Зависимость давления во вводе ГБМТ -110/630 от температуры окружающего воздуха:

MN — установочное давление на заводе-изготовителе; AB — изменение давления при максимальной нагрузке

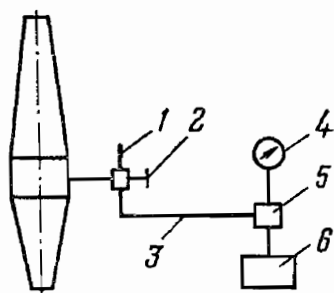


Рис. 3.24. Схема для повышения давления во вводе:

1 — заглушка; 2 — вентиль; 3 — шланг; 4 — манометр; 5 — тройник; 6 — ручной насос

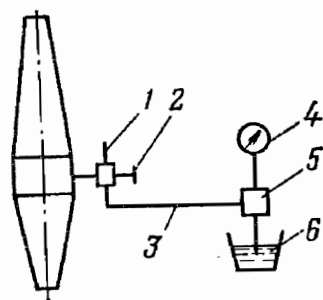


Рис. 3.23. Схема для снижения давления во вводе:

1 — заглушка; 2 — вентиль; 3 — шланг; 4 — манометр; 5 — тройник; 6 — бак

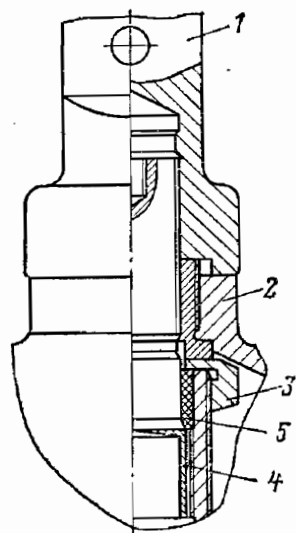


Рис. 3.25. Контактный вывод

После окончания проверки закрывают вентиль и отсоединяют тройник. Трубку измерительного устройства заполняют маслом и в струе масла устанавливают измерительное устройство. Затем вентиль открывают полностью и пломбируют.

При повышении давления (рис. 3.24) работы выполняются несколько иначе. В этом случае с вентиля снимают пломбу и закрывают вентиль. Заменяют измерительное устройство на штуцер с необходимой резьбой. Далее подсоединяют тройник с контрольным манометром к ручному насосу, который в струе масла подсоединяют с помощью гибкого шланга. Потом открывают вентиль и подают масло ручным насосом до нужного давления согласно показанию контрольного манометра.

Давление определяется по уже известной формуле.

По достижении расчетного давления закрывают вентиль, устанавливают измерительное устройство в струе масла и открывают вентиль. В этом положении вентиль пломбируют. Для доливки должно применяться дегазированное масло с пробивным напряжением не ниже 50 кВ. Необходимое давление для данной температуры определяют из графика рис. 3.22.

Вводы с твердой изоляцией. Внутренняя изоляция ввода такого типа выполнена из твердой бумажной изоляции. Верхняя часть изоляции покрыта фарфоровой крышкой, залита трансформаторным маслом и запаяна, нижняя часть изоляции открыта. На время транспортировки нижняя часть закрывается полиэтиленовым чехлом и защитным кожухом.

Для установки ввода на трансформатор производится перевод его в вертикальное положение. С ввода снимают полиэтиленовый чехол и защитный нижний кожух. Измеряют $\text{tg } \delta$. Затем снимают контактный зажим 1 (рис. 3.25), защитный колпак 2 и накидную гайку 3. После этого вынимают заглушку 4, снимают резиновую прокладку 5 и ввод устанавливают на трансформатор. На контактную шпильку ввода надевают накидную гайку 3, устанавливают защитный колпак 2 и контактный зажим 1. Особое внимание должно быть обращено на уплотнение контактной шпильки в трубе ввода.

Все вводы с твердой изоляцией допускают заливку маслом трансформаторов и реакторов под вакуумом с остаточным давлением 66,661 Па (0,5 мм рт. ст.).

3.23. ИСПЫТАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

В полностью собранном виде производят испытание трансформатора на маслоплотность. Для трансформаторов с пленочной защитой испытание производят путем создания стабильного давления воздуха 10 кПа (0,1 кгс/см²) внутри гибкой оболочки в течение 3 ч. Температура масла в баке трансформатора должна быть не ниже 10 °С. Испытание трансформаторов без пленочной защиты производят избыточным давлением азота 10 кПа (0,1 кгс/см²) в надмасляном пространстве расширителя. Время испытания и температура масла те же. После 24-часового отстоя отбирается проба масла, которое проверяется в полном объеме.

Опыт холостого хода производят в начале всех электрических испытаний и измерений до подачи на обмотки трансформатора постоянного тока. Потери холостого хода трансформатора проверяют при пониженном напряжении по заводским схемам испытаний. При этом учитывают поправку на собственное потребление мощности приборов

$$\Delta P = \frac{U^2}{R_V} + \frac{U^2}{R_W},$$

где U — подведенное напряжение, В; R_V — сопротивление вольтметра, Ом; R_W — сопротивление ваттметра, Ом.

Для трансформаторов трехфазных трехстержневых соотношение потерь, измеренных на площадке, не должно отличаться от заводских соотношений потерь более чем на 5 %, а для трехфазных пятистержневых и однофазных — более чем на 10 %.

Изменение характеристик изоляции трансформаторов сводится к определению R_{60} , R_{15} и $\text{tg } \delta$.

Для трансформаторов 110—150 кВ мощностью до 80 мВ·А измерения производят при температуре изоляции не ниже 10 °С, а для трансформаторов 220—750 кВ, а также 110 кВ мощностью 80 мВ·А и более—при температуре, указанной в паспорте трансформатора.

Измерение всех характеристик изоляции производят по схемам, указанным в паспорте трансформатора.

При измерении все выводы обмоток одного напряжения соединяются между собой, а остальные обмотки и бак трансформатора заземляют. Вначале измеряются R_{60} и R_{15} , а затем $\operatorname{tg} \delta$. Сопротивление изоляции измеряют мегаомметром на 2500 В с верхним пределом 10 000 МОм. Рекомендуется применять мегаомметр с электрическим приводом. Перед началом измерения испытываемая обмотка должна быть заземлена не менее чем на 5 мин, между отдельными измерениями все обмотки должны быть заземлены в течение 2 мин.

Изменение $\operatorname{tg} \delta$ обмоток производят мостом переменного тока при напряжении 10 кВ, но не более $\frac{2}{3}$ испытательного напряжения обмотки трансформатора.

При сушке трансформатора без масла допускается измерение $\operatorname{tg} \delta$ обмоток на напряжении 220 В.

Пересчет значений R_{60} и $\operatorname{tg} \delta$ к паспортной температуре производят с помощью коэффициентов K_1 и K_2 , значения которых приведены в табл. 3.16.

Т а б л и ц а 3.16. Коэффициенты температурного пересчета величин изоляции трансформатора K_2 и угла диэлектрических потерь K_1

Разность температур $t_2 - t_1$, °С	Коэффициент		Разность температур $t_2 - t_1$, °С	Коэффициент	
	K_1	K_2		K_1	K_2
5	1,15	1,23	40	3,0	5,1
10	1,31	1,50	45	3,5	6,2
15	1,51	1,84	50	4,0	7,5
20	1,75	2,25	55	4,6	9,2
25	2,0	2,75	60	5,3	11,2
30	2,3	3,4	65	6,1	13,9
35	2,65	4,15	70	7,0	17,0

Сопротивление изоляции R_{60} , измеренное при монтаже и приведенное к температуре заводского измерения, должно быть не меньше 70 % значений, указанных в заводском протоколе.

Тангенс угла диэлектрических потерь $\operatorname{tg} \delta$, измеренный при монтаже и приведенный к заводской температуре, должен быть не более 130 % значений, указанных в заводском протоколе.

Далее необходимо проверить работу переключающего устройства, а также проверить коэффициент трансформации, который не должен отличаться более чем на 2 %.

Фактическое значение $\operatorname{tg} \delta$ изоляции с учетом влияния $\operatorname{tg} \delta$ масла определяется по следующей формуле:

$$\operatorname{tg} \delta_{\phi} = \operatorname{tg} \delta_{из} - K (\operatorname{tg} \delta_{м2} - \operatorname{tg} \delta_{м1}),$$

где $\operatorname{tg} \delta_{\phi}$ — фактическое значение $\operatorname{tg} \delta$ изоляции (с учетом влияния масла); $\operatorname{tg} \delta_{из}$ — измеренное значение $\operatorname{tg} \delta$ изоляции; $\operatorname{tg} \delta_{м1}$ — значение $\operatorname{tg} \delta$ масла, заливаемого на заводе, приведенное к температуре изме-

рений; $\operatorname{tg} \delta_{m2}$ — значение $\operatorname{tg} \delta$ масла, заливаемого при монтаже, приведенное к температуре измерений; K — коэффициент приведения.

Далее необходимо проверить группу соединения обмоток и сопротивления их постоянному току, которые не должны отличаться от заводских значений более чем $\pm 2\%$.

В объем проверок также включается работа газового реле, реле уровня масла, манометрических термометров и их вторичные цепи, а также цепи встроенных трансформаторов тока, причем вторичные их обмотки должны быть присоединены к приборам или закорочены; работа стрелочного маслоуказателя и отсечного клапана, если они предусмотрены конструкцией.

Ж. ТРАНСФОРМАТОРНОЕ МАСЛО

3.24. ОБЪЕМ ИСПЫТАНИЙ И ТРЕБОВАНИЙ К КАЧЕСТВУ МАСЕЛ

В настоящее время выпускается много масел, которые могут быть использованы для заливки в трансформаторы и их вводы.

Основные марки масел и допустимые значения их основных показателей указаны в табл. 3.17.

В новые трансформаторы могут заливаться только масла, не бывшие в эксплуатации. Смешение масел, имеющих антиокислительную присадку, допускается в любых соотношениях.

Смешение масла с присадкой и без присадки не рекомендуется из-за возможного преждевременного старения.

Масло, прибывшее с завода — поставщика трансформаторов, подвергается проверке на сокращенный химический анализ по следующим показателям: пробивное напряжение; тангенс угла диэлектрических потерь; кислотное число; содержание водорастворимых кислот и щелочей; содержание механических примесей; температура вспышки.

Масло, прибывшее отдельно от трансформатора, подвергается полному химическому анализу. В этом случае добавляется несколько величин, характеризующих состав масла: температура застывания (для трансформаторов, работающих в районах холодного климата); общая стабильность; натровая проба.

Масло трансформаторов, имеющих пленочную или азотную защиту, дополнительно испытывается на влаго- и газосодержание.

Остатки масла со дна бака трансформаторов, транспортируемых без масла, проверяются на электрическую прочность, которая должна быть для трансформаторов 110—220 кВ не ниже 35 кВ, для трансформаторов 330—750 кВ не ниже 45 кВ.

Сроки отбора проб и объем испытания масла приведены в табл. 3.18.

3. ПРОГРЕВ И СУШКА ТРАНСФОРМАТОРОВ

3.25. ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОГРЕВОВ И СУШКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Определение способа обработки активной части. Для определения способа обработки активной части необходимо учесть фактические условия, в которых находится данный трансформатор.

При выборе необходимой операции пользуются технологической инструкцией, основные условия которой сведены в табл. 3.19.

Таблица 3.17. Допустимые значения основных показателей трансформаторного масла

Наименование показателей	ГОСТ 982—80*			TV 38.101890—81 TKI	TV 38.101281—80 «АДСОРВ»	ГОСТ 10121—76		Метод испытания по ГОСТ
	TK	T-750	T-1500			Трансфор- маторное масло	Трансфор- маторное масло со значком ка- чества	
1. Вязкость кинематическая, мм ² /с, при 50 °С, не более	9,6·10 ⁻⁶	8·10 ⁻⁶	8·10 ⁻⁶	9·10 ⁻⁶	9·10 ⁻⁶	9·10 ⁻⁶	9·10 ⁻⁶	33—82*
2. Кислотное число, мг, КОН на 1 г масла, не более	0,05	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	5985—79*
3. Температура вспышки в тигле, °С, не ниже	135	135	135	135	135	150	150	
4. Содержание водорастворимых кислот и щелочей	Отсутствие							6307—75*
5. Содержание механических примесей	Отсутствие							6370—83
6. Температура застывания, °С, не выше	—45	—55	—45	—45	—50	—45	—45	20287—74*
7. Нагревая проба, не более	2	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	19296—73*
8. Тангенс угла диэлектрических потерь, %, при 90 °С, не более	—	0,5	0,5	2,2	0,5	2,6	0,5	6581—75*

Примечание. Масло марки ТК изготавливается без присадок; Т-750 с добавлением (0,4±0,1) % антиокислительной присадки 2,6-дитретичный бутилпаракрезол; Т-1500 с добавлением не менее 0,4 % присадки 2,6-дитретичный бутилпаракрезол; ППТ — перспек-
тивное масло; масло ТКП — с добавлением не менее 0,2 % антиокислительной присадки.

Таблица 3.18. Пробы масла, отбираемые во время хранения трансформаторов и монтажных работ

Время отбора пробы масла	Объем испытаний	Температура масла во время отбора пробы	Место отбора пробы
1 раз в 3 мес во время хранения трансформатора	Сокращенный химический анализ	Не ниже 5 °С	Нижний кран отбора проб
Перед началом монтажных работ, у трансформаторов, транспортируемых с маслом	То же	Не ниже 5 °С	Нижний кран для отбора
Перед началом монтажных работ, у трансформаторов, транспортируемых без масла	Остатки со дна на электрическую прочность	Не ниже 5 °С	Пробка в дне бака
Из маслонаполненных негерметичных вводов перед монтажом	Сокращенный химический анализ	Не ниже 5 °С	Маслоотборное устройство, расположенное на соединительной втулке
Перед заливкой или доливкой в трансформатор	Полный анализ согласно табл. 3.17	Не ниже 5 °С	Нижний кран маслобака
Во время заливки и переключения на другую емкость	На электрическую прочность	Не ниже 5 °С	Нижний кран трансформатора и нижний кран маслобака
После доливки и отстоя в течение 24 ч	Сокращенный химический анализ	Не ниже 5 °С	Нижний кран трансформатора
Перед включением трансформатора, если после окончания монтажа прошло более 3 мес	То же	Не ниже 5 °С	То же
Во время контрольного прогрева	На электрическую прочность	Наиболее горячее масло за время прогрева	» »
После контрольного прогрева	То же	Перед доливкой	» »
Во время эксплуатации: у трансформаторов до 220 кВ через 10 дн., 1 мес, далее по ПТЭ; у трансформаторов 330—500 кВ через 10 дн., 1 мес, 3 мес, далее по ПТЭ	Сокращенный химический анализ	Не ниже 5 °С	» »

Таблица 3.19. Вид технологической обработки активной части в зависимости от увлажнения и номинального напряжения трансформаторов

Фактические условия	Технологический процесс
Контрольное измерение сопротивления изоляции трансформаторов 220—750 кВ, а также 110 кВ мощностью более 80 мВ·А	Прогрев активной ча- сти
Разгерметизация трансформатора для ос- мотра	То же
Нарушение герметичности, или признаки увлажнения масла, или $\Delta c/c$ превышает норму	Контрольная подсушка
Время нахождения активной части на воздухе превышает допустимое, но не более чем в 2 раза	То же
Характеристики изоляции не соответству- ют нормам	» »
На активной части или в баке трансфор- матора обнаружены следы воды	Сушка
Индикаторный силикагель потерял голу- бой цвет	»
Хранение без масла более одного года	»
Продолжительность пребывания активной части на воздухе более чем вдвое превыша- ет время, допустимое инструкцией	»
Контрольная подсушка не дала резуль- татов	»
Влагосодержание образца изоляции тол- щиной 3 мм превышает 1 %	»

Контрольный прогрев в масле обычно производят до температуры, указанной в заводском протоколе. Наиболее часто встречающийся ин-тервал температур прогревов находится в диапазоне от 40 до 60 °С. Цель этой операции сводится к тому, чтобы определить сохранность изоляционных свойств активной части трансформаторов.

Для того чтобы прогреть железо и изоляцию активной части, тем-пературу верхних слоев масла поднимают на 7—10 °С выше темпера-туры, указанной в заводском протоколе, после чего выдерживают не-сколько часов и снижают до необходимой для измерения. Грубый от-счет температур во время прогрева производят по манометрическим термометрам типа ТС-100, при помощи которых можно измерять тем-пературу верхних и нижних слоев масла трансформатора. Более точно температуру изоляции обмоток определяют по активному сопротивле-нию постоянному току.

Для выравнивания перепада температур нижних и верхних слоев масла желательно под дно бака трансформатора установить специаль-ные электропечи с закрытой спиралью. Если к моменту прогрева на трансформаторе еще не установлен расширитель, необходимо оставить компенсационный объем под крышкой трансформатора на повышенные уровни масла при нагреве, а во избежание опасных давлений изнутри

необходимо в крышке бака оставить какое-нибудь отверстие для сообщения с атмосферой.

Контрольный прогрев трансформатора можно осуществить как переменным, так и постоянным током. Определяющими при выборе являются возможности и условия монтажной площадки.

Так, например, эту операцию можно выполнять при помощи намагничивающей обмотки, намотанной прямо без реек на утепление бака, так как температура поверхности теплоизоляционного слоя не превышает 30—40 °С (что является вполне допустимым для изоляции провода индукционной обмотки); при помощи токов короткого замыкания, если возможна подача в обмотку трансформаторов необходимого напряжения; при помощи постоянного тока, если на площадке имеется источник постоянного тока достаточной мощности, или при помощи циркуляции масла через электронагреватели. Если все методы прогрева одинаково доступны, следует исходить из экономической целесообразности. Как правило, наиболее выгодный прогрев получается при применении постоянного (выпрямленного) тока.

Контрольная подсушка трансформаторов в масле производится при небольших увлажнении изоляции обмоток трансформаторов, а также в случаях, приведенных в табл. 3.20.

Подсушка трансформатора может быть выполнена теми же способами прогрева, что и при контрольном прогреве. Разница при подготовке к прогреву между этими двумя операциями заключается в том, что в связи с подачей вакуума при подсушке должен быть обязательно демонтирован расширитель, а уровень масла в этом случае в баке трансформатора должен быть на 150—200 мм ниже крышки бака. Перед подсушкой вовнутрь трансформатора закладывается технологический бачок с образцами электрокартона из макета изоляции.

Контроль температуры, как и в первом случае, производят при помощи манометрических термометров.

Этот технологический процесс, как правило, выполняют при температуре 80 °С и при возможно глубоком, допустимом для данной конструкции бака остаточном давлении.

Время проведения подсушки трансформаторов должно быть не менее указанного в табл. 3.20.

В период прогрева необходимо производить циркуляцию масла насосом по схеме «низ — верх» бака.

По окончании прогрева масло из трансформатора сливают под вакуумом с одновременным заполнением трансформатора сухим воздухом или азотом. После слива масла включают вакуум-насос и доводят остаточное давление до 1330 Па (10 мм рт. ст.).

Таблица 3.20. Минимальное время прогрева трансформаторов

Напряжение и мощность трансформатора	Время прогрева, ч
750 кВ всех мощностей	76
400—500 кВ всех мощностей	72
220—330 кВ мощностью 200 МВ·А и более	72
220—330 кВ мощностью менее 200 МВ·А	54
110—150 кВ мощностью более 400 МВ·А	72
110—150 кВ мощностью от 80 до 400 МВ·А	54
110—150 кВ мощностью менее 80 МВ·А	36

Вакуумируя трансформатор, продолжают подсушку в течение 20—30 ч. Далее производят заливку маслом, не снижая остаточного давления в соответствии с инструкцией по заливке. После окончания подсушки проверяют влагосодержание образцов изоляции толщиной 0,5; 1,0 и 3,0 мм и сравнивают результаты влагосодержания с измеренными ранее.

Подсушка считается удовлетворительной, если влагосодержание образцов не превышает 1 %. В противном случае подсушку повторяют. Контрольную подсушку можно выполнить и принципиально другим способом — подсушкой с использованием ловушки для вымораживания паров конденсата.

Этот способ производится с полным сливом масла из трансформатора и возможно глубоком остаточном давлении, достигающем предельных значений порядка 13—1,3 Па (0,1—0,01 мм рт. ст.), и температуре активной части, равной или более 20 °С.

При таких остаточном давлении и температуре происходит выделение водяных паров из изоляции, которые конденсируются на охлаждаемой поверхности, имеющей температуру около —70 °С.

Технические данные ловушек указаны в табл. 3.21.

Т а б л и ц а 3.21. Технические данные ловушек типа «Иней-I» и «Иней-II»

Параметры	«Иней-I»	«Иней-II»
Быстрота откачки при входном давлении 1,3—60 Па, л/с	900	300
Предельное значение создаваемого остаточного давления, Па	1,3	1,3
Вакуум-насос, тип	2ДВН-1500	2ДВН-500
Поверхность конденсации водяных паров, м ²	1,35	1,35
Температура охлаждаемой поверхности, °С	—70	—70
Установленная мощность, кВт	10	7,5

Для организации работ по подсушке изоляции таким методом необходимо заготовить материалы и оборудование, указанные ниже. К числу таких материалов относится сухой лед, соответствующий ГОСТ 12162—77*. Количество льда предусматривается примерно по 100 кг на день работы схемы; ацетон по ГОСТ 5845—79 — в количестве 60 кг. Необходимо также подготовить ловушку вымораживания, вакуум-насосы среднего и предварительного вакуумирования, вакуум-проводы и приборы для измерения остаточных давлений температуры и теченскатели.

Перед началом подсушки отбирают образцы изоляции и закладывают их в технологический бачок. Включают вакуум-насос предварительного вакуумирования и доводят остаточное давление в баке до 400 Па (3 мм рт. ст.). Заполняют ловушку сухим льдом и ацетоном. Далее включают насос среднего вакуума (двухроторный) и продолжают вакуумирование до получения остаточного давления не более 13 Па. Полученный при этом конденсат оседает в виде инея на поверхности ловушки. Его соскабливают, а затем отделяют от масла и учитывают в специальном журнале.

Подсушка считается законченной, если выделяющийся конденсат не будет превышать 0,5 кг в сутки, за последние 2 сут подсушки остаточное давление в баке не будет больше 26 Па (0,2 мм рт. ст.), установившееся значение изоляции и влагосодержания образцов толщиной 1,0 мм не будет больше 1 %.

Сушка изоляции трансформаторов 110—750 кВ без масла производится при значительном увлажнении, а также в случаях, указанных в табл. 3.20.

Этот технологический процесс протекает при температуре 90—105 °С и возможно глубоком достаточном давлении. Осуществляется он в собственном баке трансформатора индукционным методом с дополнительным обогревом дна бака или в вакуум-сушильном шкафу, обогреваемом паром или электроэнергией (рис. 3.26).

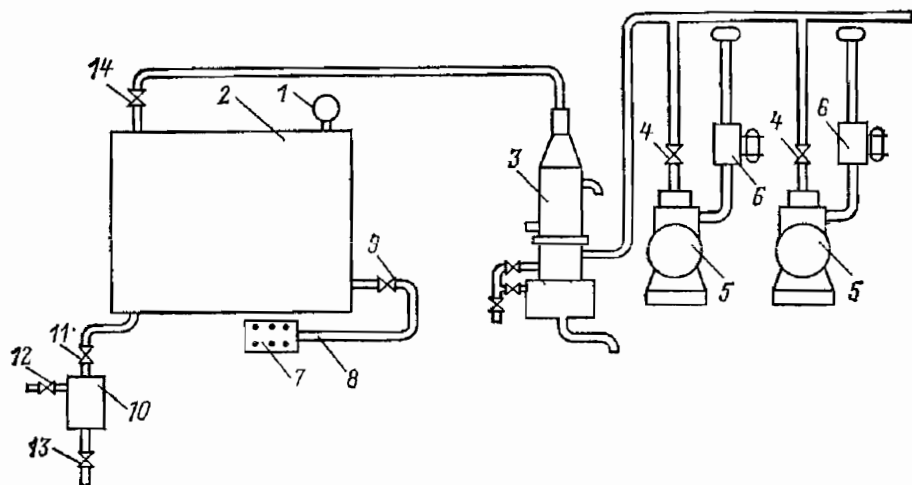


Рис. 3.26. Схема сушки трансформатора:

1 — вакуумметр; 2 — бак трансформатора; 3 — охлаждающая колонка; 4 — вентили; 5 — вакуум-насос; 6 — масляный бачок; 7 — фильтр воздуха; 8 — трубопровод; 9 — кран горячего воздуха; 10 — бачок остатков масла; 11—14 — краны

Контроль за температурой ведется термодарами, прикрепленными в наиболее горячих местах активной части. Количество термодар может доходить от одного до двух десятков, так как контроль за температурой должен осуществляться по всему объему активной части, причем не допускается завышение температуры на изоляции выше 105 °С из-за ее быстрого старения и остывания ниже температуры 90—95 °С, так как это может сказаться на качестве сушки.

Для контроля состояния изоляции все обмотки трансформатора выводятся через крышку временными фарфоровыми вводами.

Остатки масла в процессе сушки удаляют через отверстие в дне бака и специальный отборник с двумя вентилями, позволяющими сливать остатки при имеющемся остаточном давлении в баке.

Для циркуляции воздуха в трансформаторе необходимо к нижней задвижке подсоединить трубку с краном и фильтром для очистки подсосываемого воздуха. Как правило, это устройство подводят к печам, которые устанавливают под дном трансформатора. Таким образом при включенной системе циркуляции в бак с активной частью попадает очищенный теплый воздух.

Т а б л и ц а 3.22. Рекомендуемые точки измерения температур

Место установки термопар	Количество термопар, шт.
На верхнем ярме посередине	2
На нижней полке одной из нижних консолей посередине	1
На боковом вертикальном ярме посередине по высоте (если таковые имеются)	1
В воздухе внутри бака между изоляцией и стенкой бака	2
Внизу, посередине и вверху под первыми слоями перегородки или, если ее нет, по высоте обмотки в дистанционных прокладках	3
Снаружи на стенке бака: внизу, посередине и вверху	3
Снаружи на наиболее нагреваемых угловых балках жесткости по высоте в двух-трех точках	3
Снаружи посередине крышки бака под теплоизоляцией	1
На наружной поверхности дна бака в двух точках под нагревателями	2

П р и м е ч а н и е. Рекомендуется дополнительно установить ртутные термометры со шкалой 150° в 6—10 точках по периметру бака.

В течение всего времени подъема температуры и сушки активной части в соответствующий журнал записывают показания термодатчиков и значения сопротивления изоляции обмоток.

Рекомендуемая раскладка термодатчиков (термометров сопротивления или термопар) приведена в табл. 3.22.

Сушка считается законченной, если в течение 48 ч (при постоянных температурах и остаточном давлении) значения R_{60} , $\lg \delta$, $\Delta c/c$ остаются постоянными и не выделяется конденсат.

При этом продолжительность сушки с момента достижения предельных значений остаточного давления должна быть не менее: 15 сут для трансформаторов 500—330 кВ, 12 сут для трансформаторов 220—110 кВ, 10 сут для трансформаторов 110—150 кВ.

После окончания сушки, оставляя остаточное давление и не останавливая вакуум-насоса, отключают нагрев и температуру активной части доводят до 65—85 °С. После этого производят заливку горячим (50—60 °С) маслом (не снижая остаточного давления) со скоростью не более 3 т/ч. Активную часть выдерживают в течение: 20 ч у трансформаторов 500—220 кВ, 10 ч у трансформаторов 150—110 кВ.

Далее производится пропитка изоляции в масле при атмосферном давлении: в течение 24 ч у трансформаторов 500—220 кВ, в течение 12 ч у трансформаторов 150—110 кВ.

Затем сливают масло, производят ревизию после сушки и окончательную заливку маслом согласно инструкции.

Для трансформаторов с погружным переключающим устройством:

1) бак контактора заливают маслом;

2) бак контактора соединяют с баком трансформатора вакуумным шлангом;

3) на бакелитовых цилиндрах бака контактора устанавливают термометры;

4) температура в баке контактора поддерживается в пределах 85—95 °С.

- Для трансформаторов с навесными переключающими устройствами:
- 1) демонтируют переключающие устройства;
 - 2) транспортные заглушки усиливают специальными ребрами жесткости под расчетное остаточное давление;
 - 3) полости между гетинаксовыми пластинами и транспортными заглушками с баком трансформатора соединяют вакуумными шлангами;
 - 4) гайки, крепящие переходные гетинаксовые плиты, ослабляют;
 - 5) на гетинаксовые плиты с обеих сторон устанавливают термопары;
 - 6) подъем температуры воздуха в баке производят до 70 °С, далее выдерживают в течение 2 ч и производят нагрев по инструкции завода.

После сушки трансформаторов с РПН снимают круговую диаграмму переключающих устройств.

3.26. ПРОГРЕВ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Прогрев индукционными потерями в кожухе трансформатора. При прогреве индукционным методом необходимо иметь источник питания переменного тока, утепляющую асбестовую ткань, провод для намотки индукционной обмотки и асбестоцементные или деревянные рейки.

В зависимости от необходимой мощности прогрева определяемой эмпирическим путем, индукционные обмотки выполняются различных схем и конструкций. Различают однофазные и трехфазные обмотки, одиарные и двоиные (табл. 3.23).

Для намотки индукционных обмоток применяются провода типа ПР-500 и АПР-500 сечением от 70 до 120 мм². При отсутствии изолированного провода индукционную обмотку можно выполнить и при помощи неизолированных проводов типа МГ и А тех же сечений, что и изолированных. При расчетах принимаются следующие допустимые плотности тока, А/мм²:

	Медь	Алюминий
Неизолированный провод	6	4
Изолированный провод	3—3,5	2—2,5

Для соединений отдельных кусков проводов рекомендуется опрессование, но не исключаются и болтовые соединения при помощи аппаратных зажимов или оконцевание кабельными наконечниками, которые затем соединяют болтами.


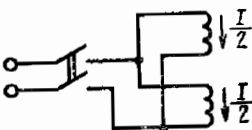
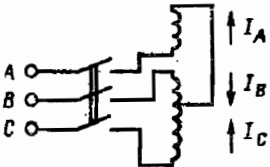
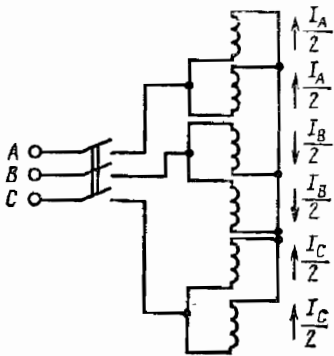
Болтовые соединения обмотки выполняются на доступных и видимых для дежурного персонала местах. Контроль за их состоянием ведется ежедневно.

В качестве утепления бака применяют негорючие материалы: асботкань или асбокартон.

Прогрев трансформаторов токами нулевой последовательности. Прогрев или сушка трансформаторов токами нулевой последовательности производится за счет тепла, выделяемого в активной стали трансформатора, конструктивных деталях магнитопровода и в баке трансформатора от вихревых токов, образующихся под действием переменного магнитного поля.

Магнитное поле возбуждается рабочими обмотками трансформатора, которые соединяются по схеме нулевой последовательности. Такую схему можно создать в том случае, если:

Т а б л и ц а 3.23. Схемы индукционных обмоток

Тип обмотки	Расчетная мощность	Суммарная мощность обмотки	Схема обмотки
Однофазная	$P_1 = P$	$P_1 = P$	
Однофазная из двух секций	$P_1 = P/2$	$P = 2 P_1$	
Трехфазная обмотка	$P_2 = P/3$	$P = 3 P_2$	
Трехфазная из двойных секций	$P_3 = P/6$	$P = 6 P_3$	

а) обмотки трехфазного трансформатора собраны по схеме звезда и имеют нулевой вывод (рис. 3.27, а);

б) обмотки трехфазного трансформатора собраны по схеме треугольника и возможен разрыв их для подключения напряжения (рис. 3.27, б);

в) обмотки однофазного трансформатора имеют нулевой вывод, или ветви с разным направлением намотки (рис. 3.28).

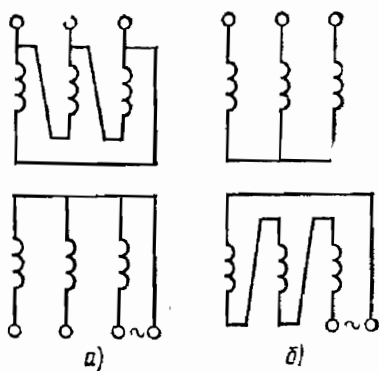


Рис. 3.27. Схемы подогрева токами нулевой последовательности трехфазных трансформаторов:

а — соединенных в звезду с нулевым выводом; *б* — соединенных в треугольник с разрывом

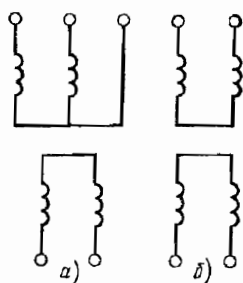


Рис. 3.28. Схемы подогрева токами нулевой последовательности однофазных трансформаторов:

а — имеющих нулевой вывод; *б* — имеющих разные направления намотки

Как видно из схем соединений, магнитные потоки, созданные во всех стержнях трансформатора, будут одинаковы по направлению и по величине, что соответствует условию создания потоков нулевой последовательности.

Практически при отсутствии специального регулировочного трансформатора приходится включать обмотку трансформатора не на расчетное напряжение (см. § 3.28), а на ближайшее к нему, имеющиеся в сети: соответственно этому должен быть произведен перерасчет тока и мощности нулевой последовательности.

Пользуясь этим методом, надо помнить, что обмотка трансформатора, не подключенная к сети, должна оставаться холостой в случае соединения ее звездой и должна иметь как минимум один разрыв при соединении треугольником. При осуществлении разрыва треугольника на переключателе надо иметь в виду, что возбужденные на каждой фазе треугольника напряжения нулевой последовательности складываются арифметически и во избежание пробоя между регулировочными витками разрыв желательно иметь на всех трех фазах.

Прогрев трансформаторов током КЗ. Этот метод сводится к использованию тепла, которое выделяется в меди обмоток трансформатора. В этом случае к первичной обмотке трансформатора подводят напряжение, равное или близкое к u_k , а вторичную закорачивают. В обмотках трансформатора протекает номинальный ток. Такой метод очень эффективен и используется в основном для подогрева мощных трансформаторов. Подготовка к прогреву проста и нетрудоемка. Закоротка, накладываемая на выводы обмотки, должна быть рассчитана на номинальный ток этой обмотки трансформатора.

Прогрев током КЗ рекомендован в тех случаях, когда требуется замер полностью собранного трансформатора, залитого маслом и подключенного к сети. Для подогрева трансформатора выделяют генератор необходимой мощности, при помощи которого поднимают напряжение на холостой обмотке трансформатора до необходимого значения. Как правило, самые мощные трансформаторы напряжением 500 кВ и выше

прогреваются до температуры 60—70 °С в течение 10—20 ч. Такой температуры бывает вполне достаточно для производства контрольных измерений сопротивления изоляции обмоток трансформатора. Напряжения u_k указаны в табл. 3.1—3.4.

Прогрев трансформаторов постоянным (выпрямленным) током. Сравнительно небольшая трудоемкость при подготовке к прогреву, экономичность и большая скорость подъема температур обеспечивают этому методу частое практическое применение.

Такой способ прогрева стал широко применяться после выпуска нашей промышленностью вентилях достаточной мощности типов ВКДУ-150-4 и ВК-200-3,5. Их параметры приведены в табл. 3.24.

Т а б л и ц а 3.24. Основные параметры вентилях

Параметры	ВКДУ-150-4	ВК-200-3,5	ВК-2-500/5Р
Номинальное рабочее напряжение (амплитудное), В	400	—	—
Допустимая амплитуда обратного напряжения, В	—	350	500
Номинальное значение выпрямленного тока в условиях нормального воздушного охлаждения, А	150	200	200
Прямое падение напряжения при номинальном токе, В (среднее значение)	0,4—0,7	0,5—0,6	0,5—0,6
Обратный ток (среднее значение при номинальном обратном или рабочем напряжении, мА, не более)	20	20	20
Ток управления, мА, не более	300	—	—
Напряжение управления, В, не более	7	—	—
Время включения, мкс, не более	20	—	—
Время отключения, мкс, не более	70	—	—

Выпрямительное устройство типа КВТМ-280/0,5 собрано на неуправляемых вентилях типа ВК-2-500/5Б и имеет девять ступеней регулировки напряжения (120, 135, 155, 240, 270, 310, 480, 540, 620 В) при максимальном токе, равном 1800 А.

Установка типа ВУ-650 собрана как на неуправляемых, так и на управляемых вентилях и может плавно регулировать напряжение от 0 до 560 В при максимальном токе 650 А.

В качестве источников постоянного тока также могут быть использованы и вращающиеся машины постоянного тока: возбудители, генераторы и т. п.

Подготовка к прогреву трансформатора начинается с расчета параметров схемы. Затем подключаются выпрямительная установка и измерительные приборы контроля тока и напряжения. При этом необхо-

димо, чтобы шунты, добавочные сопротивления, амперметры и вольтметры соответствовали друг другу по напряжению и классу точности.

Для определения температуры меди обмоток прогреваемого трансформатора пользуются известной формулой

$$t_2 = \frac{R_2}{R_1} (235 + t_1) - 235,$$

где R_1 , t_1 — сопротивление и температура, указанные в заводском протоколе или заранее измеренные на объекте; R_2 , t_2 — сопротивление и температура, определяемые для данного времени.

Утепление трансформатора производят асбестовым полотном.

При включении постоянного тока прогреваемый трансформатор сильно намагничивается. Это надо иметь в виду при необходимости вести вблизи него монтажные работы (сборка системы охлаждения и т. п.), так как это может вызвать дополнительные осложнения: металлические предметы будут притягиваться к намагниченному металлу, а часы или другие приборы могут быть приведены в полную негодность. Также следует иметь в виду, что магнитопроводы мощных силовых трансформаторов сейчас собирают из тонких листов высококачественных сталей, обладающих большой остаточной намагниченностью, что дает большое искажение при измерениях потерь холостого хода. Поэтому программу производства измерений следует строить таким образом, чтобы измерение потерь холостого хода производилось до подачи в обмотки трансформатора постоянного тока (прогрев или измерение активных сопротивлений отпаяк обмоток трансформатора).

При подключении кабелей или проводов на стороне выпрямленного тока следует тщательно проверять состояние контактов и соответствие выбранного сечения проводов. В случае разрыва цепи постоянного тока возникают большие перенапряжения, способные повредить изоляцию трансформатора. С этой точки зрения обмотки трансформатора следует надежно закорачивать.

3.27. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СХЕМ ПРОГРЕВОВ

Для расчета однофазной намагничивающей обмотки необходимо иметь следующие данные:

F — площадь всей поверхности бака трансформатора (боковая поверхность плюс площадь дна и крышки бака трансформатора); $t_{\text{окр}}$ — средняя температура окружающего воздуха (задается в зависимости от ожидаемой по прогнозу погоды);

l — периметр бака;

h — предполагаемая высота намотки обмотки;

U — напряжение, подводимое к обмотке;

$\cos \varphi$ — коэффициент мощности обмотки, принимаемый обычно в расчетах равным 0,5.

Имея эти данные, можно подсчитать:

- 1) мощность, необходимую для прогрева трансформатора, кВт:

$$P = 12F (100 - t_{\text{окр}}) \cdot 10^{-3}; \quad (3.1)$$

- 2) площадь поверхности бака, на которую накладывается обмотка:

$$F_0 = lh; \quad (3.2)$$

* Применима для трансформаторов V габарита и выше. Намагничивающие обмотки для трансформаторов меньших размеров рассчитываются на половинную мощность формулы (3.1).

3) удельный расход мощности

$$\Delta P = P/F_0; \quad (3.3)$$

По таблице 3.25 определяются для рассчитанного удельного расхода мощности ΔP соответствующие значения Iw и опытного коэффици-

Таблица 3.25. Коэффициенты для расчета намагничивающей обмотки при сушке трансформаторов с толщиной кожуха от 6 мм и выше

$\Delta P,$ кВт/м ²	Iw	A	$\Delta P,$ кВт/м ²	Iw	A	$\Delta P,$ кВт/м ²	Iw	A
0,75	19,5	2,33	1,35	32,1	1,77	2,4	46,9	1,44
0,8	20,5	2,26	1,4	32,5	1,74	2,5	48,0	1,42
0,85	22	2,18	1,45	34,5	1,71	2,6	49,1	1,41
0,9	23,5	2,12	1,5	35,5	1,68	2,7	50,2	1,39
0,95	24,5	2,07	1,6	36,5	1,65	2,8	51,3	1,38
1,0	25,5	2,02	1,7	38,0	1,62	2,9	52,3	1,36
1,05	26,7	1,97	1,8	39,5	1,59	3,0	53,3	1,34
1,1	28	1,92	1,9	41,0	1,56	3,25	56,0	1,31
1,15	29	1,88	2	42,3	1,54	3,5	58,2	1,28
1,2	30	1,84	2,1	43,4	1,51	3,75	60,6	1,25
1,25	31	1,81	2,2	44,5	1,49	4,0	63,2	1,22
1,3	31,8	1,79	2,3	45,8	1,46			

циента A . Тогда количество витков расчетной однофазной намагничивающей обмотки составит

$$w = \frac{AU}{I}. \quad (3.4)$$

При этом ток в обмотке будет равен

$$I = \frac{P}{U \cos \varphi}; \quad (3.5)$$

а сечение провода обмотки

$$S = I/\delta, \quad (3.6)$$

где δ — допустимая плотность тока.

При намотке трехфазных обмоток методика расчета остается той же. Разница заключается в том, что расчет ведется на одну фазу обмотки, мощность которой должна быть в 3 раза меньше мощности всей обмотки, определяемой формулой (3.1):

$$P_{\phi} = P/3. \quad (3.7)$$

Для увеличения результирующего магнитного потока направление тока в средней фазе должно быть обратным по отношению к двум крайним фазам, а для выравнивания токов по обмоткам количество витков этой фазы должно составлять 40 % расчетного.

Для компенсации реактивного тока используют батареи статических конденсаторов или другую компенсирующую емкость, значение которой, мкФ, определяется по формуле

$$C = \frac{P \operatorname{tg} \varphi \cdot 10^9}{3,314 U^2}, \quad (3.8)$$

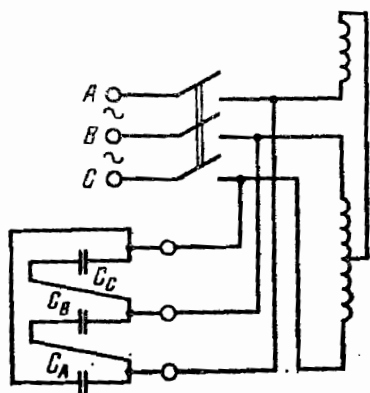


Рис. 3.29. Схемы подключения статических конденсаторов к намагничивающей обмотке

где P — мощность, необходимая для прогрева трансформатора, определяемая по формуле (3.1), кВт; U — подводимое напряжение сети, В.

Фазы батарей статических конденсаторов соединяются по схеме треугольника и параллельно подключаются к индукционной обмотке (рис. 3.29).

Пример расчета намагничивающей обмотки. Требуется рассчитать параметры намагничивающей обмотки для сушилки автотрансформатора типа АОДЦТГ 250000/500. Кожух автотрансформатора утеплен асбестовым полотном. Суммарная поверхность бака 105 м^2 . Периметр бака $17,8 \text{ м}$. Высота намотки 4 м . Температура окружающего воздуха -15°C . Мощность, необходимая для сушки,

$$P = 12F(100 - t_{\text{окр}}) \cdot 10^{-3} = 12 \cdot 105(100 + 15) \cdot 10^{-3} = 145 \text{ кВт}.$$

Площадь поверхности бака, на которую накладывается обмотка,

$$F_0 = lh = 17,8 \cdot 4 \approx 71 \text{ м}^2.$$

Удельный расход мощности

$$\Delta P = \frac{P}{F_0} = \frac{145}{71} = 2 \text{ кВт/м}^2.$$

По табл. 3.25 для $I\omega = 42,3 \text{ А}$ находим $A = 1,54$. Тогда количество витков обмотки

$$\omega = \frac{AU}{l} = \frac{1,54 \cdot 400}{17,8} = 35 \text{ витков}.$$

ток в обмотке

$$I = \frac{P}{U \cos \varphi} = \frac{145 \cdot 10^3}{400 \cdot 0,5} = 725 \text{ А};$$

сечение медного изолированного провода

$$S = \frac{I}{\delta} = \frac{725}{3,5} = 210 \text{ мм}^2.$$

Очевидно, что такая однофазная обмотка получилась бы очень громоздкой и неудобной, поэтому при таких больших мощностях про-

грева следует ориентироваться на трехфазную схему. Тогда расчет обмотки проводится следующим образом:

$$P_{\Phi} = \frac{P}{3} = \frac{145}{3} = 48 \text{ кВт};$$

$$\Delta P = 2 \text{ кВт/м}^2;$$

$$\omega = \frac{1,54 \cdot 220}{17,8} = 18 \text{ витков.}$$

Для средней фазы

$$\omega_{\Phi, \text{ср}} = 0,4 \omega_{\Phi} = 7 \text{ витков.}$$

Ток во всех фазах обмотки будет равен

$$I_{\Phi} = \frac{P_{\Phi} \cdot 10^3}{U \cos \varphi} = \frac{48 \cdot 10^3}{220 \cdot 0,4} = 440 \text{ А.}$$

Сечение провода обмотки

$$S = \frac{440}{3,5} = 120 \text{ мм}^2.$$

Расчет схемы нулевой последовательности. При определении необходимой мощности для прогрева трансформатора следует ориентироваться на половину мощности, определяемой по формуле (3.1), кВт:

$$P_{\text{ном}} = 6F(100 - t_{\text{окр}}) \cdot 10^{-3}. \quad (3.9)$$

Расчет подводимого напряжения, В, производится по следующим формулам:

для схемы звезда с нулем

$$U_0 = \sqrt{\frac{P_{\text{ном}} Z_0 \cdot 10^3}{3 \cos \varphi_0}}; \quad (3.10)$$

для схемы развернутого треугольника

$$U_0 = \sqrt{\frac{3P_{\text{ном}} Z_0 \cdot 10^3}{\cos \varphi_0}}, \quad (3.11)$$

где $P_{\text{н}}$ — мощность, необходимая для прогрева трансформатора, кВт; Z_0 — сопротивление нулевой последовательности, Ом, рассчитывается по формуле

$$Z_0 = 5Z_{\text{к}} \frac{l}{b}. \quad (3.12)$$

Формула применяется для трубчатых и гладких баков на одну фазу. Здесь $Z_{\text{к}}$ — сопротивление КЗ, Ом, определяется по формуле

$$Z_{\text{к}} = \frac{U_{\text{ном}} u_{\text{к}}}{I_{\text{ном}} \cdot 100}; \quad (3.13)$$

l — высота обмотки, см; b — усредненное расстояние магнитопровода от стенок бака, см; $U_{\text{ном}}$ — номинальное фазное напряжение трансформатора, В; $I_{\text{ном}}$ — номинальный ток трансформатора, А; $u_{\text{к}}$ — напряжение КЗ трансформатора, %; $\cos \varphi_0$ — коэффициент мощности нулевой последовательности (находится в пределах 0,5—0,6).

Токи нулевой последовательности, A , протекающие по обмоткам трансформатора, определяются по формулам:

при соединении в звезду

$$I_0 = 1,82 \frac{P_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} ; \quad (3.14)$$

при соединении в треугольник

$$I_0 = 1,05 \frac{P_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} , \quad (3.15)$$

где $U_{\text{ном}}$ — номинальное линейное напряжение, кВ.

При соединении обмоток в звезду подводящие провода должны быть рассчитаны на ток, равный $3I_0$; при соединении в треугольник — на I_0 .

Пример расчета параметров схемы нулевой последовательности
Трансформатор ТМ-180/6:

Номинальное напряжение $U_{\text{ном1}} = 6,3$ кВ; $U_{\text{ном2}} = 0,23$ кВ.

Напряжение короткого замыкания $u_k = 5,5$ %.

Номинальная мощность трансформатора $P_{\text{ном}} = 180$ кВ·А.

Соединение обмоток — звезда с нулем — треугольник.

Бак трубчатый.

Высота обмотки $l = 23$ см, $\cos \varphi = 0,5$.

Расстояние между магнитопроводом и стенкой $b = 13,5$ см.

Окружающая температура $t_{\text{окр}} = -25$ °С.

Площадь поверхности бака $3,7$ м².

Мощность прогрева согласно формуле (3.9) будет равна

$$P_{\text{ном}} = 6 \cdot 3,7 (100 - t_{\text{окр}}) \cdot 10^{-3} \approx 2,8 \text{ кВт.}$$

Для первичной обмотки ВН, соединенной в звезду, сопротивление КЗ одной фазы составит (3.13)

$$Z_k = \frac{U_{\text{ном}} u_k}{I_{\text{ном}} \cdot 100} \approx 12 \text{ Ом.}$$

Сопротивление нулевой последовательности согласно формуле (3.12) будет равно

$$Z_0 = 5Z_k \frac{l}{b} = 5 \cdot 12 \frac{23}{13,5} = 124 \text{ Ом.}$$

Для вторичной обмотки НН, соединенной в треугольник, сопротивление короткого замыкания одной фазы

$$Z_{k2} = U_{\text{ном2}} \frac{3U_{\text{ном2}}}{P_{\text{ном}}} \frac{u_k}{100} = \frac{3U_{\text{ном2}}^2 u_k}{P_{\text{ном}} \cdot 100} = \frac{3 \cdot 0,23^2 \cdot 5,5}{180 \cdot 100} = 48 \cdot 10^{-6} \text{ Ом.}$$

Сопротивление нулевой последовательности одной фазы со стороны вторичной обмотки равно

$$Z_{02} = 5Z_{k2} \frac{l}{b} = 5 \cdot 48 \cdot 10^{-6} \frac{23}{13,5} = 0,41 \cdot 10^{-3} \text{ Ом.}$$

Напряжение нулевой последовательности U_{01} при питании со стороны обмотки ВН согласно формуле (3.10) составит

$$U_{01} = \sqrt{\frac{P_{\text{ном}} Z_0 \cdot 10^3}{3 \cos \varphi_0}} = \sqrt{\frac{2,8 \cdot 124 \cdot 10^3}{3 \cdot 0,5}} = 480 \text{ В.}$$

Напряжение нулевой последовательности U_{02} при питании со стороны обмотки низшего напряжения согласно формуле (3.11) составит

$$U_{02} = \sqrt{\frac{3 P_{\text{ном}} Z_{02} \cdot 10^3}{\cos \varphi_0}} = \sqrt{\frac{3 \cdot 2,8 \cdot 0,41 \cdot 10^3}{0,5}} = 6,9 \text{ В.}$$

Расчет схемы прогрева постоянным током. При расчете схем прогрева постоянным током необходимо иметь следующие исходные данные:

- а) схему соединений прогреваемого трансформатора;
- б) активное сопротивление обмотки постоянному току (табл. 3.26);
- в) температуры обмоток, при которых производились измерения активных сопротивлений;
- г) номинальный ток обмотки на данной отпайке;
- д) наибольшую температуру прогрева;
- е) температуру окружающего воздуха;
- ж) длину бака трансформатора.

Напряжение постоянного тока рассчитывается при помощи закона Ома, как произведение сопротивления обмотки $R_{\text{обм}}$ на номинальный ток отпайки трансформатора $I_{\text{ном}}$.

Далее выбирается ближайшая ступень у выпрямительной установки или в другом источнике питания и вновь пересчитываются все параметры на фактическое напряжение постоянного тока. Если пересчитанные значения не превышают паспортных, то собирают схему прогрева.

Пример расчета параметров прогрева трансформатора ТДЦГ-125000/110 постоянным током при помощи выпрямителя типа КВТМ-280/0,5.

Данные и условия прогрева таковы:

$$R_{06} = 0,178 \text{ Ом;}$$

$$t_{06} = 20 \text{ }^{\circ}\text{C;}$$

$$I_{\text{ном}} = 652 \text{ А;}$$

$$t_{\text{окр}} = 10 \text{ }^{\circ}\text{C;}$$

$$t_{\text{нагр}} = 70 \text{ }^{\circ}\text{C.}$$

Схема соединений — звезда.

Длина бака $L = 7,4 \text{ м.}$

1. Схему прогрева находим в табл. 3.27 под номером 3. В этом варианте расчетное сопротивление равно $R_p = 2R_{06} = 2R_{A0}$, а допустимый ток $I_d \leq I_{\text{ном}}$.

2. По закону Ома необходимое выпрямленное напряжение составит

$$U = I_{\text{ном}} \cdot 2R_{06} = 652 \cdot 2 \cdot 0,178 \approx 240 \text{ В.}$$

3. Для данного случая четвертая ступень КВТМ-280/0,5 дает выпрямленное напряжение 240 В, поэтому никаких дополнительных пересчетов делать не требуется.

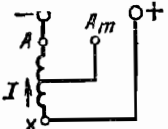
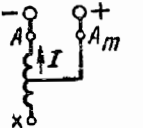
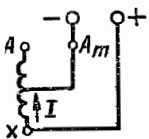
Т а б л и ц а 3.26. Активные сопротивления постоянному току силовых трансформаторов 110—500 кВ

Тип трансформаторов	Активные сопротивления обмоток при температуре, °C			
	0	10	20	50
ТДЦ-400000/500	0,450	0,469	0,488	0,546
АТДЦТН-250000/500	0,866	0,904	0,940	1,05
АОДЦТН-167000/500	0,378	0,393	0,410	0,458
АОДЦТГ-135000/500	0,622	0,650	0,675	0,755
АОДЦТГ-280000/500	0,318	0,332	0,345	0,386
ТДЦ-206000/500	0,935	0,974	1,01	1,13
АТДЦТН-200000/330	0,608	0,634	0,660	0,737
ТДЦ-400000/330	0,232	0,242	0,252	0,282
АТДЦТН-125000/330	1,06	1,1	1,15	1,28
ТДЦГ-250000/330	0,336	0,351	0,365	0,407
ТДЦГ-200000/330	0,739	0,771	0,802	0,896
АТДЦТГ-120000/330	1,006	1,049	1,092	1,220
ТДЦ-400000/220	0,131	0,136	0,142	0,158
ТДЦГ-250000/220	0,248	0,258	0,268	0,300
ТДЦ-200000/220	0,326	0,340	0,353	0,395
АТДЦТН-125000/220	0,708	0,738	0,768	0,858
АТДЦТГ-240000/220	0,257	0,268	0,279	0,312
АТДЦТН-200000/220	0,268	0,279	0,290	0,325
АТДЦТГ-180000/220	0,463	0,483	0,502	0,561
ТЦ-630000/220	0,0746	0,0778	0,0809	0,0904
ТДЦГ-180000/220	0,436	0,454	0,472	0,528
ТДЦ-125000/220	0,608	0,634	0,660	0,738
АТДЦТГ-120000/220	0,948	0,987	1,028	1,149
ТДЦ-250000/110	0,0496	0,0517	0,0538	0,0559
ТДЦ-200000/110	0,0790	0,0823	0,0858	0,0959
ТДЦ-400000/110/20	0,0310	0,0323	0,0336	0,0376
ТДЦГ-240000/110	0,0479	0,0499	0,0520	0,0581
ТДЦГ-180000/110	0,0739	0,0771	0,0802	0,0896
ТДЦГ-125000/110	0,164	0,171	0,178	0,198
ТДТНГ-75000/110	0,270	0,281	0,292	0,327
ТДТГ-75000/110	0,274	0,285	0,297	0,332
ТДТНГ-60000/110	0,322	0,336	0,350	0,391
ТДНГ-60000/110	0,320	0,333	0,347	0,388
ТДГ-40000/110	0,572	0,597	0,621	0,694
ТДТНГ-40500/110	0,640	0,668	0,695	0,777
ТДНГ-40500/110	0,422	0,440	0,457	0,511
ТДЦ-125000/110	0,132	0,138	0,143	0,160
ТДТНГ-31500/110	0,791	0,824	0,858	0,953
ТРДН-32000/35	0,196	0,204	0,212	0,237
ТРДН-25000/35	0,0612	0,0638	0,0664	0,0741
ТДТН-20000/110	1,57	1,65	1,71	1,90
ТДНГ-20000/110	1,76	1,84	1,91	2,14
ТД-16000/110	2,36	2,46	2,57	2,87
ТДТНГ-15000/110	2,41	2,51	2,61	2,92
ТДН-10000/110	3,44	3,60	3,74	4,18

Таблица 3.27. Схемы прогрева трансформаторов

№ п.п.	Схемы соединения	Расчетное сопротивление	Допустимый ток
1		$R_p = 3 R_{Ax}$	$I_d \leq I_A$
2		$R_p = R_{Ax} / 3$	$I_d \leq 3 I_A$
3		$R_p = 2 R_{Ao}$	$I_d \leq I_A$
4		$R_p = R_{Ax} / 2$	$I_d \leq 2 I_A$
5		$R_p = 1,5 R_{Ao}$	$I_d \leq I_A$
6		$R_p = R_{Ao} / 3$	$I_d \leq I_A$
7		$R_p = R_{Ao} / 2$	$I_d \leq I_A$
8		$R_p = R_{Ao}$	$I_d \leq I_A$

№ п. п.	Схемы соединения	Расчетное сопротивление	Допустимый ток
9		$R_p = 0,5 R_A + \frac{R_A R_{Am}}{R_A + R_{Am}}$	$I_d \leq I_{Am}$
10		$R_p = R_A$	$I_d \leq I_{Am} - I_A$
11		$R_p = R_A - R_{Am}$	$I_d \leq I_A$
12		$R_p = 2R_A$	$I_d \leq I_{Am} - I_A$
13		$R_p = 0,5 R_A + \frac{R_A R_{Am}}{R_A + R_{Am}}$	$I_d \leq I_{Am}$
14		$R_p = R_A$	$I_d \leq I_A$
15		$R_p = R_A - R_{Am}$	$I_d \leq I_A - I_{Am}$
16		$R_{p1} = R_{Ax} - R_{Amx}$ $R_{p2} = R_{Amx}$	$I_d \leq I_A$

№ п.п.	Схемы соединения	Расчетное сопротивление	Допустимый ток
17		$R_p = R_{Ax}$	$I_d \leq I_A$
18		$R_p = R_{Ax} - R_{Amx}$	$I_d \leq I_A$
19		$R_p = R_{Amx}$	$I_d \leq I_A - I_{Am}$

4. Определяем для этих параметров мощность, необходимую для прогрева трансформатора:

$$P_{пр} = UI_{ном} \cdot 10^{-3} = 240 \cdot 652 \cdot 10^{-3} = 156 \text{ кВт.}$$

5. Сравниваем эту мощность с минимально необходимой, приведенной на рис. 3.30.

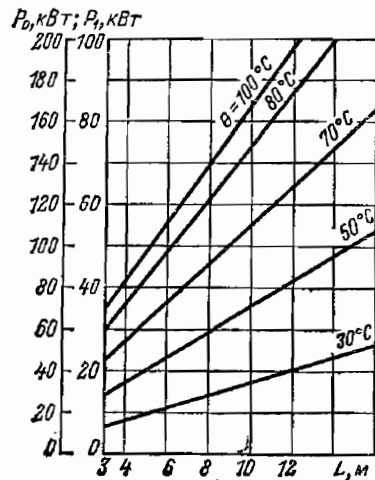
Для этого находим перепад температур

$$\theta = t_{нагр} - t_{окр} = 70 - 10 = 60^\circ \text{C}$$

и по кривой определяем P_0 для длины бака 7,4 м, которая в данном случае для неутепленного трансформатора равна 70 кВт. Следовательно, трансформатор можно не утеплять, так как выделяемой мощности вполне достаточно для достижения необходимой температуры. Здесь же следует отметить, что мощности, указанные на рис. 3.30, являются минимальными, поэтому практически желательно выбирать такие схемы прогрева, которые бы обеспечивали выделение тепла больше, чем указано в графике.

Рис. 3.30. Зависимость минимальной мощности, необходимой для нагрева трансформатора, от его длины:

P_0 — мощность нагрева при неутепленном трансформаторе; P_1 — мощность нагрева с утеплением; L — длина трансформатора



И. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Регулирование напряжения в трансформаторах может быть выполнено двумя способами. Один из них предусматривает изменение коэффициента трансформации при полном снятии напряжения и применяется при регулировании напряжения у трансформаторов, имеющих переключатели барабанного типа (см. § 3.28).

Второй — изменение коэффициента трансформации без отключения от сети, т. е. под нагрузкой. При этом способе требуются сложные переключающие устройства, предусматривающие необходимые меры предосторожности при разрыве токов нагрузки (см. § 3.30).

Трансформаторы, имеющие переключатели регулирования под нагрузкой, в перечне букв, характеризующих устройство данной конструкции, имеют букву Н. Например, АОДЦН-133000/220-74У1. Здесь буква Н означает, что у данного типа трансформатора имеется устройство, которое регулирует напряжение без отключения от сети.

В зависимости от необходимости в настоящее время применяют разные типы регулирующих устройств, отличающихся между собой по конструкции и по техническим характеристикам, которые рассмотрены в § 3.29 и 3.30.

3.28. РЕГУЛЯТОРЫ НАПРЯЖЕНИЯ, ТРЕБУЮЩИЕ СНЯТИЯ НАГРУЗКИ И ОТКЛЮЧЕНИЯ ОТ СЕТИ (ПБВ)

Регулирование напряжения со снятием напряжения производится при помощи переключателя барабанного типа (рис. 3.31).

Регулирование напряжения производится изменением числа включенных витков на каждой фазе, что достигается установкой подвижного контакта переключателя в одно из пяти возможных положений (+5; +2,5 %; номинальное; -2,5 и -5 %).

Контактная система переключателя состоит из неподвижных контактов (полые токоведущие стержни), присоединенных к регулировочным ответвлениям обмоток, и подвижных контактов-колец.

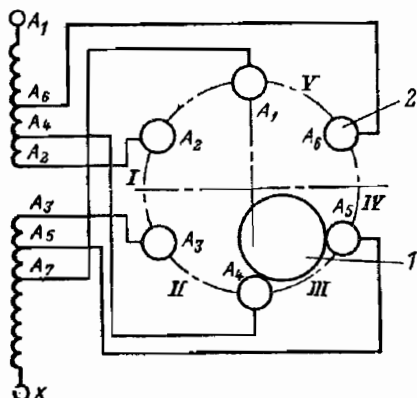


Рис. 3.31. Схема переключателя барабанного типа:

1 — подвижный контакт; 2 — неподвижный контакт

Внутри каждого кольца находится спиральная пружина, прижимающая кольца к стержню, в результате чего создается надежный линейный контакт. Привод переключателя состоит из бакелитовой штанги и колпака, снабженного рукояткой для управления переключателем. На верхнем конце вала на шпонке установлено нониусное кольцо для подгонки положения колпака переключателя. Колпак снабжен указателем положений переключателя. На крышке трансформатора нанесены номера положений переключателя и установлен стопор, препятствующий переводу переключателя из положения I в положение V и наоборот, минуя промежуточные положения (II, III, IV).

Неправильное сочленение переключателя и привода можно определить при измерении коэффициента трансформации или активного сопротивления. В этом случае нет строгой последовательности в увеличении или уменьшении результатов измерений, так как в каком-то положении участвуют витки шестой отпайки, сопротивления которых равны сопротивлению витков третьего положения (рис. 3.31).

Для приведения сочленения привода и переключателя в правильное положение следует снять колпак с нониусом и повернуть его так, чтобы цифра шкалы указывала истинное положение переключателя. Например, измерение коэффициента трансформации при повороте привода от положения I к положению V дали следующие результаты: A_3 ; A_4 ; A_5 ; A_3 ; A_1 . Следовательно, первое положение шкалы привода в данном случае соответствует третьему положению переключателя, что необходимо исправить нониусным устройством на крышке трансформатора.

3.29. РЕГУЛЯТОРЫ НАПРЯЖЕНИЯ ПОД НАГРУЗКОЙ (РПН)

Технические характеристики регуляторов напряжения под нагрузкой и их приводов приведены в табл. 3.28 и 3.29. Эти регуляторы по принципу действия разделяются на два вида: с реактивными сопротивлениями (реакторами) и с активными сопротивлениями (резисторные устройства).

Первые две буквы РН обозначают наименование аппарата и читаются как регулятор напряжения. Далее буква Т или О обозначает число фаз: трехфазный или однофазный, а следующая буква указывает тип токоограничителя: А — с активным сопротивлением, Р — с реактивным сопротивлением. Отсутствие таких букв указывает, что токоограничивающее сопротивление отсутствует. Далее через дефис следует дробь, числитель которой указывает на номинальное напряжение аппарата, а знаменатель — на номинальный ток. Затем указывается способ гашения дуги при работе переключателя: А — тушение в воздухе, Г — в газе, В — в вакууме, П — с применением полупроводников. Отсутствие букв указывает на тушение дуги в масле.

Например, регуляторы напряжения с индуктивным токоограничивающим сопротивлением обозначаются так: РНТ — трехфазное исполнение, РНО — однофазное исполнение;

регуляторы напряжения с активным сопротивлением пишутся с буквой А: РНТА — трехфазное исполнение; РНОА — однофазное исполнение.

Устройства типа РНТ и РНО выполняются на разные мощности и напряжения (табл. 3.28).

Т а б л и ц а 3.28. Технические характеристики регуляторов напряжения типа РНТ

Тип переключающего устройства	Класс напряжения, кВ	Номинальный ток, А	Количество ступеней	Пределы регулирования, %
РНТ-9	10, 35	150	9	$\pm 4 \times 2$ (2,5)
РНТ-13	35, 110	625	9 (17)	$\pm 4 \times 2,5$ ($\pm 8 \times 1,5$)
РНТ-13 а	35, 110	625	17	$\pm 8 \times 1,5$
РНТ-18	10, 35	1200	22	$\pm 10 \times 1,5$
РНТ-20	35	625	23	$\pm 10 \times 1,5$

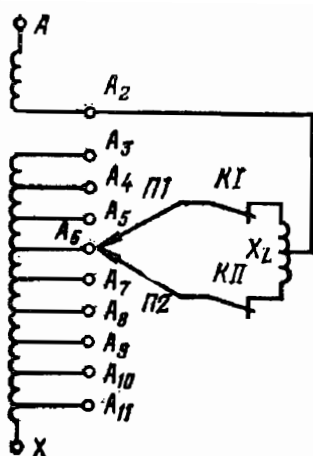


Рис. 3.32. Схема регулятора напряжения под нагрузкой с реактивным сопротивлением:

A_2-A_{11} — отводы обмоток; ΠI , $\Pi 2$ — переключатели; KI , KII — контакторы; X_L — реактор

Рис. 3.33. Принцип действия ступенчатой схемы:

Положения переключающего устройства: a — первое; b — второе; $в$ — третье; $г$ — четвертое; KI , KII — контакторы; $И I$, $И 2$ — избиратели; R — ограничивающие резисторы

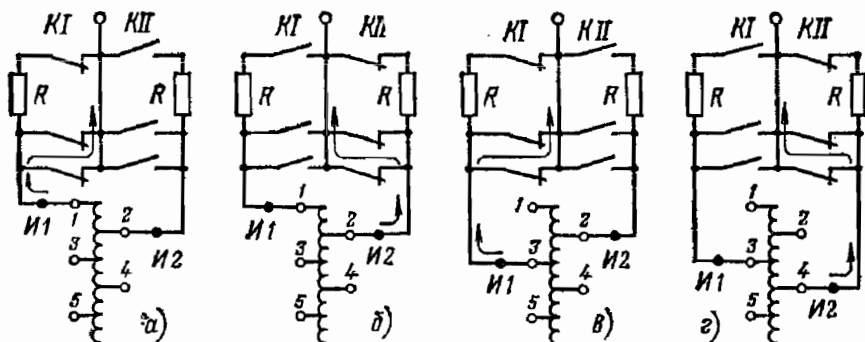


Таблица 3.29. Технические характеристики регуляторов напряжения резисторного типа

Тип переключающего устройства	Напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Максимальный ток, А	Максимальное напряжение ступени регулирования, кВ	Количество ступеней	Время переключения 1-й ступени
РНОА-110/1000	110	1000	2000	1,65	12	10
РНОА-35/1000	35	1000	2000	1,9	40±20	10
РНОА-220/2000	230	2000—10 %	—	2,9	12 или 16	10
РНТВ-35/1000	35	1000	2000	2	18±9	3
РНТВ-35/850	35	850	1700	2	18±9	3
РС-3	110	600	—	0,47	16±8	5,6
РСГ-3	35	800	—	1,33	26±13	5,6
ЗРНОА-110/1000	110	1000	—	1,65	16±8	10
РНТА-35/1000	35	1000	—	1,5	16±8	10

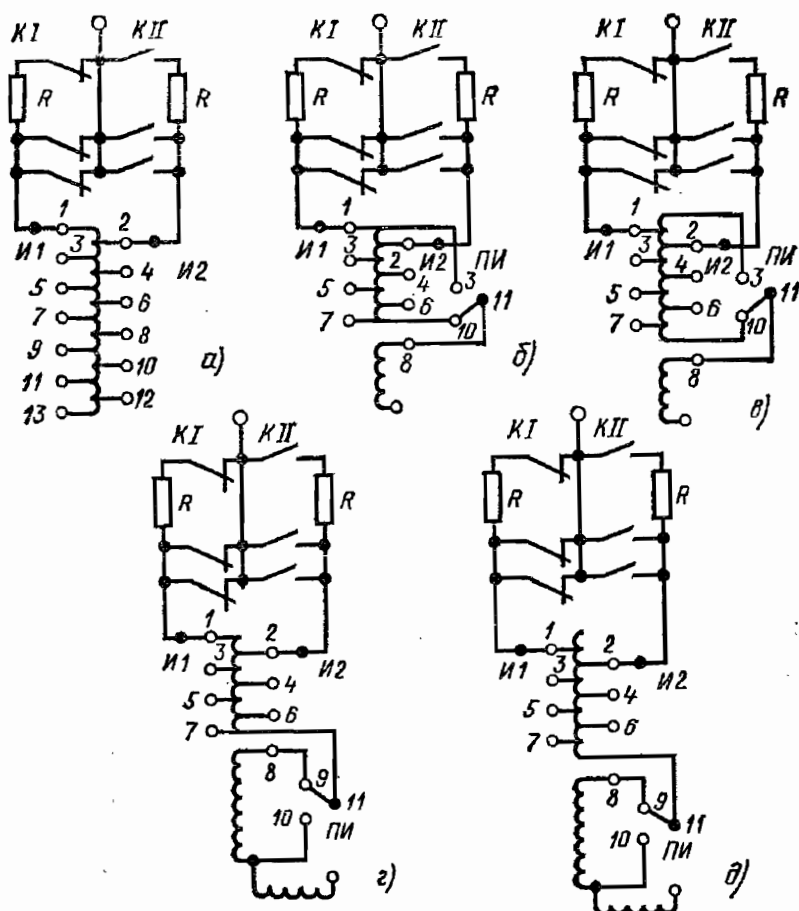


Рис. 3.34. Схема ступенчатого регулирования напряжения:

а — без реверса с 13 ответвлениями; *б* — с реверсом с тремя ответвлениями; *в* — с реверсом с одним ответвлением; *г* — с тонкой и грубой регулировкой; *д* — с одним ответвлением; ПИ — переключатель избирателя

При переходе с одного положения на другое должна быть соблюдена схема работы контактов устройств РНТ и РНО. Для устройств с выносными контакторами схема работы показана на рис. 3.32.

Проверка последовательности действия контактов у медленно действующих переключателей производится при помощи снятия круговых диаграмм.

Резисторные переключающие устройства. В этих устройствах применяются быстродействующие контакторы, а в качестве токоограничивающих элементов используются активные сопротивления, рассчитанные на кратковременное прохождение тока. Принцип действия работы таких переключателей указан на рис. 3.33. Предусматриваются несколько схем регулирования напряжения при помощи быстродействующих устройств (рис. 3.34). Некоторые такие типы переключающих устройств приведены в табл. 3.29.

К. МАТЕРИАЛЫ И МЕХАНИЗМЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ПРИ МОНТАЖЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

3.30. СРЕДНЯЯ ПОТРЕБНОСТЬ МАТЕРИАЛОВ, ОБОРУДОВАНИЯ, МЕХАНИЗМОВ, ИНСТРУМЕНТА И ПРИСПОСОБЛЕНИЙ НА ОДИН ТРАНСФОРМАТОР

В табл. 3.30—3.33 приведена усредненная потребность (в зависимости от напряжения трансформатора) в материалах, механизмах, аппаратах, оборудовании, инструменте и инвентаре.

Списание материалов следует производить по общим, ведомственным или местным нормам расхода материалов, утвержденным в установленном порядке.

Л. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ И ПРОТИВОПОЛОЖНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПРИ МОНТАЖЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

3.31. ОСНОВНЫЕ УКАЗАНИЯ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ВЕДЕНИИ ТАКЕЛАЖНЫХ РАБОТ

1. Все такелажные работы по подъему, погрузке, разгрузке и перемещению трансформаторов должны выполняться в соответствии со СНиП III-4-80 («Техника безопасности в строительстве») и «Правилами устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов», утвержденными Госгортехнадзором.

2. Грузоподъемные машины и механизмы должны иметь надписи с указанием их допустимой грузоподъемности, даты следующего испытания и регистрационного номера.

3. Чалочные приспособления, канаты и стропы должны иметь специальные бирки с указанием предельной массы поднимаемого груза, даты испытания и инвентарного номера.

4. Рабочих, участвующих в ведении такелажных работ, обучают безопасным методам ведения работ. Непосредственно на рабочем месте проводят специальный инструктаж. Проведение инструктажа оформляется в журнале в установленном порядке.

5. Основные положения правил техники безопасности вывешивают в производственных помещениях.

6. При подъеме трансформатора не разрешается оставлять груз на крюке подъемного устройства в поднятом состоянии.

7. Крепление стропов к баку трансформатора производится за специальные подъемные крюки. Угол направления стропа к вершинам не должен превышать 30° .

8. Во время подъема, опускания и движения на крюке работать на выемной части и находиться в зоне возможного падения груза запрещается.

9. Подъем вводов высокого и среднего напряжений охладителей, расширителя и термосифонных фильтров производится за специально предусмотренные для этой цели рым-болты.

Т а б л и ц а 3.30. Средняя потребность материалов на один трансформатор

Наименование материалов	Средняя потребность материалов при монтаже трансформаторов		
	110 кВ	220 кВ	500—750 кВ
Провод АПР-500 или ПР-500 сечением 70—120 мм ² для намагничивающей обмотки, м	500	900	1500
Асбестовое полотно для утепления типа АТ-6, толщиной 2—4 мм, м ²	100	200	500
Трос Ø 17—24 мм, м	150	200	250
Шпалы непропитанные, шт.	100	150	250
Бензин, кг	4	6	10
Бязь и ветошь, кг	18	24	35
Клей № 88, кг	2,5	3,5	5
Лак бакелитовый, кг	1,7	2,3	3,0
Лакоткань, м ²	4,0	5,0	9,0
Лента тафтяная и киперная, м	100	150	200
Резина листовая маслостойкая, кг	18	30	50
Доски для устройства лесов и пр., м ³	1,2	2	2,5
Гвозди, кг	1,5	2,5	4,0
Лента изоляционная, кг	0,7	1,5	2,0
Рейки асбоцементные, длиной 4 м, толщиной 20 мм, шт.	12	20	30
Шпагат, кг	1,2	1,5	2,0
Электроды, кг	10	30	70
Азот для проверки герметичности, подпитки при хранении и для срыва вакуума, м ³	—	50	100
Шнур асбестовый, кг	0,3	0,4	1,0
Аргон, м ³	—	30	120
Пропан, ацетилен, м ³	10	30	60
Кислород, м ³	50	100	200
Припой ПОС-40, кг	1	4	5
Канифоль, кг	0,02	0,05	0,1
Тавот или технический вазелин, кг	5	8	15
Наконечники для подключения намагничивающей обмотки, шт.	3	3—6	3—6
Веревка х/б Ø 16—20 мм, м	30	50	70
Брезент размером: 5000×8000 мм, шт.	—	1	2
5000×5000 мм, шт.	1	—	—

Т а б л и ц а 3.31. Средняя потребность механизмов на один трансформатор

Наименование механизмов	Средняя потребность механизмов, шт., при монтаже трансформатора		
	110 кВ	220 кВ	500—750 кВ
Цеолитовая установка	1	1	1
Осушительная установка «Сухо-вей»	—	1	1
Центрифуга производительностью 3000 л/ч	1	1	—
Фильтр-пресс производительностью 3000 л/ч для промывок	1	1	1
Установка «Иней»	—	1	1
Электромаслоподогреватель	1	1	1
Электромаслонасос производи- тельностью:			
1500 л/ч	1	1	—
18 000 л/ч	1	1	1
Ручной маслонасос БКФ-4	1	1	1
Вакуумный насос:			
ВН-300	—	—	1
ВН-4Г	1	1	—
Дегазационная установка (при не- обходимости)	—	1	1
Электротепловоздуходувка 18 кВт	2	4	6
Автокран СМК-7, стрела не менее 11 м	1	1	1
Трактор С-100	1	1	1
Бульдозер С-100	1	1	1
Электрелебедка комплектно с тро- сом Ø 19—21 мм; l=250 м, гру- зоподъемностью:			
5 т	—	1	1
3 т	1	—	—
Компрессор передвижной	—	1	1
Масловоз емкостью до 10 т	1	1	1
Домкраты гидравлические грузо- подъемностью 50 т	6	8	16
Домкраты реечные грузоподъем- ностью 3—5 т	2	2	2
Трейлер в зависимости от массы груза	1	1	1

Т а б л и ц а 3.32. Средняя потребность в аппаратах, приборах и оборудовании при монтаже трансформатора

Наименование аппаратов и оборудования	Средняя потребность, шт., при монтаже трансформатора		
	110 кВ	220 кВ	500—750 кВ
Электросборка на четыре присо- единения 500 А	1	1	—

Продолжение табл. 3.32

Наименование аппаратов и оборудования	Средняя потребность, шт., при монтаже трансформатора		
	110 кВ	220 кВ	500—750 кВ
Электросборка на шесть присоединений 1000 А	—	—	1
Выпрямительная установка	1	1	1
Электрические печи с закрытой спиралью 10 кВт, трехфазные	4	8	12
Электросварочный аппарат на ток 800 А	1	1	1
Потенциометр с термопарами 20 шт., комплект	1	1	1
Аппарат для испытания масла	1	1	1
Клещи токоизмерительные на 500—800 А	1	1	1
Автомат типа А-1020	1	1	2
Баллоны для ацетилена	—	5	10
Баллоны для пропан-бутана	—	2	3
Баллоны для кислорода	—	5	10
ПСО-300 или ПСО-500	1	1	1
Емкость для масла:			
3 т	1	2	2
10 т	—	—	1
Мегаомметр:			
1000 В	1	1	1
2500 В	1	1	1
ВСБ или ВТ-3	1	1	1
Манометр 0,6 МПа (6 кгс/см ²)	1	1	1
Вакуумметр	1	1	1
Термометр спиртовой или ртутный до 150 °С	6	10	15
Термометр ртутный от —90 °С до +50 °С	—	2	3
Психрометр	1	1	1
Блоки:			
однороликовые грузоподъемностью 5 т	1	2	2
трехроликовые грузоподъемностью 5 т	2	2	2
трехроликовые грузоподъемностью 10 т	—	2	2
трехроликовые грузоподъемностью 15 т	—	—	2
Фургон-мастерская	1	1	1

Т а б л и ц а 3.33. Средняя потребность на приспособления, инструмент и инвентарь при монтаже трансформатора

Наименование приспособлений, инстру- мента и инвентаря	Средняя потребность, шт., при монтаже трансформатора		
	110 кВ	220 кВ	500—750 кВ
Леса вокруг трансформатора, ком- плект	1	1	1
Сани по чертежу для перевозки трансформатора	1	1	1
Стул металлический для ввода 110 кВ, комплект	1	1	1
Стул металлический для ввода 220 кВ, комплект	—	1	1
Плиты стальные под домкраты 500×500×20, комплект	1	1	1
Скоба подъемная под домкраты (по черт.), комплект	1	1	1
Строп диаметром:			
13—17 мм, l=12 м	1	1	1
13—17 мм, l=5 м	1	2	3
17—19 мм, l=3 м	1	1	—
21—24 мм, l=8 м	—	2	2
24—26 мм, l=16 м	—	—	2
28—32 мм, l=16 м	2	2	2
Шланги гофрированные Ø 1½"— 2", l=5 м	4	6	8
Шланги резиновые маслоупорные Ø ¾"—1", м	15	20	30
Трубы стальные для маслопрово- да Ø 1½"—2", м	100	150	300
Пожарный инвентарь (ломы, то- поры, багры, ящики с песком, огнетушители кислотные и угле- родистые), комплект	1	1	1
Лестницы переносные длиной 5 м	3	4	6
Валы стальные Ø 30—100 мм (по заводск. черт.) для подъема ак- тивной части, комплект	1	1	1
Талрепы грузоподъемностью 3 т	2	2	2
Ведра, лейки, кисти, комплект	1	1	1
Посуда с притертыми пробками для отбора проб масла	5	10	15
Перчатки и боты резиновые, ком- плект	1	1	1
Спецключи для опрессования об- моток, комплект	1	1	1
Набор гаечных ключей от 10 до 32 мм, комплект	1	1	1
Ключи торцевые для обтяжки стяжных болтов (см. заводскую документацию), комплект	1	1	1

Продолжение табл. 3.33

Наименование приспособлений, инстру- мента и инвентаря	Средняя потребность, шт., при монтаже трансформатора		
	110 кВ	220 кВ	500—750 кВ
Ключи гаечные односторонние 27 мм с рукояткой до 800 мм	5	7	15
Ключи газовые:			
№ 5	2	1	1
№ 6	1	2	2
Керн диаметром 20 мм, $l=250 \div$ $\div 300$ мм	1	1	2
Электродрель	1	1	1
Сверла диаметром 5—22 мм, ком- плект	1	1	1
Отвертки разные, комплект	1	2	3
Метр стальной	1	2	2
Метчики от $1/4''$ до $5/8''$, комплект	1	1	1
Конусные оправки 15—20 мм, $l=$ $=800$ мм	6	10	15
Циркуль специальный для вырез- ки резиновых прокладок диа- метром до 300 мм	1	1	2
Кувалда массой 5—6 кг	1	2	3
Молотки слесарные 1 кг	3	5	5
Пассатижи, плоскогубцы, кругло- губцы	4	6	8
Ножовочные станки	2	3	3
Лом, пила, топор, комплект	1	1	2
Полотна ножовочные	10	15	15
Слесарный верстак с тисками	1	1	1

10. Работа по перемещению трансформатора должна выполняться под руководством инженерно-технического работника, отвечающего как за перемещение, так и за технику безопасности при перемещении.

Перед началом работы ответственный за перемещение руководи-
тель обязан лично убедиться в исправности необходимых подъемных,
тяговых механизмов и приспособлений, домкратов, полиспастов, тросов
и т. д.

11. Во время транспортировки между такелажниками и водителя-
ми разрабатывают доступную всем условную сигнализацию.

12. При выполнении такелажных работ запрещается пользоваться
соединенными после обрыва стальными тросами, а также теми тросами,
в которых число оборванных проволок превышает допустимое число
обрывов проволоки на длине одного шага свивки троса.

13. Гидравлические домкраты снабжают манометрами. Они должны
иметь надежные уплотнения, исключающие во время подъема груза
утечку жидкости из рабочих цилиндров. Перед началом работ домкраты
полностью заправляют жидкостью.

14. Гидравлические домкраты с неисправными стопорными кольца-
ми (кольцо не перемещается по резьбе по всей высоте цилиндра) при-
менять в работе запрещается.

15. Если при подъеме груза поршень домкрата начинает самопроизвольно опускаться, работы немедленно прекращают до замены исправным домкратом.

16. Лица, не имеющие прямого отношения к производимой работе, не должны находиться на площадке или вблизи движущейся колонны.

17. Во время грозы перемещение трансформатора запрещается.

18. При производстве работ по погрузке, разгрузке и перемещению трансформатора необходимо принять меры противопожарной безопасности.

19. Нахождение людей на крышке трансформатора, на трейлере (кроме оператора) или на саях во время перемещения трансформатора (движения колонны) запрещается.

20. Работы кранов и механизмов непосредственно под действующими линиями электропередачи любого напряжения запрещены.

3.32. ОСНОВНЫЕ УКАЗАНИЯ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ И ПРОТИВОПОЖАРНЫМ МЕРОПРИЯТИЯМ ПРИ ВЕДЕНИИ ЭЛЕКТРОМОНТАЖНЫХ РАБОТ ПРИ МОНТАЖЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

1. Все технологическое оборудование, применяемое при монтаже (цеолитовые установки, центрифуги, вакуум-насосы, тепловоздуходувки, маслонасосы и т.п.), надежно заземляют, а вращающиеся части ограждают.

2. Для производства работ на высоте вокруг бака трансформатора или вокруг активной части сооружают леса с перилами.

3. При необходимости работы с лестниц прежде следует проверить соответствие их требованиям правил техники безопасности. Стоять на верхней перекладине лестницы запрещается.

4. При производстве работ по ревизии и монтажу трансформаторов применяют переносные лампы напряжением 12 В.

5. Все рубильники и предохранители должны быть вмонтированы в закрытые ящики и надежно заземлены.

6. При газосварочных работах следует принять меры, исключающие возможность соединения масла с кислородом.

7. При прогреве и сушке трансформаторов необходимо:

а) получить разрешение пожарной инспекции на производство работ;

б) организовать круглосуточный противопожарный пост;

в) назначить ответственного руководителя работ и дежурных электромонтеров;

г) составить специальную технологическую инструкцию, в которой наравне с технологическими процессами должны быть отражены противопожарные мероприятия;

д) проинструктировать весь дежурный персонал;

е) оградить зону, в которой находится прогреваемый трансформатор, чтобы исключить возможность прикосновения людей к намагничивающей обмотке;

ж) выделить в распоряжение дежурных сухие и пыльные огнетушители, ящики с песком, багры и прочее противопожарное имущество;

з) установить у дежурных телефон.

При ведении огнеопасных работ запрещено:

а) применять при прогреве трансформаторов в качестве утепления легковоспламеняющиеся вещества (войлок, стружку, брезент и т.п.);

б) разбрасывать на площадке промасленные материалы, которые опасны самовоспламенением;

в) пользоваться открытым огнем и сваркой;

г) курить и допускать к оборудованию посторонних или непроинструктированных лиц;

д) читать постороннюю литературу и отвлекаться от контроля основного технологического процесса.

Меры безопасности при проведении монтажных работ внутри баков трансформаторов, заполненных на время транспортировки азотом.

1. Предупреждают персонал об опасности азота для жизни.

2. Предусматривают в графике работ по монтажу трансформатора меры по удалению азота из бака и обеспечению безопасной работы внутри его.

Азот удаляют из бака одним из следующих способов:

а) откачивают азот вакуум-насосом до остаточного давления не более 17,3 кПа (130 мм рт. ст.). Запускают в бак сухой воздух через воздухоосушитель;

б) вытесняют азот путем заливки в бак снизу сухого трансформаторного масла. Масло сливают и заполняют бак сухим воздухом через воздухоосушитель;

в) верхние и нижние люки трансформатора открывают и вентилируют бак до достижения содержания кислорода в нем не менее 18 %.

Если определение кислородосодержания после вентиляции не производилось (из-за отсутствия прибора), работать внутри бака нужно в кислородных масках.

3. Во всех случаях за действием людей внутри бака должно быть установлено постоянное наблюдение.

4. При удалении азота особое внимание уделяют предотвращению увлажнения изоляции трансформатора.

Меры безопасности при сушке изоляции трансформаторов с использованием ловушки вымораживания паров.

1. Обеспечивают постоянный и свободный выход газа из ловушки. Если работы проводятся в закрытом помещении, необходимо устроить вытяжную вентиляцию.

2. При работе с твердой двуокисью углерода применяют защитные очки и спецодежду, исключающую наличие незащищенных участков тела.

3. Вблизи ловушки, заполненной ацетоном, запрещаются огнеопасные работы.

4. Ацетон хранят в пожаробезопасном месте вдали от трансформатора.

Требования безопасности при работе с трансформаторным маслом. Трансформаторное масло — пожароопасный материал. Температура вспышки масла порядка 135 °С.

При загорании масла следует применять следующие средства пожаротушения: распыленную воду, пену, углекислый газ и пар.

Если масло разлилось, его необходимо собрать в отдельную тару, площадь, залитую маслом, протереть сухой тряпкой, а если это произошло на открытой площадке, это место засыпать песком с последующим удалением песка.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Основные положения энергетической программы СССР на длительную перспективу. М.: Политиздат, 1984.
2. Правила устройства электроустановок. М.: Энергоатомиздат, 1985.
3. Строительные нормы и правила. Правила производства и приемки работ. Электротехнические устройства. СНиП III—33—76. М.: Стройиздат, 1977.
4. Рябцев Ю. И., Тирановский Г. Г. Справочник по монтажу распределительных устройств выше 1000 В на электростанциях и подстанциях. — 2-е изд. М.: Энергия, 1979.
5. Дорошев К. И. Комплектные распределительные устройства 6—35 кВ. М.: Энергоиздат, 1982.
6. Инструкция. Трансформаторы силовые. Транспортировка, разгрузка, хранение, монтаж и ввод в эксплуатацию. РТМ 800.723—80. Запорожье: 1980.
7. Этус Н. Г., Махлина Л. Н. Технология электромонтажных работ на электростанциях и подстанциях. — 2-е изд. М.: Энергоиздат, 1982.
8. Маиевич Л. О. Осушка масла цеолитами и дегазация. — 2 изд. М.: Энергия, 1980.
9. Рябцев Ю. И. Прогрев и сушка силовых трансформаторов переменным или постоянным током. М.: Информэнерго, 1974.
10. Филипишин В. Я., Туткевич А. С. Монтаж силовых трансформаторов. М.: Энергоиздат, 1981.
11. Технологическая карта на монтаж шкафов КРУ 6—10 кВ. Одесский филиал Всесоюзного института по проектированию и организации энергетического строительства Минэнерго СССР, 1975.
12. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. — 13-е изд. М.: Энергия, 1977.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	3
РАЗДЕЛ ПЕРВЫЙ. МОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ ЗАКРЫТЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ 6—220 кВ	4
А. Закрытые РУ 6—10 кВ электрических станций и подстанций, сооружаемые из комплектных устройств заводского изготовления	4
1.1. Общие сведения	4
1.2. Шкафы КРУ 6—10 кВ внутренней установки	4
1.3. Монтаж шкафов КРУ	10
1.4. Комплектные РУ 6—10 кВ типа КСО	13
1.5. Устройства транспортабельные блочные	15
1.6. Монтаж УТБ	20
Б. Закрытые РУ генераторного напряжения (ГРУ) 10—20 кВ электрических станций	21
1.7. Монтаж оборудования ГРУ 10—20 кВ	21
1.8. Монтаж опорных и проходных изоляторов и герметичных линейных вводов	22
1.9. Монтаж сборных и ответвительных шин	25
1.10. Монтаж разъединителей	32
1.11. Монтаж заземлителей ЗОВ-20	37
1.12. Выключатели 6—20 кВ	37
1.13. Монтаж выключателей серии ВМП	38
1.14. Монтаж выключателей серии МГ	40
1.15. Монтаж воздушных выключателей ВВ-20	42
1.16. Монтаж измерительных трансформаторов тока и напряжения	43
1.17. Монтаж предохранителей	45
1.18. Монтаж реакторов	46
В. Закрытые распредустройства 110—220 кВ	49
1.19. Монтаж оборудования в ЗРУ 110—220 кВ	49
1.20. Комплектные распредустройства 110—220 кВ с элегазовой изоляцией	50
1.21. Монтаж ячеек с элегазовой изоляцией в ЗРУ	53
РАЗДЕЛ ВТОРОЙ. МОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ ОТКРЫТЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ НАПРЯЖЕНИЕМ 35—1150 кВ	54
2.1. Общие сведения	54
2.2. Монтаж опорных конструкций под оборудование	54
2.3. Монтаж ошиновки ОРУ	63
2.4. Монтаж воздушных выключателей	101
2.5. Монтаж масляных выключателей	127
2.6. Монтаж разъединителей	138

2.7. Монтаж отделителей и короткозамыкателей	153
2.8. Монтаж измерительных трансформаторов тока	157
2.9. Монтаж измерительных трансформаторов напряжения	165
2.10. Монтаж высокочастотных заградителей	172
2.11. Монтаж конденсаторов	176
2.12. Монтаж разрядников и ограничителей перенапряжений	178
2.13. Монтаж опорных изоляторов и шинных опор	189
2.14. Монтаж компрессорных установок	195
2.15. Монтаж комплектных трансформаторных подстанций	199
2.16. Монтаж комплектных блочных распределительных устройств 110 кВ (КРУБ-110)	206
2.17. Монтаж комплектных токопроводов	207

РАЗДЕЛ ТРЕТИЙ. МОНТАЖ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 210

А. Основные характеристики силовых трансформаторов напряжением 6—1150 кВ	210
3.1. Общие сведения	210
3.2. Основные технические данные	210
3.3. Условные обозначения типа трансформатора	210
Б. Транспортировка трансформаторов	224
3.4. Разделение трансформаторов на габариты	224
3.5. Транспортировка трансформаторов по железной дороге	224
3.6. Транспортировка трансформаторов на автотрейлерах	227
3.7. Передвижение трансформаторов на специально оборудованных санях	234
3.8. Передвижение трансформаторов на инвентарных катках	235
3.9. Передвижение трансформаторов на собственных катках	236
3.10. Осмотр трансформатора после прибытия	236
В. Разгрузка	237
3.11. Общие требования	237
3.12. Разгрузка трансформаторов при помощи кранов	238
3.13. Разгрузка трансформаторов на шпальную клетку при помощи домкратов	238
Г. Хранение трансформаторов и их узлов	240
3.14. Хранение трансформаторов	240
3.15. Распаковка и хранение маслонаполненных вводов и других узлов и деталей	242
Д. Подготовительные работы по монтажу трансформаторов	243
3.16. Подготовка рабочего места для монтажа	243
3.17. Подготовка к монтажу вводов трансформатора	246
3.18. Подготовка к монтажу системы охлаждения масла	249
3.19. Подготовка к монтажу прочих деталей трансформаторов	250
Е. Основные элементы монтажа силовых трансформаторов	252
3.20. Ревизия трансформаторов с подъемом съемной или активной части	252
3.21. Монтаж охлаждающих устройств	258

3.22. Монтаж маслонаполненных вводов силовых трансформаторов	259
3.23. Испытания трансформаторов	262
Ж. Трансформаторное масло	264
3.24. Объем испытаний и требований к качеству масел	264
З. Прогрев и сушка трансформаторов	264
3.25. Характеристики прогревов и сушки трансформаторов	264
3.26. Прогрев трансформаторов	272
3.27. Расчет параметров схем прогревов	276
И. Регулирование напряжения силовых трансформаторов	286
3.28. Регуляторы напряжения, требующие снятия нагрузки и отключения от сети (ПБВ)	286
3.29. Регуляторы напряжения под нагрузкой (РПН)	287
К. Материалы и механизмы, используемые при монтаже трансформаторов	290
3.30. Средняя потребность материалов, оборудования, механизмов, инструмента и приспособлений на один трансформатор	290
Л. Техника безопасности и противопожарные мероприятия при монтаже трансформаторов	290
3.31. Основные указания по технике безопасности при ведении такелажных работ	290
3.32. Основные указания по технике безопасности и противопожарным мероприятиям при ведении электромонтажных работ при монтаже трансформаторов	296
Список литературы	298

УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ



Энергоатомиздат готовит к изданию в 1988 году в серии «Экономия топлива и электроэнергии» следующие книги:

Воскобойников Д. М. **Экономическое стимулирование рационального использования электроэнергии в промышленности.** Из опыта предприятий Минэлектротехпрома. 5,5 л.: 30 к.

Железко Ю. С. **Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях:** Руководство для практических расчетов. 11,5 л.: 60 к.

Костерин Ю. В., Гамаев И. П., Рожкова Л. П. **Экономия теплоты в промышленности.** 9,5 л.: 50 к.

Рыбин А. И., Закиров Д. Г. **Экономия электроэнергии при эксплуатации воздушных компрессорных установок.** 5,5 л.: 30 к.

Янтовский Е. И., Левин Л. А. **Промышленные тепловые насосы.** 9 л.: 45 к.

С аннотациями на эти книги Вы можете ознакомиться в тематическом плане выпуска литературы Энергоатомиздата на 1988 г., который имеется во всех книжных магазинах, распространяющих научно-техническую литературу.

Предварительные заказы на книги принимают все магазины научно-технической литературы до 1 ноября 1987 г.

Для получения книги по предварительным заказам покупателю необходимо оставить в книжном магазине почтовую открытку с указанием обратного адреса, автора и названия книги, номера книги по плану.

Организации могут заказать книги через магазины гарантийными письмами.

УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!



Энергоатомиздат готовит к изданию в 1988 году по электроэнергетическим вопросам следующие книги:

Андриевский Е. Н. Эксплуатация электроустановок в сельском хозяйстве. 7 л.: 35 к.

Виноградов Д. Е. Монтаж опор линий электропередачи 110—750 кВ. 11 л.: 55 к.

Долин А. П., Шонгин Г. Ф. Открытые распределительные устройства с жесткой ошиновкой. 10,5 л.: 55 к.

Якобсон И. А. Испытания при наладке электрооборудования. 7 л.: 35 к.

Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / Под ред. И. А. Баумштейна, С. А. Бажанова. — 3-е изд., перераб. и доп. 67 л.: 3 р. 70 к.

С аннотациями на эти книги Вы можете ознакомиться в тематическом плане выпуска литературы Энергоатомиздата на 1988 г., который поступает во все магазины, распространяющие научно-техническую литературу.

Рекомендуемые книги Вы можете заказать в магазинах научно-технической литературы до 1 ноября 1987 г.

СПРАВОЧНОЕ ИЗДАНИЕ

НИКОЛАЙ АЛЕКСАНДРОВИЧ ИВАНОВ
НАУМ МАРКОВИЧ ЛЕРНЕР
ЮРИЙ ИВАНОВИЧ РЯБЦЕВ

СПРАВОЧНИК

**по монтажу распределительных устройств
выше 1 кВ на электростанциях и подстанциях**

Редактор издательства Н. В. Ольшанская
Художественные редакторы В. А. Гозак-Хозак,
А. А. Белоус
Технический редактор В. В. Хапаева
Корректор И. А. Володьева

ИБ № 1245

Сдано в набор 23.02.87. Подписано в печать 26.06.87. Т-15975. Формат 84×103¹/₃₂. Бумага типографская № 2. Гарнитура литературная. Печать высокая. Усл. печ. л. 15,96. Усл. кр.-отт. 15,96. Уч.-изд. л. 21,08. Тираж 35 000 экз. Заказ 798. Цена 1 р. 50 к.

Энергоатомиздат, 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10

Владимирская типография Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли
600000, г. Владимир, Октябрьский проспект, д. 7