

МОНТАЖ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТП 6-1O/Q4 кВ СЕЛЬСКО­ХОЗЯЙСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ

*Библиотека*

*ЭЛЕКТРОМОНТЕРА*

Выпуск 482

П. Г. АЛИКИН, Б. П. АЛИКИН

МОНТАЖ

И ЭКСПЛУАТАЦИЯ

ТП 6-10/0,4 кВ

СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОГО

НАЗНАЧЕНИЯ

**МОСКВА «ЭНЕРГИЯ» 1978**

**ББК 31.279 А 50**

УДК. 621.311.42:631.371

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

Андриевский В. Н., Большим Я. М., Зевакин А. И., Каминский Е. А., Ларионов В. П., Мусаэлян Э. С., Розанов С. П., Семенов В. А., Смирнов А. Д., Устинов П. II.

Аликин П. Г., Аликин Б. П.

А 50 Монтаж и эксплуатация ТП 6—10/0,4 кВ сель­скохозяйственного назначения. — М.: Энергия, 1978. — 96 с., ил.— (Б-ка электромонтера. Вып. 482).

20 к.

В книге рассмотрены конструкции и оборудование ТП, располо­женных в сельской местности, особенности их сооружения и мон­тажа. Изложены вопросы подготовки к включению ТП в эксплуата­цию и организация их обслуживания, правила техники безопасности.

Книга предназначена для электромонтеров, монтирующих и об­служивающих ТП в сельской местности.

**30311-405**

**ББК 31.279**

**6П2.14**

**А 051(01)-78 40’78**

© Издательство «Энергия», 1978

ПРЕДИСЛОВИЕ

Широкое внедрение электроэнергии в сельскохо­зяйственное производство в последние годы стало возможным благодаря централизованному электро­снабжению сельских районов от электросетей энер­госистем. Это повысило надежность и экономич­ность электроустановок и создало условия для внедрения механизации и автоматизации в сельско­хозяйственное производство.

В десятой пятилетке намечается значительно увеличить протяженность электросетей, количество и мощность трансформаторных подстанций (ТП).

Трансформаторные подстанции сооружаются на сельскохозяйственных объектах и в населенных пунктах, часто значительно удаленных друг от друга, от железнодорожных станций и промышлен­ных центров. Большая территориальная рассредо­точенность нагрузок (даже в пределах одного сов­хоза или колхоза) обусловливает сооружение боль­шого количества ТП небольшой мощности (до 2х Х630 кВ-А) по сравнению с ТП в промышленных центрах.

Книга ставит своей целью ознакомить электро­монтеров сельских районов с конструкцией и обо­рудованием ТП, монтажом, вводом в эксплуата­цию и обслуживанием электрооборудования.

Авторы будут признательны читателям за заме­ченные ими недостатки книги и просят направлять свои пожелания по адресу: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая паб., д. 10, изд-во «Энергия».

*Авторы*

1. КОНСТРУКЦИИ И ОБОРУДОВАНИЕ ТП

Трансформаторные подстанции выполняются следую­щих типов: мачтовые (М.ТП), комплектные наружной установки (КТПН) и закрытые с размещением оборудо­вания в отдельно стоящем помещении.

Оборудование мачтовых ТП устанавливается открыто на А-, П-, АП-образных железобетонных или деревянных опорах. В сравнении с КТП мачтовые ТП менее надеж­ны в эксплуатации и требуют больших затрат труда при их сооружении и ремонте. В настоящее время примене­ние их сокращается.

Комплектные ТП наружной установки представляют собой единую крупно-блочную конструкцию со смонти­рованным на заводе электрооборудованием. Они выпол­няются в виде металлических киосков или шкафного ти­па. Вводы 6-10 кВ и отходящие линии 0,4 кВ могут быть в зависимости от типа КТП воздушными или кабельны­ми. Комплектные ТП для электрификации сельского хо­зяйства изготовляются в основном однотрансформатор­ными для присоединения к сети 6—10 кВ по радиальной схеме. Комплектные ТП шкафного типа, изготовляемые Минским электротехническим заводом (рис. 1), выпуска­ются с трансформаторами мощностью от 25 до 250 кВ-А на напряжение 6—10/0,4 кВ. Ввод 6—10 кВ и отходя­щие линии 0,4 кВ воздушные. Вводное устройство вы­сокого напряжения, включающее проходные изоляторы, предохранители и разрядники, а также распределитель­ное устройство 0,4 кВ размещены в металлических шка­фах. Шкафы монтируются над силовым трансформатором. Трансформатор монтируется на раме, устанавливаемой на фундаменте из железобетонных стоек. Разъединитель устанавливается на концевой опоре ВЛ 6—10 кВ. В КТПН устанавливаются трансформаторы мощностью 100—630 кВ-А, выпускаются эти ТП с одним или двумя трансформаторами. Конструктивно КТПН выполняют в виде металлического киоска с отдельными отсеками Для распределительного устройства 6—10 кВ, распреде­лительного щита 0,4 кВ и трансформатора.

Конструкция проходных КТП, изготовляемых Сверд­ловским электромеханическим заводом (г. Кушва), ана­логична. Эти КТП рассчитаны на установку одного или двух трансформаторов мощностью 250, 400, 630 кВ-А, напряжением 10/0,4 кВ. Двухтрансформаторные КТПП предназначены для питания потребителей не ниже вто-

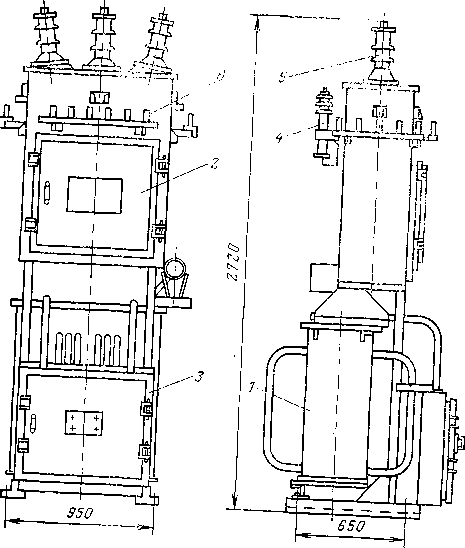
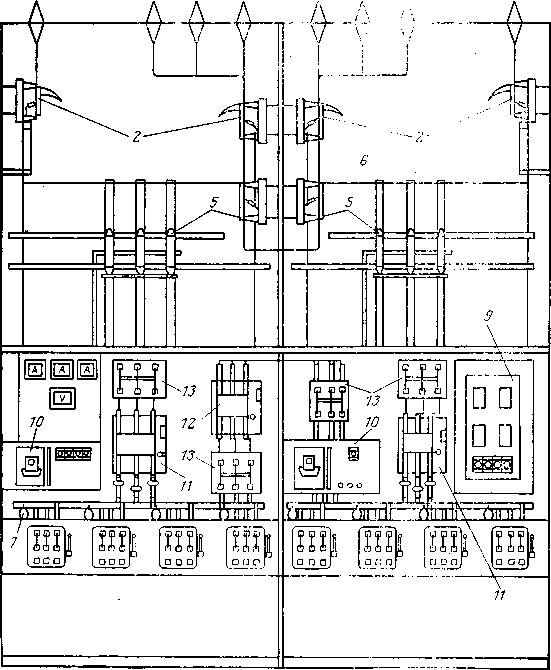


Рис. 1. Общий вид КТП-160 Минского электротехнического завода. / — трансформатор; *2—*-шкаф ВН; *3 —* шкаф НН; *4 —* разрядники; *5 —* ввод ВН; *6* — траверса для крепления изоляторов отходящих ВЛ 0,4 кВ.

рой категории. Схема проходной ТП предусматривает присоединение к магистральным и кольцевым сетям 10 кВ. На стороне 0,4 кВ двухтрансформаторных ТП шины секционированы, осуществляется ABF секционным автоматом. Для КТПП характерно компактное располо­жение оборудования 10 кВ .(рис. 2). В отделении высо­кого напряжения смонтированы четыре выключателя нагрузки (два вводных и два для транзитных линий). Трансформаторы присоединяются через разъединители и предохранители. Присоединение ТП к ВЛ 10 кВ про­изводится через разъединители, которые устанавливают­ся на концевых опорах. Для потребителей, имеющих временный характер работы, КТПП изготовляются в передвижном варианте (на автоприцепе).

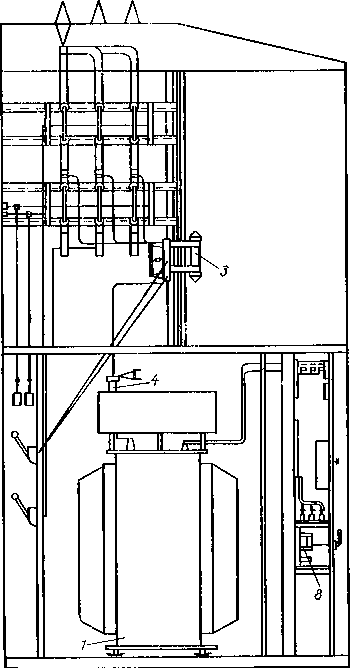
\*\*\*| /7



-Д Л

Рис. 2. Комплектные ТГПI с двумя трансформаторами Свердловского / — трансформатор мощностью 630 кВ • А, 10/0,4 кВ; *2* — выключатель нагрузки; шины 10 кВ; 7 — сборные шины 0,4 кВ/*8* — рубильник отходящей линии 0,4 кВ, 0,4 кВ; /2 — секционный автоматический выключатель; *13—* рубильник-разъедини

Трансформаторные подстанции внутренней установки (закрытого типа) размещаются в'отдельно стоящих ка­питальных зданиях, сооружаемых из сборного железобе­тона, кирпича, местных строительных материалов (ка­мень гюша, нумулит и др.). Типовая компоновка ТП предусматривает, как правило, отдельные помещения для силовых трансформаторов, РУ 6—10 кВ, распреде­лительного щита 0,4 кВ. Такие ТП чаще всего выполня-



электромеханически! о завода.

*8* — разрядник; *4* — предохранитель типа ПК-10; *5 —* разъединитель; *6 —* сборные 0 —релейный блок; *10* — блок учета; // — автоматический выключатель на вводе TWt> 0,4 кВ.

ются двухтрансформаторными для присоединения к ка­бельным или воздушным сетям 6—10 и 0,4 кВ. Разрез ТП с трансформаторами 630 кВ-А приведен на рис. 3. Данная компоновка с расположением камер трансфор­маторов между РУ высокого напряжения и щитом низ­кого напряжения, позволяющая выполнить присоедине­ние трансформатора со всех сторон при помощи шин, .наиболее надежна в эксплуатации.

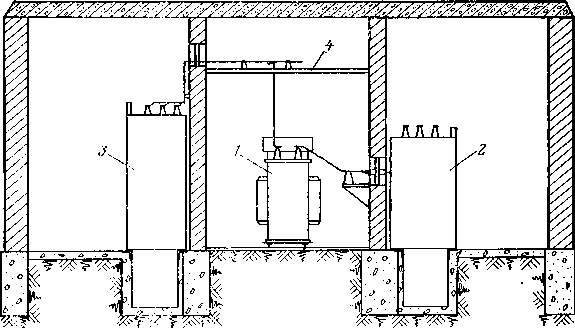


Рис. 3. Разрез ТП с двумя трансформаторами мощностью 630 кВ ■ А з отдельно стоящем капитальном здании.

/— трансформатор; 2 —РУ 6 10 кВ из камер типа КСО-366; *3* — щит 0,4 кВ из панелей типа ЩО-70; *4* — шинный мост.

Распределительные устройства 6—10 кВ закрытых ТП выполняются крупноблочными, комплектными. Для ТП с трансформаторами до 630 кВ-А применяются, как правило, камеры типа КСО-366, комплектуемые выклю­чателями нагрузки, разъединителями, предохранителями. Габариты камер 1000X1000X2500 мм. Щит низкого нап­ряжения также монтируется из отдельных панелей. На сельских ТП чаще всего применяются распределитель­ные пункты из панелей одностороннего обслуживания типа ЩО-70. Камеры КСО-366 и щиты из панелей ЩО-70 изготовляются на заводах электропромышлен­ности.

*Силовые трансформаторы,* применяемые на ТП, име­ют принципиально одинаковое устройство. Основными частями силового трансформатора являются: магнито- я

Й|)ойод, обмотки высшего и низшего напряжений (В11 и НН), бак с расширителем и крышка. Трансформаторы 6—10/0,4 кВ мощностью от 25 до 630 кВ-А (см. табл. П-7), применяемые на TFI, имеют следующие схемы со­единений обмоток звезда — звезда с нулем и звезда — зигзаг с нулем. Более предпочтительной по условию ра­боты трансформатора при несимметричных нагрузках в сети 380/220 В является вторая схема соединений. При такой схеме обмотка каждой фазы низшего напря­жения состоит из двух частей, расположенных на разных / стержнях магнитопровода. Следовательно, при несимме­тричной нагрузке магнитный поток в магнитопроводе распределяется более равномерно, что делает практиче­ски равными токи и напряжения в обмотках всех фаз.

Бак трансформатора является резервуаром для масла и используется также для защиты его активной части (магнитопровод с обмотками). Масло служит для Отво­да тепла, выделяющегося в обмотках и магнитопроводе трансформатора в окружающую среду. Кроме того, мас­ло изолирует токоведущие части друг от друга, от маг­нитопровода и бака.

Баки выполняются сварными прямоугольной или овальной формы. Для трансформаторов мощностью свы­ше 40 кВ-А они оборудуются циркуляционными труб­ками или ребристыми радиаторами для улучшения ох­лаждения. На крышке бака размещаются устройства, обеспечивающие нормальную эксплуатацию трансформа­тора: вводы высшего и низшего напряжений, переключа­тель для регулирования напряжения, термометр, рас­ширитель или пробка для «дыхания», указатель уровня масла. Переключатель представляет собой коммутаци­онное устройство барабанного или реечного типа, рас­считанное на переключение без нагрузки (при снятом .напряжении). Регулирование напряжения в пределах ±5% осуществляется путем переключения ответвлений Обмотки высшего напряжения. Расширитель компенси­рует изменение объема масла в баке трансформатора При. колебаниях температуры. Кроме того, благодаря расширителю уменьшается поверхность изоляционного масла, соприкасающаяся *с* воздухом, что предохраняет масло от увлажнения и окисления. Для предотвращения увлажнения масла расширитель, кроме того, снабжают ПОЗДухоосушителем, заполненным силикагелем, хорошо Поглощающим влагу. Трансформаторы мощностью

100 кВ-А и выше оборудуются также термосифонным фильтром, заполняемым силикагелем, осуществляющим непрерывную регенерацию масла.

*Выключатели нагрузки* позволяют производить опе­ративные переключения под нагрузкой. Они устанавлива­ются только в закрытых ТП и К.ТП. Дуга, возникающая при разрыве электрической цепи, гасится под воздейст­вием газов, выделяющихся с поверхности вкладышей из оргстекла, образующих стенки дугогасительной камеры. Заводы электропромышленности производят автогазовые выключатели нагрузки типов ВН-11, ВНа-16. Изготовля­ются также выключатели типов ВНП3-16, ВНП3-17 на общей раме с предохранителями типа ПК. Все вновь вы­пускаемые выключатели нагрузки оборудуются стацио­нарными заземляющими ножами, располагаемыми выше или ниже рабочих. Для управления выключателями при­меняются приводы типов ПР-17 и ПРА-17, для управле­ния заземляющими ножами — привод типа ПР-10. Вы­ключатели типа ВН3-16 выпускают на напряжение 6—10 кВ и ток 200 или 400 А, а типа ВН-11 —на напря­жение 10 кВ и ток 200 А.

*Разъединители* служат для включения и отключения отдельных элементов электроустановок при отсутствии в них нагрузочных токов. Они создают также видимый разрыв электрической цепи, что позволяет персоналу убедиться в безопасности проведения работ на отключен­ном участке. Разъединителями разрешается производить операции включения и отключения только при неболь­ших значениях токов нагрузки (х. х. трансформатора, ненагруженная линия и т. д.).

Значение максимального тока, отключаемого разъеди­нителями (в закрытых ТП), не должно превышать 4,5 А при напряжении 6 кВ и 2,5 А при напряжении 10 кВ. Разъединителями на номинальное напряжение 10 кВ, установленными в ТП напряжением 6 кВ, можно от­ключить токи до 5,5 А.

Для наружной установки применяются:

разъединители типа РЛНДА-10 с алюминиевыми но­жами, двухколонковые с поворотом ножей в горизон­тальной плоскости;

разъединители типов РЛН-6, РЛН-10 с движением ножей в вертикальной плоскости.

Для внутренней установки применяют разъединители Ю типов РВ-6. РВ-10 и с заземляющими ножами типов РВЗ-6, РВЗ-10.

Выбор разъединителей производят по номинальному току и напряжению с последующей проверкой на терми­ческую и динамическую стойкость при сквозных к. з. (см. табл. П-3).

*Плавкие предохранители* служат для защиты элек­троустановок от сверхтоков. Предохранители выпуска­ются на напряжения би 10 кВ для наружной установки типа ПКН и для внутренней установки типа ПК. Пре­дохранитель состоит из патрона с плавкой вставкой и двух контактов, укрепленных на головках опорных изо­ляторов. Каждый полюс монтируется на отдельной раме. Номинальные1 токи патронов от 7,5 до 100 А. Номиналь­ные токи плавких вставок от 2 до 100 А в соответствии со шкалой номинальных токов. Наибольшая разрывная мощность 200 МВ'А.

Таблица 1

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Номииа пьтая мощность трансформа­тора, кВ-A. при напряжении, кВ | | Номинальный ток, А | |
| 6 | 10 | предохранителя | плавкой вставки |
|  | 25 | 7,5 | 3 |
| 25 | 40 | 7,5 | 5 |
| 40 | 63 | 7,5 | 7,5 |
| 63 | 100 | 10 | 10 |
| 100 | 160 | 20 | 20 |
| 160 | 250 | 30 | 30 |
| 250 | 400 | 50 | 50 |
| 400 | 630 | 75 | 75 |
| 630 | — | 100 | 100 |

Выбор предохранителей производят по номинально­му напряжению и номинальному току плавкой вставки. Для обеспечения избирательности действия защиты пре­дохранители, защищающие силовые трансформаторы на стороне высшего напряжения, выбираются на ток, равный 1,5—2 *1п* (большая кратность относится к транс­форматорам меньшей мощности). Здесь *1и—* номиналь­ный ток трансформатора на стороне 6-10 кВ. Токи же плавких вставок и расцепителей автоматических выклю­чателей на стороне 0,4 кВ выбираются по номинально­му току трансформаторов. В табл. 1 приведены данные ДЛЯ выбора номинальных токов плавких вставок предо­

хранителей типа ПК в зависимости от мощности и высше­го напряжения защищаемого трансформатора.

Технические данные проходных и опорных изолято­ров и разрядников приведены в приложении (см. табл. П-1; П-2 и П-4).

*Автоматические выключатели серии АЗ 100,* применя­емые на ТП, имеют номинальный ток 50-600 А. В них встраиваются расцепители максимального тока: тепло­вые, электромагнитные и комбинированные (см. табл. П-6). По заказу автоматы изготовляются с дополнитель­ными расцепителями: независимым и минимального напряжения. В настоящее время промышленность на­чала производство автоматических выключателей серии А3700 с электромагнитными, тепловыми и полупровод­никовыми расцепителями. Для токов 400 А и выше при­меняются автоматы серий АВМ и Э (электрон) с ручным и электродвигательным приводом. Автоматы этих серий осуществляют максимальную токовую защиту от пере­грузок и токов к. з. и имеют независимый или мини­мальный расцепитель.

Выбор автоматических выключателей производится по номинальному току расцепителей максимального тока. Для независимых расцепителей указывается значение на­пряжения.

При заказе автомата необходимо указывать зна­чение номинального тока расцепителя, так как авто­маты калибруются на заводе-изготовителе и в процес­се монтажа и в эксплуатации значение тока уставки не может быть изменено. Автоматы новой серии А3700 с полупроводниковыми расцепителями допускают регу­лировку уставки тока в пределах, гарантируемых заво­дом-изготовителем.

*Рубильники и пакетные выключатели* предназначены для редких включений электрических цепей вручную при токах, не превышающих номинальные. Рубильники из­готовляются следующих типов: Р (с центральной ру­кояткой), РПБ, РПС (с центральным .рычажным при­водом для монтажа в распределительных устройствах с односторонним обслуживанием), РБ (с боковой руко­яткой для монтажа в шкафах и ящиках), БПВ (в виде блоков рубильник — предохранитель).

Рубильники изготовляются с задним и передним присоединениями проводов. Рубильники с центральной рукояткой могут применяться только в качестве 12

разъединителей, т. е. для разрыва цепи с предваритель­но отключенной нагрузкой. Применяются рубильники в основном на ток до 600 А.

Пакетные выключатели используются на КТП в каче­стве переключателей цепей управления (например, •наружного освещения) или в качестве вольтметровых . переключателей.

*Предохранители на напряжение* 0,4 кВ выполняются с закрытыми патронами — разборными и неразборными. При срабатывании предохранителя с неразборным патроном производится замена последнего на запасной.

■ В разборном патроне возможна замена сгоревшей плав­кой вставки. По способу гашения дуги различаются предохранители с наполнителем, в которых дуга гасится в мелкозернистом кварцевом песке (тип ПН-2), и без наполнителя —с гашением дуги под действием высокого давления газов в патроне (тип ПР-2). В ТП применяют - 1 ся предохранители в основном типа ПН-2 с закрытым разборным фарфоровым патроном, квадратной формы снаружи и круглой внутри, а также типа ПР-2 с закры­тым разборным фибровым патроном в форме трубки. Патроны вставляются своими контактными ножами в пружинящие губки контактных стоек, закрепляемых на изоляционных основаниях. Плавкая вставка предо­хранителей типа ПН-2 изготовляется из полосок медной ленты на ток от 100 до 600 А, а типа ПР-2 — из тонкого листового цинка на ток от 15 до 1000 А (см. табл. П-5).

1. МОНТАЖ ТП

*Индустриализация монтажных работ.* Важное значе- ■■■ йие приобретают организация работ по строительству Г. и монтажу ТП индустриальными методами, применение комплектных ТП, максимальная механизация трудоем- л‘ ких работ.

? Внедрению индустриализации работ способствует

• выпуск заводами электропромышленности комплектных \* подстанций типов КТП и КТПП (в металлическом кор­пусе), а также укрупненных монтажных узлов и блоков (камер типа КСО) низковольтных щитов, электро- конструкций и монтажных изделий и т. п. для ТП мачтового и закрытого типов. Монтаж ТП 6—10/0,4 кВ ж\*Производят главным образом специализированные под- ,&■ рядные организации Минэнерго СССР. Так, например, W \* 13

на территориях РСФСР и УССР такими организациями являются механизированные колонны (МК) трестов Главсельэлектросетьстроя. Работы по монтажу ТП индустриальными методами производят в две стадии (вне зоны монтажа и на объекте) с предварительной тщательной их подготовкой и максимальной механиза­цией.

На первой стадии (вне зоны монтажа) работы выполняются в мастерских монтажно-заготовительных участков (МЗУ) механизированных колонн и других монтажных организаций. Здесь до отправки на объект проверяют (по проекту и спецификации) комплектность оборудования, конструктивных узлов, монтажных изде­лий, закладных и крепежных частей и т. п. На МЗУ подготовляют к установке комплектные заводские ТП, собирают в секции-блоки камеры КСО и панели щитов, производят также ревизию комплектуемого оборудова­ния, его предварительную наладку и испытания. Кроме того, на МЗУ изготовляют недостающие нетиповые монтажные изделия, закладные и крепежные части; изготовляют трубы для тяг к приводам и для прокладки проводов, электроды, шины заземления и т. п.

При выполнении строительных работ на объекте одновременно устанавливают на место закладные части и крепежные конструкции, делают контуры заземления и прокладывают заземляющие проводники и т. п.

На второй стадии (на объекте) выполняют непосредственно электромонтажные работы. Устанавли­вают на фундаменты готовые комплектные распредели­тельные устройства, монтируют скомплектованные узлы и блоки, присоединяют к электрооборудованию шины, провода и кабели, производят пусконаладочные работы и испытания.

Такая индустриализация работ в сравнении с одно­стадийным монтажом сразу на объекте без предвари­тельной подготовки значительно сокращает сроки монтажа ТП на объектах, снижает стоимость работ, повышает технический уровень и качество монтажа.

*Строительная часть ТП.* Соответствие проекту и качественное выполнение строительной части ТП обеспечивают ее долговечность и надежность работы электрооборудования.

При приемке строительной части ТП должен быть предъявлен ее проект с перечнем отклонений от него 14

**И** недоделок, не препятствующих нормальной эксплуата­ции ТП. Кроме того, должны быть указаны соответствую­щие согласования и сроки устранения недоделок, а также акты на скрытые работы (фундаменты, кровля, перекры­тия, заземления и т. п.).

Территория для любого типа ТП планируется с укло­ном, обеспечивающим отвод ливневых вод за ее пределы. В случае расположения ТП на косогоре устраивают защиту от стекающих сверху ливневых вод. Территорию для ТП выбирают также вне зоны опасности от оползней, лавин и отдельных скатывающихся камней. Не следует размещать ТП в затопляемых зонах и на торфяных залежах; при крайней необходимости выполняют меро­приятия против ее затопления и возгорания. Мачтовые ТП, КТП и КТПП располагают на расстоянии не менее 3 м от зданий I, II и III степеней огнестойкости и 5 м от зданий IV и V степеней огнестойкости. В местах возможного наезда транспорта у мачтовых ТП, КТП и КТПП устанавливают отбойные тумбы. До начала монтажных работ площадку под ТП и подъезды к ней очищают от пней, камней и грязи, зимой — от снега и выравнивают с учетом возможного подъезда и работы транспортных, подъемных и монтажных механизмов.

При сооружении ТП после подготовки территории Производят необходимые для соответствующего типа ТП строительные работы. Заготовляют, собирают и устанав­ливают опоры различных конструкций для мачтовых ТП. Устраивают фундаменты основания для установки КТП и КТПП. Строят отдельно стоящие огнестойкие ЭДания (кирпичные или из сборного железобетона) для ТП закрытого типа.

Опоры для МТП собирают из заготовленных и анти- септированных заводским способом деревянных деталей, Гртовых заводских железобетонных деталей, метал­лических конструкций и крепежных изделий. При отсут­**ствии** заводских отдельные деревянные детали опор **мтп** заготовляют по чертежам на полигонах МЗУ мех- Колонн или их участков из сосновой древесины не ниже 8-ГО сорта по ГОСТ 9463-60. В мастерских МЗУ заго- Тбвляют также недостающие узлы крепления и крепеж- **НЫе** изделия.

?! К деревянным стойкам опор МТП применяют железо- вВТОННые приставки типа ПТ 2,2—4,5 из бетона марки **ЦО** (по морозостойкости Мрз-200) и для опор МТП —

железобетонные стойки типа СНВс-2,7 из вибрировай- ного предварительно-напряженного бетона марки 400. Поверхность подземной части железобетонных приставок и стоек опор, устанавливаемых в грунтах с агрессивной средой, а также 60 см их надземной части покрывают двумя слоями битума после предварительной грунтовки раствором битума в бензине.

Сборку опор для МТП производят транспортабель­ными узлами (в зависимости от состояния дорог и рас­стояния до объекта) на полигонах МЗУ или же собира­ют их непосредственно на объектах. При сборке деревян­ных опор для МТП все детали в местах соединений плотно подгоняют и выполняют без значительных врубок. При этом сучки и трещины на древесине в местах соеди­нений не допускаются. Зарубы, пропилы, затесы и отколы на деталях опор допускаются на глубину не более 10% диаметра древесины. Все места антисептированных деталей опор, подвергавшиеся обработке (пропилы, затесы, сверловка и т. п.) или поврежденные во время транспортировки, тщательно промазывают горячим (80— 90°С) креозотом или антисептируюшей пастой. Болты, соединяющие детали опор, должны иметь диаметр не менее 16—18 мм. Их плотно вставляют в отверстия и надежно затягивают гайками.

Подготовку котлованов, полную сборку и установку опор МТП производят бурильно-крановыми машинами типа БКГМ-67 и др.

Опоры для МТП устанавливают в грунт на глубину до проектной отметки (1,8—2 м) вертикально и выверяют по отвесу как вдоль, так и поперек трассы; отклонения допускаются не более 1 см на 1 м высоты деревянных опор и 0,75 см на 1 м железобетонных.

Комплектные ТП в металлическом корпусе устанав­ливают на железобетонных фундаментных стойках типа УСО или приставках типа ПТо, поставленных в про­буренные котлованы или уложенных на грунт горизон­тально. Согласно ПУЭ для неогражденных комплектных ТП расстояние от земли до открытых токоведущих частей (ввод 10 кВ) должно быть не менее 4,5 м. Для фундаментов КТП мощностью до 160 кВ-А используют две приставки типа ПТо-1,7-3,25 (длиной 3,25 м) с за­глублением их в грунт на 1,45 м или приставки ПТо-2,2-4,25 с заглублением на 2,25 м. Высота установки основания КТП над уровнем земли будет при этом соот- 16

Ветственно 1,8 и 2 м. Вместо приставок допускается также использование двух Т-образных железобетонных стоек. Для фундаментов КТПП и КТПН мощностью до 630 кВ-А на один и два трансформатора нормально используют четыре или восемь стоек типа УСО-5 (дли­ной 2,2 м) с заглублением их в грунт на 2 м. Для се­верных заснеженных районов СССР фундаменты для ТП этого типа аналогично делают из четырех или восьми стоек типа УСО-4 (длина З'м) заглублением их в грунт ,Йа 2 м и установкой КТПП над уровнем земли на 1 м. - При твердых грунтах, затрудняющих бурение котлова­нов, применяют фундаменты из двух или четырех стоек типа УСО-4 или приставок типа ПТо-1,7—3,25, уложен­ных горизонтально, как балки, на песчаном основании .толщиной 100 мм, а при снятом растительном грунте — \*не менее 100 мм.

Для удобства обслуживания и ревизии ТП устраива- 1 ют площадки на высоте 0,75 мот уровня земли, на КТП .мощностью до 160 кВ-А по одной шарнирно закреплен­ной на приставках, а на КТПН и КТПП по две, ^установленные на двух дополнительных стойках типа ^УСО-4. Устройство фундаментов для КТПП показано на рис. 4. Под торцы стоек в котлованах подсыпают ■слой щебня или гравия толщиной 200—300 мм. После установки стоек пазухи котлованов засыпают песчано- ) гравийной смесью состава 1:1с тщательным послойным уплотнением.

Фундамент зданий закрытых ТП, выполняемый ' обычно из сборных бетонных блоков, должен иметь нагрузку на грунт в пределах 1—1,5 кгс/см2. Глубина Г заложения фундамента определяется на основании ис- i: следования грунта и условий его промерзания. В сред- ! ней полосе СССР она принимается равной 1,4—1,5 м.

Грунтовые воды должны залегать ниже подошвы фун- ; дамента, укладываемой на материковый грунт.

: Для кабельных вводов в местах, предусмотренных ' проектом, в фундаменте оставляют отверстия или закла- ,. дывают асбоцементные или стальные трубы диаметром ’ не менее 100 мм, покрытые битумным составом. Длина 1.этих труб принимается такой, чтобы один конец ее Г входил в стенку кабельного канала или приямка, а дру- той выходил за пределы бетонированной или асфаль­тированной отмостки вокруг здания ТП. В фундаменте Доставляют также отверстие с жестким его обрамлением

2—712 17

А-А

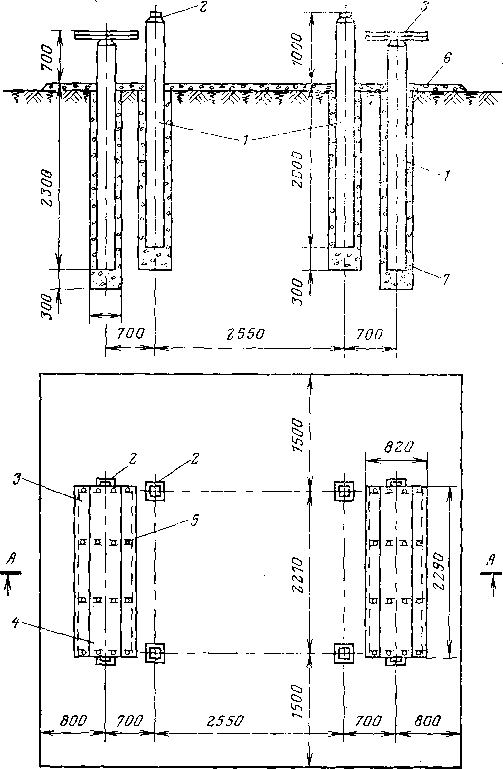


Рис. 4. Фундамент под КТПП-630-1 для заснеженных районов.

/ — стойка типа УСО-4; 2 — металлический оголовиик; *3* — рама площадки из уголка 50X50X5 мм; *4 —* доска 40 X 200 мм; 5 — винты М-5Х55 с гайками и шайбами; *6 —* слой гравия толщиной 30 мм; 7 — песчано-гравийная засынка.

(например, трубой) для ввода в ТП заземляющей ШИНЫ.

Пол в ТП делают набивной — цементно-песчаный по бетонной подготовке толщиной 120—150 мм или железо­бетонный из отдельных плит, образующих нижнее перекрытие здания (под ним делается разводка кабелей). Отметка чистого пола принимается выше отметки плани­ровки территории и отмостки не менее чем на 300— 400 мм. В набивном полу устраивают кабельные каналы И приямки (при кабельных вводах), обрамленные уголками, оштукатуренные внутри цементным раствором. Снаружи они покрыты горячим битумом и перекрыты съемными плитами из рифленой стали толщиной 5 мм. При устройстве пола укладывают и закрепляют заклад­ные швеллеры для установки на них трансформаторов, камер типа КСО и щитов 0,4 кВ.

На обрезе фундамента, выровненном слоем бетона марки М-100, по всему периметру укладывают гидроизо­ляцию из двух слоев толя на дегтевой мастике или рубероида на битуме.

Стены на отметках ниже поверхности земли и до Отметки выше отмостки на 30—50 см выкладывают из Красного хорошо обожженного полнотелого кирпича (марки М-100) на растворе М-50 в виде цоколя с по­следующей их штукатуркой цементным раствором и двухкратной обмазкой битумом (в земле). Кладка стен выше цоколя может быть выполнена из силикатного кирпича с расшивкой швов снаружи и в подрезку изнутри. Внутренние поверхности стен и потолок белят известковым раствором или оштукатуривают с последу­ющей побелкой. В стенах оставляют согласно проекту проемы с закладными частями для установки плиты С изоляторами типа П-10, для прохода шинного моста 0,4 кВ и установки вентиляционных решеток. Закладные части вставляют в стены для последующего закрепления К ним камер типа КСО-366, щитов 0,4 кВ, конструкций ДЛЯ опорных изоляторов, арматуры и проводки освеще­ния и т. п.

Потолочные перекрытия ТП выполняют обычно из сборных железобетонных плит. Перекрытия заделывают сверху цементным раствором (стяжкой) для заполнения швов между плитами и образования ровной поверхности. На эту поверхность накладывают водоизоляционный ковер-кровлю из трех-четырех слоев гнилостойкого 2\* ’ 19

рубероида на мастике, а ковер покрывают тугоплавким битумом с утопленным в него крупнозернистым песком и мелким гравием. Для защиты стен здания от стока воды делают свес кровли из оцинкованной кровельной стали шириной не менее 200 мм. Конец свеса заделывают под водоизоляционный ковер, обрез которого шпаклюют битумной мастикой с волокнистым наполнителем.

Дверные проемы делают по размерам, соответствую­щим габаритам вносимого оборудования. Двери изгото­вляют несгораемыми или трудносгораемыми, предпоч- тительйо из листовой стали. Устанавливают их внутри проема в нише глубиной 12—13 см, так чтобы они от­крывались наружу и были хорошо подогнаны к кося­кам. Вентиляционные решетки изготовляют в точном соответствии с проектом и хорошо подгоняют в проемы- гнезда в стене здания ТП. С внутренней стороны уста­навливают съемные металлические сетки с ячейками 0,8X0,8 см.

*Монтаж трансформаторов.* Трансформаторы для ТП поступают с заводов в адрес монтажных организаций обычно отдельно от остального оборудования. Однако некоторые заводы — изготовители ДТП отправляют их в комплекте с другим оборудованием. При приемке трансформаторов,^ а также другого оборудования ТП на станции железной дороги необходимо производить их осмотр для выявления возможных видимых дефектов и проверки наличия комплекта технической документа­ции. При нобходимости составляется соответствующий акт с представителями транспортной организации и рай­исполкома.

Трансформаторы перевозят грузовым автотранспор­том или при бездорожье тракторами с колесными или санными прицепами. При погрузке и разгрузке в основ­ном используются автокрановые установки различных типов. Основные габариты и масса трансформаторов мощностью от 25 до 630 кВ-А, напряжением 6—10/0,4 кВ, необходимые для выбора транспортных и погрузочных средств, приведены в приложении (см. табл. П-7). На время перевозки трансформаторов их основания (нижняя рама, катки) прочно закрепляют деревянными брусками к дну кузова автомашины или прицепа, а верхнюю часть привязывают за четыре подъ­емных крюка, приваренных к стенкам бака, растяжками к бортам кузова. При этом трансформаторы устанав- 20

‘■'ливают в кузове большей их осью по направлению дви- , жения. При одновременной перевозке нескольких транс­форматоров в одном кузове между ними оставляют рас- .'■стояние в свету не менее 200 мм; крепление их между ■’собой (спаривание) не допускается.

/.,/ Подъем трансформаторов при погрузке, разгрузке и ^установке в ТП производят испытанными стропами, ко- Ж'торые закрепляют также за четыре подъемных крюка йна стенках бака. Длину стропов выбирают такой, чтобы Жни при подъеме не задевали изоляторов и других частей ®На крышке трансформатора. Угол наклона ветвей стро- Вятов к вертикали не допускается свыше 30°; в противном ■елучае применяют специальную траверсу (распорку). ■Натяжение всех ветвей стропов должно быть одинако­вым, крутые изгибы их не допускаются; концы стропов Иаделывают в коуши. Для проверки надежности работы ■Подъемных механизмов и правильности строповки при Вйодъсме трансформаторов их предварительно поднимают №ка несколько минут на высоту 50-100 мм.

При перемещении трансфораторов по горизонталь­ной плоскости на небольшие расстояния по грунтовым таорогам используется настил из досок толщиной Ж0—60 мм, а на него кладутся железные полосы при НЙаличии у трансформаторов своих катков; если та- ■жовых нет (у трансформаторов мощностью 63 кВ-А и КЙиже) используются катки из обрезков газовых труб ■диаметром 1,5—2 дюйма. Перемещать трансформаторы ■Следует осторожно, вручную (при их мощности до ■3 кВ-А) или тросовой лебедкой, талью и т. п. При пере­движении по наклонной плоскости угол наклона транс- ВЙюрматора к вертикали не допускается более 15°.

■' От правильного хранения и транспортировки зависит ■возможность дальнейшего включения трансформаторов №в работу без ревизии их выемной части и сушки. Ура­внение организуют в сухом запираемом помещении, защи- ■щенном от дождя и снега. При длительном хранении пе­риодически проверяют отсутствие течи масла и уровень •его в расширителе в пределах отметок маслоуказателя. Я1ри снижении уровня масла его доливают через расши- иритель. Из грязеотстойника выпускают скопившиеся там Восадки. Проверяют также электрическую прочность мас- Жла, а при необходимости его очищают и сушат (см. п. 4). Ж Трансформаторы после получения с завода и в даль- ■нейшем после перевозки по бездорожью на объект дол- ■L 21

жны. пройти тщательную ревизию с наружным осмот­ром.

При осмотре проверяется целость бака, радиаторов, расширителя и установленных на нем маслоуказателя и воздухоосушительного и термосифонного фильтров. Кроме того, определяются исправность сливного крана или пробки для отбора масла и другой масляной арма­туры; целость наружной части выводных изоляторов, комплектность крепежных деталей на стержнях изоля­торов и целость их резьбы.

Тщательно проверяется также отсутствие течи масла из уплотнений и сварных соединений (из-под крышки ба­ка, кранов, сливных пробок, фланцев и стержней изолято­ров, гильз для термометров, в местах развальцовки труб и установки патрубков радиаторов). Недопустимо, чтобы уплотняющие прокладки .свисали из зазоров или были вдавлены внутрь, выкрашивались или разбухали; при обнаружении дефектов прокладки заменяются. Необхо­димо, чтобы уровень масла в расширителе находился в пределах отметок маслоуказателя, соответствующих ок­ружающей температуре воздуха. При значительном по­нижении уровня масла или его отсутствии в расшири­теле трансформатор проверяют на герметичность путем доливки масла в расширитель через специальное уст­ройство— трубку с воронкой для создания им избыточ­ного давления масла па 1 — 1,5 ч. Для проверки сооб­щаемое/™ масла между расширителем, маслоуказателем и баком масло из бака частично сливают с последующей доливкой чистого проверенного масла; при необходимос­ти прочищают отверстия в маслоуказателе.

У трансформаторов, предназначенных для установки на одной и той же ТП, проверяют на МЗУ (по завод­скому паспорту и табличке) возможность их параллель­ной работы.

Во время наружного осмотра убираются все вре­менные уплотнения и заглушки на кранах, расширителе, маслоуказателе и т. п.

Ревизию с подъемом выемной части для внутреннего осмотра трансформаторов новых серий мощностью до 630 кВ-А можно не производить при условии правиль­ного их хранения и транспортировки, положительных результатов наружного осмотра и испытаний.

Трансформаторы, доставленные в исправном состо­янии, с маслом и расширителем мощностью до 1000 кВ-А 22

**H** напряжением 10 кВ могут быть включены в эксплуа­тацию без сушки при соблюдении следующих условий: уровень масла в расширителе находится в пределах Отметок маслоуказателя для соответствующей темпе­ратуры окружающего воздуха;

t уровень масла ниже отметок маслоуказателя, но об- Ьотки и переключатель покрыты маслом;

• пробивное напряжение масла не менее 25 кВ, в масле ■бт следов воды;

* пробивное напряжение снижено, но не более чем до **■О** кВ, и сопротивление изоляции обмоток не ниже 70% **ш** сравнении с данными заводских измерений при одина­ковых температурах, в масле нет следов воды;
* значение коэффициента абсорбции, характеризующего «Гепень увлажнения изоляции, т. е. отношение ***Rm,,IRl5,,t*** ■оставляет не менее 1,3 при температуре обмоток пли масла) 10—30°С. В случае несоблюдения пере­численных условий должны производиться ревизия ■Ыемной части и сушка трансформаторов.. Технические ■рловия, объем и порядок проведения работ по ревизии Иыемной части и сушке трансформаторов приводятся ■рже.

**К** Перед включением и сдачей в эксплуатацию тран- ■форматора выполняются подготовительные работы по Кере их необходимости.

**К'** В расширитель доливают масло до отметок в мас- Иоуказателе, соответствующих окружающей температу- **Же** воздуха. Качество доливаемого масла по химическому ■Ьставу и пробивному напряжению, а также его темпе- Ватуре должно при этом соответствовать маслу в тран- ■форматоре. Грязеотстойник расширителя очищается от ■копившихся там осадков.

**В;** Для проверки химического состава и электрической ■вечности масла берут его пробу из нижней части бака **■юн** температуре масла не ниже 5°С (см. п. 4). На Ирышке трансформатора устанавливается термометр В|специально предназначенной для этого гильзе; предва- Вительно гильзу осматривают, очищают и заполняют В;аслом, а затем герметизируют. Переключатель ответ­вления обмоток устанавливается в положение, соответ­ствующее подводимому рабочему напряжению. После изменения положения переключателя мегаомметром ■омметром) проверяется целость цепи каждой фазы, Включая контакты переключателя.

Обтираются бак, расширитель и вся арматура тран­сформатора и окрашиваются поврежденные на них места; промываются бензином (спиртом) выводные изоляторы высшего и низшего напряжений- и очищаются их кон­тактные поверхности.

Объем, нормы и методика некоторых испытаний тран­сформаторов во время их монтажа приведены в п. 3.

На мачтовых ТП трансформатор устанавливается нижней опорной рамой (швеллерами) на брусья площад­ки опоры и закрепляется к ним четырьмя болтами при по­мощи удерживающих металлических планок. На КТП мощностью до 250 кВ-А шкафного типа трансформатор его опорной рамой устанавливается на нижней раме шкафа и крепится К ней четырьмя болтами. На КТПП мощностью до 630 кВ-А киоскового типа и в закрытых ТП трансформаторы устанавливаются на закладных направляющих швеллерных балках, а под их катки для закрепления подкладываются тормозные пластины (упо­ры).

После установки к выводным изоляторам трансфор­маторов присоединяют ошиновку 6—10 и 0,4 кВ, а к баку — шины заземления.

*Монтаж оборудования КТП.* Оборудование подстан­ций следует хранить в сухих закрытых помещениях при температуре не ниже 0°С. При длительном хранении его осматривают не реже 1 раза в 6 мес и возобновляют антикоррозийную смазку наружной поверхности контакт­ных соединений, трущихся частей и узлов сцепления.

Транспортировка КТП всех типов в сборе и оборудо­вания, скомплектованного в секции-блоки, производится грузовыми автомашинами или тракторами с прицепами. Их основания надежно закрепляют к дну кузова брус­ками, а верх — к бортам тросами (проволокой). Погру­зочно-разгрузочные работы и перемещения на плоскости такого укрупненного оборудования выполняются с соб­людением условий, указанных для трансформаторов.

Крепление стропами оборудования (шкафов КТП, КТПП, КСО, щитов и т. п.) производится в местах, ука­занных в заводских инструкциях, и согласно надписям на оборудовании. Например, КТП мощностью до 160 кВ-А поднимают за раму с помощью стропов, про­пущенных между кронштейнами для изоляторов 0,4 кВ и шкафов 10 кВ. КТПП мощностью 250—630 кВ-А Свердловского завода (г. Кушва) транспортируют в го- 24 гизонтальном положении и поднимают стропами, .такрс гляемыми за имеющиеся на корпусе четыре бол hi сила пинами.

Перемещение, подъем и установка разъедини гелей, >убильников и т. п. производятся во включенном их по­ложении, а выключателей нагрузки, магнитных пускате­лей и автоматов — в выключенном положении.

• Все оборудование, как установленное на заводе в ком­плектных устройствах, так и монтируемое на объекте, до Включения в эксплуатацию осматривают (ревизуют) для определения его общего состояния, а также для проверки гоответствия проекту и выполненному монтажу, тех­ническим требованиям ПУЭ и другим директивным материалам [1,2].

К Основные требования, которым должно соответство­вать правильно установленное и отрегулированное обо­рудование в рабочем состоянии, а также краткие указа- ия по монтажу приведены ниже для каждого вида.

г Изоляторы фарфоровые проходные |. спорны е. Изоляторы считаются качественными, кли они не имеют следующих дефектов:

Е- сколов, трещин в теле фарфора, металлических Краплений, лысин и волосяных трещин на глазури;

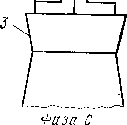
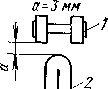
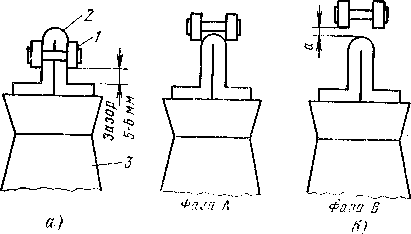
& слабого крепления арматуры (колпачков и фланцев) К корпусу;

к\*' непараллельное™ арматуры более чем па ± 1 мм и сме­шения ее центров от оси изолятора более чем на 1,5 мм, «совпадения осей отверстий колпачка и фланца на угол 1Ьлее чем 2°, отклонения по высоте изолятора более чем « ±3 мм, отсутствия зазора в шве армировки;

В непрочного закрепления (люфта) токоведущего Вгержня в корпусе, некачественной резьбы стержня ■таек, а также их коррозии.

■ Изоляторы обычно устанавливают па металлоконст­рукциях различных исполнений с закреплением к ним Колтами с гайками и шайбами. Чтобы заземлить всю ■рнструкцшо в целом, соответствующие на ней участки Н основания нижней поверхности фланцев изоляторов ■ачищают и смазывают техническим вазелином.

г Оси колпачков или фланцев опорных изоляторов каж­дой фазы соответственно располагают на одной линии. |рси всех трех изоляторов каждого комплекта должны |акже совпадать. Центры проходных изоляторов совме- |цают с продольными и поперечными осями конструкции Г ' . ?5



*о=0 a=Z мм*

Рис. 5. Схема регулировки иожей разъединителя.

а —правильное положение включенного ножа; б — допускаемая разновремен­ность замыкания ножен; /--нож подвижного контакта; *2* — неподвижный контакт; *3* — изолятор.

(например, плиты), на которой они установлены. Рас­стояния между центрами изоляторов, а также от цент­ров крайних изоляторов до заземленных конструкций и строительных плоскостей устанавливают соответствен­но проектным размерам с допуском ±5 мм. Например, расстояние между центрами изоляторов типа П-10/400 составляет 350 мм, а от центров крайних изоляторов до заземленных конструкций и стен здания —около 180 мм.

Требования, предъявляемые к качеству фарфора и армировке изоляторов, а также к их установке, рас­пространяются соответственно на опорные изоляторы, фарфоровые тяги разъединителей и выключателей на­грузки, на предохранители высокого и низкого напряже­ний и корпуса разрядников.

Разъединители и приводы кним. Разъеди­нители с приводом считаются подготовленными к вклю­чению напряжения, если после их наладки и регулировки достигнуты следующие результаты:

контактные поверхности неподвижных контактов (губок) и" ножей не имеют раковин, пленок окиси и по­гнутостей ;

ножи при включении касаются неподвижных контак­тов мягко без удара о них и колпачок изолятора и без заеданий; при полном включении ножи не доходят на 5—6 мм до упора в контактную пластину (рис. 5);

контактные поверхности ножей плотно прилегают к неподвижным контактам; плотность проверяется ^Цупом размером 10x0,05 мм который не должен входить :|(ёжду контактами на глубину более 5—6 мм, а также В—5-кратным включением разъединителя;

ножи всех трех полюсов разъединителя при включе­нии касаются своих неподвижных контактов одновремен­но; допускается разновременность 3 мм (рис. 5,6);

*I* при включенных ножах между витками контактных фружин везде остается зазор не менее 0,5 мм, примерно Одинаковый по обецм сторонам ножей;

| усилие, измеренное при вытягивании ножа из непод­вижного контакта динамометром или безменом, состав­ляет для каждого ножа при номинальном его токе до |Й0'0 А не менее 10 кге у разъединителя типа РВЗ и 32 кг РЛНДА;

привод разъединителя и вся система передачи а бо­лот легко, без затираний и не допускают самопроиз- >льного отключения, фиксаторы положения привода ;йствуют четко и надежно, крепления подшипников на щованиях, рычагов на валиках, а вилок в тягах выпол- ;ны прочно. Включенному состоянию разъединителя (ответствует верхнее положение привода, а отключен- эму — нижнее, о чем для обоих положений рукоятки эивода сделаны соответственно надписи *Отключено Включено.* Привод заземляющих ножей механически (локирован с основным приводом разъединителя;

трущиеся контактные поверхности ножей и неподвиж- ях контактов промыты, зачищены тонким слоем тех- гческого вазелина, а трущиеся части в системе меха- яческой передачи привода тоже очищены и смазаны (лидолом или составами марок НК-3, ЦИАТИМ-201;

угол поворота ножей разъединителя при отключении ю приводом нормально составляет 65° для типа ВЗ-10/400 и 90° для типа РЛНДА-10/200. При полном {лючении и отключении ножей люфт привода и системы ычагов при этом не превышает 5°;

разъединители выдерживает 3—5-кратное включение отключение приводом нормально без повреждений без перекосов, деформации тяг, разрегулировки систе- ы, вибрации и т. и.).

Разъединители типов РВЗ, РВ и их приводы уста- авливаются вертикально и закрепляются болтами <паМ-12иа несущих металлоконструкциях комплектных стройств ТП. Разъединитель типа РЛНДА-10/200 уста- авливается в горизонтальном положении на опоре МТП йлй концевой опоре ВЛ 10 кВ (вблизи КТП) на деревян­ном опорном брусе. Разъединитель закрепляется двумя хомутами (из круглой стали диаметром £>=12 мм), имеющими на концах резьбу и гайки, и двумя полосами (сталь 360X80X10 мм). Привод типа ПРМ-10 с блок- замком закрепляется на одной из стоек опоры четырьмя болтами типа М-12 и соединяется тягами с разъедини­телем.

Предохранители типа ПК. Исправность пре­дохранителей и правильность регулировки их контактов определяются следующими условиями:

контактные губки держателей предохранителей плот­но охватывают контактные обоймы патронов по окруж­ности. Патроны входят в губки мягко и без перекосов, с усилием порядка 15—20 кг и извлекаются из них с тем же усилием. Стальные пружины упруги и правильно охватывают контактные губки;

продольные оси каждой пары губок совпадают при допуске не более ±5 мм. Замки и ограничители предо­хранителей фиксируют правильное положение патронов и прочно удерживают их от выпадания при сотрясениях и электродинамических усилиях, создаваемых токами к. з.;

патроны плотно наполнены чистым кварцевым песком и герметизированы латунными крышками, припаянными к контактным обоймам на торцах фарфоровых трубок;

плавкие вставки целы (проверяют омметром) и со­ответствуют номинальному току патронов и предохрани­телей, а также проектным данным защищаемого ими оборудования;

указатели срабатывания предохранителей действуют исправно; для проверки кратковременно нажимают на якорек указателя, который при исправности указатель­ной системы, слегка спружинив, возвращается обратно;

предохранители расположены вертикально по отвесу с обращенными вниз указателями срабатывания.

- Предохранители, смонтированные пофазно на завод­ских цоколях, устанавливаются на металлоконструкциях комплектных устройств (типа ПК-10) или на деревян­ных брусьях мачтовых ТП (типа ПК-Юн). Расстояния между осями предохранителей по фазам принимаются равными 350 мм для ПК-10 и 400 мм для ПК-Юн.

Выключатели нагрузки. Готовность выклю­чателей нагрузки в комплекте с приводом к включению напцяжения определяется следующими условиями:

система рабочих и дугогасительных контактов, как неподвижных, так и подвижных, не имеет дефектов, Н при включениях и отключениях действует безотказно; | пластмассовые дугогасительные камеры и вкладыши > них из органического стекла целы, не имеют погнуто­сти и других повреждений; подвижные дугогасительные иожи не имеют искривлений и легко, без заеданий, вхо- жят во вкладыши своих дугогасительных камер. Ножи к камерах имеют ход 160 мм и замыкаются с неподвиж­ными контактами раньше, чем рабочие контакты, а раз­мыкаются позже;

j подвижные рабочие контакты (ножи) при включении «ягко и без боковых ударов касаются соответствующих jm неподвижных контактов и во включенном положении >асполагаются вертикально;

i от поворота рукоятки привода вниз на угол, близкий j 15°, вал выключателя под воздействием отключающих [ружин поворачивается на угол 71—73°, при этом рабо­чие контакты расходятся на угол, равный 58°;

устройство для автоматического отключения выклю­чателя типа ВНП-17 при перегорании предохранителей ia любой фазе действует исправно (проверяется воздей­ствием от руки);

J расстояния между дугогасительными ножами выклю­чателя в отключенном положении и ближайшей зазем- Ченной поверхностью выполнены с учетом «зоны выхло- 1а». Размеры «зоны выхлопа» для выключателей типов Ш-16, ВНП-16 или ВНП-17 при напряжении 10 кВ и Номинальном токе отключения 200 А составляют вместе Ж защитным экраном 130 мм и без экрана 260 мм. Все ■стальные требования к монтажу и регулировке выклю- ■ателей нагрузки должны быть выполнены в соответ­ствии с аналогичными требованиями, предъявляемыми К разъединителям и предохранителям типа ПК.

В Разрядники вентильные. Исправность раз­рядников характеризуется тем, что уплотняющие резино­вые прокладки под крышками упруги и не продавлива­ется щупом, а крышки плотно прилегают к корпусу; ■роме того, при легком встряхивании корпуса и наклоне Ка угол до 30° от вертикали внутри его отсутствуют шум ■ позванивание отдельных деталей.

К Разрядники устанавливаются вертикально и прочно ■акрепляются хомутом к конструкциям; токоведущие и ■аземляющие шины надежно присоединяются к ним. " 29

Расстояния между токоведущими частями разрядников 10 кВ и от них до заземленных конструкций принима­ются равными 125 мм для внутренних установок и 300 мм для наружных.

Рубильники, выключатели и предохра­нители низкого напряжения. Требования, предъявляемые к контактным устройствам (ножам и губкам), аналогичны указанным выше для контактов разъединителей и предохранителей высокого напря­жения.

Установочные автоматы серий А310 0, АП5 0, АВМ и магнитные пускатели ти­па ПМЕ-2 11. Рабочее состояние автоматов и пу­скателей определяется следующими условиями: подвижная система аппаратов легко включается действием от руки и свободно без заеданий возвращает­ся в отключенное положение;

механизм отключения от защитных устройств (рас­цепителей) действует исправно. Заводские уставки по номинальному току расцепителей соответствуют проект­ным;

якорь включающего магнита автомата плотно приле­гает к сердечнику, у пускателя типа ПМЕ-211 между якорем и сердечником оставлен зазор 0,2—0,26 мм. Рабочие разъемные поверхности магнитной системы очищены от заводской антикоррозийной смазки и хоро­шо протерты чистой сухой тряпкой;

контактные поверхности аппаратов очищены от гря­зи, пыли и смазки и зачищены по заводской инструк­ции; нажатия, растворы и провалы главных и вспомо­гательных контактов соответствуют инструкциям заво­дов-изготовителей;

при включении пускателя типа ПМЕ-211 замыкаю­щие блок-контакты должны отставать от главных кон­тактов на 0,5—0,7 мм; замыкание замыкающих и раз- j мыкающих блок-контактов одновременно не допуска­ется;

дугогасительные камеры и пластмассовые перегород­ки— экраны между полюсами, предусмотренные конст­рукцией аппарата, установлены на место и надежно закреплены;

автоматы установлены па эластичных прокладках . (например, резиновых) толщиной 3—4 мм и надежно I закреплены болтами на панелях щитов. i

30 I ’ Требования к состоянию и работе приводов рубиль- ■ников и автоматов те же, что и для приводов разъеди­нителей.

1 Измерительные приборы (амперметры, 'вольтметры, счетчики). Приборы поступают с заводов (в отдельной упаковке или смонтированными на пане­лях щитов (например, в КТПП Свердловского завода, ; г. Кушва).

: Монтаж приборов на МЗУ выполняется в следующем

порядке.

i Приборы освобождаются от заводской упаковки, ! проверяются соответствие их технических данных про­жекту, целость пломб на корпусе, отсутствие на метал- |лическом корпусе вмятин, а на пластмассовом трещин, [целость смотрового стекла и указателей, исправность |подвижной системы, а также комплектность монтажных Ги крепежных деталей.

t Проверяется отсутствие обрыва в электрических це- ■ | пях приборов, а мегаомметром 1000 В определяется цсопротивление изоляции между токоведущими вывода- йми и металлическим корпусом или крепежным болтом, [если корпус пластмассовый (допустимое сопротивление | должно быть не ниже 1 МОм).

| Приборы устанавливаются и выверяются на метал- |лических панелях щитов; крепежные болты затягивают- У ся равномерно, чтобы не было перекосов и деформации | корпуса и не повреждалась резьба болтов. Далее зачи- 1 щепные концы проводов вторичной коммутации, продо­лженных на панелях, подсоединяют к выводным токове- г'дущим болтам или зажимам приборов; счетчики под­соединяются в соответствии с их номинальными дан­ными и разметкой обмоток, указанными на коробке (выводов и на схеме (находятся на внутренней стороне (крышки этой коробки); проверяется мегаомметром -сопротивление изоляции всей цепи в целом.

• У смонтированных заводами приборов проверяются -Внешнее состояние, правильность установки и присое­динения проводов схемы, сопротивление изоляции всей щепи.

*( Монтаж шин* ТП выполняют, как правило, на заво- {дах-изготовителях и на МЗУ.

Панели щитов 0,4 кВ и комплектные подстанции ти- |пов КТП и КТПП поставляются со смонтированными гщинами. Сборные шины комплектных устройств 6— г 31

10 кВ (камер типа КСО-366) после контрольной сборки на заводе поставляются отдельно. На месте монтажа эти шины правят, проверяют прочность сварочных соеди­нений, крепят к опорным изоляторам, присоединяют к аппаратам, соединяют монтажные секции.

Ошиновка трансформаторов для закрытых ТП изго­товляется на МЗУ по чертежам проектной организации или на основании измерений. На рис. 6 приведена конструкция шинного моста для ошиновки стороны

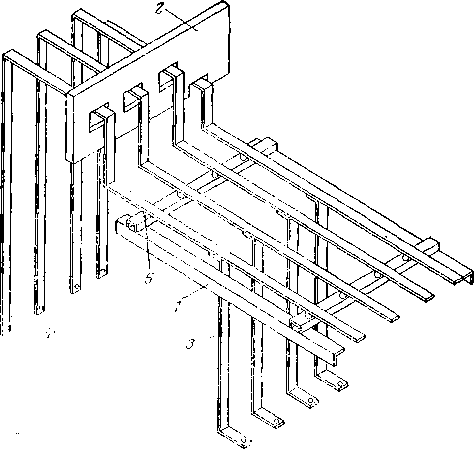


Рис. 6. Шинный мост.

*/ — конструкция из угловой стали;* 5 —проходная асбоцементная плита; спуск шип к трансформатору; 4 — спуск шин к щиту 0,4 кВ; 5 — опорный лятоп.

0,4 кВ трансформаторов мощностью 250—630 кВ-А, устанавливаемых в камерах закрытых ТП. В комплект моста обычно входит асбоцементная плита для прохо­да шин в помещение щита 0,4 кВ. Мост закрепляется между степами камеры к закладным деталям с по­мощью сварки либо путем заделки в стены. Для креп­ления ошиновки трансформаторов применяют также консольные конструкции, закрепляемые к стенам или непосредственно к баку трансформаторов, 32

В процессе заготовки на МЗУ шины правят, прида­ют им необходимые форму и размеры, изготовляют интактные поверхности в местах соединений и присое­динений к аппаратам.

( Шины гнут в холодном состоянии. Внутренний ра- йус изгиба алюминиевых шин принимают при изгибах а плоскость не менее двойной толщины шины, при из- йбе на ребро не менее ширины шины (для шин сече- ием до 50x5 мм) и двойной ширины для шин больше- р сечения.

‘ Соединение шин производится электросваркой. Элек- родуговую сварку алюминиевых шин выполняют уголь- Ыми шли алюминиевыми толстообмазанными электро- дми под слоем флюса на постоянном или переменном )ке. Свариваемые шины при этом зажимаются в спе- иалцном приспособлении. Для сварки применяют флюс АМИ, имеющий в своем составе хлористого калия Ю%', хлористого натрия 30%, криолита 20%.

Г При небольшом объеме работ (5—10 соединений) юепление шин осуществляют болтами с антикор­розионным покрытием (например, оцинкованными) по ОСТ 7798-70.

Поверхность шин в местах контакта должна быть редварительно обработана на шинофрезерном станке )ти с помощью другого инструмента. Затем ее зачи­тают стальной щеткой под слоем вазелина и протира- т тряпкой, смоченной в бензине. После этого вторично ачищают стальной щеткой под слоем вазелина (вазе- шн после зачистки не удаляется). Хорошо подготов- Ншая поверхность шины должна быть шероховатой и Й иметь «завалов». Уменьшение сечения шин в месте Ьнтактов допускается не более чем на 2%.

i Поверхность сталеалюминиевых и алюминиевых |бких проводов, применяемых для ошиновки в наруж- ях установках, зачищают мягкой стальной щеткой и жрывают тонким слоем вазелина. Контактная поверх- |сть стальных плоских шин и стальных гибких прово- облуживается припоем типа ПОС-ЗО, а в качестве Люса применяется паяльный жир.

1 Способы соединения сборных и ответвительных пря- эугольных шин внахлестку со стягиванием болтами ;рез отверстия в шинах показаны на рис. 7. Основные Взмеры болтовых соединений при разных сочетаниях дзмеров соединяемых шин приведены в табл. 2. При

U712 ‘ 33

Таблица 1

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Болты по ГОСТ 7798-70 | | Размеры контактного соединения, мм | | | | | | Номер рисунка |
| Диаметр | Длина | *а* | б | 8 | ***г*** | ***д*** | 8 |
| М12 | 40 | 80 | 3—4 |  |  | 13 |  | ***7,а*** |
| М12 | 40 | 60 | 3—4 | 17 | 26 | 13 | 100 | ***7,6*** |
| мю | 30 | 50 | 3—4 | 14 | 22 | 11 | 80 | ***7,6*** |
| мю | 30 | 40 | — | — |  | 11 | \_\_\_ | ***7,в*** |
| МЮ | 25 | 30 |  | — |  | 11 |  | ***7,8*** |
| М8 | 25 | 25, 20 | — | — |  | 9 |  | ***7,8*** |
| Мб | 20 | 15 | — | — | — | 7 | — | ***7,8*** |

сборке болтовых соединений алюминиевых шин приме­няют специальные шайбы увеличенных размеров. Раз­меры стальных специальных шайб: для шин шириной 60—80 мм — толщина 4 мм, внутренний диаметр 13 мм, наружный 24—36 мм; для шин 30—50 мм — толщина 3 мм, внутренний диаметр 10,5 мм, наружный 21—30 мм.

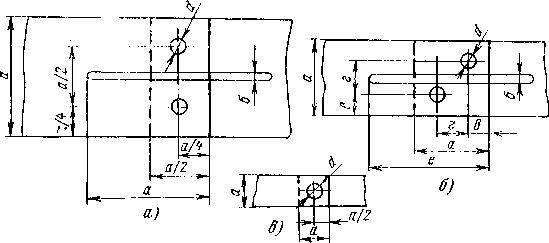


Рис. 7. Соединение шин внахлестку.

Крепление шин к опорным изоляторам осуществля­ется специальными шинодержателями типа ШП-1-375 для шин размером от 40X4 до 60X6 мм и типа ШП-1-375А для шин шириной 80—100 мм и толщиной 6—10 мм. При прокладке однополосных шин на пло- кость непосредственно по головкам изоляторов с крепле­нием болтами отверстие под них должно быть удлинен­ным (не менее 2—2,5 диаметров болта по длине шины). Конец болта не должен упираться в фарфоровую го­ловку изолятора.

. В закрытых ТП присоединения алюминиевых шин **'к** аппаратам, имеющим плоскую поверхность контакта, **а** при токе до 400 Айк контактному нарезному стерж- ,ню осуществляются непосредственно с применением Специальных шайб. К аппаратам с нарезным стержнем |На ток свыше 400 А присоединение шин выполняется ререз медно-алюминиевый переход. В наружных уста­новках крепление алюминиевых шин к контактам (аппаратов выполняется только через медно-алюминие- зый переход.

Стальные плоские шины при токах до 200 А присое­диняются к контактам аппаратов непосредственно как в закрытых ТП, так и в наружных установках.

Присоединение к контактам аппаратов ошиновки из алюминиевых и сталеалюминиевых проводов в наруж­ных установках осуществляется с помощью аппаратных зажимов и медных пластин.

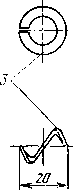
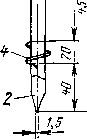
Стальные провода присоединяют к контактам аппа­ратов с помощью луженых наконечников, предваритель­но привариваемых к проводу.

Шины в закрытых ТП, КТП и КТПП окрашивают в три цвета: фаза *А —* в желтый, фаза *В —* в зеленый, фаза *С —* в красный, что соответствует расположению В алфавитном порядке начальных букв цветов окраски Ж, з, к. Нулевую шину окрашивают в черный цвет. В открытых РУ с гибкими шинами окрашивается только к арматура изоляторов оборудования.

/ В закрытых ТП сборные шины размещаются таким юбразом, что фаза *А* наиболее удалена от персонала (при горизонтальном расположении и находится сверху при вертикальном расположении шип, фаза *В —* в сере­дине, фаза *С* — ближе к персоналу или внизу при вер­тикальном расположении. Ответвительные шины для ;фаз *А, В и С* располагаются слева направо, если смот­реть со стороны коридора обслуживания.

*>■ Монтаж заземления ТП.* Рабочее заземление нейт­рали трансформатора и защитное заземление обору­дования 6—10 кВ на ТП сельскохозяйственного назна­чения выполняют, как правило, общим.

' Рабочее заземление нейтрали трансформатора вы­полняется для обеспечения нормального режима работы. ►Кроме того, «глухое» заземление нейтрали трансформа­тора на стороне 0,4/0,23 кВ является частью системы I защитного заземления (зануления) сети 0,4 кВ. Защит- 13\* 35



ное заземление выполняется с целью обеспечения безо­

пасности людей при нарушении изоляции.

В ТП заземлению подлежат все металлические ча­сти электрооборудования, нормально не находящиеся под напряжением (бак трансформатора, фланцы изо­ляторов, рамы разъединителей и выключателей нагрузки и их приводов, корпуса трансформаторов тока и т. д.), а также все опорные металлоконструкции, стальные каркасы камер КСО, щитов, КТП и т. п.

В качестве заземлителей (вертикальных) использу­ются стальные ввинчиваемые в землю стержни диамет­ром 12—16 мм, угловая сталь с толщиной стенки не менее 4 мм или стальные трубы (некондиционные) с толщиной стенки не менее 3,5 мм. Длина ввинчивае­мых электродо!в составляет 4,5—5 м, забиваемых угол­ков и труб 2,5—3 м. Протяженные (горизонтальные) заземлители выполняют из полосовой стали толщиной не менее 4 мм или из круглой стали диаметром не ме­нее 6 мм. Горизонтальные заземлители служат для свя­зи между вертикальными заземлителями и самостоя­тельно. Глубину заложения верхних концов вертикаль­ных заземлителей и заземлителей горизонтальных при­нимают 0,7—0,8 м от планировочной отметки.

Вертикальные заземлители, называемые также элек­тродами, изготовляют на МЗУ разрезанием материала на отрезки нужной длины. Стержневые ввинчиваемые электроды оборудуются также простейшим приспособ­лением для заглубления (рис. 8). Поверхность электро­дов очищают от загрязнений маслами или краской.

Ввертывание в землю стержневых электродов осу­ществляется при помощи приспособлений типа ПВЭ с приводом от электросверлилки типа И-28а или ПЗД-12 с двигателем от мотопилы «Дружба» или же с ис­пользованием автоямобура.

Все соединения частей заземли­теля и присоединение к заземляю­щим проводникам (выводам от кон-

Рис. 8. Стержневой ввинчиваемый электрод заземления.

/—■стержень (сталь диаметром 12—14 мм); *2 —* конец стержня, оттянутый на острие горячим способом; *3 —* шайба, разрубленная и растяну­тая; *4* — забурник-шайба, растянутая и прива­ренная к стержню. тура заземления) выполняются сваркой внахлестку. Дли­ну нахлестки принимают равной ширине проводника при прямоугольном сечении и шести диаметрам при круглом. Сварку при этом выполняют по периметру нахлестки. При Т-образном соединении двух полос длину нахлест­ки принимают равной ширине полосы. К заземлителям из угловой стали полосу приваривают к плоскости угол­ка (но не к ребру), а к трубчатым заземлителям с по­мощью хомутов. Сварные швы выполняют с чешуйчатой поверхностью без наплывов с плавным переходом к ос­новному металлу. Трещины и непровары длиной более 10% длины шва недопустимы. Сварные соединения, расположенные в земле, защищают от коррозии слоем битумного лака. Траншеи с заземлителями засыпают землей, не содержащей камней и строительного мусора, и после засыпки грунт утрамбовывают.

Для ТП, размещаемых в капитальных зданиях, при­меняются также глубинные заземлители из стальной полосы, укладываемой на дно котлована в процессе строительства.

При заземлении оборудования ТП его присоединяют к заземляющим проводникам. Присоединение металло­конструкций выполняется сваркой, а корпусов аппара­тов— надежными болтовыми соединениями. Контактные поверхности при этом зачищаются до металлического блеска и смазываются тонким слоем вазелина. Для за­земления комплектных распределительных устройств ка­мер КСО, КТП, щитов 0,4 кВ заземляющие проводники приваривают не менее чем в двух местах к стальному каркасу основания. В свою очередь каждая камера, панель щита в двух-трех местах приваривается к кар­касу основания. Отдельные узлы металлоконструкций мачтовых ТП соединяют сваркой, причем заземляющие проводники привариваются к нижним частям конструк­ций.

У силовых трансформаторов помимо нейтрали к за­земляющему проводнику присоединяется также бак. Присоединение к заземляющему болту бака выполня­ется гибкой перемычкой, чтобы не было нарушения про­водки при выкатке трансформатора. Кроме того, произ­водится заземление направляющих швеллеров путем их сварки с заземляющими проводниками, соединенными с контуром заземления.

В ТП, размещаемых в капитальных зданиях, зазем­ляющие проводники из полосовой стали прокладывают­ся непосредственно по кирпичным (бетонным) стенам. Крепление их производится с помощью строительно­монтажного пистолета. Высота крепления составляет 0,4—0,6 м от уровня пола, расстояние между точками крепления по прямой 0,6—.1 м, на поворотах — не менее 0,1 м от вершины угла. Проходы заземляющих провод­ников через стены выполняются в отрезках труб или других жестких обрамлениях.

*Монтаж-сборка КТП на объектах.* Комплектные ТП (в металлических корпусах) устанавливаются нижними опорными рамами на фундаментные железобетонные стойки или балки после выверки корпуса ТП на фунда­менте. Рамы закрепляются болтами или сваркой к ого- ловникам и опорным уголкам стоек или к закладным скобам балок. Как КТП, так и КТПП следует устанав­ливать так, чтобы их боковина, в которой находится фотореле, была расположена в сторону, противополож­ную дороге. В противном случае свет от проезжих ав­томашин может вызвать ложное срабатывание фоторе­ле и отключение уличного освещения.

Двухтрансформаторные ТП собираются из двух спе­циальных блоков одпотрансформаторных КТПП, уста­новленных на расположенных рядом фундаментных ос­нованиях. Корпуса обеих КТПП после выравнивания в горизонтальных и вертикальных плоскостях соединя­ются между собой болтами или сваркой, а затем их опорные рамы закрепляются сваркой к фундаментам. З^тем в них устанавливается оборудование, демонтиро­ванное на время транспортировки, и производятся все необходимые соединения оборудования между собой и **t** распределительными сетями.

В верхней части корпусов КТП и КТПП в специаль­ные отверстия устанавливаются проходные изоляторы типа Пн-10 или Пн-6. С наружной стороны корпуса (также вверху) на кронштейнах закрепляются штыре­вые изоляторы высокого и низкого напряжений и вен­тильные разрядники. Трансформатор устанавливается на рабочее место, и его выводы соединяются шинами с устройствами высокого и низкого напряжений. Выво­ды трансформаторов у ТП мощностью до 250 кВ-А закрываются защитным кожухом. На КТП и КТПП с ка­бельными выводами, переделанными на воздушные, на 38

верхней части корпуса устанавливается конструкция с изоляторами для выводов.

В соответствии со схемой и инструкцией устанавли­ваются блок-замки типа МГБ с секретом для механиче­ской блокировки приводов разъединителя, находящего­ся отдельно на вводной концевой опоре ВЛ, и его за­земляющих ножей с дверями устройства 6—10 кВ с при­водом вводного рубильника или автомата на щите НН и т. и. В контактные губки предохранителей на высокое напряжение типа ПК и низкого напряжения типа ПН2 вставляются их патроны с плавкими вставками. Устрой­ство 6—10 кВ соединяется шинами с выводными про­ходными изоляторами, а последние — гибкими голыми проводами с питающей ВЛ на концевой опоре; присое­диняются разрядники. Секционные шины высокого и низкого напряжений обоих блоков на двухтрансформа­торных КТПН соединяются между собой шинными мо­стами (коробами). Провода линий низкого напряжения, выведенные из КТП и КТПП на изоляторы, соединя­ются с линейными проводами, идущими от ближайших концевых опор ВЛ 0,4 кВ. При кабельных выводах прокладываются кабели 6—10 и 0,4 кВ, которые заво­дятся в КТП и КТПП, разделываются и их концы за­крепляются в кабельные муфты или воронки, а затем присоединяются к аппаратам. Присоединяются шины заземления оборудования и корпуса КТП и КТПП к внешнему заземляющему контуру.

Монтаж ТП закрытого типа на объекте в основном заключается в установке и сборке оборудо­вания, скомплектованного в секции-блоки и монтажные узлы, а также в соединении этого оборудования шинами и проводами, заготовленными на МЗУ, соответственно между собой и с распределительными сетями ВН и НН.

В принятые под монтаж помещения перемещают скомплектованные из камер КСО-366 секции-блоки и панели щитов низкого напряжения, силовые трансфор­маторы и другое оборудование. Секции из камер КСО и щитов устанавливаются на заделанные в полу заклад-' ные опорные швеллеры, выверяются по горизонтальным и вертикальным осям, после чего их нижние рамы при­крепляются сваркой или болтами к швеллерам. Транс­форматоры выверяются и закрепляются на закладных опорных швеллерах тормозными упорами, подложенными Под все четыре катка. Проходные изоляторы типа

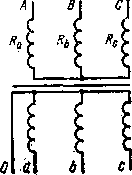
Пн-6—Пн-10 устанавливаются на плиты, заделанные при строительстве в стенных проемах. Сборные шины сек- ции-блоков ВН и НН соединяются соответственно меж­ду собой, с трансформаторами и с вводными проход­ными изоляторами. Выводные провода прокладываются в газовых трубах, делается проводка освещения в по­мещениях ТП, устанавливаются на наружной стене ТП конструкции с изоляторами для выводов 6—10 и 0,4 кВ. Кроме того, производятся те же работы, что и при мон­таже ктпп.

Комплектное оборудование ТП мач­тового типа монтируется на установленные дере­вянные или железобетонные опоры с использованием для его крепления к конструкциям опор заранее заго­товленных крепежных деталей (хомуты, болты, планки и т. д.). Разъединители соединяются с приводами труб­чатыми тягами и регулируются. На опорах устанавли­ваются складные лестницы и блокировочные замки к лестницам и приводам, а также линейные изоляторы 6—10 и 0,4 кВ. Аппараты 6—10 кВ стальными шинами и проводом ПС-25 соединяются между собой, с транс­форматорами и питающими линиями. Газовые трубы с проложенными в них проводами закрепляются к опо­рам скобами, а затем эти провода присоединяются к изоляторам 0,4 кВ трансформаторов, к аппаратам в шкафу 0,4 кВ и к воздушным линиям. Нейтрали трансформаторов и их баки, разрядники, рамы разъеди­нителей и предохранителей, приводы .и шкафы. 0,4 кВ присоединяются к шинам заземления, ранее проложен­ным по опорам и соединенным с заземляющим конту­ром.

1. ИСПЫТАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ ТП. ПОДГОТОВКА ТП К ВКЛЮЧЕНИЮ И ПРИЕМКА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Трансформаторы и другое оборудование ТП при подготовке к включению в эксплуатацию, кроме осмот­ра, подвергается приемо-сдаточным испытаниям.

*Испытание изоляции повышенным напряжением про­мышленной частоты* проводят для выявления дефектов изоляции всего оборудования. Используются передвиж­ные автолаборатории типа ЭТЛ-10 с установленными в них аппаратами типов АИИ-70, ЭТЛ-35 и др. Значе­ние испытательного напряжения для изоляции разъеди- 40

/ Рис. 9. Схема обмоток трансформатора при изме­рении их сопротивления постоянному току.

кителей, выключателей нагрузки, предо­хранителей, опорных и проходных изо- . ляторов вместе с ошиновкой (при номи- ; нальном напряжении 10 кВ) составляет 38 кВ, продолжительность испытания 1 мин. Для проверки изоляции обмоток

10 кВ трансформаторов вместе с выводами испытатель­ное напряжение составляет 32 кВ при продолжитель­ности испытания 1 мин.

Кабельные вводы 10 кВ, если кабели с бумажной изоляцией, испытывают выпрямленным током при шестикратном номинальном напряжении в течение 10 мин. Кабельные выводы напряжением 1000 В и ниже . испытываются мегаомметром 2500 В в течение 1 мин. : Сопротивление изоляции аппаратов, вторичных цепей и электропроводки с номинальным напряжением до 1000 В при проверке мегаомметром 1000 В не должно i быть менее 0,5 МОм; эта изоляция испытывается также ; повышенным напряжением промышленной частоты 1000 В продолжительностью 1 мин.

*Измерение сопротивления постоянному току обмоток трансформаторов* позволяет выявить повреждение кон­тактов переключателя, неправильное присоединение об­моток к выводам, нарушение паек. Измерения произво- ; дятся при всех положениях переключателя универсаль- < ным мостом типа УМВ, мостами типов Р-329, Р-333, j МД-6 или же методом амперметра и вольтметра. Полу- Гченныё линейные значения сопротивления обмоток (если [ нет доступа к нулевой точке) пересчитывают на фазные [по ниже приведенным формулам.

у При равенстве трех линейных сопротивлений Дл.изм каждое фазное сопротивление Дф при соединении If обмоток звездой будет равно половине линейного г (Дф = 0,5Дл.изм) • При завышенном сопротивлении в од- ?ной из фаз, например *Rb,* два линейных сопротивления *Rab* и Дьс одинаковы, а третье Дас меньше каждого из них (рис. 9). Сопротивление исправных фаз Да и Дс будет равно Да = Дс = 0,5Дас а сопротивление Дь=Даь— : —Да=Д6с—Дс. При аналогичных дефектах двух фаз (два линейных сопротивления Даь и Дьс будут также (одинаковыми, а третье Дас, в которое входят обе по-

вреждейные фазы, больше их. Тогда сопротивление фаз *Ra* и будет равно *RA==Rc=^(),5Rac,* а сопротив­ление ИСПраВНОЙ фаЗЫ *Rb = Rab—Ra—Rbc—Rc-* Для сравнения полученных значений сопротивления с пас­портными или ранее полученными данными их приводят к одной температуре по формуле где *Ri —* сопротивление обмотки, полученное при изме­рении при температуре *ti; R2—* сопротивление обмотки при температуре *t2* (паспортное); для медных проводов обмотки принимается коэффициент 235, для алюминие­вых — 245.

***R, = R***

235 +

1 235 -Hi ’

Значения сопротивления обмотки разных фаз для одних и тех же ответвлений не должны отличаться один от другого более чем на 2%, а от заводских данных — не более чем на 10%.

*Измерение сопротивления изоляции обмоток транс­форматора* с определением коэффициента абсорбции, характеризующего степень влажности обмоток, произ­водят мегаомметром 1000—2500 В при температуре от 10 до 30°С (по термометру в верхних слоях масла) между обмотками высшего напряжения и баком, низ­шего напряжения и баком и между обмотками в сле­дующем порядке:

провод от мегаомметра, отходящий от его вывода с отметкой *Земля,* присоединяют к баку трансформатора (измерение по схеме ВН или НН — бак) или к обмот­кам НН (измерение ВН — НН);

перед началом измерения испытуемая обмотка за­земляется на время не менее 2 мин; при измерениях другая обмотка и бак заземляются;

присоединенный к мегаомметру конец провода с от­меткой *линия* накладывается на вывод обмотки ВН, и при вращении ручки мегаомметра с нормальной ско­ростью (указанной на его табличке) производятся на шкале два отсчета: первый через 15 с и второй *Rw,,* через 60 с после начала вращения ручки;

аналогично производят измерения и *R&s,,* на об­мотке НН и между обмотками ВН и НН.

Значение коэффициента абсорбции /Са=/?60,,/^?15,, не должно быть менее 1,3. Полученные значения сопротив­лений *Rav,* сравниваются с предыдущими измерениями или с заводскими данными (по паспорту). Значения сопротивления изоляции не должны быть ниже 70% за­водских данных. В противном случае требуется конт­рольная подсушка или сушка изоляции.

При отсутствии заводских данных можно пользо­ваться следующими значениями (для трансформаторов I—III габаритов напряжением до 35 кВ):

| Температура обмотки, ’С Наименьшие допустимые | 10 | 20 | 30 40 | 50 | 60 70 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| сопротивления изоля­ции /?60,, для обмоток ' трансформатора, МОм | 450 | 300 | 200 130 | 90 | 60 40 |
| 1 Для приведения | значений | | сопротивления | | R60,„ полу- |
| ( ценных на монтаже | при | температуре *h,* | | к температуре | |

1 *t2, а* также определения значений при температурах, не Iкратных 10, можно сделать пересчет, пользуясь разни­цей температур (/2—/1) и коэффициентом пересчета /гт: *t,—tt*  5 10 15 20 25 30 40 45 50 55 60 65

fc 1,23 1,5 1,84 2,25 2,75 3,4 5,1 6,2 7,5 9,2 11,2 13,9

i Пример I. В заводском протоколе указано: при изме­

нении по схеме ВН —бак, НН равно ЧОО МОм при температуре !бО°С. Измерение изоляции трансформатора на монтаже производи­лось при температуре 20°С и равно 400 МОм.

В этом случае *t2—*6=60—20=40°С и feT=5,l. Сопротивление ^изоляции, приведенное к 20°С, составляет /?60,, =400-5,1 =510 МОм. Поскольку сопротивление изоляции должно быть не ниже 70% этого значения, т. е. не менее 510-0,7 = 357 MOim, то значение сопро­тивления 400 МОм удовлетворяет нормам.

Пример 2. Сопротивление изоляции *R^n* трансформатора, измеренное на монтаже, равно 380 МОм при температуре 15°С.

Выше приведены значения 7?бе,, только *при* температурах, крат­ких .10. Поэтому для сравнения указанное значение *Rgo"* ПРИ тем­пературе 20°С приведем к температуре Г5°С. При разнице *t2—ti=* =20—15=5°С йт = 1,23. Следовательно, значение *R60n* при темпе­ратуре Г5°С равно 300-4',23=369 МОм, что удовлетворяет нормам. *' Измерения сопротивления заземляющего устройства* ''Производятся при помощи измерителей заземления ти­пов МС-07, МС-08, М-416 и другими приборами. Чтобы Измерить сопротивление заземлителя *Rx,* используются 'Два электрода длиной 1 м диаметром 10—20 мм ‘(рис. 10). Один электрод — зонд *R3—* забивают в грунт >На расстоянии 20 м от испытуемого заземлителя *Rx,*

а другой — вспомогательный заземлитель *RB*— на рас­стоянии 20 м от зонда. На приборе переключатель *1* устанавливается в положение *Регулировка.* Затем, вра­щая ручку прибора со скоростью 20 об/мин,. .одновре­менно регулировкой реостатом *2* добиваются установки стрелки прибора на красной черте шкалы. Если этого до­

стичь не удается, то всеми возможными мерами умень­шают сопротивление зонда. Окончив регулировку, пере­водят переключатель *1* в положение *Измерение* и при вращении ручки прибора отсчитывают по его шкале

искомое сопротивление за­

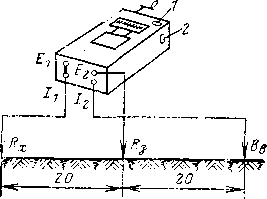
землителя *Rx.*

Рис. 10. Измерение сопротивле­ния заземляющего устройства. *1 —* переключатель; *2 —* реостат ре­гулировки.

Значение сопротивления заземляющего устройства в любое время года не должно быть более 10 Ом для трансформаторов мощ­ностью до 100 кВ-А и 4 Ом для ТП с трансформато­рами мощностью свыше

100 кВ-А.

*ПодготовкаТП к включе­нию и приемка в эксплуата­цию.* Распределение объемов работ по подготовке транс­

форматоров и другого оборудования ТП к включению

при их выполнении на МЗУ или непосредственно на объектах монтажа зависит от ряда местных условий. Целесообразнее максимально возможный объем выпол­нять на МЗУ. При плохом состоянии дорог после транспортировки необходимо повторно осматривать и испытывать оборудование ТП на объектах. Кроме того, испытания оборудования и его общий осмотр местные эксплуатационные предприятия Минэнерго СССР про­изводят па объектах монтажа во время приемки ТП.

Объем работы по подготовке к вводу отдельных ви­дов оборудования ТП рассмотрен выше. На объекте производится окончательная подготовка к включению напряжения всей подстанции с отрегулированным и ис­пытанным оборудованием. Обтираются от пыли, грязи и ржавчины металлические корпуса КТП и КТПП, а также оборудование ТП. При необходимости возобнов­ляется окраска на поврежденных местах конструкций и ошиновки и т. п. Проверяется правильность действия Виковых блокировочных устройств согласно заводским Инструкциям и проекту. Проверяется правильность Присоединения аппаратов и выводов согласно схеме, ■рукоятки приводов разъединителей, выключателей на- Ьузки, рубильников, автоматов и т. п. устанавливаются положение *Отключено.* Восстанавливается, если тре­буется, смазка техническим вазелином трущихся кон- йктных соединений аппаратов рубящего типа, а солидо- ом или смазками типа НК-3, ЦИАТИМ-201 — трущихся астей в системах механических передач приводов, (Верных поворотных запоров (задвижек), блокировок ‘ т. п. Укрепляются предупредительные плакаты на сех дверях ТП, через которые обслуживается оборудо- ;ание высокого напряжения, а также на опорах мач- овых ТП и на опорах с отдельно установленными для [ТП разъединителями. На всех ТП наносится краской 1х диспетчерский номер. Над рукоятками приводов ключающих аппаратов 6—10 и 0,4 кВ делаются над­шей с указанием номера и назначения линий.

Вновь построенные ТП принимаются в эксплуатацию олько при условии окончания всех работ и отсутствии дефектов и недоделок, препятствующих нормальной цеплуатации и снижающих безопасность работы ТП. (ля сдачи-приемки ТП в эксплуатацию в установленном Порядке назначается приемочная комиссия из пред-\* !тавителей предприятия электросетей энергосистемы, Монтажной организации и заказчика (колхоза или сов- юза). Одновременно заказчик, как правило, передает ГП для дальнейшей эксплуатации предприятию элект­росетей. Приемочной комиссии представляется на рас­смотрение техническая документация. В нее входят проект ТП с указанием внесенных изменений, если та- Совые были, и их обоснованием, акт приемки строитель­ной части ТП, акты на скрытые монтажные работы (по гаружному контуру заземления, подземной прокладке сабельных вводов, контактным соединениям, ошиновке (и т. д.). Кроме того, передаются протоколы с заключе­нием о допустимости включения трансформаторов без Осмотра его выемной части и без сушки или протоколы такого осмотра и сушки, протоколы испытания электри­ческой прочности и химического анализа трансформа­торного масла, испытаний и проверки всего оборудования ТП, ’а также измерения сопротивления заземляющего устройства.

Разрешение на включение подстанции под напря­жение дает приемочная комиссия при качественном выполнении работ, соответствии проекту, руководящим директивным и инструктивным материалам и положи­тельных результатах рассмотрения технической доку­ментации. Включение ТП под рабочее напряжение после предварительного осмотра и фазировки производит эксплуатационный персонал. Рекомендуется трехкратное включение толчком с последующим оставлением ТП под нагрузкой на 24 ч.

Акт приемки в эксплуатацию по существующей фор­ме составляет приемочная комиссия после нормальной работы ТП под нагрузкой в течение суток.

1. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТП

*Организация технической эксплуатации.* Надежность работы ТП зависит от качества проектных и строитель­но-монтажных работ, от уровня его эксплуатации, ко­торая должна производиться в полном соответствии с существующими руководящими и инструктивными ■ материалами [1,2, 3].

Правильная техническая эксплуатация ТП преду­сматривает своевременное и качественное проведение эксплуатационно-профилактических работ и планово­предупредительного ремонта.

Эксплуатационно - профилактические работы производятся для предупреждения появления и устранения возникающих в эксплуатации отдельных повреждений и дефектов. В объем этих работ входят систематические осмотры, профилактические измерения и проверки ТП. Плановые осмотры ТП производятся в дневное время согласно графику, утвержденному глав­ным инженером предприятия, но не реже одного раза в 6 мес. Внеочередные осмотры ТП производят после аварийных отключений питающих линий, при перегруз­ках оборудования, резком изменении погоды и стихий­ных явлениях (мокрый снег, гололед, гроза, ураган и т. п.); такие осмотры выполняются в любое время. Контрольные осмотры ТП производит инженерно-техни­ческий персонал не реже 1 раза в год. Обычно их совме­щают с проверкой средств грозозащиты, приемкой объектов к работе в зимних условиях, с осмотром ВЛ 6—10 или 0,4 кВ и т. д. При этом уточняются объемы ремонтов ТП на следующий год.

Планово-предупредительный ремонт ®ППР) разделяют на текущий и капитальный. Он про­изводится для поддержания ТП в технически исправном Состоянии, обеспечивающем длительную надежную и Экономичную работу путем восстановления и замены " !зношенных элементов и деталей.

При текущем ремонте ТП 1 раз в три-четыре года выполняются все работы, обеспечивающие нормальную ксплуатацию в период между капитальными ремонтами.

В случаях, не терпящих отлагательств до очередного ;апитального ремонта, производят профилактические >ыборочные ремонты с единичной заменой отдельных шементов и деталей ТП. Работы выполняются, как правило, эксплуатационным оперативным персоналом, юдержащимся за счет сметы эксплуатационных рас­ходов.

Капитальный ремонт ТП производится 1 раз j шесть — десять лет для поддержания или восстановле- шя первоначального эксплуатационного состояния ТП. Производится ремонт изношенных элементов и деталей 1ли их замена на более прочные и экономичные для улучшения характеристики оборудования ТП. Одно- феменно при капитальном ремонте выполняется полная >евизия оборудования ТП с подробным его осмотром, необходимыми измерениями и испытаниями, с устране­нием обнаруженных недостатков и дефектов. Работы выполняет специальный ремонтный персонал сетевых районов, который содержится за счет фонда амортиза­ционных отчислений, предусмотренных на капитальный ремонт. Подготовку ТП к выводу в капитальный ре­монт, приемку этого ремонта и ввод в эксплуатацию Производит эксплуатационный оперативный персонал сетевых районов.

В зависимости от состояния сооружений и оборудо- I вания ТП, устанавливаемого осмотрами, профилактиче­скими измерениями и проверками, сроки ремонтов могут быть изменены с разрешения руководства энер­госистемы. Аварийно-восстановительный ремонт произ­водится при возникновении необходимости сверх утверж­денного планового ремонта. Для большей эффективности [использования имеющейся механизации и более качест-, [венного выполнения работ в максимально сокращенные [сроки профилактические измерения и капитальный ре­монт на ТП целесообразно в ряде случаев производить

в централизованном порядке силами специализирован­ного персонала (лаборатории, мастерских и т. п.) пред­приятия электросетей.

Нормальная организация эксплуатации ТП преду­сматривает систематическое ведение технической доку­ментации, характеризующей электрооборудование и его состояния, а также планирование и учет выполнения про­филактических и ремонтных работ на ТП. Перечень тех­нической документации, ее содержание (форма) и поря­док ведения устанавливаются и утверждаются руковод­ством энергосистемы.

Одним из основных технических документов явля­ется паспорт-ремонтная карта ТП и паспорт-ре- монтная карта трансформаторов, установленных на ’этой ТП.

В паспорте-ремонтной карте ТП отражают­ся все технические и конструктивные данные об установ­ленном оборудовании, о произведенных ремонтах и ре­конструкции. В нем указываются инвентарный номер, тип и место установки ТП, наименование проектной и монтажной организации, дата ввода ТП в эксплуатацию. В паспорте вычерчивается электрическая однолинейная схема ТП с подробным указанием параметров установ­ленного оборудования ВН и НН, ошиновки, устройств грозозащиты, электроизмерительных приборов и пр.; указывается также наименование питающих линий и присоединений потребителей. Вычерчиваются план и разрез ТП с указанием основных размеров и конструк­тивных материалов, с нанесением1 контура заземления (для мачтовых ТП и КТП разрезы не требуются). В паспорте-карте записываются даты и результаты про­верок устройств грозозащиты, измерений сопротивления контуров заземления, данные о ремонтах и профилак­тических испытаниях оборудования и о ремонте соору­жений ТП.

На лицевой стороне п а с п о р т а - р е м о и т н о й карты силового трансформатора (или на заводском формуляре) указываются его основные тех­нические данные: инвентарный и заводской номера, тип, схема и группа соединений, год изготовления и ввода в эксплуатацию, мощность в киловольт-амперах, номи­нальные ток и напряжение на стороне ВН и НН, напря­жение х. х. и к. з., масса трансформатора, масса мас­ла, габариты. В паспорте также даются сведения

о причине снятия и новом месте установки трансформа­тора, данные об установке, снятии и перезарядке термо­сифонных фильтров и о положениях переключателя ответвлений.

В паспортах-картах ТП и трансформатора указы­ваются дата и причина ремонта, объемы выполненных работ, результаты испытаний и измерений, а также обнаруженные и неустраненные дефекты, замечания по работе оборудования ТП и трансформатора. Эти сведе­ния заносятся в соответствующие формы паспорта не позднее 5 дней после окончания работ на основании актов и протоколов. Паспорт или формуляр трансфор­матора хранится совместно с паспортом ТП, в которой он установлен. При любом перемещении трансформато­ра паспорт передается вместе с трансформатором.

Для определения возможности подключения новых потребителей и необходимости замены трансформато­ров и оборудования ТП целесообразно вести для зоны (участка) ТП журнал учета потребителей и измерений токов и напряжений в ТП. В журнале записываются по каждой ТП результаты из­мерения токов нагрузки на всех присоединениях НН, общая нагрузка трансформатора и неравномерность ее по фазам, а также значение напряжения на шинах ТП. Измерения производятся на стороне 0,4 кВ 2—3 раза в год в разное время года и суток.

Сводный учет ТП по зоне (участку) ве­дется в журнале учета ТП. В этом журнале указывают­ся инвентарный номер и тип ТП, место установки, наи­менование и номер питающей линии 6—10 кВ и источ­ник питания (подстанции 35—НО кВ), данные по транс­форматорам (их количество в ТП, мощность каждого из них в киловольт-амперах, напряжение в киловольтах и ток в амперах).

Из основной документации целесообразно вести ли­сток дефектов, ведомость дефектов и годовой совмещен­ный график ремонтных и профилактических работ. Л и- сток дефектов является первичным документом при осмотре ТП и выдаётся электромонтеру мастером с указанием объема осмотра. В листе электромонтер указывает номер ТП, дату осмотра, все обнаруженные дефекты и недостатки, выявленные при осмотре, и ста­вит свою подпись. По окончании осмотра листок возвра­щается мастеру, который проверяет его и намечает 4—712 49

Сроки устранения дефектов. После устранения дефектов в листке об этом делаются отметки, ставятся дата и подпись производителя работ.

Ведомость дефектов составляется мастером зоны (участка) ТП на основании листков дефектов, протоколов испытаний и т. и. В ведомости указываются наименование работ с детальной их расшифровкой, не­обходимые для выполнения этих работ примерные тру­довые затраты (в чел-днях или чел-ч), материалы и оборудование. Ведомость представляется в сетевой район за квартал до конца года и используется для планирования работ по ремонту на следующий год.

Годов ой график ремонтных и профи­лактических работ составляется с разбивкой по кварталам в разрезе каждой зоны (участка) мастера ТП и сводный по сетевому району с расшифровкой ос­новных объемов работ.

В совмещенном графике приводятся три вида ра­бот: капитальный и текущий ремонты, профилактиче­ские работы с перечнем выполняемых работ по каждому их виду. При капитальном ремонте производятся, на­пример, замена трансформаторов, ремонт приборов учета, строительной части ТП и т. д.; при текущем ре­монте производится комплексный ремонт ТП с профи­лактическими измерениями, при профилактических ра­ботах— осмотр ТП, чистка изоляции, измерение нагру­зок и напряжений, отбор проб масла, замена силикаге­ля и т. п. При составлении графика за основу принима­ется многолетний план комплексных ремонтов с учетом нормы периодичности ремонтов и испытаний, ведомостей дефектов, фактического состояния ТП, характера работ основных потребителей, объемов финансирования. По мере выполнения работ в графиках делаются об этом отметки помесячно мастером и техником по документа­ции.

Для выполнения необходимого ремонта в аварийных случаях, а также для замены оборудования, выводимого в капитальный ремонт, в сетевых предприятиях и райо­нах создается аварийный и ремонтный запас оборудо­вания и материалов. Номенклатура и количество этих запасов устанавливаются по местным условиям руко­водством сетевого предприятия и энергосистемы. Ре­зервный запас трансформаторов определяется по мето­дике, разработанной ВНИИЭ.

*.■ Эксплуатация трансформаторов* заключается в си- {стоматическом контроле за их нагрузкой, температурой [масла и его уровнем в расширителе [3]. При номиналь- f ной нагрузке трансформаторов с естественным масля­ным охлаждением температура верхних слоев масла согласно ПТЭ не должна превышать 95°С. Температура : нагрева его обмоток при этом достигает 105°С, так как ; перепад температуры от обмоток до верхних слоев мас- ■ ла равен примерно 10°С. Следует, однако, учитывать, j что при номинальных нарузках максимальная темпера- тура в наиболее горячих местах обмоток будет на 30— 35°С выше, чем в верхних слоях масла. Температура же масла в нижних слоях всегда меньше, чем в верх­них; так, при температуре масла в верхних слоях 80°С внизу она будет 30—35°С, а в середине бака трансфор­матора — 65—70°С.

Известно, что с изменением нагрузки трансформато­ра температура масла повышается или снижается зна­чительно медленнее, чем температура обмоток. Поэтому показания термометров, измеряющих температуру мас­ла, фактически отражают изменения температуры обмо­ток с запозданием на несколько часов.

Большее значение для нормальной длительной рабо­ты трансформаторов имеет температура окружающего их воздуха. В средней полосе СССР она колеблется от —35 до +35°С. При этом допускается превышение тем­пературы масла в трансформаторе над максимальной температурой окружающего воздуха до 60°С, и транс­форматоры в этих *местностях* могут работать при но­минальной мощности, указанной на их табличке. Когда температура воздуха будет больше 35°С (но не вы­ше 45°С), нагрузка трансформатора должна быть сни­жена из расчета 1 % его номинальной мощности на каждый градус превышения температуры воздуха.

Режим работы трансформаторов опре­деляется значениями тока нагрузки, напряжения па стороне первичной обмотки и температуры верхних слоев масла.

Согласно требованиям [1] необходимо периодически по графику *в периоды* максимальных и минимальных нагрузок проверять напряжение в сети и нагрузку трансформаторов, общую и каждой из фаз, для выяв­ления ее неравномерности. Напряжение, подводимое к понижающему трансформатору, не должно превышать более чем на 5% значение напряжения, соответствую­щее данному ответвлению обмотки ВН. Как правило, трансформаторы не должны перегружаться сверх номи­нальной мощности. Однако трансформаторы ТП не всегда бывают загружены равномерно до номинальной мощности ни в течение суток, ни в течение года. В связи с этим допускается перегружать трансформаторы за счет недоиспользования их мощности в периоды недо­грузки.

Нагрузка, например, сельских ТП часто колеблется в течение суток от 15 до 100%, а продолжительность ее максимума иногда не превышает 1—2 ч. Наиболее низ­кая нагрузка ТП бывает летом, когда ее максимум в сравнении в зимним составляет только 40—60%. Учитывая эти особенности, зимой трансформатор можно дополнительно перегружать из расчета 1% его номи­нальной мощности на 1% недогрузки его в летнее вре­мя, но не более чем на 15%. Суммарная длительная зимняя перегрузка за счет суточной и летней недогру­зок допускается до 30% номинальной мощности транс­форматора, работающего на открытом воздухе, и до 20% —в закрытых помещениях.

По окончании перегрузки температура перегрева отдельных частей трансформатора не должна выходить за допустимые пределы. Допустимая перегрузка и ее продолжительность для масляных трансформаторов, изготовленных по ГОСТ 11677-65 и 1202^-66, могут быть установлены по графикам нагрузочной способности со­гласно ГОСТ 14209-69.

Помимо указанных перегрузок для ранее незагру­женных трансформаторов в эксплуатации допускается кратковременная перегрузка в аварийных режимах. Аварийные перегрузки независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры ок­ружающего воздуха допускаются в следующих преде­лах:

Перегрузка по току, % к номинальному . . 30 45 60 75 100 200 Длительность перегрузки, мин 120 80 45 20 10 1,5

Важное значение имеет также равномерное распре­деление нагрузки по фазам. Неравномерность нагрузки вызывает дополнительный нагрев масла и обмоток трансформатора, что приводит к преждевременному старению изоляции обмоток и масла и может вызвать повреждение трансформатора. Кроме того, при. этом

I

вдается несимметрия фазных напряжений, что может зивести к повреждению токоприемников потребителей, слюченных между фазным и нулевым проводами. Сте- !нь неравномерности нагрузки фаз трансформатора на ■ороне 380/220 В не должна превышать 10%. Степень 1и коэффициент неравномерности *kH,* %, определяется ормулой

*ka =* ~~2макс~~ ~~100~~

\*ср

E

ie /макс — значение тока в максимально загруженной азе, А; *1ср —* среднее арифметическое значение токов iex фаз в тот же момент, А:

***t* \_ + la + ^3**

СР 3

Проверка общей нагрузки, распределение нагрузки ! уровней напряжения по фазам производится не менее i раз в год в характерные сутки в периоды максималь- юй и минимальной нагрузок трансформатора на сторо- ie вторичного напряжения. Внеочередная проверка ле­тается при возникновении значительных изменений на- рузки (присоединение новых потребителей либо увели- [ение мощности существующих и т. д.). Значение на- ■рузки фаз измеряется на стороне 0,4 кВ токоизмери- ‘ельными клещами со шкалой амперметра от 5 до Й000 А, а уровней напряжений — стрелочными вольт­метрами со шкалой до 600 В.

Неисправности трансформаторов. При формальной эксплуатации трансформаторы работают итолне надежно около 20 лет. Однако при неправильной >аботе устройств защиты от перенапряжений и от то- сов к. з. и других причин возможна повреждаемость ■рансформаторов. Больше всего повреждаются обмотки трансформатора (около 60 %)• Далее идут выводные шоляторы, переключатели ответвлений обмоток и, нако­нец, магнитопровод, бак, арматура и прочее.

Основными видами повреждений обмоток являются зитковые замыкания, замыкания на корпус (пробой фзоляции), междуфазные к. з. и обрыв. Витковые замы- сания отдельных фаз. обмоток происходят при естест­венном старении и износе изоляции, а также в резуль­тате систематических перегрузок трансформатора или механических повреждений изоляции (от электродина­мических усилий) при сквозных к. з. Замыкания, на

корпус и междуфазные к. з. происходят из-за старения изоляции, увлажнения масла и понижения его уровня, внутренних и внешних (грозовых) перенапряжений’ а также при деформации обмоток от сверхтоков при сквозных к. з. Обрыв в цепи обмоток наиболее возмо­жен при обгорании отводов (выводных концов) из-за низкого качества соединений или механических повреж­дений во время к. з. Образующаяся при обрыве цепи дуга разлагает масло и может вызвать к. з. между фа­зами или на корпус.

Повреждения на выводных изоляторах трансформа­тора происходят при перекрытии на корпус или между фазами. Это может быть вызвано наличием трещин на изоляторах, понижением уровня масла при одновремен­ном загрязнении внутренних поверхностей изоляторов, нарушением изоляции отводов к изоляторам или пере­ключателю, попаданием на трансформатор животных или птиц. Одной из неисправностей выводов является течь масла из-за нарушения уплотнений во фланцах или токопроводящих стержнях.

У переключателей напряжения преимущественно повреждаются трущиеся контактные поверхности из-за ослабления контактов, их оплавления или полного выго­рания. Причинами повреждения являются неудовлетво­рительная конструкция переключателя, нарушение ре­гулировки, воздействие сверхтоков при к. з.

Наиболее серьезным повреждением магнитопровода является нарушение изоляции между отдельными ли­стами, стяжными болтами и пр. В результате образу­ется короткозамкнутый контур, вызывающий сильные местные нагревы стали вихревыми токами (так назы­ваемый «пожар стали»).

Неисправности трансформатора иногда возникают при различных механических повреждениях бака или арматуры, а также при нарушениях уплотняющих про­кладок, вызывающих течь масла.

Трансформатор осматривается без его отключения ровРТПе РЭЗа В 6 МеС П° общему графику осмот-

При осмотрах трансформатора про­веряют: характер его гудения, которое должно быть равномерным, низкого тона и без посторонних звуков- температуру масла (по термометру) и ее соответствие нагрузке и режиму работы трансформатора; уровень 54

4Ласла в маслоукйзателе: положение крана между рас- /ширителем и баком; отсутствие течи масла в местах уплотнений, из кранов и пробок, из сварных швов и т. п., Отсутствие на поверхности изоляторов трещин, сколов и следов перекрытий дугой, загрязненности изоляторов; (состояние бака, расширителя и арматуры, чистоту их поверхности; наличие заземления бака; внешнее состоя­ние подсоединенных шин и кабелей, контактных соеди­нений с выводами изоляторов; внешнее состояние тер- Ьлосифонного фильтра и воздухоосушительного фильтра ■на расширителе.

**I** Текущий ремонт трансформатора с его ^отключением, но без выемки активной части его произ­водится на месте установки в ТП по мере необходимо- |сти, но не реже 1 раза в 3—4 года.

**Т** После подготовки к ремонту производится наружный осмотр трансформатора с устранением обнаруженных неисправностей.

Наружная поверхность бака, расширителя, термоси- Ьонного фильтра, изоляторов, арматура очищаются от шли и грязи, и при необходимости возобновляется по­врежденная окраска. Проверяется работа маслоуказа- Геля, спускного крана, всех уплотнений и прокладок; спускается грязь из отстойника расширителя, берется на испытание проба масла; делается ревизия термоси­фонного и воздухоосушительного фильтров с их про­чисткой и заменой сорбента; доливается масло в нео ходимом количестве. Осматриваются ошиновка с изоля­торами и присоединение к баку шин заземления, нроиз- ьводится подтяжка болтов контактных соединений.

* После окончания текущего ремонта производятся ’ необходимые измерения и испытания трансформатора

' (см. п. 3) и затем он включается под напряжение.

Капитальный ремонт трансформатора с выемкой активной части его производится по графику 1 раз в 6—10 лет по данным профилактических испы­таний.

В зависимости от местных условий работы и состоя- , ния трансформатора эти сроки могут быть значительно сокращены. Внеочередной ремонт производится в слу­чаях частых воздействий сквозных к. з., систематических

* перегрузок, ненормального нагрева трансформатора, ненормального гула и потрескивания внутри трансфор­матора, значительного повреждения изоляторов, резко-

го ухудшения качества масла и других Выявившихся в эксплуатации неисправностей.

Кроме того, может возникнуть необходимость ава­рийно-восстановительного ремонта, вызванного тем или 1 иным повреждением, препятствующим дальнейшей эксплуатации трансформатора при аварии.

Капитальный ремонт в зависимости от объема произ­водимых работ можно разделить на три основных вида: ' мелкий ремонт — ревизия с выполнением работ, не требующих разборки сердечника;

средний ремонт с объемом работ, как при ревизии, и с разборкой сердечника, но без обмоточных работ;

крупный ремонт, в который входят все работы мелко­го и среднего ремонта и все виды обмоточных работ.

Капитальный ремонт трансформаторов, как правило, производится в ремонтных мастерских сетевого района или предприятия. Аварийно-восстановительный и круп­ный ремонты с большим объемом работ по перешихтов- > ке магнитопровода и по замене обмоток целесообразно выполнять в централизованном порядке в специализиро­ванных мастерских энергосистемы или на ремонтном за­воде. ‘ >

Перед отключением трансформатора от сети рекомен- ■ дуется сделать внешний его осмотр для выявления воз- ! можных дефектов во время работы под нагрузкой, не | замеченных ранее при эксплуатационных осмотрах. Пос- i ле отключения сразу проверяются на ощупь нагрев кон­тактов на изоляторах, наличие течи или подтеков масла, измеряется мегаомметром сопротивление изоляции го­рячих обмоток.

В полный объем капитального ремон- т а трансформатора входят все работы, связанные с разборкой сердечника, перешихтовкой магнитопровода, заменой обмоток и масла.

Прежде всего вынимают из бака активную часть трансформатора, предварительно подготовив, как указа­но ниже, трансформатор для подъема активной части его и ремонта.

Далее осматриваются и испытываются магнитопро­вод и обмотки, предварительно очищенные и промытые сухим чистым маслом. Производится частичный или полный ремонт магнитопровода и обмоток с разборкой или без разборки сердечника. При необходимости про­изводятся сушка изоляции обмоток, очистка и сушка масла или же полная замена масла.

1. Одновременно ремонтируются переключатель и от- [етвления обмоток к переключателю, изоляторы; ремон- Йруются, очищаются и окрашиваются термосифонный фильтр, расширитель, бак, крышка, краны и арматура; вменяется силикагель в фильтрах; заменяются пришед­шие в негодность уплотняющие прокладки. Производится рорка трансформатора, и проводятся установленные вормами измерения и испытания.

Порядок, технические условия погрузочно-разгрузоч- fcix работ и транспортировки трансформаторов, отправ- Ьемых в ремонт и обратно после ремонта на ТП, при- Едены в п. 2.

I Помещение мастерских, где производятся вскрытие и емонт трансформатора, должно быть закрытым, чистым, [нормальной (50—60 %) относительной влажностью и Ьмпературой воздуха на 10—15°С выше температуры рружного воздуха (особенно в холодное и сырое время рда). Температура в верхних слоях масла при вскрытии рансформатора не должна быть ниже температуры воз­духа в помещении. В противном случае трансформатор юлжен простоять перед вскрытием в помещении до гтественного выравнивания температур. Перед вскрыти- |л трансформатор тщательно очищается от пыли и грязи I протирается тряпкой, смоченной трансформаторным |аслом.

I Если трансформатор, выведенный в плановый ре­монт, до этого работал нормально и при осмотрах не |ыло обнаруженно серьезных неисправностей, то перед фо вскрытием производится внешний осмотр и измеря­ется мегаомметром сопротивление изоляции обмоток. Грансформатор, поступивший в ремонт из-за поврежде- (ий или ненормальностей в работе, с неустановленным Характером и местом повреждения до вскрытия подвер­нется таким же испытаниям, как и после капитального >емонта (см. п. 4).

Для подъема выемной части трансформатора приме- шются таль л стропы, испытанные по нормам. Подъем­ный крюк тали располагается строго по центру тяжести 1ыемной части, чтобы не было перекосов при ее подъеме 1з бака.

Условия выбора стропов и правильность их работы гри подъеме приведены в п. 2.

Перед снятием крышки из трансформатора частично (пускается масло до уровня, находящегося ниже уплот-

няющей прокладки под крышкой, при этом проверяется работа маслоуказателя, затем снимается расширитель.

При подъеме нужно следить, чтобы активная часть трансформатора не задевала за стенки бака, а после его подъема из масла он оставляется в подвешенном состоя­нии на 10—15 мин над баком для стекания масла. Затем активная часть трансформатора поднимается на доста­точную высоту, и бак трансформатора с маслом отка­тывается в сторону. На его место укладывается настил из деревянных брусьев с противнем из листовой стали для стока масла, на который и опускается активная часть. Бак с маслом закрывается сверху чистым и сухим листом стали, прессшпаном и т. п. для исключения попа­дания в него посторонних предметов.

При осмотре обмоток сердечника проверяются состо­яние изоляции, расклиновка, плотность запрессовки об­моток и ярмовой изоляции, отсутствие деформации и смещения обмоток, состояние выводов и ответвлений и исправность их изоляции. Проверяются также исправ­ность действия переключателя и состояние его контакт­ной системы, надежность всех паек и контактных сое­динений, ответвлений, состояние всех выводных изоля­торов. При осмотре магнитопровода проверяются плотность его прессовки (щупом, гаечным ключом), от­сутствие цветов побежалости, целость заземления и проч­ность его крепления. Мегаомметром 1000—2500 В опре­деляется сопротивление изоляции ярмовых балок, прес­сующих колец и доступных стяжных шпилек. Сопротивление изоляции не должно быть менее 5 МОм. Выявленные при осмотре-ревизии дефекты и небольшие повреждения немедленно устраняются, если для этого не требуется разборка магнитопровода.

Производится измерение сопротивления изоляции об­моток ВН и ЫН между собой и магнитопроводом, а так­же измерение активного сопротивления обмоток на всех ответвлениях (см. п. 3).

Если ремонт-ревизия трансформатора происходил при нормальных влажности и температуре окружающе­го воздуха, активная часть трансформатора находилась без масла не более 24 ч и при этом сопротивление изо­ляции обмоток оказалось в норме, то ее опускают в бак с проверенным и подготовленным для этого маслом. В противном случае до сборки трансформатора требу­ется произвести сушку изоляции обмоток.

(

Одновременно с ремонтом выемной части трансфор- [атора выполняются ремонт, очистка и окраска его бака, рышки, термосифонного фильтра, кранов и другой ар- [атуры. Производятся химический анализ масла и, если ребуется, его очистка и сушка или же полная смена, ‘ермосифонный фильтр и воздухоосушитель заполня­йся сухим и чистым силикагелем, проверяется состояние плотняющей прокладки между баком и крышкой, и при еобходимости она заменяется.

При опускании активной части трансформатора в 5ак применяют направляющие шпильки, вставляемые в 1ескольких противоположных по периметру крышки мес­тах на крышке и раме бака. Закрепление крышки к раме >ака болтами следует делать равномерно по всему пери­метру во избежание возможных перекосов крышки.

После сборки трансформатора и установки расШи- )ителя производится доливка сухого проверенного мас- ia вначале через отверстие в крышке до полного запол- | нения бака, а затем после закрытия отверстия пробкой —• 1ерез отверстие в верхней части расширителя до соот- штствующей отметки на маслоуказательном стекле.

После окончания ремонта проводятся послеремонт- йые испытания по установленным нормам (см. п. 3 и 4).

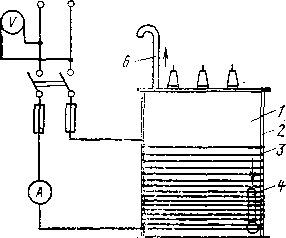
В случаях обнаружения при осмотре-ревизии и испы­таниях значительных повреждений или разрушений об­моток или магнитопровода, требующих разборки сердеч­ника для замены или восстановления отдельных его частей, производится средний или крупный ремонт. Рас­смотрение технологии таких видов ремонта в задачи настоящей книги не входит. Обычно такие ремонты

I выполняются специализированным ремонтным, а не эксплуатационным персоналом.

I Для сушки изоляции обмоток трансфор- | (матора существует несколько способов.

I 1. Способ индукционных (вихревых) потерь в стали бака трансформатора с применением специальной намаг­ничивающей обмотки, располагаемой вокруг наружных стенок бака.

1. Способ сушки токами нулевой последовательности за счет потерь в массивных частях магнитопровода и бака.
2. Использование горячего воздуха в специальной су­шильной камере-шкафу под вакуумом или без него.
3. Использование токов к. з.



*5*

Рис. 11. Схема сушки трансформа­тора способом индукционных по­терь.

/•—трансформатор; *2 —* асбестовые ли­сты для утепления бака и изоляции; *3—* намагничивающая обмотка; *4 —* труба для забора воздуха; 5 — элек­тропечи для подогрева дна бака; *6 —* вытяжная труба.

Сушка первыми двумя способами производится в соб­ственном баке без масла. Активная часть трансформа­тора и бак предварительно промываются чистым и сухим маслом, очищенным от остатков масла и шлама, и на­сухо вытирается.

Намагничивающая обмотка из провода с асбестовой изоляцией, ПБД или ПР накладывается на бак (поверх­ность которого утепляется листовым асбестом) витками через 3—5 мм па расстоянии 0,5—0,6 высоты бака. Внизу бака витки накладываются плотнее. Количество витков, сечение провода и подводимое напряжение оп­ределяются расчетом или опытным путем так, чтобы температура обмоток трансформатора не превышала 95—100°С, а бака 105— 110°С [4]. Например, для трансформатора мощ­ностью 100 кВ-А прини­мается 130 витков прово­да сечением 4 мм2 при напряжении 220 В и тем­пературе окружающего воздуха 15—20°С.

Температура обмоток и бака контролируется установленными термопа­рами (на баке можно тер­мометрами) и регулиру­ется периодическим от­ключением намагничи­вающей обмотки.

Влага из бака удаля­ется естественной цирку­ляцией теплого воздуха. Для этого внизу бака в кран для слива масла вставляется газовая труба длиной 0,5 м, согнутая под углом 90° и расположенная вдоль бака под намаг­ничивающей обмоткой. На крышке бака устанавливается вытяжная труба высотой 1—1,5 м, изогнутая на верхнем конце с отводом вниз (на 180°) во избежание конденса­ции влаги (рис. 11). Для ускорения процесса сушки ре­комендуется производить ее под вакуумом или с проду­ванием (вентиляцией) обмоток горячим воздухом.

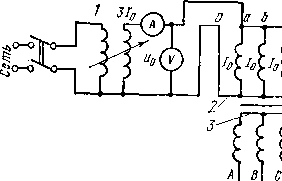
/ Во время сушки периодически записываются показа- Тния приборов, измеряющих ток *в* намагничивающей об- ; мотке, подводимое напряжение, температуру стенок бака |- 'и обмоток, сопротивление изоляции обмоток. Сушка счи- тается законченной, если в течение 6 ч подряд сопротив­ление изоляции обмоток трансформатора остается неизменным и отсутствует выделение конденсата при постоянной температуре стенок бака 105°С. Затем пос­тепенно снижается температура стенок бака и обмоток до 60—80°С и бак заполняется подготовленным сухим маслом. Через 6—8 ч после заливки маслом трансфор­матор охлаждается до 35—40°С и производится выемка активной части трансформатора для его осмотра, рас- клиновки и затяжки крепле­ний обмоток. По окончании ревизии обмотка сразу опу­скается в бак, крышка за­крепляется болтами, уста­навливается расширитель и доливается масло.

Рис. 12. Схема сушки транс­форматора токами нулевой по­следов ательности.

/ — сварочный трансформатор; *2—* намагничивающая вторичная (НН) обмотка силового трансформатора;

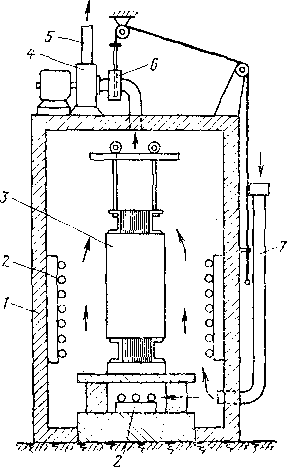
*3 —* первичная (ВН) обмотка.

Способ сушки токами ну­левой последовательности отличается тем, что намаг­ничивающей обмоткой в нем служит вторичная обмотка НН трансформатора. Напря­жение питающей сети подво­дится к объединенным вы­водам трех фаз и нулевой точке обмотки НН при ра­

зомкнутой первичной обмотке ВН, соединенной в звезду (рис. 12). Нагрев трансформатора до температуры 100—110°С происходит за счет потерь тепла в намагни­чивающей обмотке НН, в стали магнитопровода и его металлических конструктивных деталях, а. также в стен­ках, дне и крышке бака. Создаваемый обмотками и маг­нитопроводом тепловой поток выводит из изоляции об­моток поток влаги, которая удаляется из трансформа­тора естественной вентиляцией горячего воздуха, так же как при предыдущем способе сушки. Напряжение, под­водимое для сушки, значительно меньше номинального (0,4 кВ) и составляет 30^60 В (большие значения от­носятся к трансформаторам мощностью 25—30 кВ-А). Мощность, необходимая для нагрева токами нулевой последовательности трансформаторов, составляет 1 — 6112 кВ-А. Эту мощность *Ро* и ток /0 нагрева в зависимо­сти от поминальной мощности *Рн* трансформатора мож­но примерно определить по выражениям

*Ро =* 0,8 4- 0,016 *Рн,* кВ-А;

/о =10 + 0,3 Ль А.



Для трансформаторов мощностью до 630 кВ-А целе­сообразно использовать сварочный трансформатор, кото­рым можно и регулировать напряжение при сушке. Об-

Рис. 13. Сушка трансформатора в камере-шкафу горячим возду­хом.

1. — утепленная несгораемая камера;
2. •— электропечи; *3 —* магнитопровод трансформатора; *4* вентилятор с элек­тродвигателем; *5 — вытяжная труба; 6 —* регулируемая задвижка; 7 — труба для забора воздуха с фильтром для его очистки па конце.

щее время сушки сокра- щается на 30—40% по сравнению с первым спо­собом. Контроль -за тем­пературой во время суш­ки, определение времени ее окончания, заполнение бака маслом и ревизия трансформатора произво­дятся так же, как и при первом способе сушки.

В условиях специали­зированных мастерских применяется сушка изо­ляции обмоток без масла в специальном вакуумном шкафу. Нагрев в нем про­изводится нагревательны­ми элементами, располо­женными внутри шкафа (на дне и на его стенках), с постепенным повышени­ем температуры до 100— 105°С и подъемом вакуу­ма до 70 мм рт. ст. Сушка сердечника идет очень ин­тенсивно и качественно.

Менее совершенен, но более прост способ суш­ки изоляции обмоток го­

рячим воздухом с вентиляцией в специальной несго­раемой и теплоизолированной камере-шкафу, но без вакуума (рис. 13). Нагрев воздуха производится так­же нагревательными элементами, -находящимися вну­три камеры. Иногда горячий воздух подается в каме­ру от электротепловоздуходувки, установленной ря- 62

дом с ней. В верхней части камеры устанавливается отсасывающий вентилятор с регулируемой задвижкой на воздухозаборе для удаления влажного воздуха из ка­меры в атмосферу. Температура в камере поддержива­ется автоматически в пределах 100—1059С. Сушка в за­висимости от состояния изоляции обмоток продолжается от 24 до 40 ч.

В способе сушки током к. з. соединяется накоротко

* вторичная НН обмотка трансформатора, а к первичной ! обмотке подводится напряжение, соответствующее на- L пряжению к. з. *ек,* указанному в паспорте трансформато- ! ра. При этом в обеих обмотках будут протекать токи, i равные номинальным токам трансформатора, а мощ-
* ность источника тока составит не менее 4,5—6% его но- . минальной мощности. Температура масла в верхних

слоях регулируется в пределах 90—100°С, причем одно- j. временно с сушкой обмотки происходит и сушка масла. ) Сушка этим способом приводит к ускоренному старению \* изоляции обмоток и ухудшает качество масла вследствие | длительного их нахождения при высокой температуре и ( поэтому применяется только в исключительных случаях.

Режим сушки трансформаторов указанными способа- , ми производится в основном в соответствии с [5] и уточ­няется разработанными местными инструкциями.

Трансформаторное масло в процессе эксплуа­тации, поглощая из атмосферы влагу и кислород, старе­ет, увлажняется, загрязняется и иногда подвергается крекинг-процессу (разложению при высокой температу­ре без доступа воздуха) вследствие внутренних местных перегревов. Ухудшение качества масла отрицательно отражается на работе самого трансформатора и особен­но на состоянии изоляции его обмоток. Поэтому конт­роль за маслом в трансформаторе является важнейшей частью эксплуатационного надзора. В соответствии с ПТЭ кроме наблюдения за уровнем и температурой масла требуются периодические испытания его электри­ческой прочности и проведение химического анализа.

В настоящее время в эксплуатации применяют транс­форматорные масла трех марок:

из маслосернистых нефтей кислотно-щелочной очист­ки (по ГОСТ 982-68);

сернистое масло фенольной очистки с содержанием серы до 0,6% и с антиокислительной присадкой ДБПК в количестве 0,2% (по ГОСТ 10121-62);

гидроочищенное масло с содержанием серы до 0,2% (по МРТУ 12Н № 95-64).

Смешение масел разных марок между собой не реко­мендуется, так как это может привести к нарушению стабильности получаемых смесей. При необходимости допускается смешивать масло по ГОСТ 982-68 с маслом по МРТУ 12Н № 95-64 в любых соотношениях и масло этих марок в количестве его менее 30% к общей сме­си с маслом по ГОСТ 10121-62. Допустимость указанных смешений масел проверяется лабораторными испытания­ми на стабильность смеси в соотношениях, фактически принимаемых в эксплуатации. Допускается не проверять стабильность смеси, если доливаемое масло не превыша­ет по массе 5% залитого масла.

Трансформаторное масло, находящееся в эксплуата­ции, должно подвергаться сокращенному анализу перед вводом трансформатора в работу не реже 1 раза в 3 го­да и после каждого капитального ремонта трансформа­тора; у трансформаторов мощностью 320 кВ-А и выше, работающих без термосифонных фильтров, сокращенный анализ масла делается 1 раз в год. Внеочередные про­верки масла производятся при обнаружении отклонений от нормальной работы трансформатора.

Масло в трансформаторе считается непригодным к эксплуатации, если оно не соответствует хотя бы одной из норм сокращенного анализа:

кислотное число не более 0,25 мг КОН;

реакция водной вытяжки нейтральная, содержание водорастворимых кислот в эксплуатационном масле трансформаторов мощностью до 630 кВ-А включительно, работающих в городских и сельских электросетях, не бо­лее 0,03 мг КОН;

механические примеси отсутствуют (визуальная про­верка) ;

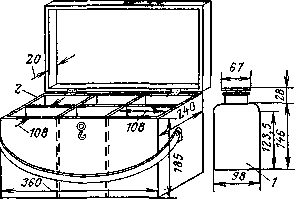
уменьшение температуры вспышки не более чем 5°С от первоначального значения. Это может произойти вследствие смещения масла, находящегося в трансфор­маторе (например, при доливках), с маслом, для которо­го нормируется более низкая температура вспышки;

электрическая прочность для трансформаторов напря­жением до 15 кВ не ниже 20 кВ.

О старении масла судят по двум характеристикам: по изменению кислотного числа и реакции водной вы­тяжки с проверкой на количественное содержание водо-

f

растворимых кислот. Кислотным числом называется ко­личество миллиграммов едкого калия (КОН), необходи­мого для нейтрализации всех кислых соединений, (находящихся в 1 г масла. Реакция водной вытяжки поз- I воляет определить присутствие растворенных в воде, со- I держащихся в масле кислот и щелочей.

' Резко увеличивающееся снижение температуры ' вспышки масла в трансформаторах указывает на его : разложение при высоких внутренних перегревах. При . снижении ее более чем на 5% первоначального значения

трансформатор как неис­правный срочно отключа- ' ется и выводится в ре­монт.

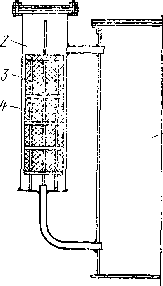
Пробивное напряже­ние масла в основном за- ; висит от степени увлаж- **I** ненности и наличия меха- | нических токопроводящих примесей.

Для отбора проб мас­

ла на анализ рекомен- Рис. 14. Ящики для проб масла, дуется использовать стек- / — стеклянная банка; 2 — деревянный лянные банки емкостью Я1ЦИК’ 0,5 и 1,0 л с широким горлом и притертыми стеклянными пробками или сухими деревянными. Для удобства транспортировки при взятии проб масла непосредственно на ТП банки с пробами устанавливают в специальные деревянные ящики с ячейками (рис. 14). Банки для проб масла не­обходимо предварительно промыть, хорошо просушить и закрыть пробкой; открывать их до отбора проб не сле­дует. Отбор проб масла нужно делать только в сухую или морозную погоду. Краны или спускные отверстия (пробки) в нижней части бака трансформатора перед взятием пробы тщательно вытирают чистыми и сухими

тряпками, после чего их промывают, медленно спуская до 2 л масла в подставленную посуду. Банка и пробка дважды ополаскиваются отбираемым маслом, банка на­полняется маслом, а затем закрывается пробкой. Зимой при отборе масла при низкой температуре воздуха банку и пробку прогревают теплым маслом из трансформато­ра, быстро его выливают и набирают масло для пробы.

В процессе эксплуатации трансформаторного масла

Рис. 15. Термосифопный фильтр.

догревом масла до

/ — трансформатор; 2 — корпус фильтра; 3 — стальная проволочная сетка; *4 —* сорбент.

его первоначальные, физико-химиче­ские свойства ухудшаются вещества­ми, которые могут быть как нераст­воримыми, так и растворимыми в нем. Вещества, нерастворимые в масле (вода в виде осадка и эмульсии, шлам, взвешенный углерод и другие механические примеси), удаляют путем механической очистки (сепа­рированием к фильтрованием с по- 40—60°С). Вещества, растворимые

в масле (органические кислоты смолистые асфальтооб­разные вещества и др.), удаляют только регенерацией (восстановлением) путем периодической или непрерыв­ной его фильтрации через адсорбер.

В условиях работы в сельских районах периодическая регенерация масла производится обычно централизован­но в специализированных маслохозяйствах энергосисте­мы, куда масло и отправляется. Трансформаторы после ревизии (с очисткой и промывкой магнитопровода и ба­ка) заполняются сухим маслом, удовлетворяющим тре­бованиям норм. Трансформаторы новых серий мощно­стью 160 кВ-А и выше снабжены термосифонными фильтрами, в которых регенерация масла происходит непрерывно (рис. 15). Термосифонные фильтры запол­няются сорбентом (силикагель, активная окись алюми­ния), помещенным в сетку из стальной проволоки для облегчения его замены. Циркуляция масла через фильтр происходит сверху вниз за счет разности температур. Емкость термосифонных фильтров составляет 1,5—2% объема масла, а количество засыпаемого в них сорбен­та— около 1% массы масла трансформатора. Сроки за­мены сорбента в термосифонном фильтре устанавлива­ются по результатам химического анализа масла на кис­лотное число и реакции водной вытяжки. Рекомендуется делать замену сорбента при кислотном числе масла 0,1—0,15 мг КОН или при появлении в масле кислой реакции водной вытяжки [6].

*Эксплуатация электрооборудования.* Осмотры, ремон­ты и профилактические испытания оборудования на ТП, 66

■включая трансформатор, производятся в основном ком­плексно в одни сроки.

Осмотры производятся без снятия напряжения и лишь **|в** отдельных случах, при необходимости, с частичным или «полным отключением оборудования ТП.

**1** У выключателей нагрузки, разъедини- ■телей и их приводов проверяются отсутствие сле- Вгдов перекрытия и разрядов на изоляторах и изоляцион- 1ных тягах, положение ножей в неподвижных контактах, **I** отсутствие следов местных перегревов рабочих контак- **I** тов, внешнее состояние дугогасящих ножей и камер |.у выключателя, правильное положение рукояток приво- V. дов, исправность гибкой связи между ножом и выводным i зажимом у разъединителей типа РЛНД.

i У предохранителей типа ПК проверяются

соответствие плавких вставок параметрам защищаемого оборудования, целость и исправность патронов, правиль­

ность расположения и закрепления патронов в непод­вижных контактах, состояние и положение указателей

срабатывания предохранителей типа ВНП-17.

У разрядников проверяются отсутствие следов

дуги перекрытия по поверхности, правильность установ­ки и наличие присоединения шин ВН и заземления, значение внешних искровых промежутков трубчатых

разрядников и правильность расположения зон выхода.

Изоляторы проходные, опорные и шты­ревые должны быть проверены на отсутствие сколов, трещин и следов перекрытия дуги.

У ошиновки РУ 6—10 кВ проверяются отсут­ствие следов местного нагрева контактов в местах при­соединения к оборудованию и в соединениях шин, состо­яние окраски и крепления шин.

У кабельных устройств проверяются состоя- нйе кабельных муфт и воронок, отсутствие течи мастики, целость наконечников, наличие маркировки, расстояние между жилами (на глаз), отсутствие джутовой оболочки на открытых участках и наличие окраски брони кабеля, заземления муфт и воронок, состояние кабельных приям­

ков и проходов через стены.

В РУ низкого напряжения (щиты) долж­ны проверяться состояние рабочих контактов рубильни- ников, предохранителей и автоматов, отсутствие на них следов копоти, перегрева и оплавления, состояние тран­сформаторов тока, реле защиты и разрядников типа

67

5\*

РВН-0,5, целость плавких вставок предохранителей й их соответствие параметрам потребителей, исправность фотореле в действии, целость пломб и защитных стекол на приборах учета и измерения, исправность их подвиж­ной системы, состояние контактов ошиновки 0,4 кВ и ее крепления, целость наконечников на проводах и ка­белях.

При осмотре электрооборудование ТП проверяются также загрязненность оборудования, оши­новки, проводов и конструкции, наличие предупредитель­ных плакатов по ТБ и поясняющих надписей, указываю­щих назначение оборудования1 и присоединений, пригод­ность защитных средств по ТБ, наличие необходимой блокировки и ее исправность, наличие однолинейной схемы ТП, состояние заземляющего контура и его при­соединений к оборудованию, заземляющей проводки, состояние подходов ВЛ 6—10 кВ и отходящих линий, их взаимное расположение и крепление на ТП.

Текущий и капитальный ремонты обо­рудования ТП производят с полным снятием на­пряжения в сроки, установленные графиками ремонта, преимущественно в весеннее и летнее время года.

Типовые объемы ремонтов по отдельным видам обо­рудования ТП приводятся йиже. Они уточняются по ре­зультатам предремонтного осмотра оборудования, а также в процессе проведения самого ремонта.

Выключатели нагрузки. При текущем ре­монте производятся устранение мелких повреждений армировки изоляторов и тяг, регулировка подвижных контактов с необходимым мелким ремонтом (без раз­борки), зачистка главных контактов и дугогасительных ножей от наплывов и нагаров, регулировка одновремен­ности касания контактов всех трех фаз, регулировка привода, осмотр в действии пружин и буферных устройств.

При капитальном ремонте производятся разборка дугогасительного устройства выключателя, смена вкла­дышей дугогасительных камер, а если требуется, и ка­мер, опиловка и зачистка неподвижных и подвижных дугогасительных контактов или их смена, смена изоля­торов и фарфоровых тяг, пружин и буферных устройств (при необходимости), ремонт и регулировка привода со сменой его отдельных деталей, сборка выключателя и его регулировка совместно с приводом.

Разъединители. При текущем ремонте выпол­няются зачистка и мелкий ремонт контактных поверх­ностей, регулировка угла поворота ножей и степени нажатия их контактов, устранение искривлений и пере­косов ножей, их ударов в головки изоляторов, регули­ровка одновременности касания всех трех ножей, устра­нение неисправностей привода и его регулировка.

При капитальном ремонте производятся регулировка контактной системы со сменой ножей и неподвижных контактов, смена гибких связей между ножами и не­подвижными контактами у разъединителей типа РЛНД, смена поврежденной фарфоровой изоляции, ремонт при­вода, сварка рамы, сборка разъединителя и его регу­лировка совместно с приводом.

Предохранители типа ПК- При текущем ре­монте призводятся устранение мелких неисправностей контактных губок держателей, фиксирующих ограничи­телей и замков, зачистка контактной поверхности губок, выводной пластины и обойм патронов, регулировка контактных губок, ограничителей и замков, проверка целости и соответствия плавких вставок параметрам защищаемого оборудования, мелкий ремонт поврежден- лой поверхности фарфора, армировки патронов и изо­ляторов, проверка действия отключающего устройства ВНП-17. При капитальном ремонте производятся восста­новление или смена контактных губок, фиксирующих ограничителей и замков, армировки патронов и изолято­ров, разборка и перезарядка патронов предохранителя, восстановление отключающего устройства у предохра­нителя или его замена.

Разрядники. При текущем ремонте производят­ся тщательная проверка поверхности разрядников (со снятием с опоры) и необходимый мелкий ремонт, изме­рение внешних и внутренних искровых промежутков и зон выхлопа у трубчатых разрядников, проверка щу­пом герметичности уплотняющих прокладок под крыш­кой вилитовых разрядников, испытание разрядников (см. п. 4).

При-капитальном ремонте разрядника производятся .восстановление с разборкой для смены отдельных эле­ментов или полная замена, испытание разрядников (см. п. 4).

Изоляторы опорные и проходные. При текущем ремонте устраняются мелкие повреждения

форфора и армировки. При капитальном ремонте произ­водятся переармировка, смена токопроводящих стерж­ней или полная замена.

Ошиновка РУ 6—10 кВ. При текущем ремон­те производятся ревизия всех контактов с затяжкой ключом болтовых соединений, наружная герметизация контактных соединений с покрытием их внешних поверх­ностей и швов светлым глифталевым лаком, окраска шин, проверка крепления шин [7].

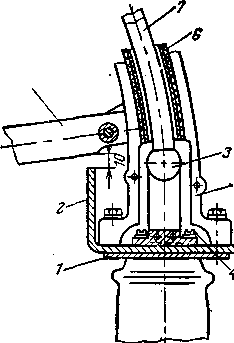
При капитальном ремонте выполняются полная ре­визия контактов с их разборкой и обработкой под ва­зелином с заменой отдельных крепежных деталей и сборкой, герметизация внешней поверхности и швов контактных соединений светлым глифталевым лаком, окраска шин.

РУ низкого напряжения (щиты). При текущем ремонте производятся зачистка и регулировка нажатия разъемных рабочих контактов, а также мелкий ремонт всей контактной системы рубильников и предо­хранителей, зачистка нагаров и наплывов, проверка степени нажатия, размеров провалов и зазоров на разъ­емных рабочих контактах автоматов и пускателей, а также действия их подвижной системы, проверка соот­ветствия плавких вставок предохранителя и уставок рас­цепителя автоматов нагрузке потребителя, замена при необходимости патрона предохранителя на исправный.

При капитальном ремонте призводится замена от­дельных деталей или всего оборудования РУ-04 кВ (щи­та) .

При большом объеме капитального ремонта обору­дования, требующего полной разборки для восстанов­ления или замены отдельных элементов и деталей, це­лесообразно оборудование демонтировать и отправить в ремонтные мастерские сетевого района. Взамен сня­того устанавливают оборудование из ремонтного фон­да, предварительно проверенное и отрегулированное в условиях мастерских. Такая индустриализация ремон­тов позволяет значительно сократить сроки капитально­го ремонта (а следовательно, и время отключения ТП) и повысить качество ремонта. <

После каждого текущего и капитального ремонтов оборудование должно находиться в состоянии полной эксплуатационной готовности согласно требованиям, предъявляемым вновь установленному оборудованию (см. п. 3), 70



с не-

***Главный нож***

***5***

16. Дугогасительнее устрой- выключателя нагрузки.

планка; 2 —главный

*3 —* неподвижный контакт; *4 —* винт;

Рис.

ство

/ — стальная

разъемный контакт;

цугогасительный

*5* — гасительная камера; *6 —* вкладыш;

*7* — подвижной дугогасительный нож.

в- Технология выполнения некоторых характерных ви- |ов работ по ремонту электрооборудования приводится |иже.

; Ревизия и ремонт дуго г а с ительно г о Устройства выключателя нагрузки производятся, когда выключателем превышено допустимое число втключения тока к. з.

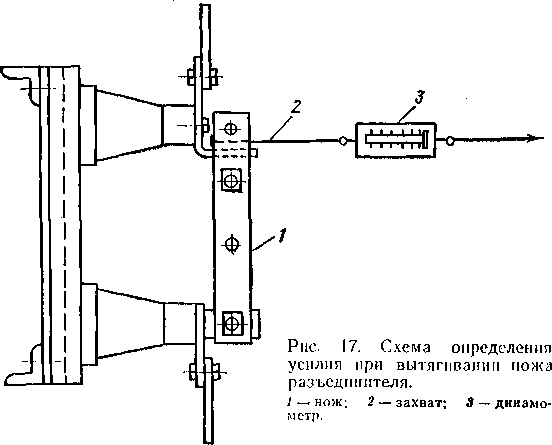
отключенный ток, А • 50 100 200 400

Допустимое число отключений 300 200 75 3

г< При этом дугогасительные камеры снимаются Подвижных главных контактов и разбираются (рис. 16). Вынутые из камеры обе половины дугогасительных вкладышей очищаются от нагара, и измеряется толщи­на их стенок. Если толщина стенок окажется менее 0,5— 1,0 мм, то вкладыши за­меняются новыми. Одно­временно проверяется суммарное обгорание ду­гогасительных ножей и их неподвижных контактов, которое не должно пре­вышать 5 мм. Зазор меж­ду главными контактами должен быть тоже не ме­нее 5 мм (номинальный размер 10 мм). До уста­новки камер опиливаются я зачищаются дугогаси- гельные ножи и их непо­движные контакты. При небольшом обгорании этих ножей можно немно- ю распилить отверстия ia закрепляемых концах гожей и несколько вы­двинуть их вперед с та- :им расчетом, чтобы з момент размыкания дугогасительных контактов за­зор между главными контактами составлял 10 мм. Вну- гренняя поверхность обеих полукамер тщательно очи­щается от копоти, между ними без зазоров уклады- заются вкладыши, камера собирается и стягивается по нериметру десятью винтами. Для уплотнения допуска­ется применять тонкие асбестовые прокладки между

стенками вкладышей и полукамер. После установки ка­мер щупом толщиной 0,05 мм проверяется отсутствие зазоров между полукамерами, а также между их осно­ванием и контактными угольниками, на которых они устанавливаются.

Ревизия, ремонт и регулировка кон­тактной системы рубящего типа. Ревизия заключается в проверке степени нажатия контактов. Она производится косвенным путем по усилию, прила­гаемому к концу главного ножа для его вытягивания из контакта. У выключателей нагрузки это усилие для каждого ножа находится в пределах от 12 до 15 кге, у разъединителей типа РВЗ с током до 400 А оно со­



ставляет 10 кг и у разъединителя типа РЛНД — 32 кг. Указанные усилия составляют 30—40% нормального давления в контактах. При ревизии ножи отсоединяют от изолирующих тяг, контакты очищаются от смазки, насухо протираются и с помощью пружинного динамо­метра, закрепленного около середины контакта, произ­водится отключение (вытягивание); ножа (рис. 17). Опыт повторяется 2—3 раза, и принимается средне­арифметическое значение усилия. При ослаблении кон­тактного давления несколько увеличивают степень сжа- 72

'ия контактных пружин и их натяг путем дополнителЬ- [ого расклепывания стальной колонки, на которую на- 1еты пружины, подкладки шайб, затяжки болта, под­гиба пружинящей скобы и т. д.

. Между витками пружин при включенном ноже дол- кен оставаться зазор 0,5 мм. При необходимости кон­тактные пружины (или скобы) заменяются новыми.

Плотность прилегания контактных поверхностей но­жа к неподвижным контактам проверяется щупом ши­риной 10 мм и толщиной 0,05 мм. Незначительные об­горания и оплавления на контактных поверхностях, а также небольшие раковины, задиры, выбоины устраня­ются опиловкой и зачисткой мелкозернистой шкуркой; окислившиеся участки зачищаются мягкой стальной щеткой. Обработанные контактные поверхности смазы­ваются тонким слоем технического вазелина. При зна­чительных повреждениях, устранение которых может уменьшить рабочую поверхность контактов более чем на 25—30% или степень нажатия в контактах более чем на 10—20%, соответствующие части контактной систе­мы заменяются новыми.

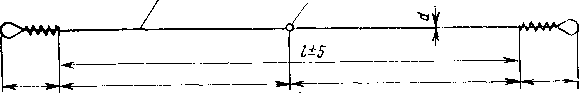
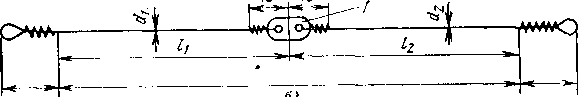
1. Плотность прилегания контактных поверхностей и степень их нажатия можно проверить также по значе­нию переходного сопротивления контактов всей цепи одной фазы аппарата. Это значение для аппаратов с номинальным током до 400 А не должно быть более 300 мкОм. Измерения производятся амперметром и вольтметром или одним из мостов типов Р-329, Р-333, МД-6, УПС-1, УПС-2 и др.

Исправление перекосов по оси вхождения ножей в неподвижные контакты (губки) достигается смещени­ем или поворотом вокруг оси изоляторов на раме или смещением неподвижных контактов на головках изо­ляторов; несовпадение осей допускается в пределах ±0,5 мм. Устранение проскакивания ножей или ударов их о головку изоляторов при включении производится регулировкой длины изолирующих тяг ножей и тяги привода, хода ограничителей и упорных шайб. При полном включении ножи не должны доходить на 5—

1. мм до упора (см. рис. 5, *а).*

I Регулировка одновременности включения ножей всех Гтрех фаз производится изменением длины изолирующих •тяг и хода их рычагов. Для проверки одновременности включения в момент прикосновения одного из ножей

R неподвижному контакту измеряется линейкой расстоя­ние между крайними точками двух других ножей и их контактов. При этом допускается разновременность включения не более 3 мм (см. рис. 5,6). Одновремен­ность отключения может быть проверена аналогично при выходе ножей из контактов. Вал выключателя или разъединителя для этой проверки отсоединяется от ком­плектов отключающих пружин и привода и вращается от руки.

Устранение люфта привода при включении и отклю­чении ножей достигается изменением угла поворота но­жей и более точной регулировкой привода и системы рычагов, а также уменьшением зазоров во всех сочле­нениях. Суммарное значение упругих деформаций люф­та привода не должна превышать 5°.

*Проволока.*

*Шарик ф1,5±0,5*

*1/2*

*15*

*L/Z*

*15*

*15*

*l±Z*

*15*

Рис. 18. Плавкие проволоки предохранителей типов ПК-6—ПК-10. а —основная проволока; *б —* вспомогательная проволока; / — искровой про­межуток.

Ревизия, ремонт и перезарядка предо- хранителей типа ПК. Ревизия и ремонт непо­движных контактных губок и контактных обойм пат­ронов производятся так же, как и у разъединителей. При перезарядке в мастерской сработавшего предохра­нителя патрон его разбирается, для чего отпаиваются с обоих торцов латунные крышки, высыпается спекший­ся кварцевый наполнитель и демонтируется плавкая вставка.

Плавкие вставки выбирают в соответствии с номи­нальным током и напряжением защищаемого ими транс­форматора (см. табл. 1).

Таблица 3

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Номинальный Ток вставки, А | Основная прово­лока, диаметр, мм | Вспомогательная проволока, диаметр, мм | | Количество проволок |
|  |  |
| 2 | 0,10 | 0,10 | 0,15 | 1 |
| 3 | 0,15 | 0,15 | 0,30 | 1 |
| 5 | 0,15- | 0,15 | 0,30 | 2 |
| 7,5 | 0,20 | 0,15 | 0,30 | 2 |

Конструкция плавких проволок для предохранителей типов ПК-6 и ПК-Ю с номинальным током до 7,5 А показана на рис. 18, а в табл. 3 и 4 приведены их тех­нические данные.

В середине основной проволоки делается петелька диаметром 1 мм с впаянным в нее оловянным шариком. У вспомогательной стальной проволоки в месте соеди­нения ее элементов разных диаметров создается фарфо­ровый искровой промежуток, а скрутки пропаиваются. Основные и ’вспомогательные проволоки вставки предо­хранителя типа ПК на токи до 7,5 А равномерно нама­тываются на ребристый керамический сердечник'и за-

Таблица 4

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Номинальное напряжение, кВ | Длина основной  Проволоки, мм | Длина элементов вспомогательной проволоки, мм | | |
| *1* | 4. | |  |
| 6 | 580 | 580 | 330 | 250 |
| 10 | 860 | 860 | 500 | 360 |

крепляются на обоих его концах проволочными банда­жами. Затем сердечник вставляется в кожух патрона и свободные концы плавких проволок припаиваются к промежуточным латунным шайбам, соединенным пай­кой с латунными обоймами патрона (рис. 19,а).

Конструкция плавких проволок для предохранителей типов ПК-6 и ПК-10 с номинальным током от 10 до 100 А показана на рис. 20, а в табл. 5, 6 приведены их технические данные.

Элементы проволоки длиной *Ц* соединяют с элемен­тами длиной /2 (рис. 20), и в местах скрутки напаива-

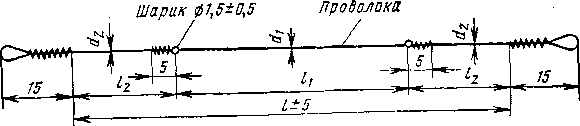
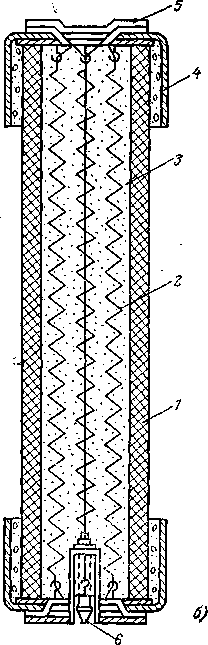
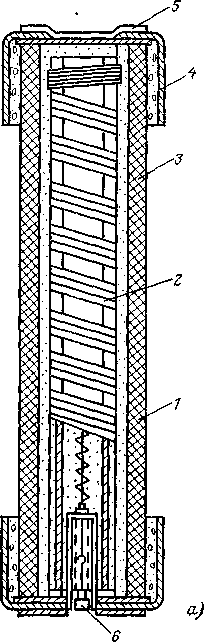


Рис. 19. Конструкция патронов предохранителей типов ПК-6—ПК-Ю. *а* — с номинальным током 7,5 А; *б —* с номинальным током 10 А и выше; / — кожух; *2 —* плавкая вставка; 3 — кварцевый песок; *4 —* контактная обой­ма; *5* - крышка; *6* — указатель срабатывания..

Рис 20 Соединение плавких проволок предохранителей типов ПК-6—ПК-Ю.

Таблица 5

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Номинальный ток | *п* | *dt* | *d3* |
| 10 | 2/2 | 0,25/0,25 | 0,3/0,3 |
| 15 | 3/3 | 0,25/0,25 | 0,3/0,3 |
| 20 | 4/4 | 0,25/0,25 | 0,3/0,3 |
| 30 | 4/4 | 0,3/0,3 | 0,35/0,35 |
| 45 | 6/6 | 0,3/0,3 | 0,35/0,35 |
| 50 | 8/8 | 0,3/0,3 | 0,35/0,35 |
| 75 | 10/12 | 0,35/0,3 | 0,4/0,35 |
| 100 | 14/16 | 0,35/0,3 | 0,4/0,35] |

Примечания: I. В числителе данные для напряжения 6 кВ, в знаменателе— f 10 кВ.

2. di—диаметр проволоки элемента длиной h, —диаметр проволоки элемента

!' длиной /а, п—количество проволок.

ются шарики с расчетом захвата им(и проволоки и ча- сти скрутки. Каждая проволока свивается на стальной спице диаметром 5 мм в спираль без зазоров между витками, а концы выправляются по оси спирали, и на '. них делаются петельки. Плавкие вставки в соответст- I вии с их номинальным током монтируются из несколь­ких проволок. Для этого спирали из проволоки встав­ляются поочередно внутрь кожуха патрона, равномер­но размещаются по окружности и растягиваются по его длине и закрепляются концами (скруткой и пайкой) на крючках, расположенных на промежуточных латунных шайбах, которые припаяны к торцам контактных обойм (рис. 19,6).

У предохранителей типа ПК на номинальный ток 75 А и выше, имеющих спаренные патроны, плавкие вставки распределяются между патронами поровну.

В случае дефектной армировки контактных обойм на кожухе патрона ее восстанавливают цементирующей массой с последующим покрытием наружной торцевой поверхности изолирующим лаком в три-четыре слоя.

Патроны предохранителей типа ПК с вмонтирован­ными в них плавкими вставками заполняют сухим и чистым кварцевым песком с содержанием кварца не

Таблица 6

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Номинальное напря­жение, кВ | Длина элементов проволоки | | |
| *1* | 6 | /а |
| 6 | 580 | 330 | 125 |
| 10 | 860 | 500 | 180 |

менее 99 %. Песок просушивается в специальной элек­тропечи несколько часов при температуре 105—130°С и периодическом его перемешивании. Затем он просеива­ется через два ряда мелких металлических сит и за­сыпается постепенно в патрон. Легким постукиванием деревянным молоточком по кожуху патрона получают равномерно уплотненную массу. Для герметизации пат­рона на торцы контактных обойм припаиваются латун­ные крышки.

У патронов, имеющих указатель срабатывания пре­дохранителя, восстановление их действия производится в следующем порядке:

проверяются упругость пружины, закрепленной ко дну втулки, и подвижность указательной головки во втулке;

вставляется в патрон стальная указательная прово­лока и соединяется с указательной головкой;

припаивается нижняя крышка с закрепленной на ней втулкой к торцу обоймы патрона;

закрепляется свободный конец натянутой указатель­ной проволоки к поперечной планке в центре верхней промежуточной шайбы. При этом пружина находится в сжатом состоянии.

*Профилактическое обслуживание щитовых приборов* производится одновременно с осмотрами и ремонтом оборудования ТП. Проверяется целость защитных сте­кол и, если требуется, они заменяются. Визуалы-ю про­веряются действие подвижной системы и примерное соответствие показаний приборов измеряемым величи­нам. При возникновении сомнений в правильности показаний или для выявления неисправности приборы отправляются на проверку или ремонт в электролабора­торию с заменой их исправными. Плановая проверка приборов с их заменой производится 1 раз в 5—6 лет, а расчетных трехфазных электросчетчиков — не реже 1 раза в 4 года. Для обеспечения нормальной работы электросчетчиков, установленных на ТП, зимой при тем­пературе ниже 0°С включается обогревающее устрой­ство. Показания электросчетчиков периодически записы­ваются в соответствии с местной инструкцией.

*Эксплуатация заземляющих устройств.* Осмотры и ремонты заземляющей проводки (ошиновки) произво­дятся одновременно с осмотрами и ремонтами оборудо­вания ТП. При осмотрах проверяются исправность и **78**

правильность выполненных присоединений проводки к заземляемому оборудованию и конструкциям. При ремонтах проверяется качество сварных и болтовых сое­динений в проводке и в местах ее присоединений. В ряде случаев разбираются контактные соединения и делается новый их монтаж. Исправность проводки, особенно в труднодоступных местах, можно проверить омметром. Проверяется также прочность закрепления проводки на протяженных ее участках (на опорах МТГ1 и стенах закрытых ТП). Заземляющая проводка очищается от пыли, грязи и ржавчины и окрашивается в черный цвет, за исключением болтовых контактных соединений и мест наложения закороток переносных заземлений.

Ревизия заземлителей с выборочным вскрытием грун­та производится через год после включения в эксплуата­цию и в последующем не реже 1 раза в 6 лет. При ревизии проверяются соединения вертикальных зазем­лителей с горизонтальными в местах их сварки и сое­динения с заземляющей внутренней проводкой. Некаче­ственные соединения восстанавливаются путем зачистки и сварки. Разрушенные коррозией заземлители заменя­ются новыми. После капитального ремонта и ревизии измеряется сопротивление заземлителей и всего зазем­ляющего устройства (см. п. 3). Измерения делаются в периоды наименьшей проводимости почвы (зимой и летом).

*П рофилактические испытания трансформаторов* ***и*** *оборудования ТП.* Послеремонтные и междуремонтные испытания проводятся в объеме и по нормам, приведен­ным ниже.

Силовые трансформаторы. Измеряется со­противление изоляции обмоток мегаомметром (ВН и НН между собой и на бак) для проверки степени влаж» ности, отсутствия пробоя и обрыва обмоток. Одновре­менно при этом определяется коэффициент абсорбции Т?60,,//?15,, (см. п. 3). После капитального ремонта сопро­тивление изоляции обмоток ***R60,,*** не должно снизиться бо­лее чем на 40% значения сопротивления, измеренного перед ремонтом.

Обмотки вместе с вводами испытываются повышен­ным напряжением переменного тока частотой 50 Гц в течение 1 мин. После капитального ремонта без сме­ны обмоток испытание производится по эксплуатацион­ным нормам, т. е. обмотки напряжением 6 кВ испыты- баются напряжением 21 кВ, а обмотки 10 кВ соответст­венно 30 кВ. Такое испытание не обязательно, если оно было сделано при вводе трансформатора в эксплуата­цию. При капитальном ремонте с полной сменой обмо­ток и изоляции испытания проводятся по заводским нормам.

Измеряется сопротивление обмоток постоянному то­ку на всех ответвлениях для проверки отсутствия меж- дувиткового замыкания и плохого контакта в местах паек обмоток и присоединений их на переключателях, изоляторах и т. п, (см. п. 3).

Проверяются коэффициент трансформации и группа соединения обмоток, а также измерются ток или потери холостого хода при капитальных ремонтах с сменой об­моток [8].

Проверяется электрическая прочность трансформа­торного масла, и делается сокращенный химический анализ (см. и. 4).

Производится 3—5-кратное включение трансформа­тора толчком на номинальное напряжение (без нагруз­ки).

У трансформатора, вновь установленного на ТП, проверяются порядок следования фаз (правильностью вращения диска счетчиков и электродвигателей потре­бителей) и фазировка с параллельно работающим трансформатором.

Выключатели нагрузки, разъедини­тели, предохранители типа ПК, опорные и проходные изоляторы (вместе с оши­новкой). Испытывается опорная изоляция повышен­ным напряжением переменного тока частотой 50 Гц в течение 1 мин после капитального ремонта, но не реже 1 раза в 6 лет. Значение испытательного напряжения для оборудования напряжением 6 кВ составляет 29 кВ, для оборудования 10 кВ — 38 кВ.

Измеряется сопротивление опорной изоляции обору­дования высокого напряжения во время текущих ремон­тов мегаомметром 2500 В. Для оборудования с номи­нальным- напряжением 6—10 кВ значение этого сопро­тивления должно быть не ниже 300 МОм.

После капитального ремонта оборудование много­кратно (3—5 раз) включают и отключают на номиналь­ное напряжение.

Вентильные разрядники. Измеряется сопро­тивление изоляции элементов разрядника мегаоммет­ром 2500 В (сопротивление не нормируется). Измеря­ется ток утечки элемента разрядника при выпрямленном напряжении 6 кВ для разрядников типа РВП-6 и 10 кВ для РВИ-10. Верхний предел тока утечки должен быть не более 10 мкА.

Измеряются пробивные напряжения искровых про­межутков элементов разрядника при частоте 50 Гц. До­пустимые пределы напряжений для разрядников типа РВП-6 15—20 кВ, для РВП-10 23—32 кВ. В эксплуата­ции эти пределы могут иметь отклонения на —5 или -10%.

Распределительное устройство 0,4 кВ (щиты). Измеряется мегаомметром на 1000 В сопро­тивление изоляции аппаратов, ошиновки, вторичных це­пей, приборов, электропроводки при всех видах ремон­та. Допустимое сопротивление должно быть не менее 0,5 МОм.

Испытывается изоляция аппаратов (с ошиновкой) и приборов (с вторичными цепями) повышенным напря­жением 1000 В частотой 50 Гц.

Проверяется действие автоматов и магнитных пуска­телей после их капитального ремонта включением 5 раз при 90 % и отключением 10 раз при 80 % номинального напряжения, а затем они включаются и отключаются 5 раз при номинальном напряжении.

*Эксплуатация строительной части.* В процессе эксплуа­тации периодически производятся осмотр и ремонт строительной части ТП. Во время осмотров ТП всех типов проверяют состояние окружающей ее территории в части обеспеченности подъезда автотранспорта и под­ходов, пожарной безопасности, возможности поврежде­ния ТП паводковыми и ливневыми водами, а также случайных наездов на ТП автотранспорта и сельскохо­зяйственных машин.

При осмотре закрытых ТП проверяются отсутствие течи в кровле, состояние штукатурки, покрас­ки, побелки стен и потолков; исправность дверей и за­поров, полов, каналов; исправность вентиляции. Кроме того, проверяются состояние фундаментов и отмостки вокруг помещения, исправность электропроводки осве­щения, состояние противопожарных средств, отсутствие пыли, грязи в помещении.

Осмотр строительных конструкций мачтовых ТП без подъема на опору включает про­верку состояния древесины, железобетона опор и их деталей, уровня земли у основания опор МТП, положе­ния строительных конструкций. Кроме того, необходи­мо проверить прочность бандажей, хомутов, болтовых креплений деталей опор, состояние раздвижных лест­ниц и замков, целость шкафа щита низкого напряже­ния, плотность закрытия его дверок, состояние окраски, исправность запоров.

При осмотре конструкции подстанций типа КТП проверяются загрязненность поверхности металлических корпусов, шкафов и состояние окраски, отсутствие внешних повреждений корпусов, плотность закрытия дверей и исправность их запоров, состояние опорных фундаментов и поворотных площадок.

Выявленные при осмотрах мелкие неисправности и дефекты, выполнение которых безопасно без отключе­ния ТП, устраняются во время осмотров или в ближай­шие дни после осмотра. К таким работам относятся, например, приведение в порядок окружающей ТП тер­ритории, подсыпка грунта у опор МТП и фундаментов КТП, ремонт дверей и замков, уборка закрытых поме­щений РУ до 1000 В, смена в них электроламп и выклю­чателей. Работы может выполнять обслуживающий пер­сонал ТП, имеющий не ниже III квалификационной группы по технике безопасности. Неотложные строи­тельные работы, требующие „отключения ТП, произво­дятся в порядке внеочередного или аварийного ремонта.

При текущем ремонте производятся ликвида­ция дефектов, не устраненных во время осмотров, мел­кий ремонт кровли, штукатурки, пола и дверей, исправ­ление вентиляционных решеток, ремонт или смена при­ставок и отдельных деталей опор МТП, подтяжка бан­дажей и болтовых креплений, устранение наклонов и разворотов у опор МТП, ремонт раздвижных лестниц и шкафов щитов НН, окраска металлических строи­тельных конструкций и деталей опор МТП, очистка и окраска поверхности металлических корпусов КТП, ре­монт их дверей, фундаментных стоек и площадок.

Во время капитального ремонта выполня­ются отдельные работы, входящие в объем текущего ремонта, а также при необходимости полный восстано­вительный ремонт кровли, штукатурки стен и потолка **82**

***к*** их побелкой; ремонт полов, дверей, фундаментов и фтмосток вентиляционных решеток; смена опорных кон­струкций МТП, включая лестницу и шкаф щита НН; восстановительный ремонт подъездных путей к ТП.

!'

1. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТП ?

| К непосредственному обслуживанию электрообору­дования ТП допускается только технически подготов­ленный персонал, годный по состоянию здоровья.

f Поступающие на работу лица, обслуживающие ^электроустановки, должны пройти медицинскую комис­сию, производственный инструктаж и проверку знаний правил техники безопасности, должностных и эксплуа­тационных инструкций и других директивных материа­лов [1]. Результаты проверки знаний и присвоение ква­лификационной группы по технике безопасности под­тверждаются удостоверением установленной формы, ко­торое всегда должно находиться у работающего.

Повторное медицинское освидетельствование произ­водится каждые два года, а очередная проверка'знаний ПТЭ, ПТБ и инструкций — ежегодно. Лица, налущив­шие во время работы требования ПТЭ, ПТБ или эксплуатационные инструкции, подвергаются внеочеред­ной проверке.

Осмотр ТП единолично может производить админи­стративно-технический персонал с квалификационной группой V и оперативный персонал с квалификационной группой IV, обслуживающий ТП, а с группой III — при обслуживании мачтовых ТП.

При единоличном осмотре запрещается проникать за ограждения и входить в камеры закрытых РУ 6— 10 кВ, не имеющих барьеров. Осмотр производится с порога камеры или стоя перед барьером. При необхо­димости разрешается для осмотра входить в камеру РУ 6—10 кВ за ограждения в присутствии второго лица с квалификационной группой III и при условии соблю­дения расстояния между осматривающим и токоведущи­ми частями не менее 0,7 м. Осмотр подстанций типа КТП производится только через открытые двери без за­хода в них, а мачтовых ТП — с земли (в бинокль) без подъема на площадку. При единичном осмотре выпол­нение работ в РУ 6—10 кВ запрещается.

На отключенной мачтовой ТП без снятия напряже­ния с ВЛ 6—10 кВ разрешаются осмотр и ремонт, вы- 6\* 83

полняемый только стоя ;на площадке при соблюдении безопасного расстояния (не менее 0,7 м) до токоведу­щих частей, находящихся под напряжением. Ремонт разъединителя и привода при этом производится только после отключения и заземления ВЛ 6—10 кВ. Перед началом каких-либо работ на МТП независимо от нали­чия или отсутствия напряжения на ВЛ 6—10 кВ необ­ходимо отключить рубильники НН, затем линейный разъединитель с приводом с земли, проверить осмотром с земли его отключенное положение, наложить зазем­ление на шины между разъединителем и предохраните­лями и вынуть патроны предохранителей ВН и НН. При возможности подачи напряжения с противоположного конца линий низкого напряжения необходимо исключить возможность их включения, а на МТП на эти линии на­ложить заземление.

Для замены трансформатора на МТП подъем его на площадку или опускание производится после полного снятия напряжения и заземления подстанции и питаю­щей линии с предварительной проверкой прочности крепления и состояния всех конструкций опоры МТП.

Оперативное включение и отключение разъедините­лей и выключателей нагрузки может производить еди­нолично персонал, обслуживающий ТП и имеющий ква­лификацию не ниже IV группы. При этом необходимо применять изолирующие защитные средства, запирать привод на замок и вывешивать предупредительные пла­каты. Для безопасности работы на ТП используются общие и специальные средства защиты.

Общими средствами защиты являются стационарные конструктивные устройства электроуста­новок: изоляция электрооборудования, заземление конструкций электрооборудования, ограждения, преду­предительные плакаты и надписи, блокировочные устройства, складные постоянные лестницы на МТП.

Специальные средства (в дополнение к ста­ционарным) предназначаются для защиты персонала при непосредственном выполнении работы по эксплуа­тации и ремонту ТП. К ним относятся (основные и до­полнительные) изолирующие и временные ограждающие защитные средства.

Основные изолирующие средства: в РУ свыше 1000 В оперативные и измерительные штанги, изолирующие и токоизмерительные клещи и указатели напряжения; в РУ до 1000 В—диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками и указатели напряжения.

Дополнительные изолирующие средства: в РУ свыше 1000 В диэлектрические перчатки, боты и галоши, изо­лирующие подставки и диэлектрические резиновые ков­рики; в РУ до 1000 В диэлектрические галоши и рези­новые коврики, изолирующие подставки.

Основные и дополнительные средства при работе применяются совместно.

К ограждающим средствам относятся временные пе­реносные щиты, клетки, ящики и т. п., изолирующие накладки и колпаки, временные переносные заземления и предупредительные плакаты.

Для безопасности работ на высоте или при подъеме (например, на опорах МТП или опорах с линейным разъединителем) применяются предохранительные поя­са, страхующие канаты, монтеоские когти, телескопиче­ские вышки и т. п. Для индивидуальной защиты рабо­тающих при сварке, разогреве кабельной мастики и т. п. применяются защитные очки, специальные рукавицы и прочее.

Разрешается использовать только испытанные спе­циальные защитные средства и приспособления. Перед началом работы они должны быть осмотрены.

Все необходимые защитные средства и приспособле­ния хранятся в служебном помещении. При выезде к месту работы оперативная бригада перевозит их с со­бой в автомашине. В закрытых ТП обычно хранятся изолирующие подставки и коврики.

Организационные и технические ме­роприятия при эксплуатации и ремонте ТП. По условиям безопасности работы на подстанциях разделяются на четыре категории:

выполняемые при полном снятии напряжения, когда все токоведущие части ТП полностью отключены от всех источников питания, включая линейные и кабельные вводы;

выполняемые при частичном снятии напряжения, когда отключены токоведущие части ТП только тех при­соединений или их участков, где производится работа, или когда отключены все присоединения, но имеется напряжение на вводном устройстве (например, не •■отключен линейный разъединитель на вводе в КТП или не отключена линейная отпайка на МТП);

выполняемые без снятия напряжения вблизи и на токоведущих частях, находящихся под напряжением, когда необходимо применять технические и организаци­онные мероприятия для предотвращения возможности приближения к токоведущим частям на расстояние менее 0,7 м работающих людей или механизмов, ремонтной оснастки и инструмента и когда допускается непосред­ственно работать на этих частях с помощью изолирую­щих защитных средств и приспособлений;

выполняемые без снятия напряжения вдали от токо­ведущих частей, находящихся под напряжением, когда исключено случайное прикосновение или приближение к токоведущим частям на опасное расстояние работаю­щих людей или механизмов, ремонтной оснастки и ин­струмента и не требуется принятия технических и орга­низационных мероприятий.

Первые три категории работ выполняются с приме­нением организационных и технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работающих в полном соответствии с существующими правилами [2].

Организационные мероприятия состоят из оформле­ния работ нарядом или распоряжением, допуска к ра­боте, надзора во время работы, оформления перерывов и окончания работ, переводов на другое рабочее место.

Без наряда по устному распоряжению оперативным (оперативно-ремонтным) персоналом могут произво­диться работы:

четвертой категории, выполняемые в порядке теку­щей эксплуатации и мелкого ремонта;

небольшие по объему и продолжительности (до од­ного часа), отнесенные к первой и второй категориям, выполняемые с наложением заземления, а также-неко­торые работы, отнесенные к третьей категории.

Технические мероприятия при подготовке работ с полным или частичным снятием напряжения выпол­няются в указанной ниже последовательности:

отключаются необходимые коммутационные аппара­ты и принимаются меры против ошибочного или само­произвольного их обратного включения;

вывешиваются предупредительные плакаты «Не включать — работают люди», и при необходимости уста­навливаются ограждения;

-присоединяются к заземляющей шине (контуру) пе­реносные заземления, проверяется отсутствие напряже­ния на части установки, выделенной для работы;

86

Включаются (после проверки отсутствия напряже­ния) заземляющие ножи там, где они имеются, или накладываются переносные заземления; вывешиваются плакаты «Работать здесь».

При необходимости производства работ, относящих­ся к третьей категории, выполняются следующие меро­приятия:

работающие лица принимают безопасное расположе­ние по отношению к токоведущим частям, находящимся под напряжением;

применяются основные и дополнительные изолирую­щие защитные средства, позволяющие работать непо­средственно на токоведущих частях;

ограждаются от случайных прикосновений соседние токоведущие части изолирующими экранами-наклад­ками.

Установка и снятие предохранителей под нагрузкой и под напряжением запрещаются. Допускается как исключение замена закрытых предохранителей под напряжением 0,4 кВ в защитных очках и диэлектриче­ских перчатках или с помощью изолирующих клещей единолично персоналу, имеющему квалификационную группу не ниже III. Замена под нагрузкой допускается только пробочных или трубчатых предохранителей 0,4 кВ закрытого типа с применением защитных средств.

Измерения токоизмерительными клещами должны производиться по распоряжению двумя лицами из чис­ла оперативно-ремонтного персонала, одно из которых имеет квалификационную группу не ниже IV, а второе — не ниже III.

Для измерений должны применяться клещи с ампер' метром, установленным на их рабочей части. Примене­ние клещей с вынесенным амперметром не допускается.

Измерения необходимо проводить в диэлектрических перчатках, держа клещи на весу. Нагибаться к ампер­метру при снятии показаний запрещается. Измерения клещами в ТП всех типов рекомендуется производить на стороне низкого напряжения 0,4 кВ.

Измерения мегаомметром напряжением до 2500 В может выполнять подготовленный персонал, имеющий квалификационную группу не ниже III. Перед началом работ с мегаомметром необходимо отключить со всех сторон участок установки ТП (оборудование, ошинов­ку и т. п.), на котором будет производиться измерение,

■удалить работающих на этой установке людей и запре­тить находящимся вблизи установки прикасаться к то­коведущим частям. Если требуется, необходимо выста­вить охрану. Мегаомметр подсоединяют проводом с изо­ляцией типа «магнето», имеющим на концах щупы с рукоятками из изоляционного материала.

При ревизии трансформатора работать на магнито­проводе и в баке разрешается только после окончания подъема магнитопровода, отвода его в сторону от бака и установки на надежных подкладках. Работать под поднятой крышкой трансформатора допускается только при условии, если между крышкой и баком установле­ны прокладки (брусья) достаточной прочности для удержания выемной части. До начала сушки трансфор­матора электрическим током его бак необходимо зазем­лить. Одновременно следует принять меры, исключаю­щие возможность прикосновени людей к намагничиваю­щей обмотке при сушке методом индукционных потерь или к разомкнутым вводам обмотки ВН при сушке током нулевой последовательности.

***ПРИЛОЖЕНИЕ***

**ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ**

***Таблица П-1***

Опорные изоляторы

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Тип изолятора1 | Размеры, мм | | Масса, кг |
| Высота | Наибольший попе­речный размер |
| ОФ-1-375 | 60 | 75 | 0,4 |
| ОФ-1-750 | 72 | 190 | 2,4 |
| ОФ-6-375 | 100 | 77 | 1,12 |
| ОФ-10-375 | 120 | 82 | 1,47 |
| ОФР-10-750 | 120 | ПО | 3,0 |

1 Первое число—напряжение, кВ, второе—минимальная разрушающая нагрузка на изгиб, кгс.

***Таблица П-2***

Проходные изоляторы

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Тип изолятора1 | Масса, кг | Размеры, мм | |
| Длина | Наибольший по­перечный размер |
| П-6/250-375 | 3 | 260 | 167 |
| П-6/400-375 | 3 | 260 | 167 |
| П-10/400-750 | 5,2 | 310 | 205 |
| ПН-10/400-750 | 6,7 | 560 | 215 |

1 П—проходной; Н—наружной установки; цифры 6, 10—напряжение, кВ; 375, 750— минимальная разрушающая нагрузка па изгиб, кгс; 250—400—номинальный ток, А.

***Таблица П-3***

Разъединители

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Тип разъединителя\* | Тип привода | Допустимый ток термической устой­чивости, кА\*» | Масса, кг |
| РЛНД-10/400 | ПРН-ЮМ | '10 | 50 |
| РЛНД-1-10/400 ' | ПРИЗ-10 | 10 | 58 |
| РЛНДА-Ю/200 | ПРН-ЮМ | 8 | 48 |
| РЛНДА-10/400 | ПРН-ЮМ | 10 |  |
| РЛНДА-1-10/200 | ПРИЗ-10 | 8 | 55 |
| РЛНДА-1-10/400 | ПРИЗ-10 | 10 |  |
| РЛН-10/200 | ПРНМ-Ю | 5 | 200 |
| РЛН-10/400 | ПРНМ-10 | 9 | 20 |
| РВ-6/400 | ПР-10-1 | 10 | 24 |

Продолжение табл. П-3

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| ■Bin разъединителя\* | Тип привода | Допустимый ток термической устой­чивости, кА\*\* | Масса, кг |
| РВ-10/400 | ПР-10-1 | 10 | 26,6 |
| РВЗ-6/400 | ПР-10-1 | 10 | 28 |
| РВЗ-10/400 | ПР-10-1 | 10 | 31 |

♦ В числителе напряжение, кВ, в знаменателе—номинальный ток, А; Н—наружной установки; В—внутренней установки; Д—двухколонковый; А—с алюминиевыми ножами; цифра 1 указывает на наличие заземляющего ножа.

\*\* Для разъединителей типов РДНД, РЛНДА указан четырехсекундный ток тер­мической устойчивости, для остальных типов—десятисекундный.

***Таблица П-4***

**Вентильные разрядники**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип разрядника1 ■ | Наибольшее  допустимое действующее напряжение, кВ | Пробивное действующее на­пряжение искрового промежут­ка, кВ, при 50 Гц | | Масса, кг |
| не менее | не более |
| PC-10 | 12,7 | 26 | 30,5 | 6 |
| РВП-10 | 12,7 | 26 | 30,5 | 6 |
| РВП-6 | 7,6 | 16 | 19 | 4 |
| РВТ-6 | 7,6 | 15 | 18 | 17,6 |
| РВТ-10 | 12,7 | 25 | 30 | 24 |
| PBH-0.5VI | 0,5 | 2,5 | 3 | 2,3 |

1 Числа—номинальное напряжение, кВ.

***Таблица П-5***

**Плавкие предохранители**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Тип предохра­нителя | Номинальные токи, А | |
| патрона | плавкой вставки |
| НПН-2-60 | ■ 60 | 6, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 60 |
| ПР-2 | 15 | 6, 10, 15 |
|  | 60 | 15, 20, 25, 35, 45, 60 |
|  | 100 | 60, 80, 100 |
|  | 200 | 100, 125, 160, 200 |
|  | 350 | 200, 225, 260, 300, 350 |
|  | 600 | 350, 400, 500, 600 |
|  | 1000 | 600, 700, 800, 1000 |
| ПН-2 J 00 | 100 | 30, 40, 50, 60, 80, 100 |
| ПН-2-250 | 250 | 80, 100, 120, 200, 250 |
| ПН-2-400 | 400 | 200, 250, 300, 400 |
| ПН-2-600 | 600 | 3Q0, 400, 500, 600 |

П рцм ечаняя: 1. Номинальное напряжение предохранителей НПН-2 и ПН-2— 500 В, ПР-2—220 В для I габарита п 380 В для Ц габарита.

2. Патроцы предохранителей НПН-2—закрытые, неразборные, предохранителей ПР-2—разборные из фибры в форме трубки, ПН-2—разборные с наполнителем из квар­цевого песка.

**Технические данные автоматических выключателей**

**серии А3100**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип вык­лючателя | Номинальный ток выключа­теля, А | Число полю­сов | Род расцепителя максимального тока | Номинальный ток расцепителя, А | | | Обозначе­ние типа (по испол­нению) |
| А3160 | 50 | 3 | Тепловой  Без расцепителя | 15, | 20, 25, 30, 40, | 50 | АЗ 163 А3163/7 |
| А3110 | 100 | 3 | Комбинированный  Электромагнитный  Без расцепителя | 15,  15, | 20, 25, 30, 40,  60, 80, 100  20, 25, 40, 60, | 50,  100 | А3114/7  А3114  А3114/7 |
| А3120  А3130 | 100  200 | 3  3 | Комбинированный  Электромагнитный Без расцепителя Комбинированный Электромагнитный Без расцепителя | 15. | 20 , 25 , 30 , 40,  60, 80, 100  100  120, 150, 200  200 | 50, | АЗ 124  АЗ 124  А3124/7  АЗ 134  А3134  А3134/7 |
| АЗ 140 | 600 | 3 | Комбинированный Электро маг нит 11 ый Без расцепителя | 250 | , 300, 400, 500, 600 | 600 | А3144 АЗ 144 А3144/7 |

Примечания: 1. В автоматических^выключателях типов А3120, А3130, АЗ! 40 могут быть встроены блок-контакты и независимый (дистанционный) расцепитель.

2. Уставка ио току мгновенного срабатывания электромагнитного элемента рав­на 10-кратному значению номинального тока расцепителя.

***Таблица П-7***

**Трансформаторы трехфазные с масляным охлаждением напряжением 6—10'0,4 кВ по ГОСТ 12022-66**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип трансфор­  матора | Потери номинальные, Вт | | Размеры полностью собранного транс­форматора, мм | Масса, кг | |
| X. X. | К. 3. | масла | общая |
| ТМ-25/6-65 | 105 | 600 | 1210X1120X440 | 130 | 350 |
| ТМ-40/6-65 | 150 | 880 | 1250X1075X465 | 160 | 455 |
| ГМ-63/6-66 | 220 | 1280 | 1385X1075X530 | 190 | 540 |
| ТМ-100/6-66 | 395 | 1970 | 1445X1150X800 | 220 | 715 |
| ТМ-160/6-66 | 4(10 | 2650 | 1585X1210X1000 | 290 | 1000 |
| ТМ-250/6-65 | 660 | 3700 | 1720X1265X1040 | 340 | 1300 |
| ТМ-25/10-65 | 105 | 690 | 1210X1120X440 | 130 | 350. |
| ТМ-40/10-66 | 150 | 1000 | 1250X1075X465 | 160 | 455 |
| ТМ-63/10-66 | 230 | 1470 | 1385X1075X530 | 190 | 540 |
| TM-I00/I0-66 | 310 | 2270 | 1445X1150X800 | . 220 | 715 |
| ТМ-160/10-66 | 460 | 2650 | 1585X1210X1000 | 290 | 1000 |
| ТМ-250/10-70 | 660 | 4200 | 1720X1265X1040 | 340 | 1300 |
| ТМ-400/10-66 | 1160 | 5430 | 1850Х1325ХИ22 | 530 | 1830 |
| ТМ-630/10-66 | 1800 | 8340 • | 1950X1750X1275 | 770 | 2900 |

Примечание. В обозначении типа трансформатора в числителе дроби указыва­ется мощность в киловольт-амперах, в знаменателе—напряжение обмотки ВН в кило­вольтах; цифры 65, 66, 70 обозначают год разработки.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

Г. **Правила** технической эксплуатации электрических станций и сетей. М.: Энергия, 1977. 288 с.

1. **Правила** техники безопасности при эксплуатации распреде­лительных электросетей. М.: Энергия, 1969. 134 с.
2. **Инструкция** по эксплуатации трансформаторов. ОРГРЭС, 1976. 108 с.
3. **Пястолов А. А.** Научные основы эксплуатации электросило­вого оборудования. М.: Колос, 1968. 224 с.
4. **Инструкция** по сушке силовых трансформаторов. Союзтлав- энерго. Госэнергоиздат, М., 1961. 2'6 с.
5. **Руководящие** указания по эксплуатации трансформаторного масла. М.: Энергия, 4966. 134 с.
6. **Волчков К. К. и Козлов В. А.** Эксплуатация сооружений го­родской электрической сети. Л.: Энергия, 1969. 328 с.
7. **Шац Е. Л.** Эксплуатация сельских электроустановок. **М.:** Сельхозгиз, 1957. 496 с.

**СОДЕРЖАНИЕ**

Предисловие 3

1. Конструкции и оборудование ТП 4
2. Монтаж ТП ... . . 13
3. Испытание оборудования ТП. Подготовка ТП к включению

и приемка в эксплуатацию 40

1. Эксплуатация ТП 46
2. Техника безопасности при эксплуатации ТП .... 83

Приложение. Технические данные электрооборудования . . 90

Список литературы 92

*Петр Георгиевич Аликин, Борис Петрович Аликин*

**Монтаж и эксплуатация ТП 6—10/0,4 кВ сельскохозяйственного назначения**

Редактор А. И. Айзен фе ль д

Редактор издательства Э. К. Биленко

Обложка художника А. А. Иванова

Технический редактор М. П. Осипова Корректор 3. Б. Д р а и о в с к а я ИБ № 1'162

Сдано в набор 29.05.78 Подписано к печати 18.10.78 Т-19908 Формат В4Х1081/з2 Бумага типографская № 3 Гари, шрифта литературная Печать высокая Усл. new. л. 5,04 Уч.-изд. л. 5,18 Тираж 40 000 экз. Заказ 712 Цена 20 к.

Издательство «Энергия», 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10

Московская типография № 10 Союзполиграфпрома при Государственном комитете Совета Министров СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10

ИЗДАТЕЛЬСТВО «Э Н Е Р Г И Я»

Имеются в продаже

Энергетика

Гибкие токопроводы в системах электроснабжения промпредприятий/ Куинджи В. Б., Смидович Г. П., Чер­ниговский А. Ф., Душацкий Б. Я- — М.: Энергия, 1974.— 148 с., ил. — 53 к.

Тираиовский Г. Г. Механизация кабельных ра­бот на энергетических объектах.—М., Энергия, 1976.— 72 с., ил. — (Б-ка электромонтера; Вып. 437) — 15 к.

Электротехника

Буслович Н. М., Михайлов Л. А. Футеровоч­ные материалы для электропечей с контролируемыми атмосферами. — М.: Энергия, 1975. — 72 с., ил.— (Б-ка электротермиста; Вып. 55). — 20 к.

Донской А. В., Рамм Г. С., Вигдоро- вич Ю. Б. Высокочастотные электротермические уста­новки с ламповыми генераторами. — 2-е изд., перераб. и доп. — Л.: Энергия. Ленингр. отд-ние, 1974. — 208 с.,—■ В пер. 93 к.

Подпятники, направляющие подшипники и кре­стовины мощных гидрогенераторов/ Каплан М. Я., Школьник Э. В., Зунделевич М. И., Прутковский С. А.— Л.: Энергия. Ленингр. отд-ние, 1968. — 92 с., ил.— (Тех­нология электромашиностроения; Вып. 5). — 13 к.

Рубашкин И. Б. Адаптивные системы взаимосвя­занного управления электроприводами. — Л.: Энергия. Ленингр. отд-ние, 1975.— 160 с. ил. — В пер.: 68 к.

Сапко А. И. Устройство и расчет узлов печей элек- трошлакового переплава, электронно-лучевых и плаз­менно-дуговых.— М.: Энергия, 1974. — 120 с., ил.—• (Б-ка электротермиста; Вып. 52). — 35 к.

Справочник по электротехническим материалам. Т. 3/ Под ред. Ю. В. Корицкого, В. В. Пасынкова, Б. М. Тареева. — 2-е изд., перераб. — Л.: Энергия. Ле- нингр. отд-ние, 1976. — 896 с., ил. — В пер.: 3 р. 71 к.

Технология электрокерамики/ Масленнико­ва Г. Н., Харитонов Ф. Я-, Костюков Н. С., Пиро­гов К- С.; Под ред. Г. Н. Масленниковой. — М.: Энергия, 1974. — 224 с., ил. — 68 к.

Чебовский О. Г., Моисеев Л. Г., Саха­ров Ю. В. Силовые полупроводниковые приборы: Справочник. — М.: Энергия, 1975. — 512 с., ил. — В пер.: 1 р. 56 к.

Электротехнический справочник/ Под общ. ред. П. Г. Грудинского, Г. Н. Петрова, М. М. Со­колова и др. — 5-е изд., испр. и доп. — М.: Энергия, 1974.

Том 1. — 716 с., ил. — В пер.: 4 р. 94 к.

Том 2. — 752 с., ил. — В пер.: 4 р. 89 к.

Индивидуальные покупатели могут приобрести эти книги во всех магазинах, распространяющих техниче­скую литературу.

В случае отсутствия книг в местных магазинах зака­зы можно направлять по адресам:

121096, Москва, ул. Василисы Кожиной, 10, магазин № 170, отдел «Книга — почтой».

196066, Ленинград, Московский проси., 189, магазин № 92, отдел «Книга — почтой».

*Уважаемые товарищи!*

В книжные магазины поступил тематический план издательства «Энергия» на 1979 год.

Просим Вас ознакомиться с темпланами и своевре­менно заказать необходимую Вам литературу.

Заказы принимаются всеми книжными магазинами, имеющими отделы технической книги.

20 к.