



МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ДЕПАРТАМЕНТ НАУЧНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ И ОБРАЗОВАНИЯ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«ИРКУТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ А.А.
ЕЖЕВСКОГО»
(ФГБОУ ВО Иркутский ГАУ)

Энергетический факультет

Кафедра электроснабжения и электротехники

Д.А. Иванов, С.В. Подъячих

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Учебное пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся
по направлению 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника



Молодёжный, 2021

УДК 621.311

Рецензенты:

Денисов Н.С. – начальник оперативно-ремонтной службы территориальной сетевой организации ООО «АктивЭнерго».

Боннет В.В. – к.т.н., доцент, доцент кафедры электрооборудования и физики ФГБОУ ВО Иркутский ГАУ имени А.А. Ежевского

Эксплуатация электрооборудования: учебное пособие / авт. – сост. Д.А. Иванов, С.В. Подъячих – Молодёжный: Издательство Иркутского ГАУ, 2021.– 73 с.

Содержание учебного пособия включает в себя основные сведения технической эксплуатации электрооборудования систем электроснабжения: воздушных, кабельных линий электропередачи, силовых трансформаторов и оборудования распределительных устройств систем электроснабжения. Пособие предназначено для студентов очной и заочной форм обучения направления подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника.

В пособии приведен справочный материал, необходимый для выполнения индивидуальных заданий, контрольных и выпускных квалификационных работ.

Учебное пособие может быть использовано студентами других электроэнергетических специальностей и направлений. Может быть полезно для специалистов в области электроэнергетики.

Учебное пособие рассмотрено и одобрено кафедрой электроснабжения и электротехники.

Учебное пособие рекомендовано к печати методической комиссией энергетического факультета.

© Иванов Д.А., Подъячих С.В., 2021

© Иркутский государственный аграрный университет имени А.А. Ежевского, 2021

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ	6
2. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ	18
3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ И ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ.....	26
3.1. Шины распределительных устройств.....	26
3.2. Коммутационные аппараты	27
3.3. Измерительные трансформаторы.....	28
3.4. Конденсаторные установки	30
3.5. Аппараты защиты от перенапряжений.....	31
3.6. Заземляющие устройства.....	32
4. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ.....	33
5. ЭКСПЛУАТАЦИЯ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ	37
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ ПО ВЫБОРУ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ.....	43
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ПРИМЕРНЫЙ ПОРЯДОК ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.....	69
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	73

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия.

ВН – высокое напряжение.

ЗРУ – закрытое распределительное устройство.

КЗ – короткое замыкание.

КЛ – кабельная линия.

КРУ – комплектная распределительное устройство.

КСО – камера сборная одностороннего обслуживания.

КТП – комплектная трансформаторная подстанция.

КУ – конденсаторная установка

НН – низкое напряжение.

ОПН – ограничитель перенапряжений.

ОРУ – открытое распределительное устройство.

ПБВ – переключение без возбуждения.

ПУЭ – правила устройства электроустановок.

ПТЭЭП – Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей.

РВ – разрядник вентильный.

РПН – регулирование под нагрузкой.

РУ – распределительное устройство.

ТН – трансформатор напряжения.

ТП – трансформаторная подстанция.

ТСН – трансформатор собственных нужд.

ТТ – трансформатор тока.

ВВЕДЕНИЕ

Электрооборудование – это совокупность электротехнических устройств, предназначенных для выполнения определенных функций. Состояние электрооборудования, выполняющего функцию электроснабжения, во многом определяет эффективность основного производства. Отказ оборудования системы электроснабжения может повлечь за собой опасность для жизни людей, расстройство сложного технологического процесса, массовый недоотпуск продукции и другой материальный ущерб. Поэтому основной целью эксплуатации электрооборудования является обеспечение требуемого уровня его надежности в течение срока службы.

Эксплуатация электрооборудования выполняется в соответствии с проектной-сметной документацией, отраслевыми правилами, нормами, заводскими инструкциями и другими нормативно-техническими документами. Специалист должен знать нормативно-технические документы, уметь вести эксплуатационную документацию по электрооборудованию.

В процессе эксплуатации под воздействием окружающей среды и эксплуатационных режимов работы происходит постепенный износ оборудования. Поддержание работоспособности оборудования осуществляется за счет его технического обслуживания, при котором выполняются периодические осмотры, профилактические измерения, испытания, диагностирование состояния оборудования, устраняются выявленные дефекты и неисправности. Инженер должен знать методы профилактических испытаний и диагностики состояния электрооборудования.

Наиболее действенным средством поддержания оборудования в требуемом техническом состоянии, восстановления работоспособности и продления срока эксплуатации является своевременный и качественный ремонт.

Техническое обслуживание и ремонт оборудования требуют для своего осуществления материальных затрат. Специалист должен знать системы обслуживания и ремонта оборудования, уметь организовать эффективную систему эксплуатации оборудования с наименьшими материальными затратами.

1. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Силовые трансформаторы предназначены для преобразования электрической энергии переменного тока одного напряжения в другое. Структура условного обозначения трансформаторов приведена на рисунке 1. Для обозначения автотрансформаторов добавляется буква «А»; для обозначения защиты масла азотной подушкой без расширителя после вида охлаждения ставится буква «З», например, «ТМЗ»; для обозначения расщепленной обмотки НН после числа фаз ставится буква «Р», например, «ТРДН»; для обозначения трансформатора собственных нужд электростанций последняя буква ставится «С», например, «ТРДНС».

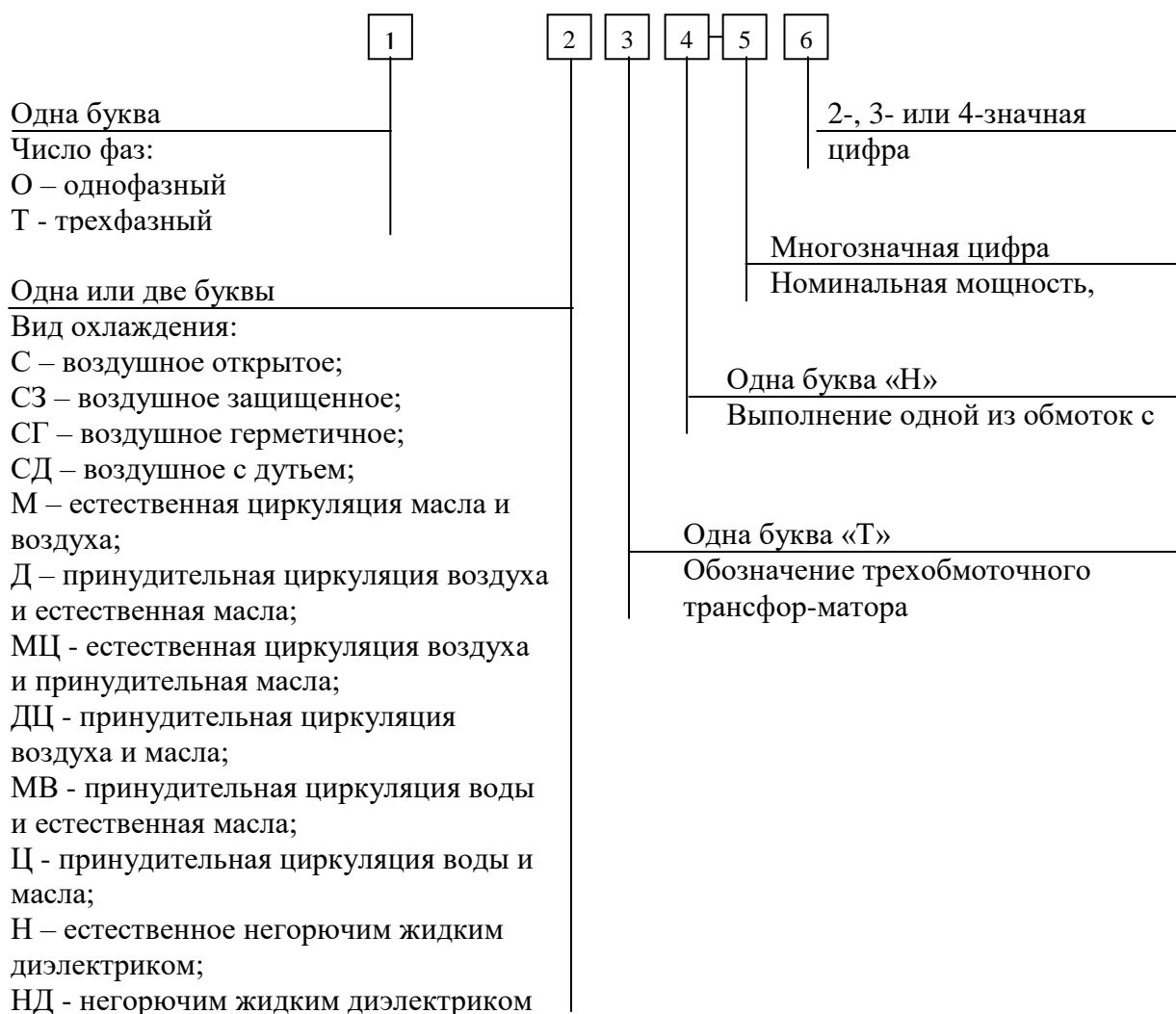


Рисунок 1 – Структура условного обозначения силовых трансформаторов

Одной из главных задач эксплуатации трансформаторов является контроль режима их работы. Этот контроль осуществляется путем проверки нагрузки трансформатора, напряжения на обмотках, температуры масла и других параметров. На подстанциях с постоянным дежурством персонала контроль осуществляется с периодичностью 1...2 часа с фиксированием параметров режима в суточной ведомости.

На подстанциях без постоянного дежурства персонала контроль режима трансформаторов осуществляется при каждом посещении подстанции оперативным персоналом, но не реже 1 раза в месяц.

Силовые трансформаторы могут работать в различных режимах, характеризующихся нагрузкой, напряжением, условиями окружающей среды и другими факторами.

Номинальным режимом трансформатора называется режим его работы при номинальном напряжении, номинальной нагрузке и температуре охлаждающей среды (воздуха) +20°C.

Из приведенного определения видно, что длительный номинальный режим является идеализированным (практически недостижимым) режимом. Однако считается, что в таком режиме трансформатор способен проработать установленный заводом-изготовителем срок службы.

Нормальным режимом называется режим работы трансформатора, при котором его параметры отклоняются от номинальных в пределах, допустимых стандартами, техническими условиями и другими нормативными документами.

При нагрузке, не превышающей номинальную, допускается продолжительная работа трансформатора при повышении напряжения на любом ответвлении любой обмотки на 10% сверх номинального напряжения данного ответвления. При этом напряжение на любой обмотке не должно быть выше наибольшего рабочего напряжения $U_{раб\ max}$, определяемого надежностью работы изоляции.

Допускается **режим параллельной работы** трансформаторов при условии, что ни один из них не будет перегружен. Для этого должны выполняться следующие условия:

1. Группы соединений обмоток трансформаторов должны быть одинаковыми;
2. Соотношение мощностей трансформаторов не более 1:3;
3. Отличие коэффициентов трансформации не более чем на 0,5%;
4. Отличие напряжений короткого замыкания не более чем на 10%;
5. Перед включением должна быть произведена фазировка трансформаторов.

При параллельной работе трансформаторов и переменном графике их суммарной нагрузки возможна оптимизация количества работающих трансформаторов в течение суток. Критерий оптимальности – минимум потерь активной мощности.

Режим регулирования напряжения. Устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) должны работать, как правило, в автоматическом режиме. Допускается дистанционное переключение РПН с пульта управления. На трансформаторах с переключением без возбуждения (ПБВ) правильность выбора коэффициента трансформации должна проверяться два раза в год – перед зимним максимумом и летним минимумом нагрузки.

Для регулирования напряжения используются также специальные регулировочные трансформаторы, устанавливаемые на подстанциях. Регулировочные ответвления двух- и трехобмоточных трансформаторов выполняют в обмотке высшего напряжения со стороны нейтрали. Ток в обмотке высшего напряжения меньше, чем в других обмотках, следовательно, условия работы РПН легче, его массогабаритные показатели лучше.

Для двухобмоточных трансформаторов регулируется коэффициент трансформации между обмотками высшего и низшего напряжений кВн. Для трехобмоточных трансформаторов одновременно и независимо регулируются коэффициенты трансформации кВн между обмотками высшего и низшего напряжения и кВс между обмотками высшего и среднего напряжения.

Регулировочные ответвления автотрансформаторов выполняют со стороны нейтрали общей обмотки или в линейном выводе обмотки среднего напряжения. В первом случае одновременно и независимо регулируются коэффициенты кВн и кВс, во втором – регулируется только коэффициент кВс.

Рассмотрим основные принципы регулирования коэффициентов трансформации. С целью упрощения трансформаторы и устройства регулирования будем рассматривать в однофазном исполнении. На рисунке 2 приведена принципиальная схема трансформатора с устройством ПБВ. Первичная обмотка U_v имеет нулевое ответвление и четыре регулировочных ответвления: +2,5 % и +5 %. Вторичная обмотка U_n имеет неизменное число витков.

Для переключения регулировочных ответвлений необходимо отключать трансформатор от сети. Эти переключения производятся редко, например, при сезонном изменении нагрузки. Такие трансформаторы не могут использоваться для регулирования напряжения при изменении нагрузки в течение суток.

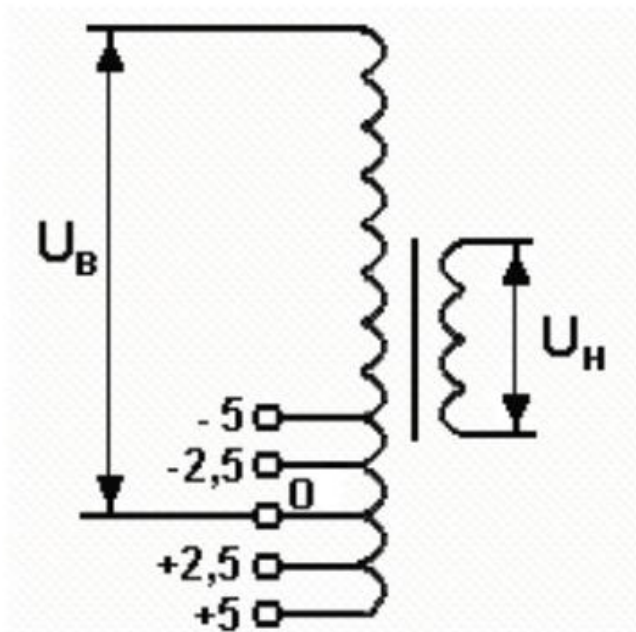


Рисунок 2 – Схема устройства ПБВ силового трансформатора

Нулевое ответвление ПБВ соответствует номинальному коэффициенту трансформации $k_T = U_{\text{вн}}/U_{\text{нн}}$. Другие ответвления ПБВ соответствуют изменению коэффициента трансформации до величин, указанных в таблице 1.

Таблица 1 – Значения коэффициента трансформации в зависимости от ответвлений устройства ПБВ силового трансформатора

Ответвление первичной обмотки, %	+5	+2,5	0	-2,5	-5
Коэффициент трансформации	$1,05k_T$	$1,025k_T$	k_T	$0,975k_T$	$0,95k_T$

Принципиальная схема трансформатора с РПН приведена на рисунке 3. Первичная обмотка имеет нерегулируемую (а) и регулируемую (б) части. Количество ответвлений на регулируемой части первичной обмотки таких трансформаторов больше, чем у трансформаторов с ПБВ. Например, для трансформаторов с номинальным первичным напряжением $U_{\text{вн}} = 115$ кВ диапазон регулирования напряжения составляет $+9,178\%$ $U_{\text{вн}}$. Эти трансформаторы имеют, кроме нулевого, еще 18 ответвлений.

Нулевое ответвление РПН соответствует номинальному коэффициенту трансформации $k_T = U_{\text{вн}}/U_{\text{нн}}$. Другие ответвления соответствуют изменению коэффициента трансформации до величины $k_T(1+0,0178i)$, где i – номер ответвления.

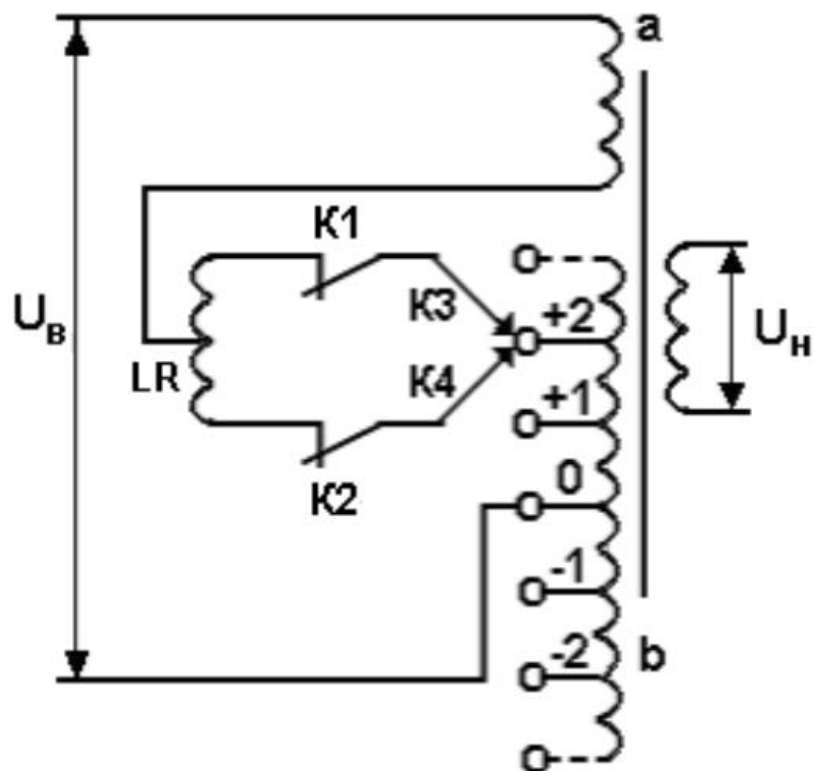


Рисунок 3 – Схема устройства РПН силового трансформатора

Из рисунка 3 видно, что для ответвлений +1, +2, ... витки регулируемой обмотки включены согласно с нерегулируемой обмоткой. При работе на этих ответвлениях коэффициент трансформации увеличивается. Для ответвлений -1, -2, ... витки регулируемой обмотки включены встречно с нерегулируемой обмоткой. При работе на этих ответвлениях коэффициент трансформации уменьшается.

Рассмотрим работу переключающего устройства РПН, состоящего из неподвижных контакторов К1 и К2, подвижных контактов К3 и К4 и токоограничивающего реактора LR, в среднюю точку которого включен вывод нерегулируемой обмотки трансформатора. При работе трансформатора на любом ответвлении ток нагрузки первичной обмотки распределяется поровну между двумя частями реактора. Токи в разных частях реактора текут встречно, результирующий магнитный поток и индуктивное сопротивление реактора практически равны нулю.

Пусть по условиям регулирования напряжения требуется переключиться с ответвления +2 на ответвление +1. Для этого отключается контактор К1, а подвижный контакт К3 переключается на ответвление +1. Контакт К1 включается. Секция обмотки между ответвлениями +1 и +2 оказывается замкнутой на реактор LR. Токи замыкания в обеих частях реактора совпадают по направлению, результирующий магнитный поток и индуктивное сопротивление реактора увеличиваются, чем достигается эффективное ограничение тока замкнутой части обмотки.

Далее отключается контактор К2, подвижный контакт К4 переключается на ответвление +1, после чего контактор К2 замыкается.

Трансформаторы с устройством РПН позволяют регулировать напряжение при изменении нагрузки в течение суток. Такие трансформаторы оборудуются автоматическими регуляторами напряжения (АРН), которые реагируют на изменения напряжения на вторичной обмотке трансформатора, давая команды на переключение ответвлений РПН согласно заданному закону регулирования напряжения.

Для повышения надежности работы РПН следует исключить его срабатывания при незначительных отклонениях напряжения, а также при значительных, но кратковременных отклонениях напряжения. Для этого АРН имеет зону нечувствительности, несколько большую половины одной ступени регулирования. В этом случае АРН выдает сигнал на переключение, если напряжение ближе к следующей ступени регулирования, чем к той, на которой в данный момент работает трансформатор.

Для отстройки РПН от срабатывания при кратковременных отклонениях напряжения в АРН предусматривается выдержка времени 1...3 минуты.

Устройство РПН автотрансформаторов работает аналогично. Принципиальные схемы включения РПН в нейтраль общей обмотки и линейный вывод обмотки среднего напряжения показаны на рисунке 3 а и б. В первом случае одновременно и независимо регулируются коэффициенты к_{вн} и к_{вс}, во втором – только коэффициент к_{вс}.

Аварийные режимы. При отключении трансформатора защитой, не связанной с его внутренними повреждениями, например, максимальной токовой защитой, трансформатор может быть вновь включен в работу.

При отключении трансформатора защитами от внутренних повреждений (газовой, дифференциальной) этот трансформатор включается в работу только после осмотра, испытаний, анализа масла, анализа газа из газового реле и устранения выявленных дефектов.

При срабатывании газового реле на сигнал производится наружный осмотр трансформатора и отбор газа из газового реле для анализа. Если газ в реле негорючий, при наружном осмотре признаки повреждения не обнаружены, а отключение трансформатора вызовет недоотпуск электроэнергии, трансформатор может быть оставлен в работе до выяснения причин срабатывания газового реле на сигнал. После выяснения этих причин оценивается возможность дальнейшей нормальной эксплуатации трансформатора.

Аварийный вывод трансформатора из работы осуществляется:

- при сильном и неравномерном шуме или потрескиваниях внутри бака трансформаторы;

- ненормальном и постоянно возрастающем нагреве трансформатора при нагрузке, не превышающей номинальную, и нормальной работе устройств охлаждения;

- выбросе масла из расширителя или разрыве диафрагмы выхлопной трубы;

- течи масла или уменьшении уровня масла ниже уровня масломерного стекла в расширителе.

Наиболее подверженным процессу старения элементом трансформатора является целлюлозная изоляция обмоток, фактически определяющая ресурс (срок службы) трансформатора. Основным фактором, влияющим на старение изоляции, является ее нагрев, обуславливающий термический износ изоляции. Существует так называемое 6-градусное правило: увеличение температуры изоляции на 6 градусов сокращает срок ее службы вдвое. Это правило справедливо в диапазоне температур 80...140°C.

Наиболее интенсивный нагрев изоляции обмоток происходит при перегрузке трансформаторов. Поэтому режиму перегрузки трансформаторов уделим особое внимание.

Перегрузки, обусловленные неравномерным суточным графиком нагрузки трансформатора, называются систематическими. Перегрузки, обусловленные аварийным отключением какого-либо элемента системы электроснабжения, называются аварийными перегрузками.

Допустимость систематических и аварийных перегрузок трансформаторов при их эксплуатации регламентируется. При перегрузке учитываются система охлаждения трансформатора, температура охлаждающей среды, график нагрузки трансформатора и другие факторы.

При эксплуатации трансформаторов и автотрансформаторов должна быть обеспечена их длительная и надежная работа путем:

- соблюдения нагрузок, напряжений и температур в пределах установленных норм;

- поддержания характеристик масла и изоляции в нормированных пределах;

- содержания в исправном состоянии устройств охлаждения, регулирования напряжения, защиты масла и др.

Таким образом, эксплуатация трансформаторов связана с необходимостью определения их нагрузочной способности, зависящей от температурного режима.

Температурный режим обусловлен нагревом трансформатора и условиями охлаждения трансформатора.

Отвод теплоты трансформатора обеспечивается системами охлаждения, различающимися по сложности. Для более мощных трансформаторов необходимы более сложные системы охлаждения.

Трансформаторы малой и средней мощности охлаждаются в результате естественной циркуляции масла. Оно поступает в радиаторы из верхней, наиболее нагретой части бака, и, опускаясь, охлаждается омывающим радиаторы воздухом. Эта система охлаждения условно обозначается – М.

При увеличении мощностей трансформаторов охлаждения масла естественным путем становится недостаточно. Для повышения его интенсивности прибегают к обдуванию радиаторов воздухом с помощью вентиляторов. Дутьевое охлаждение условно обозначается – Д.

У трансформаторов с еще большей мощностью естественную циркуляцию масла усиливают масляным насосом. При системе охлаждения, условно обозначаемой Ц, принудительно циркулирующее масло охлаждается в радиаторах с помощью омывающей их воды, а при системе охлаждения ДЦ – с помощью дутья.

Питание электродвигателей устройств охлаждения трансформаторов должно осуществляться от двух источников, а для трансформаторов с системами охлаждения Ц и ДЦ – с применением АВР.

На трансформаторах с системами охлаждения Ц и ДЦ устройства охлаждения должны автоматически включаться (отключаться) одновременно с включением (отключением) трансформатора. Принудительная циркуляция масла должна быть непрерывной независимо от нагрузки. Эксплуатация трансформаторов с искусственным охлаждением без включения в работу устройств сигнализации о прекращении циркуляции масла, охлаждающей воды или об останове вентиляторов, запрещается.

На трансформаторах с системой охлаждения Д электродвигатели вентиляторов должны автоматически включаться при достижении температуры масла 55°C или при номинальной нагрузке независимо от температуры масла и отключаться при снижении температуры масла до 50°C , если ток нагрузки менее номинального.

На трансформаторах с системой охлаждения Ц система циркуляции воды должна быть включена после включения масляного насоса при температуре верхних слоев масла не ниже 15°C и отключена при понижении температуры масла до 10°C . Должны быть предусмотрены меры для предотвращения замораживания маслоохладителей, насосов и водяных магистралей.

При номинальной нагрузке температура верхних слоев масла должна быть у трансформаторов с охлаждением ДЦ – не выше 75°C , с системами охлаждения М и Д – не выше 95°C ; у трансформаторов с охлаждением Ц температура масла на входе в маслоохладитель должна быть не выше 70°C .

Допускается продолжительная работа трансформаторов (при мощности не более номинальной) при напряжении на любом ответвлении обмотки на 10 % выше номинального для данного ответвления. При этом напряжение на любой обмотке должно быть не выше наибольшего рабочего.



Рисунок 4 – Силовой трансформатор с системой охлаждения типа Д

Для масляных трансформаторов допускается длительная перегрузка по току любой обмотки на 5 % номинального тока ответвления, если напряжение на ответвлении не превышает номинального. Кроме того, для трансформаторов в зависимости от режима работы допускается систематические перегрузки, значение и длительность которых регламентируется типовой инструкцией по эксплуатации трансформаторов и инструкциями заводов-изготовителей.

Включение трансформаторов на номинальную нагрузку допускается с системами охлаждения М и Д при любой отрицательной температуре воздуха, а при системах Ц и ДЦ – при температурах окружающего воздуха не ниже минус 25°С. При более низких температурах трансформатор должен быть предварительно прогрет включением на нагрузку около 0,5 номинальной.

Надежность работы трансформатора в значительной мере определяется работоспособностью изоляции.

Старение диэлектрика – постепенное его изменение, сопровождающееся ухудшением или полной потерей изоляционных свойств, вызывается рядом процессов, связанных с химическими, тепловыми, механическими или электрическими воздействиями. Эти процессы

действуют одновременно и взаимосвязаны, каждый из них может вызвать появление другого.

К химическим процессам ухудшения изоляции относятся окисление и другие химические реакции с агрессивными компонентами окружающей среды, которым благоприятствуют влага и повышенная температура.

Под воздействием нагрева возникает износ, сопровождаемый распадом вещества, появлением хрупкости металла и снижением его электрической прочности.

К основным причинам старения, обусловленного причинами электрического характера, относятся физические и химические изменения изоляции, вызванные ионизационными процессами.

Механические воздействия, вызывая нарушение целостности материалов (разрывы, расслоения), снижают электрическую прочность изоляционной конструкции.

Техническое обслуживание трансформаторов

В процессе эксплуатации трансформаторов выполняются следующие работы по техническому обслуживанию:

- измерение нагрузок и напряжений трансформаторов;
- осмотр трансформаторов;
- испытания силовых трансформаторов.

В распределительных электросетях напряжением до 15 кВ включительно должны быть организованы измерения нагрузок и напряжений трансформаторов в период максимальных и минимальных нагрузок. Срок и периодичность измерений устанавливаются техническим руководителем энергетического объекта. Контроль за напряжением, подведенным к трансформатору, и напряжением его вторичных обмотки осуществляется вольтметром.

Осмотры трансформаторов без отключения производятся в сроки, установленные техническим руководителем энергетического объекта в зависимости от их назначения, места установки и технического состояния.

При осмотре трансформаторов проверяется:

- температура масла;
- уровень масла в расширителе и его соответствие температурной отметке маслоуказателей, обращается внимание на цвет масла;
- отсутствие течи масла в местах уплотнений трансформаторов;
- нет ли изменения гула по сравнению с обычным;
- состояние внешней изоляции (вводов трансформатора), контактных соединений.

Профилактические испытания трансформаторов (с отключением) должны быть организованы в соответствии с «Объемом и нормами испытаний электрооборудования» и заводскими инструкциями. Проводятся они во время текущих и капитальных ремонтов.

Ремонты трансформаторов

Ремонты трансформаторов (капитальные, текущие) и их составных частей (РПН, систем охлаждения и др.) выполняются по мере необходимости в зависимости от их технического состояния, определяемого испытаниями и внешним осмотром. Сроки ремонта устанавливаются техническим руководителем энергетического объекта.

При текущем ремонте:

- устраняются на месте обнаруженные дефекты;
- производится чистка изоляторов и бака;
- спускается грязь из расширителя;
- доливается масло;
- проверяется исправность маслоуказателя;
- проводится смена сорбента в фильтрах;
- выполняется отбор проб масла и его анализ;
- проводятся измерения и испытания.

При капитальном ремонте:

- производится вскрытие трансформатора, подъем сердечника (или съемного бака) и его осмотр;
- проверяются и при необходимости ремонтируются магнитопровод, переключатели, отводы, подпрессовываются обмотки;
- ремонтируются крышка, расширитель, краны, чистятся и заменяются изоляторы;
- производится чистка и окраска бака;
- проверяются контрольно-измерительные приборы и защитные устройства;
- производится очистка и замена масла, сушка изоляции;
- выполняются установленные измерения и испытания.

У трансформаторов распределительной сети во время текущих и капитальных ремонтов проводятся обычно следующие измерения и испытания:

- измерение сопротивления обмоток постоянному току;
- измерение сопротивления изоляции обмоток с определением коэффициента абсорбции;
- испытание трансформаторного масла.

Коэффициент абсорбции $k_{аб} = R_{60} / R_{15}$ устанавливаются на основе измерений сопротивления изоляции обмоток трансформатора мегомметром на 2500 В через 15 с (R_{15}) и через 60 с (R_{60}) после начала вращения рукоятки мегомметра. Для сухой изоляции трансформатора $k_{аб} = 1,3$. При увлажнении изоляции $k_{аб}$ уменьшается до 1.

Трансформаторное масло выполняет в трансформаторе три основные функции:

- изолирует находящиеся под напряжением узлы активной части;
- охлаждает нагревающиеся при работе узлы активной части;
- предохраняет твердую изоляцию обмоток от увлажнения.

Эксплуатационные свойства масла и его качество определяются химическим составом масла. Вновь поступившее масло должно иметь сертификат предприятия-поставщика, подтверждающий соответствие масла стандарту. Для масла, прибывшего вместе с трансформатором, соответствие стандарту подтверждается записью в паспорте трансформатора.

При каждом осмотре трансформаторов проверяется температура верхних слоев масла, контролируемая по термометрам или термосигнализаторам. Эта температура не должна превышать 95°C. В противном случае нагрузка трансформатора должна быть снижена.

Контроль качества трансформаторного масла производится для силовых трансформаторов мощностью до 630 кВА без термосифонных фильтров. При этом выполняется сокращенный анализ масла, включающий определение:

- пробивного напряжения;
- температуры вспышки;
- кислотного числа КОН;
- отсутствия механических примесей.

Следует заметить, что современные трансформаторы, начиная с мощности 160 кВА включительно, выпускаются с термосифонными фильтрами, замена сорбента в которых производится при неудовлетворительных характеристиках твердой изоляции трансформатора. Это выявляется при выполнении капитального ремонта трансформатора. Однако в эксплуатации имеется значительное количество трансформаторов выпуска прежних лет, не оборудованных термосифонными фильтрами, что требует проведения отбора и анализа масла.

Если масло не удовлетворяет нормам на пробивное напряжение из-за наличия в нем влаги и механических примесей, то производится его отстой, центрифугирование, фильтрация и сушка. При центрифугировании масло очищается от воды и примесей, имеющих большую плотность, чем масло. Легкие волокна и частицы взвешенного угля задерживаются фильтрами-прессами, через которые масло пропускается под давлением. Сушка масла осуществляется как с помощью цеолитов (синтетических веществ), так и распылением в вакууме.

2. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Электрооборудование распределительных устройств (РУ) всех видов и напряжений по номинальным данным должно удовлетворять условиям работы как при номинальных режимах, так и при коротких замыканиях, перенапряжениях и нормированных перегрузках.

Персонал, обслуживающий РУ, должен располагать схемами и указаниями по допустимым режимам работы электрооборудования в нормальных и аварийных условиях.

Класс изоляции электрооборудования должен соответствовать номинальному напряжению сети.

При расположении электрооборудования в местностях с загрязненной атмосферой на стадии проектирования должно быть выбрано оборудование с изоляцией, обеспечивающей надежную работу без дополнительных мер защиты. При эксплуатации оборудования с негряззостойкой изоляцией в местах с загрязненной атмосферой должны быть осуществлены меры, обеспечивающие надежную работу изоляции:

- в открытых распределительных устройствах (ОРУ) – усиление, обмывка, очистка, покрытие гидрофобными пастами;
- в закрытых распределительных устройствах (ЗРУ) – защита от проникновения пыли и вредных газов;
- в комплектных распределительных устройствах (КРУ) наружной установки – уплотнение шкафов, обработка изоляции гидрофобными пастами и установка устройств электроподогрева с ручным или автоматическим управлением.

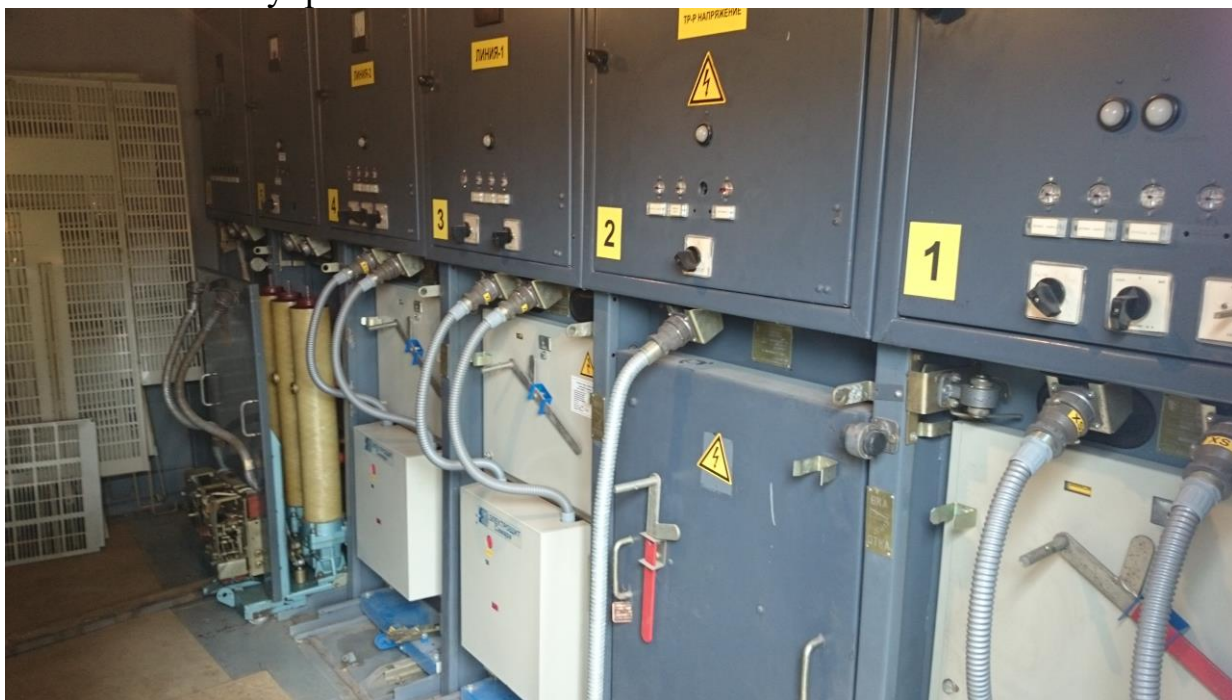


Рисунок 5 – Распределительное устройство типа КРУ

Температура воздуха внутри помещений ЗРУ в летнее время не должна быть выше 40°C. В случае ее превышения должны быть приняты меры к понижению температуры оборудования или охлаждению воздуха. Температура в помещении КРУ с элегазовой изоляцией должна быть в пределах требований эксплуатационной технической документации изготовителя.

Должны быть приняты меры, исключаяющие попадание животных и птиц в помещение ЗРУ, камеры КРУ.

На дверях и внутренних стенках камер ЗРУ, оборудовании ОРУ, наружных и внутренних лицевых частях КРУ, сборках, а также на лицевой и оборотной сторонах панелей щитов должны быть выполнены надписи, указывающие назначение присоединений и их диспетчерское наименование.

В РУ должны находиться переносные заземления, средства по оказанию первой помощи пострадавшим от несчастных случаев, защитные и противопожарные средства.

Техническое обслуживание оборудования РУ

Оборудование РУ подвергается периодическому осмотру и испытаниям. Осмотр оборудования РУ без отключения от сети должен быть организован:

- на объектах с постоянным дежурством персонала: не реже 1 раза в 1 сутки; в темное время суток для выявления разрядов, коронирования – не реже 1 раза в месяц;

- на объектах без постоянного дежурства персонала – не реже 1 раза в месяц, а в трансформаторах и распределительных пунктах – не реже 1 раза в 6 месяцев.

При неблагоприятной погоде (сильный туман, мокрый снег, гололед и т.п.) или усиленном загрязнении на ОРУ, а также после отключения оборудования при коротком замыкании должны быть организованы дополнительные осмотры.

При осмотре распределительных устройств проверяют:

- уровень и температуру масла в маслонаполненных аппаратах;
- состояние изоляции (запыленность, наличие трещин, разрядов, выпадение росы на поверхность изоляторов) и контактных соединений;
- состояние помещений (исправность отопления и вентиляции, наличие плакатов, надписей, дверных замков, наличие противопожарных и защитных средств);
- состояние окружающей территории.

Обращают внимание также на состояние кабелей высокого и низкого напряжения и концевых заделок, контура защитного заземления, осветительной проводки и арматуры, показания измерительных приборов и т.д.

Проверка качества контактных соединений шин на ток свыше 1000 А производится путем измерения переходного сопротивления контактов или падения напряжения. Переходное сопротивление измеряют на отключенном

оборудовании, а падение напряжения измеряют под напряжением с помощью универсальной измерительной штанги.

Проверка качества контактных соединений шин на ток до 1000 А производится без отключения оборудования путем измерения их температуры нагрева с помощью электротермометров, термоуказателей, термосвечей, тепловизоров и пирометров.

При осмотрах коммутационных аппаратов (выключателей нагрузки, разъединителей) обращают внимание на состояние их контактов, изоляторов, привода.

При осмотре масляных выключателей обращают внимание на уровень масла, отсутствие течи масла, состояние контактных соединений, состояние поверхности фарфоровых вводов, изоляторов и тяг, работу электронагрева выключателя.

У воздушных выключателей должно периодически проверяться наличие вентиляции внутренних полостей изоляторов (для выключателей, имеющих указатели).

Испытания электрооборудования должны быть организованы в соответствии с «Объемом и нормами испытаний электрооборудования». Проводятся они при выводе оборудования в ремонт.

Ремонты электрооборудования распределительных устройств.

Первый текущий и средний ремонт оборудования РУ должен производиться в сроки, указанные в технической документации заводов-изготовителей. Периодичность следующих средних ремонтов может быть изменена, исходя из опыта эксплуатации. Изменение периодичности ремонтов по присоединениям, находящимся в ведении диспетчера энергосистемы, осуществляется решением технического руководителя предприятия, а по остальным присоединениям – решением технического руководителя энергетического объекта.

Текущий ремонт оборудования РУ, а также проверки его действия (опробования) должны производиться по мере необходимости в сроки, установленные техническим руководителем энергетического объекта.

После исчерпания ресурса должен производиться средний ремонт оборудования РУ независимо от срока его эксплуатации.

Капитальный ремонт РП и закрытых ТП включает следующие работы:

- чистку стен и потолков от пыли;
- проверку плотности и качества контактных соединений, чистку оборудования и изоляции;
- регулировку разъединителей и их приводов;
- проверку целостности и ремонт внутренней заземляющей проводки;
- текущий ремонт силовых трансформаторов;
- ремонт высоковольтных выключателей и их приводов;
- чистку маслосборных ям;
- проверку маслостоков;

- чистку и ремонт вентиляционных проемов, блокировочных устройств, замков;
- осмотр и чистку кабельных подвалов и каналов, изолирующих решеток и изоляторов под ними;
- проверку и ремонт устройств низшего напряжения, замену плавких предохранителей низшего напряжения;
- испытание оборудования повышенным напряжением.

Выключатели высокого напряжения предназначены для отключения и включения цепей в нормальных и аварийных режимах. Выключатель является основным аппаратом в электрических установках. Он служит для отключения и включения цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, КЗ, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее сложной и ответственной операцией является отключение токов КЗ. Четкая работа выключателя ограничивает распространение аварии в электрической установке. Отказ выключателя может привести к развитию аварии.

По конструктивным особенностям и способу гашению дуги различают масляные баковые, маломасляные, воздушные, элегазовые, электромагнитные, вакуумные выключатели. Кроме того, по роду установки различают выключатели для внутренней, наружной установки и для комплектных распределительных устройств. Структура условного обозначения выключателей высокого напряжения приведена на рисунке 6.

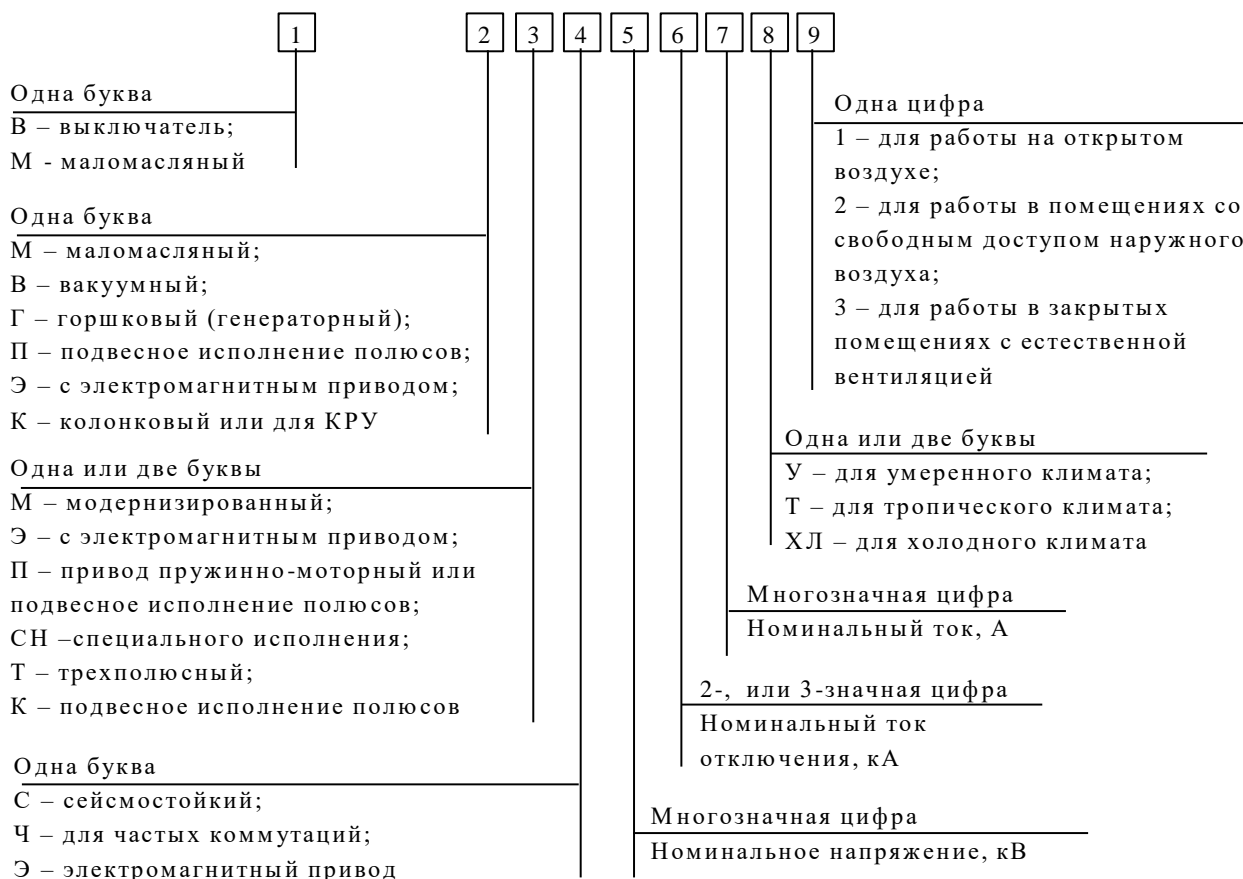


Рисунок 6 – Структура условного обозначения выключателей ВН

При текущем ремонте масляных выключателей производятся:

- чистка от пыли и грязи;
- чистка и проверка привода;
- чистка и уплотнение контактных соединений;
- уплотнение кранов и пробок;
- окраска металлических частей выключателя;
- проверка состояния заземляющей проводки;
- проверка действия блокировки выключателя с разъединителями;
- проверка цепей вторичной коммутации;
- проверка состояния термосигнализации.

При капитальном ремонте масляных выключателей производятся:

- слив масла и разборка выключателя;
- ремонт изоляторов, вводов и внутрибаковой изоляции;
- ремонт и регулировка контактов;
- ремонт дугогасительного устройства и приводного механизма;
- испытания выключателя.

Во время проведения ремонта выключателя проводят следующие испытания:

- измеряют сопротивление изоляции вторичных цепей и сопротивление контактов масляных выключателей постоянному току;
- проверяют время движения подвижных частей выключателя и вжима (хода) контактов при включении;
- контролируют одновременность замыкания и размыкания контактов и действие механизма свободного расцепления;
- проводят испытания проб масла, взятого из баков выключателя.

Выключатель нагрузки – коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения токов нагрузки в нормальном режиме. Выключатели нагрузки применяют в установках напряжением 6/10 кВ на распределительных пунктах и трансформаторных подстанциях. Они предназначены для работы в шкафах КРУ, камерах КСО и КТП внутренней установки. Структура их условного обозначения приведена на рисунке 7.

При ремонте выключателей нагрузки производятся:

- очистка изоляторов и других деталей от пыли и осадков;
- разбираются дугогасительные камеры;
- осматриваются вкладыши и пластмассовые коробки камер;
- проверяется состояние подвижных и неподвижных, основных и дугогасящих контактов и последовательность их включения и отключения;
- проверяется совместная работа выключателя и привода.

ВНРП – 10/400 – 10 зп	
<p>В - выключатель</p> <hr/> <p>Н - нагрузки</p> <hr/> <p>Одна буква</p> <p>Р – с ручным приводом;</p> <p>П - с пружинным приводом;</p> <p>В - вакуумный</p> <hr/> <p>Одна или две буквы</p> <p>п – со встроенным предохранителем;</p> <p>у – с усиленной контактной системой</p> <hr/> <p>Номинальное напряжение, кВ</p> <hr/> <p>Номинальный ток, А</p>	<p>Климатическое исполнение и категория размещения</p> <p>У – для умеренного климата;</p> <p>З – для работы в закрытых помещениях с</p> <hr/> <p>З – наличие устройства для подачи команды на отключение при перегорании</p> <hr/> <p>Одна или две буквы</p> <p>з – с заземляющими ножами;</p> <p>п – заземляющие ножи расположены за</p> <hr/> <p>Номинальное значение периодической составляющей сквозного тока КЗ, кА</p>

Рисунок 7 – Структура условного обозначения выключателей нагрузки



Рисунок 8 – Выключатель нагрузки

Капитальный ремонт элегазовых и вакуумных выключателей проводится один раз в 10 лет.

При ремонте разъединителей производятся:

- чистка и проверка целостности изоляции и тяг;
- проверка прочности крепления фарфоровых изоляторов на штырях;
- проверка одновременности включения ножей трехполюсного разъединителя и отсутствие ударов при включении ножа о головку изолятора или губку неподвижного контакта;
- проверка холостого хода при оперировании разъединителем;
- проверка напряжения, воспринимаемого головкой изолятора от шины или привода.

Выключатели нагрузки, разъединители, заземляющие ножи и их приводы испытываются при капитальном ремонте. У выключателей нагрузки и разъединителей измеряют мегомметром на 500 ÷ 1000 В сопротивление изоляции вторичных цепей, обмоток включающей и отключающей катушек и т.д. У разъединителей измеряют мегомметром на 2500 В сопротивление изоляции поводков и тяг. Кроме того, у разъединителя на 600 А измеряют сопротивление постоянному току.



Рисунок 9 – Воздушная линия, линейный разъединитель, вакуумный выключатель, измерительные трансформаторы тока и напряжения, установленные на ОРУ 35 кВ

При эксплуатации РУ выполняют следующие общие для всего оборудования профилактические измерения и испытания:

1. Измерение сопротивления основной изоляции оборудования (изоляция первичных цепей) мегаомметром на 2500 В
2. Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей мегаомметром на 1000 В; это сопротивление должно быть не меньше 1 МОм;
3. Испытание основной изоляции оборудования повышенным напряжением в течение 1 мин.
4. Испытание изоляции вторичных цепей проводится напряжением 1 кВ в течение 1 мин.
5. Тепловизионный контроль оборудования РУ.



Рисунок 10 – Силовой трансформатор 35/10 кВ, трансформатор собственных нужд 10/04 кВ, КРУ 10 кВ наружной установки

3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ И ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

3.1. Шины распределительных устройств

При осмотре шин распределительных устройств визуально оценивается состояние изоляторов – отсутствие трещин, сколов, степень загрязнения. Непосредственно у шин главное внимание уделяется контактным соединениям, которые выполняются разборными (болтовыми) и неразборными (сварными).

В процессе эксплуатации болтового контактного соединения его переходное сопротивление возрастает вследствие окисления поверхностей соприкосновения и ослабления контактного давления под воздействием окружающей среды, механических нагрузок, токов нагрузки и коротких замыканий. При возрастании переходного сопротивления температура контактного соединения увеличивается, окислительные процессы ускоряются, вызывая еще большее увеличение переходного сопротивления. В конечном итоге происходит выгорание контактного соединения.

Состояние контактного соединения может определяться визуально. Потемнение поверхности, искрение, испарение влаги при дожде и снеге указывают на повышенную температуру контактного соединения. Более точно состояние контактного соединения определяют путем измерения переходного сопротивления, или температуры контактного соединения. Результаты измерений сравнивают с сопротивлением целого участка шины, равного длине контактного соединения.

Переходное сопротивление измеряют с помощью микроомметров или двойных мостов. Для температурного контроля контактных соединений применяют термопленки, пирометры, тепловизоры и другие средства измерения. В частности, термопленки, наклеивают на контактные соединения и по цвету пленки определяют его температуру.

При температуре до 50°С пленка имеет красный цвет, при 60°С – вишневый, при 80°С – темно-вишневый, при 100°С – черный, выше 110°С – светло-желтый. При температурах 100...110°С пленка разрушается и ее цвет при охлаждении контакта не восстанавливается.

При неудовлетворительном состоянии разборного контактного соединения его подвергают ревизии: разбирают, зачищают, сдирая окисную пленку, смазывают нейтральными смазками и вновь собирают.

Зачистка контактных поверхностей выполняется напильником, но не наждачной бумагой. Последняя оставляет на контакте частицы абразива, ухудшающие состояние контакта.

Неразборные (сварные) контактные соединения являются более надежными в работе. В сварных контактных соединениях шин не должно быть трещин, прожогов, непроваров шва более 10% его длины. При правильно выполненной сварке эти контактные соединения практически

не нуждаются в дальнейшем обслуживании.

3.2. Коммутационные аппараты

Осмотры коммутационных аппаратов проводятся при осмотрах РУ; внеочередные осмотры выключателей - после отключения тока короткого замыкания. При осмотрах обращают внимание на нагрев и состояние наружных контактных соединений, крепление выключателя и привода, состояние и степень загрязнения изоляции, исправность цепи заземления.

У масляных выключателей контролируются уровень масла, отсутствие его утечек, температура и степень загрязненности масла. В многообъемных (баковых) масляных выключателях бак заливается маслом не полностью, под крышкой остается воздушная подушка, предназначенная для демпфирования резкого повышения давления газов, выделяющихся в процессе гашения дуги.

При высоком уровне масла демпфирующий эффект уменьшается и бак выключателя может быть разорван высоким давлением газов. При низком уровне масла выходящие в воздушную подушку газы (главным образом, водород) не успевают охладиться в тонком слое масла и способны вызвать взрыв смеси водорода с воздухом (гремучей смеси).

С понижением температуры вязкость масла увеличивается, заметно влияя на временные характеристики выключателя. Поэтому при понижении температуры окружающей среды ниже -25°C должны автоматически включаться устройства электроподогрева масляных выключателей.

Загрязнение и увлажнение масла при эксплуатации вызывает снижение его электрической прочности. У многообъемных выключателей напряжением 110 кВ и выше испытания масла на электрическую прочность проводятся при выполнении выключателями предельно допустимого числа коммутаций токов короткого замыкания или нагрузки; у многообъемных выключателей напряжением до 35 кВ и малообъемных выключателей всех напряжений масло подлежит замене после выполнения выключателями предельно допустимого числа коммутаций. Предельно допустимое число коммутаций указывается предприятиями-изготовителями в инструкциях по эксплуатации.

У воздушных выключателей контролируются утечки и давление сжатого воздуха; у элегазовых выключателей – утечки, давление и влажность элегаза.

Следует отметить, что масляные и воздушные выключатели имеют низкую надежность, небольшой коммутационный ресурс, пожароопасность (у масляных выключателей), высокую трудоемкость ремонта и обслуживания. Поэтому в настоящее время при строительстве новых и реконструкции существующих объектов устанавливаются

элегазовые и вакуумные выключатели, обладающие более высокими техническими характеристиками.

Основное внимание при осмотрах разъединителей обращают на состояние контактов и изоляции. Ослабление контактного давления, окисление и загрязнение контактов приводит к увеличению переходного сопротивления и, как следствие, к повышенному нагреву контактов, и даже их выгоранию. При наличии на контактах следов оплавления и других небольших дефектов контакты зачищают и смазывают тонким слоем технического вазелина. При значительных повреждениях контактов их заменяют новыми.

При включении разъединителей не должно быть удара одного контакта о другой – оси контактов должны совпадать. Полюса разъединителя должны замыкаться и размыкаться одновременно. Проверка выполняется медленным включением разъединителя до момента соприкосновения контактов одного из полюсов. После этого замеряются зазоры между контактами других полюсов, которые не должны превышать 3 мм. Наличие отмеченных недостатков устраняется специальными регулировками при обслуживании разъединителей.

Изоляция разъединителей, особенно наружной установки, работает в тяжелых условиях. Помимо рабочего напряжения и перенапряжений на нее действуют механические нагрузки, обусловленные работой аппарата, тяжением ошиновки, гололедом. Загрязнение поверхности изоляторов разъединителей увеличивает вероятность ее перекрытия особенно в сырую погоду. При обнаружении трещин и сколов на изоляторах, значительном разрушении армирующих поясов аппарат следует вывести в ремонт.

3.3. Измерительные трансформаторы

Трансформаторы тока предназначены для понижения первичного тока до стандартной величины и для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока (ТТ). При осмотрах проверяется состояние контактных соединений, состояние изоляции, заземление вторичных обмоток, уровень и отсутствие течи масла у маслонаполненных ТТ.

При понижении уровня масла до 10% от общего объема доливается сухое масло до требуемого уровня. При большем понижении уровня масла необходима сушка изоляции ТТ.

Сушка изоляции ТТ напряжением до 10 кВ выполняется нагрузочным первичным (или вторичным) током, превышающим приблизительно на 20% номинальный ток. Сушка продолжается 15...18 ч и заканчивается при стабильности в течение 3...4 ч сопротивления изоляции.

Сушку изоляции ТТ напряжением 35...110 кВ проводят в сушильных камерах горячим воздухом при температуре не более 70°C в течение 8...10 ч.

Перед подключением ТТ после сушки или других работ по обслуживанию проверяется полярность обмоток.

При эксплуатации ТТ особое внимание уделяют заземлению вторичных обмоток трансформатора и отсутствию обрыва вторичной цепи. Заземление вторичных обмоток необходимо для защиты обслуживающего персонала от первичного напряжения при пробое изоляции между первичной и вторичной обмотками.

Нормальный режим работы ТТ близок к короткому замыканию вторичной обмотки. Разрыв вторичной цепи приводит к перенапряжению на вторичной обмотке и повреждению ее изоляции. Перед заменой во вторичной цепи измерительных приборов или устройств релейной защиты предварительно следует шунтировать (закоротить) вторичную обмотку ТТ.

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения до значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В, необходимого для питания измерительных приборов и защитных устройств, цепей автоматики и сигнализации.

Типовое обозначение трансформаторов напряжения расшифровывается следующим образом:

НОС – трансформатор напряжения однофазный, сухой;

НОСК – трансформатор напряжения однофазный, сухой, для комплектных распределительных устройств;

НТС – трансформатор напряжения трехфазный, с естественным охлаждением;

НОМ – трансформатор напряжения однофазный, масляный;

ЗНОМ – с заземленным выводом первичной обмотки, трансформатор напряжения однофазный, масляный;

НТМК – трансформатор напряжения трехфазный, масляный, с компенсирующей обмоткой для уменьшения угловой погрешности;

НТМИ – трансформатор напряжения трехфазный, масляный, с дополнительной вторичной обмоткой (для контроля изоляции сети);

ЗНОЛ – с заземленным выводом первичной обмотки, трансформатор напряжения однофазный, с литой изоляцией;

НКФ – трансформатор напряжения каскадный в фарфоровой крышке.

Трансформаторы напряжения (ТН). При осмотрах проверяют уровень масла и отсутствие его течи, состояние фарфоровых изоляторов, исправность армировочных швов, заземление вторичных обмоток, которое необходимо для защиты обслуживающего персонала от первичного напряжения при пробое изоляции между первичной и вторичной обмотками ТН.

При значительном понижении уровня масла проводится сушка изоляции ТН.

Удаление влаги из изоляции осуществляется за счет тепла, выделяемого короткозамкнутой вторичной обмоткой. Вторичные токи, контролируемые амперметрами, определяются мощностью ТН. Температура обмоток при сушке не должна превышать 85°C.

Режим работы ТН близок к режиму холостого хода. Вследствие этого повреждаемость ТН относительно мала. В эксплуатации наиболее характерными повреждениями являются витковые замыкания во вторичной обмотке. Выявление таких повреждений определяется измерением тока холостого хода. Для этого на вторичную обмотку ТН подается номинальное напряжение и измеряется ток этой обмотки при разомкнутой первичной обмотке. Результаты измерения тока холостого хода сопоставляются с паспортными данными ТН. Отличие результата измерений от паспортных данных более чем на 20% свидетельствует о наличии витковых замыканий. В этом случае ТН выводится в ремонт.

После выполнения ремонтных работ, связанных с заменой обмоток, проверяется коэффициент трансформации и группа соединения обмоток ТН.

3.4. Конденсаторные установки

Осмотр конденсаторных установок (КУ) без отключения должен проводиться не реже 1 раза в сутки в электроустановках с постоянным дежурством персонала и не реже 1 раза в месяц в установках без постоянного дежурства.

При осмотрах проверяют:

- целостность и степень загрязнения изоляции;
- состояние контактных соединений ошиновки;
- отсутствие течи пропитывающей жидкости из корпусов конденсаторов;
- состояние корпусов конденсаторов (отсутствие вздутия стенок корпусов);
- состояние открыто проложенных проводников заземления.

Регулируемые КУ должны работать, как правило, в автоматическом режиме. Контроль режима работы КУ выполняется измерением напряжения, тока, неравномерности нагрузки фаз. При повышении напряжения на КУ свыше 110% от номинального установка должна быть отключена. Токи в фазах должны отличаться не более чем на 5%.

После отключения КУ на конденсаторах сохраняется электрический заряд. Поэтому перед любым обслуживанием отключенной КУ производится контрольный разряд конденсаторов специальной изолирующей штангой с металлическим стержнем, хранящейся в помещении КУ. Конденсаторы испытываются повышенным напряжением.

3.5. Аппараты защиты от перенапряжений

Осмотры вентиляльных разрядников (РВ) и нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН) проводятся при осмотрах оборудования РУ, а также после каждой грозы, вызвавшей работу релейной защиты на отходящих ВЛ.

При осмотрах РВ и ОПН, имеющих фарфоровые покрышки, особое внимание обращают на герметичность конструкции, так как проникновение влаги внутрь аппарата резко снижает надежность его работы. Признаками нарушения герметичности аппарата являются наличие сколов и трещин на фарфоровой покрышке, повреждения армировочных швов между фланцами и крышкой, а также ослабление уплотнений между фланцами многоэлементных аппаратов. При наличии указанных повреждений аппарат выводится в ремонт.

Аппараты с полимерной покрышкой лучше сохраняют герметичность конструкции, являются более надежными при эксплуатации.

Для предупреждения перекрытий РВ и ОПН необходимо следить за чистотой поверхности фарфоровой или полимерной покрышки, так как загрязнение значительно искажает распределение напряжения по поверхности покрышки и увеличивает вероятность перекрытия даже при номинальном напряжении установки.

Ежегодно перед наступлением грозового сезона должна проводиться проверка состояния защиты оборудования РУ от перенапряжений. У потребителей должны регистрироваться случаи грозовых отключений и повреждений оборудования. На основании полученных данных должна проводиться оценка надежности защиты, а при необходимости разрабатываться мероприятия по повышению ее надежности.

РВ и ОПН всех классов напряжений должны быть постоянно включены. В РУ допускается отключение на зимний период РВ, предназначенных для защиты только от грозовых перенапряжений.

В установках с вакуумными выключателями, как правило, должны быть предусмотрены мероприятия по защите оборудования (высоковольтных двигателей, конденсаторных установок) от коммутационных перенапряжений. Такая защита выполняется ОПН, которые устанавливаются в одной ячейке с выключателем.

Испытания РВ и ОПН включают в себя:

- измерение сопротивления РВ и ОПН;
- измерения токов проводимости РВ и ОПН;
- измерение пробивного напряжения РВ.

Измерение сопротивления аппаратов выполняется мегаомметром и позволяет выявить увлажнение внутренних деталей, обрывы цепи шунтирующих резисторов и другие грубые дефекты.

Измерение тока проводимости позволяет выявить увлажнение внутренних деталей РВ и ОПН, ухудшение характеристик нелинейных резисторов ОПН при нарушении их герметичности. Измерения проводятся с помощью микро- или миллиамперметра при приложении к РВ или ОПН выпрямленного напряжения от испытательной установки.

Измерение пробивного напряжения РВ производится с целью определения состояния искровых промежутков и соответствия защитных характеристик разрядника требуемым нормам.

3.6. Заземляющие устройства

Визуальные осмотры видимой части заземляющих устройств (ЗУ) должны проводиться не реже 1 раза в 6 месяцев. При осмотре оценивается состояние открыто проложенных заземляющих проводников, болтовых контактных соединений между заземляющими проводниками и оборудованием.

Осмотры с выборочным вскрытием грунта проводятся в местах ЗУ, наиболее подверженных коррозии, а также у мест заземления нейтралей трансформаторов, присоединений РВ и ОПН. Такие осмотры проводятся не реже 1 раза в 12 лет. Элемент ЗУ бракуется, если коррозией поражено более 50% его сечения. Результаты осмотров ЗУ с выборочным вскрытием грунта оформляются соответствующими актами.

Для определения технического состояния ЗУ проводятся следующие профилактические измерения:

- сопротивлений болтовых соединений; сопротивление исправного болтового соединения должно быть не более 0,05 Ом;
- напряжения прикосновения в электроустановках, ЗУ которых выполнено по нормам напряжения прикосновения

4. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Воздушная линия электропередачи (ВЛ) служит для передачи электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях (мостах, путепроводах и т. п.).

За начало и конец ВЛ принимаются линейные порталы или линейные вводы РУ, а для ответвлений - ответвительная опора и линейный портал или линейный ввод РУ.

Режим ВЛ связывают с состоянием компонентов: нормальный режим - при необорванных проводах и тросах; аварийный режим - при оборванных одном или нескольких проводах или тросах; монтажный режим - состояние монтажа опор, проводов и тросов.

ВЛ характеризуют размеры: габаритный пролет l_{Γ} - габарит от проводов до земли; ветровой пролет $l_{\text{ветр}}$ - длина участка, давление ветра на провода или тросы с которого воспринимается опорой; весовой пролет - длина участка, вес проводов или тросов которого воспринимается опорой $l_{\text{вес}}$; габаритная стрела провеса провода - наибольшая стрела провеса в габаритном пролете.

На ВЛ 110-500 кВ длиной более 100 км для ограничения несимметрии токов и напряжений должен выполняться один полный цикл транспозиции, на ВЛ длиной <100 км транспозиция проводов выполняется на промежуточных подстанциях (на шинах, в пролете между концевой опорой и порталом подстанции или на концевой опоре). При этом транспозиция должна осуществляться так, чтобы суммарные длины участков ВЛ с различным чередованием фаз были примерно равны. На двухцепных ВЛ схемы транспозиции должны быть одинаковыми.

При эксплуатации воздушных линий электропередачи (ВЛ) должны производиться техническое обслуживание и ремонт, направленные на обеспечение их надежной работы.

Техническое обслуживание ВЛ

При техническом обслуживании должны проводиться работы по предохранению элементов ВЛ от преждевременного износа путем устранения повреждений и неисправностей, выявленных при осмотрах, проверках и измерениях.

При эксплуатации ВЛ должны быть организованы их периодические и внеочередные осмотры. График периодических осмотров должен быть утвержден техническим руководителем организации, эксплуатирующей электрические сети.

Периодичность осмотров каждой ВЛ по всей длине – не реже 1 раза в год. Кроме того, не реже одного раза в год инженерно-техническим персоналом должны производиться выборочные осмотры отдельных ВЛ (или

их участков), а все ВЛ (участки), подлежащие капитальному ремонту, должны быть осмотрены полностью.

Верховые осмотры с выборочной проверкой проводов и тросов в зажимах и в дистанционных распорках на ВЛ напряжением 35 кВ и выше или их участках, имеющих срок службы 20 лет и более или проходящих в зонах интенсивного загрязнения, а также по открытой местности, должны производиться не реже 1 раза в 6 лет; на остальных ВЛ 35 кВ и выше – не реже 1 раза в 12 лет. На ВЛ 0,38 ÷ 20 кВ верховые осмотры должны производиться при необходимости.

Внеочередные осмотры ВЛ или их участков должны производиться:

- при образовании на проводах и тросах гололеда, при пляске проводов, во время ледохода и разлива рек, после лесных и степных пожаров, а также после стихийных бедствий;

- после автоматического отключения ВЛ релейной защитой.

Цель внеочередных осмотров линии состоит как в определении причины ее отключения, необходимости проведения и объема требуемых ремонтных работ, так и в определении вероятных повреждений элементов линии в результате имевших место природных явлений.

Осмотр воздушных линий производится с целью наблюдения за состоянием линии и ее трассы и визуального выявления неисправности.

При осмотре опор обращается внимание: на их наклон вдоль и поперек линии, проседание грунта у оснований опор, отсутствие трещин сварных швов; на состояние окраски металлических деталей опор, деформацию металлических деталей, отсутствие зазора между башмаком металлической опоры и фундаментом; наличие загнивания или повреждения деталей деревянных опор; наличие и ширину раскрытия трещин железобетонных опор, наличие номеров опор и условных наименований линий, предупредительных плакатов по технике безопасности; наличие на опорах посторонних предметов.

Особое внимание следует обращать на железобетонные опоры линий напряжением 6 ÷ 35 кВ, так как эти опоры могут длительное время находиться под фазным напряжением.

На проводах и тросах линии не должно быть оборванных или перегоревших жил, следов оплавления, набросов посторонних предметов, разрушений в местах крепления, коррозии.

Изоляторы линии должны быть чистыми, не иметь сколов, трещин, следов оплавления; провода не должны проскальзывать в месте их крепления к изоляторам.

При осмотре арматуры обращается внимание на степень ее коррозии.

При осмотре заземляющих устройств и средств защиты от атмосферных перенапряжений необходимо обращать внимание на состояние заземляющих спусков по деревянным опорам и наличие их соединения с контуром заземления, состояние указателей срабатывания трубчатых разрядников и взаимное расположение самих разрядников и их крепление к

опоре, на соответствие внешнего искрового промежутка установленному значению.

Одновременно исследуется состояние трассы линии: наличие под проводами линии кустарников и деревьев, их высота; наличие в охранной зоне линии не предусмотренных проектом строений, складирования материалов, производство строительных и земельных работ без согласования с предприятием электрических сетей.

На ВЛ должны выполняться следующие проверки и измерения:

- проверка состояния трассы ВЛ – при проведении осмотров и измерения габаритов от проводов до поросли – при необходимости;

- проверка загнивания деталей деревянных опор – через 3–6 лет после ввода ВЛ в эксплуатацию, далее – не реже 1 раза в 3 года, а также перед подъемом на опору или сменой деталей;

- проверка (визуально) состояния изоляторов и линейной арматуры при осмотрах, а также проверка электрической прочности подвесных тарельчатых фарфоровых изоляторов первый раз на 1–2 годах, второй раз на 6–10 годах после ввода ВЛ в эксплуатацию и далее с периодичностью, приведенной в «Типовой инструкции по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35 ÷ 800 кВ» в зависимости от уровня отбраковки и условий работы изоляторов на ВЛ;

- проверка состояния опор, проводов, тросов при проведении осмотров;

- проверка состояния болтовых соединений проводов ВЛ напряжением 35 кВ и выше путем электрических измерений не реже 1 раза в 6 лет; болтовые соединения, находящиеся в неудовлетворительном состоянии, подвергаются вскрытию, а затем ремонтируются или заменяются;

- проверка и подтяжка бандажей, болтовых соединений и гаек анкерных болтов осуществляется не реже 1 раза в 6 лет;

- выборочная проверка состояния фундаментов и U-образных болтов на оттяжках со вскрытием грунта – не реже 1 раза в 6 лет;

- проверка состояния железобетонных опор и приставок – не реже 1 раза в 6 лет;

- проверка состояния антикоррозионного покрытия металлических опор и траверс, металлических подножников и анкерных оттяжек с выборочным вскрытием грунта – не реже 1 раза в 6 лет;

- проверка тяжения в оттяжках опор – не реже 1 раза в 6 лет;

- измерение сопротивления заземления опор, а также повторных заземлений нулевого провода в сетях напряжением 35 кВ и выше у опор с разъединителями, защитными промежутками, трубчатыми и вентильными разрядниками – не реже 1 раза в 6 лет; выборочно на 2 % железобетонных и металлических опор в населенной местности, на участках ВЛ с наиболее агрессивными оползневыми, выдуваемыми или плохо проводящими грунтами – не реже 1 раза в 12 лет;

- измерение сопротивления петли фаза-ноль на ВЛ напряжением до 1000 В при приемке в эксплуатацию, а в дальнейшем – при подключении новых потребителей и выполнении работ, вызывающих изменение этого сопротивления;

- проверка состояния опор, проводов, тросов, расстояний от проводов до поверхности земли и различных объектов, до пересекаемых сооружениях – при осмотрах ЛЭП.

Все неисправности, обнаруженные при осмотре ВЛ и производстве проверок и испытаний, должны быть отмечены в эксплуатационной документации и в зависимости от их характера устранены в кратчайший срок при техническом обслуживании или при проведении капитального ремонта.

Ремонты воздушных линий электропередачи

При капитальном ремонте ВЛ должен быть выполнен комплекс мероприятий, направленный на поддержание или восстановление первоначальных эксплуатационных характеристик ВЛ в целом или отдельных ее элементов путем ремонта деталей и элементов или замены их новыми, повышающими надежность и улучшающими эксплуатационные характеристики линии.

Капитальный ремонт ВЛ, согласно ПТЭ должен выполняться по решению технического руководителя организации, эксплуатирующей электрические сети, на ВЛ с железобетонными и металлическими опорами – не реже 1 раза в 12 лет, на ВЛ с деревянными опорами – не реже 1 раза в 6 лет.

При одном капитальном ремонте линии может быть заменено не более 30 % общего количества опор линии.

При капитальном ремонте линии производится:

- ремонт проводов;
- ремонт или замена деталей опоры, либо всей опоры;
- замена изоляторов, линейной арматуры, трубчатых разрядников и искровых промежутков;
- выправка опор;
- ремонт заземляющих устройств;
- покраска опор;
- регулировка стрел провеса проводов и грозозащитных тросов;
- очистка трассы линии электропередачи.

Перечень работ, которые должны выполняться на ВЛ при капитальном ремонте, приведен в типовых инструкциях по эксплуатации ВЛ.

Организация технического обслуживания и ремонтов воздушных линий электропередачи

Техническое обслуживание и ремонтные работы должны быть организованы, как правило, комплексным путем проведения всех необходимых работ с максимально возможным сокращением продолжительности отключения ВЛ. Комплексный ремонт сети предполагает проведение на определенном участке сети, включающем линии высокого и

низкого напряжения, трансформаторные подстанции, всего комплекса ремонтных работ за 1 ÷ 2 отключения, с привлечением необходимых механизмов, транспортных средств и персонала. При такой организации работ повышается производительность труда, снижается продолжительность и количество отключений.

Ремонты ВЛ могут производиться с отключением линии, одной фазы (пофазный ремонт) и без снятия напряжения.

Работами под напряжением считаются все виды работ, при которых персонал:

- касается телом или инструментом частей ВЛ, находящихся под напряжением;

- приближается к токоведущим частям, находящимся под напряжением, на расстояние менее допустимого правилами техники безопасности;

- находясь под потенциалом «земли», касается изолирующими инструментами токоведущих частей, находящихся под напряжением.

Применяются две основные схемы выполнения работ под напряжением на линиях до 35 кВ. Они характеризуются соответствующим положением работающего по отношению к земле и проводу, который находится под напряжением.

По первой схеме (провод под напряжением – изоляция – человек – земля) касание человеком провода осуществляется или с помощью диэлектрических перчаток и инструмента с изолирующими рукоятками, или посредством изолирующих штанг.

По второй схеме (провод – человек – изоляция – земля) работы производятся с непосредственным касанием человеком провода, находящегося под напряжением.

5. ЭКСПЛУАТАЦИЯ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Кабельная линия (КЛ) - линия для передачи электроэнергии состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями, а для маслонаполненных линий и с подпитывающими аппаратами, системой сигнализации давления масла.

Для размещения КЛ служат кабельные сооружения: кабельные туннели, каналы, короба, блоки, шахты, этажи, двойные полы, кабельные эстакады, галереи, камеры, подпитывающие пункты. Туннель - закрытое сооружение (коридор) со свободным проходом, позволяющим производить прокладку, ремонт и осмотр КЛ. Канал - закрытое и заглубленное (частично или полностью) в грунт, пол, перекрытие непроходное сооружение, позволяет укладку, осмотр и ремонт КЛ при снятом перекрытии. Шахтой (проходной или непроходной) называется вертикальное кабельное сооружение. Кабельным этажом называется часть здания, ограниченная

полом и перекрытием или покрытием, с высотой $>1,8$ м. Двойным полом называется полость, ограниченная стенами помещения, междуэтажным перекрытием и полом помещения со съемными плитами. В блоках имеются трубы для прокладки в них кабелей. Кабельной камерой называется подземное сооружение, со съемной плитой, для укладки кабельных муфт или для протяжки кабелей в блоки. Камера с люком для входа называется кабельным колодцем. Короб, закрытая полая конструкция, защищает кабели от механических повреждений. Лотки имеет открытую конструкцию, изготавливают из негорючих материалов сплошными, перфорированными или решетчатыми. Кабельной эстакадой (проходной или непроходной) называется надземное или наземное открытое кабельное сооружение. Кабельной галереей называется надземное или наземное закрытое полностью или частично проходное кабельное сооружение. Подпитывающим пунктом называется надземное, наземное или подземное сооружение с аппаратами и оборудованием.

В кабельных сооружениях, цехах и электропомещениях применяют кабели с оболочками только из трудногорючих или негорючих материалов. Конструктивные элементы зданий и сооружений, замкнутые каналы и пустоты которых используются для прокладки проводов и кабелей, должны быть негорючими.

Силовой кабель предназначен для передачи электрической энергии токами промышленных частот. Применяют кабель с бумажной пропитанной изоляцией, кабель с вязким пропиточным составом (Силовой кабель с бумажной изоляцией, пропитанной маслоканифольным или подобным ему по вязкости изоляционным составом), кабель с обедненно-пропитанной бумажной изоляцией, кабель с нестекающим пропиточным составом (с бумажной изоляцией, пропитанной изоляционным составом, вязкость которого такова что при рабочих температурах кабеля он не способен к перемещению) Бумажная изоляция, пропитанная нестекающим составом, содержащим церетин. Кабель с поясной изоляцией выполняется с общей изоляцией вокруг всех изолированных - скрученных или параллельно уложенных жил. Кабель с отдельно экранированными жилами имеет экран поверх изоляции каждой жилы. Кабель с жилами в отдельных оболочках имеет самостоятельную оболочку каждой изолированной жилы. Кабель с избыточным давлением – это кабель, изоляция которого работает под давлением выше атмосферного, создаваемым маслом или газом, входящим в состав изоляции и (или) являющимся внешней по отношению к ней средой. Маслонаполненный кабель это кабель с избыточным давлением, создаваемым маслом, входящим в состав бумажной пропитанной изоляции, и предусмотренной компенсацией температурных изменений объема масла. Маслонаполненный кабель в трубопроводе выполняется с отдельно экранированными жилами, заключенными в трубопровод, служащий оболочкой.

При эксплуатации силовых кабельных линий должны производиться техническое обслуживание и ремонт, направленные на обеспечение их надежной работы.

Техническое обслуживание кабельных линий

При вводе в эксплуатацию для каждой кабельной линии устанавливаются наибольшие допустимые токовые нагрузки, определяемые по участку трассы с наихудшими условиями охлаждения. Нагрузки должны быть определены по участку трассы с наихудшими тепловыми условиями, если длина участка не менее 10 м. Повышение этих нагрузок допускается на основе тепловых испытаний при условии, что нагрев жил не будет превышать допустимый государственными стандартами и техническими условиями.

Систематически на кабельных линиях должны выполняться следующие работы по техническому обслуживанию:

- контроль за тепловым режимом кабелей, температурой воздуха и работой вентиляционных устройств (для кабелей, проложенных в кабельных сооружениях); температура воздуха внутри кабельных туннелей, каналов и шахт в летнее время должна быть выше температуры наружного воздуха не более чем на 10°C ;
- технический надзор за вновь сооружаемыми кабельными линиями;
- осмотр кабельных туннелей, каналов на электростанциях и подстанциях без постоянного оперативного обслуживания;
- измерение блуждающих токов на кабельных линиях в районах с электрифицированным рельсовым транспортом или с агрессивными грунтами;
- проверка состояния и корректировка потенциальных диаграмм кабельной сети и карты почвенных коррозионных зон;
- надзор за производством земляных работ вблизи трасс кабельных линий.

Периодически на кабельных линиях должны выполняться следующие работы по техническому обслуживанию:

- измерение нагрузки;
- выборочные контрольные осмотры инженерно-техническим персоналом. В период паводков и ливней, а также при отключении кабельной линии релейной защитой проводятся внеочередные осмотры;
- несколько раз в год проводят испытания кабельных линий с большой вероятностью механических и коррозионных повреждений, линий на которых систематически происходят аварийные пробой изоляции, линий, на трассах которых проводились или проводятся строительные либо ремонтные работы.

Неуспешные испытания кабельных линий, а также пробой изоляции под рабочим напряжением служат причиной выполнения капитального ремонта. В объем текущего ремонта входит покрытие негорючими

антикоррозийными лаками и красками неоцинкованной брони кабелей, металлических конструкций, а также концевых воронок.

Осмотр кабельных линий производится с целью визуального обнаружения возможных неисправностей. При осмотре обращается внимание на недопустимость производства без согласования с предприятием электрических сетей строительных работ, раскопок, посадок деревьев, устройства гаражей, складов и свалок. При осмотрах мест пересечения кабельных трасс с железными дорогами обращается внимание на наличие предупредительных плакатов о расположении кабельных линий с обеих сторон полосы отвода территории для железной дороги. В местах пересечения кабельных линий с канавами, оврагами проверяется отсутствие размывов и провалов, угрожающих целостности и сохранности кабелей. В местах перехода кабелей из земли на стены и опоры воздушных линий электропередачи проверяется наличие защиты кабелей от механических повреждений и исправность состояния концевых муфт. В местах перехода кабелей с берегов в реку или другие водоемы проверяется наличие и состояние береговых сигнальных знаков и исправность набережных или специальных устройств на береговых участках. При осмотрах кабельных колодцев проверяют температуру воздуха и работу вентиляционных устройств.

При осмотре кабельных линий обращают внимание на внешнее состояние кабеля, соединительных и концевых муфт, строительной части сооружений, а также на смещение и провисы кабелей. Проверяется температура оболочек кабелей. Контроль температуры необходим для установления факта повышения нагрузки по сравнению с расчетной.

Обнаруженные дефекты на трассах и в самих кабельных линиях подлежат устранению, как в ходе осмотра, так и в последующем плановом порядке.

Производство раскопок землеройными машинами на расстоянии 1 м от кабеля, а также применение отбойных молотков, ломов и кирок для рыхления грунта на глубину более 0,3 м при нормальной глубине прокладки кабеля запрещается. Применение ударных и вибропогружных механизмов разрешается на расстоянии не менее 5 м от кабеля.

Характер повреждения кабельной линии устанавливается с помощью мегомметра. В кабельной линии возможны следующие повреждения:

- пробой изоляции, вызывающий замыкание одной, двух или трех жил на землю, либо двух или трех жил между собой в одном или разных местах;
- обрыв одной, двух или трех жил без заземления, либо с заземлением как оборванных, так и целых жил;
- «заплывающий» пробой изоляции.

Измерением мегомметром сопротивления изоляции каждой жилы кабеля можно установить повреждение изоляции при замыкании жил. Для проверки целостности жил устанавливают перемычку между тремя фазами с одного конца кабеля.

В тех случаях, когда между поврежденными фазами и землей имеется переходное сопротивление, место повреждения обнаружить затруднительно. Для снижения переходного сопротивления в месте повреждения кабель прожигают выпрямленным током высокой частоты. При этом сначала к кабельной линии прикладывается напряжение $30 \div 50$ кВ при токе $0,1 \div 0,5$ А, а после нескольких минут повторения пробоев разрядное напряжение снижается до $5 \div 8$ кВ в течение $5 \div 10$ минут. Напряжение пробоя при этом снижается до нуля. Затем в течение нескольких минут пропускают ток 100 А. Если после нескольких пробоев при сниженном напряжении электрическая прочность изоляции вновь возрастает, такое повреждение называется «заплывающим» пробоем и наиболее часто встречается в соединительных муфтах.

Для обнаружения зоны повреждения кабельной линии вначале могут быть использованы так называемые относительные методы, имеющие определенные погрешности измерения: импульсный метод, метод колебательного разряда, петлевой метод, емкостный метод. Точное место повреждения, знание которого служит исходной информацией для проведения раскопок, находится абсолютными методами – индукционным и акустическим.

Металлические оболочки кабелей в процессе их эксплуатации разрушаются вследствие химического (почвенная коррозия) или электрохимического взаимодействия с окружающей средой. Открыто проложенные кабели достаточно надежно защищаются путем нанесения на броню или оболочку слоя лака, либо краски. Интенсивность почвенной коррозии зависит от состава и влажности грунта и оценивается по значению электрического сопротивления грунта. Грунт с высоким электрическим сопротивлением не вызывает сильной коррозии. Поэтому при проектировании стремятся выбрать трассу кабельной линии, имеющую малоагрессивный грунт.

Наиболее опасным источником коррозии для кабельной линии является электрифицированный на постоянном токе железнодорожный транспорт, трамвай, метро, где рельсы используются как токопроводы. Для защиты металлических оболочек кабелей от блуждающих токов, помимо устранения нарушений в выполнении и эксплуатации рельсовой сети электрифицированного транспорта, применяют катодную поляризацию, электрический дренаж и протекторную защиту.

Техническое обслуживание маслонаполненных кабельных линий

Обслуживание маслонаполненных кабельных линий связано с необходимостью систематического наблюдения за состоянием маслоподпитывающих устройств, за качеством заполняющего их масла, герметичностью масляной системы и предотвращением попадания в кабель воздуха, а также образованием газа вследствие разложения масла.

Для каждой маслонаполненной кабельной линии установлены пределы допустимых изменений давления масла. Наблюдение за давлением масла ведется при помощи электроконтактных манометров.

Контроль за работой всех элементов линии ведется при осмотрах. Характеристики масла контролируются путем отбора и анализа проб масла из всех элементов кабельной линии. В процессе эксплуатации пробы масла отбирают через год после включения кабельной линии в работу, затем через три года и в последующий период один раз в 6 лет.

Контроль за утечкой масла осуществляется сравнением давления в поврежденной и неповрежденной фазах. Места утечки масла выявляют путем замораживания середины секции отключенного кабеля. После этого производят измерение давления на обоих концах секции. В той части секции, где имеется утечка, уменьшение давления масла происходит быстрее, чем в исправной. Затем замораживание повторяют в середине поврежденного участка. Последовательно повторяя эту операцию, уменьшают длину поврежденного участка до $10 \div 15$ м, после чего поврежденный участок раскапывают и место повреждения определяют визуально.

Особое внимание при обслуживании маслонаполненных кабельных линий следует обращать на предотвращение коррозионных разрушений оболочек кабеля (линии низкого давления состоят из однофазного кабеля) и стальных трубопроводов на линиях высокого давления. С этой целью регулярно отбирают пробы грунта, и ведут контроль за непрерывной работой устройств катодной поляризации. Эффективность и правильность их действия проверяют измерением защитных потенциалов в контрольных пунктах не реже одного раза в год.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ ПО ВЫБОРУ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Таблица П 1.1

Технические данные трехфазных масляных трансформаторов

Тип	$S_{\text{ном}}$, кВА	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		Схема и группа со- единения обмоток	Потери, Вт		Напряжение КЗ, %	Ток ХХ, %			
		ВН	НН		ХХ	КЗ					
1	2	3	4	5	6	7	8	9			
Напряжение до 35 кВ											
ТМ-25/10	25	6; 10	0,4	Y/Y _H -0 Y/Y _H -11	130	600; 690	4,5; 4,7	3,2			
ТМ-40/10	40				175	880; 1000		3			
ТМ-63/10	63				240	1280; 1470		2,8			
ТМ-100/10	100				35	0,4; 0,69	Y/Y _H -0 Δ/Y _H -11 Y/Y _H -11	330	1970	6,5; 6,8	2,6
ТМ-100/35		420	2270								
ТМ-160/10	160	6; 10	0,4; 0,69	Y/Y _H -0 Δ/Y _H -11 Y/Y _H -11	510	2650	4,5; 4,7	2,4			
ТМФ-160/10		35			620	3100			6,5; 6,8		
ТМ-160/35		250			6; 10	0,4; 0,69	Y/Y _H -0 Δ/Y _H -11 Y/Y _H -11	740	3700	4,5; 4,7	2,3
ТМФ-250/10	35	900	4200	6,5; 6,8							
ТМ-250/35	400	6; 10	0,4; 0,69	Y/Y _H -0 Δ/Y _H -11 Δ/Y _H -11	950			5900	4,5	2,1	
ТМ-400/10											
ТМФ-400/10											
ТМН-400/10											
ТМ-400/35						35	Y/Y _H -0 Δ/Y _H -11				1200
ТМН-400/35	5900										
ТМ-630/10	630	6; 10	0,4	Y/Y _H -0 Δ/Y _H -11 Δ/Y _H -11	1310	7600	5,5	2,0			
ТМФ-630/10									0,4	Δ/Y _H -11	8500
ТМН-630/10											
ТМ-630/35		35	0,4	Y/Y _H -11 Δ/Y _H -11	1600	7600	6,5				
ТМФ-630/35									0,69	Δ/Y _H -11	8500
ТМН-630/35											

Продолжение таблицы П 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
TM-1000/10	1000	6; 10	0,4	Y/Y _H -0	-	-	-	-	
			0,69	$\Delta/Y_{H-11}; \Delta/Y_{H-11}$					
			3,15; 6,3	Y/ Δ -11					
10		10,5							
TM-1000/35		13,8 15,75	0,4; 0,69	Y/Y _H -0; Δ/Y_{H-11}	2000	12200	6,5	1,4	
		20	6,3; 10,5	Y/ Δ -11					
		35	3,15; 6,3; 10,5	Y/ Δ -11					
TMH-1000/35		20	20	0,4	Y/Y _H -0; Δ/Y_{H-11}	2100	11600	6,5	1,4
				0,69	Δ/Y_{H-11}				
			6,3; 11	Y/ Δ -11					
	35		0,4; 0,69	Y/Y _H -0	12200				
			6,3; 11	Y/ Δ -11	11600				
TM-1600/10	1600	6	0,4	Y/Y _H -0; Δ/Y_{H-11}	-	-	-	-	
			0,69	Δ/Y_{H-11}					
			10	3,15; 6,3					Y/ Δ -11
TM-1600/35		20	20	0,4	Y/Y _H -0; Δ/Y_{H-11}	2750	18000	6,5	1,3
				0,69	Δ/Y_{H-11}				
				6,3; 10,5	Y/ Δ -11				
			35	0,4; 0,69	Y/Y _H -0		16500		
				3,15; 6,3; 10,5	Y/ Δ -11				
TMH-1600/35		13,8	0,4	Y/ Δ_{H-11}	2900	16500	6,5	1,3	
		15,75	11	Y/ Δ -11					
	20	0,4	Y/Y _H -0; Δ/Y_{H-11}						
		0,69	Δ/Y_{H-11}						
		6,3; 11							
	35	0,4; 0,69	Y/Y _H -0	18000					
		6,3; 11	Y/ Δ -11	16500					

Продолжение таблицы П 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТМ-2500/10	2500	6	0,4; 0,69	Δ/Y_H-11	3850	23500	6,5	1,0
		10	3,15	$Y/\Delta-11$				
		10	6,3; 10,5					
ТМ-2500/35	2500	20	0,69	Δ/Y_H-11	3900	23500	6,5	1
		35	3,15	$Y/\Delta-11$				
		20; 35	6,3; 10,5					
ТМН-2500/35	2500	13,8; 15,75	6,3; 11	$Y/\Delta-11$	4100	23500	6,5	1
		20	0,69	Δ/Y_H-11				
		35		Y/Y_H-0				
		20; 35	6,3 11					
ТМ-4000/10	4000	6; 10	3,15	$Y/\Delta-11$	5200	33500	7,5	0,9
ТМ-4000/35		10	6,3		5300			
ТМН-4000/35		35	3,15		5600			
		20; 35	6,3; 10,5					
ТМ-6300/10	6300	13,8; 15,75; 20; 35	6,3; 11	$Y/\Delta-11$	7400	46500	7,5	0,8
ТМ-6300/35		10	3,15; 6,3; 10,5		7600			
ТМН-6300/35		35	3,15		8000			
		20; 35	6,3; 10,5					
ТД-10000/35	10000	38,5	6,3; 10,5	-	-	-	-	-
ТД-16000/35	16000	-	-	-	-	-	-	-
ТДЦ-80000/35	8000	15,75	6,3; 10,5	$\Delta/\Delta-0$	58000	280000	10,0	0,45
Модернизированные с масляным диэлектриком								
ТМ-400/10	400	6; 10	0,4; 0,69	-	900	5500	4,5	1,5
ТМ-630/10	630				1250	7600		1,25
ТМ-1000/10	1000				1900	10500	5,5	1,15
ТМВМЗ-630/10	630				1200	8500		0,4
ТМВМЗ-1000/10	1000				1650	11000		

Продолжение таблицы П 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Для комплектных трансформаторных подстанций									
ТМЗ-250/10	250	6; 10	0,4; 0,69	-	740	3700	4,5	2,3	
ТМЗ-400/10	400				950	5500		2,1	
ТМЗ-630/10	630				1310	7600	5,5	1,8	
ТНЗ-630/10					1900	10800		1,2	
ТМЗ-1000/10	1000				1600	2650	16500	6,0	1,0
ТНЗ-1000/10	2500								3750
ТМЗ-1600/10	1600				2500	3750	24000		0,8
ТНЗ-1600/10									
ТМЗ-2500/10	2500				2500	3750	24000	0,8	
ТНЗ-2500/10									
Напряжение до 220 кВ (номинальная мощность в МВА, потери в кВт)									
ТМН-2500/110	2,5	110	6,6; 11	-	5,5	22	10,5	1,5	
ТМН-6300/110	6,3	115	6,6; 11; 16,5		10	44		1	
ТДН-10000/110	10		6,6; 11; 16,5		14	58		0,9	
ТДН-16000/110	16		22; 34,5		18	85		0,7	
ТДН-25000/110	25		38,5		25	120		0,65	
ТДН-40000/110	40		6,3-6,3; 10,5-10,5		34	170		0,55	
ТРДН-25000/110	25				25	120		0,65	
ТРДН-40000/110	40				34	170		0,55	
ТРДН-63000/110	63	242	6,3-10,5		50,5	245		0,5	
ТРДН-80000/110	80		58		310	0,45			
ТРДН-63000/110	63		38,5		50	245	0,5		
ТДН-80000/110	80		10,5-10,5		58	310	0,45		
ТРДЦН-125000/110	125		6,3		105	400	11,0	0,55	
ТД-80000/220	80		10,5; 13,8		79	315		0,45	
ТДЦ-125000/220	125		10,5; 13,8		120	380		0,55	

Окончание таблицы П 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТРДН-32000/220	32	230	6,3-6,3	-	45	150	11,5	0,65
ТРДНС-40000/220	40		6,6-6,6 11-11 11-6,6		50	170		0,6
ТРДН-63000/220	63		6,3-6,3 6,6-6,6		70	265	-	0,5
ТРДЦН-63000/220			11,0-11,0 11,0-6,6		102	340	125	
ТРДЦН-100000/220	100		11,0-11,0		155	500	-	0,5
ТРДЦН-160000/220	160				-	-	-	-
ТРДЦН-200000/220	200				-	-	-	-

Таблица П 1.2

Технические данные трехфазных масляных трехобмоточных трансформаторов общего назначения

Тип	$S_{\text{ном}}$, МВА	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ			Потери, кВт		Напряжение КЗ, %			Ток XX, %	
		ВН	СН	НН	XX	КЗ	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН		
ТМТН-6300/35	6,3	35	10,5;			55	7,5	7,5	16	-	
ТДТН-10000/35	10	36,75	13,8;	6,3	-	75	8;	16,5;	7		
ТДТН-16000/35	16		15,75				115	(16,5)	(8,0)		
ТМТН-6300/110	6,3	115	16,5; 22; 38,5	6,6; 11	12,5	52	10,5	17	6	1,1	
ТДТН-10000/110	10		16,5; 22; 34,5; 38,5		17	76		1,0			
ТДТН-16000/110	16		22; 34,5; 38,5		21	100		0,8			
ТДТН-25000/110	25		11; 22; 34,5; 38,5	6,6	28,5	140		0,7			
ТДТН-40000/110	40		11	6,6	39	200		0,6			
			22; 34,5; 38,5	6,6; 11							
ТДТН-63000/110	63		11	6,6	53	290		18,0	0,55		
			38,5	6,6; 11							
ТДТН-80000/110	80		11	6,6	64	365		11,0	18,5	7,0	0,5
			38,5	6,6; 11							
ТДЦТН-80000/110		11	6,6								
	38,5	6,6; 11									
ТДТН-25000/220	25	230	38,5	6,6; 11	45	130	12,5	20	6,5	0,9	
ТДТН-40000/220	40				54	220		22	9,5	0,55	
ТДТН-63000/220	63				-	-		-	-	-	

Таблица П 1.3

Технические данные выключателей

Тип	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{ном.откл}}$, кА	Предельный сквозной ток КЗ, кА		$I_{\text{ном.вкл.}}$, кА		Ток термической стойкости, кА/допустимое время его действия, с	Полное время отключения, с					
				Наибольший ток	Начальное действующее значение периодической составляющей	Наибольший ток	Начальное действующее значение периодической составляющей							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10					
Маломасляные														
ВММ-10А-400-10У2	10	400	10	25,5	10	25,5	10	10/3	0,105					
ВММ-10-630-10У2		630												
ВММ-10-320-10Т3	11	320												
ВПМ-10-20/630У3	10	630	20	52	20	52	20	20/4	0,11; 0,14					
ВПМ-10-20/630У2									0,14					
ВППИ-10-20/630У3									0,14					
ВПМ-10-20/1000У3									0,11					
ВПМ-10-20/1000У2		0,14												
ВППИ-10-20/1000У3														
ВМПЭ-10-630-20У3		630											20/8	0,095
ВМПЭ-10-1000-20У3		1000												
ВМПЭ-10-1600-20У3		1600												
ВМПЭ-11-630-20Т3		11						630						
ВМПЭ-11-1250-20Т3	1250													

Продолжение таблицы П 1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ВМПЭ-10-630-31,5У3	10	630	31,5	80	31,5	80	31,5	31,5/4	0,095
ВМПЭ-10-1000-31,5У3		1000							
ВМПЭ-10-1600-31,5У3		1600							
ВМПЭ-10-3150-31,5У3		3150							0,12
ВМПЭ-11-630-31,5Т3	11	630							0,095
ВМПЭ-11-1250-31,5Т3		1250							
ВМПЭ-11-2500-31,5Т3		2500							
ВК-10-630-20У2	10	630	20	52	20	52	20	20/4	0,07
ВК-10-630-20Т3	11								
ВК-10-1000-20У2	10	100							
ВК-10-1250-20Т3	11	1250							
ВК-10-1600-20У2	10	1600							
ВК-10-630-31,5У2		630							
ВК-10-630-31,5Т3	11								
ВК-10-1000-31,5У2	10	1000	31,5	80	31,5	80	31,5	31,5/4	
ВК-10-1250-31,5Т3	11	1250							
ВК-10-1600-31,5У2	10	1600							
ВКЭ-10-20/630У3		630							
ВКЭ-10-20/630Т3	11								
ВКЭ-10-20/1000У3	10	1000	20	52	20	52	20	20/3	0,095
ВКЭ-10-20/1250Т3	11	1250							
ВКЭ-10-20/1600У3	10	1600							
ВКЭ-10-31,5/630У3	10	630	20	80	31,5	80	31,5	31,5/3	
ВКЭ-10-31,5/630Т3	11								
ВКЭ-10-31,5/1000У3	10	1000							
ВКЭ-10-31,5Л250Т3	11	1250							

Продолжение таблицы П 1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
ВКЭ-10-31.5/1600У3	10	1600	20	80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,095	
МГГ-10-3150-45У3	10	3150/-							0,15	
МГГ-10-4000-45У3		4000/-								
МГГ-10-5000-45У3		5000/-								
МГГ-10-5000-63У3			-/5000	63/58	170	64	170/100	64/38	64/4	0,13
МГГ-10-2000-45Т3			-/2000							
МГГ-10-3150-45Т3			-/3150	45/45	120	45	120/51	45/20	45/4	0,15
МГГ-10-4000-45Т3			-/4000							
МГГ-11-3500/1000Т3	11,5	4000/3500	64/58	170	64	170/100	64/38	64/4	0,12	
Электромагнитные										
ВЭМ-10Э-1000/20У3	10	1000	20	52	20	52	20	20/4	0,07	
ВЭМ-10Э-1250/20У3		1250								
ВЭ-6-40/1600У3{Т3}	6(6,6)	1600	40	128	40	128	40	40/4	0,075	
ВЭ-6-40/2000У3(Т3)		2000								
ВЭ-6-40/3200У3(Т3)		3200								
ВЭС-6-40/1600У3(Т3)		1600								
ВЭС-6-40/2000У3(Т3)		2000								
ВЭС-6-40/3200У3(Т3)		3200								
ВЭЭ-6-40/1600У3(Т3)		1600								
ВЭЭС-6-40/1600У3(Т3)	6,6	2000					40/3	0,08		
ВЭЭ-6-40/2000Т3										
ВЭЭС-6-40/2000Т3	6(6,6)	2500								
ВЭЭ-6-40/2500У3(Т3)										
ВЭЭС-6-40/2500У3(Т3)										

Продолжение таблицы П 1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ВЭЭ-6-40/3150У3	6	3150	40	128	40	128	40	40/3	0,08
ВЭЭС-6-40/3150У3									
ВЭ-10-1250-20-У3(Т3)	10	1250	20	51	20	51	20	20/4	0,075
ВЭ-10-1600-20-У3(Т3)		1600							
ВЭ-10-2500-20-У3(Т3)		2500							
ВЭ-10-3600-20-У3(Т3)		3600	31,5	80	31,5	80	31,5	31,5/4	
ВЭ-10-1250-31,5-У3(Т3)		1250							
ВЭ-10-1600-31,5У3(Т3)		1600							
ВЭ-10-2500-31,5-У3(Т3)		2500							
ВЭ-10-3600-31,5-У3(Т3)		3600							
ВЭ-10-40/1600У3		10	1600	40	100	40	100	40	
ВЭ-10-40/1600У3	11								
ВЭ-10-40/2500У3	10	2500							
ВЭ-10-40/2500Т3	11								
ВЭ-10-40/3150У3	10	3150							
ВЭ-10-40/3150Т3	11								
Вакуумные									
ВВТЭ-10-10/630У2	10	630	10	25	10	25	10	10/3	0,05
ВВТП-10-10/630У2									
ВВТЭ-10-20/630УХЛ2									
ВВТП-10-20/630УХЛ2		1000	20	52	20	52	20	20/3	
ВВТЭ-10-20/1000УХЛ2									
ВВТП-10-20/1000УХЛ2									
ВВЭ-10-20/630У3		630							
ВВЭ-10-20/1000У3		1000							
ВВЭ-10-20/1600У3		1600							

Продолжение таблицы П1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
BBЭ-10-31,5/630У3	10	630	31,5	80	31,5	80	31,5	31,5/3	0,075
BBЭ-10-31,5/1000У3		1000							
BBЭ-10-31,5/1600У3		1600							
BBЭ-10-31,5/2000У3		2000							
BBЭ-10-31,5/3150У3		3150							
BBЭ-10-20/630Т3	11	630	20	52	20	52	20	20/3	0,075
BBЭ-10-20/1250Т3		1250							
BBЭ-10-31,5/630Т3		630	31,5	80	31,5	80	31,5	31,5/3	
BBЭ-10-31,5/1250Т3		1250							
BBЭ-10-31,5/1600Т3		1600							
BBЭ-10-3175/2500Т3	2500								
BBЭ-10-40/1250Т3	10	1250	40	112	40	112	40	10/3	0,07
BBЭ-10-40/1600У3		1600							
BBЭ-10-40/1600Т3		1600							
BBЭ-10-40/2000У3		2000							
BBЭ-10-40/2500Т3		2500							
BBЭ-10-40/3150У3	3150								
BB-10-20/630У3	10	630	20	52	20	52	20	20/3	
BB-10-20/1000У3		1000							
BB-10-20/1250Т3		1250							
BB-10-20/1600У3		1600							
BB-10-31,5/630У3		630							31,5
BB-10-31,5/630Т3	630								
BB-10-31,5/1000У3	1000								
BB-10-31,5/1250Т3	1250								
BB-10-31,5/1600У3	1600								
BB-10-31,5/1600Т3	1600								

Окончание таблицы П 1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10												
ВБПЧ-С-10-20/1000У3	10	1000	20	50	20	51	20	20/3	0,04												
ВБПЭ-10-20/630У3		630		31,5		80				31,5	80	31,5									
ВБПЭ-10-20/1000У3		1000	25		63		25	63	25				25/3	0,06							
ВБПЭ-10-20/1600У3		1600													10	31,5	80	31,5	80	31,5	31,5/3
ВБПЭ-10-31,5/630У3		630																			
ВБПЭ-10-31,5/1000У3		1000	40		100		40	100	40				40/3								
ВБПЭ-10-31,5/1600У3		1600		8		20				8	20	8		8/3							
ВБСН-10-25/1000У3	6; 10	1000	20		52		20	52	20				20/3								
ВБКЭБ-10-20/630У3	10	630		20		52				20	52	20		20/3							
ВБКЭБ-10-20/1000У3		1000	31,5		80		31,5	80	31,5				31,5/3								
ВБКЭБ-10-20/1600У3		1600		20		52				20	52	20		20/3							
ВБКЭБ-10-31,5/630У3		630	40		100		40	100	40				40/3								
ВБКЭБ-10-31,5/1000У3		1000		8		20				8	20	8		8/3							
ВБКЭБ-10-31,5/1600У3		1600	10		25		10	25	10				10/3								
ВБКЭР-10-20/630У3		6		800		8				20	8	20		8	8/3						
ВБКЭР-10-20/1000У3	10		12,5		32		12,5	32	12,5				12,5/3								
ВБКЭР-10-20/1600У3		10		16		40				16	40	16		16/3							
ВБМЭ-10-40/2500У3	6		800		8		20	8	20				8		8/3						
ВБМЭ-10-40/3150У3		10		12,5		32				12,5	32	12,5		12,5/3							
ВВ/TEL-6-8/800	10		16		40		16	40	16				16/3								
ВВ/TEL-6-10/800		10		20		50				20	50	20		20/3							
ВВ/TEL-10-8/800	10		20		50		20	50	20				20/3								
ВВ/TEL-10-12,5/800		10		20		50				20	50	20		20/3							
ВВ/TEL-10-16/800	10		20		50		20	50	20				20/3								
ВВ/TEL-10-20/800		10		20		50				20	50	20		20/3							
ВБТ-10-20/630УХЛ3	630		20		52		20	52	20				20/3		0,05						

Таблица П 1.4

Технические характеристики выключателей нагрузки

Тип	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, А	Наибольший ток отключения, А	Предельный сквозной ток, А		Допустимый ток включения, кА		Ток термической стойкости, кА/допустимое время его действия	Ток отключения холостого хода трансформатора, А
				Амплитудное значение	Действующее значение периодической составляющей	Амплитудное значение	Действующее значение периодической составляющей		
ВНР-10/400-10зУ3	400	400	800	25	10	25	1	10/1	1,5
ВНРп-10/400-10зУ3									
ВНРп-10/400-10зЗУ3									
ВНРп-10/400-10зпУ3									
ВНРп-10/400-10зпЗУ3									
ВНПу-10/400-10зУ3									
ВНПу-10/400-10зпУ3									
ВНПуп-10/400-10зпЗУ3									
ВНВ-10/320	320	-	-	20	-	-	-	12/-	-

Таблица П 1.5

Основные технические данные предохранителей

Тип	$U_{\text{ном}}$, кВ	U_{max} , кВ	$I_{\text{ном}}$ предохранителя, А	$I_{\text{ном откл.}}$, кА
1	2	3	4	5
ПКТ101-6-2-40У3	6	7,2	2	40
ПКТ101-6-3,2-40У3			3,2	
ПКТ101-6-5-40У3			5	
ПКТ101-6-8-40У3			8	
ПКТ101-6-10-40У3			10	
ПКТ101-6-16-40У3			16	
ПКТ101-6-20-40У3			20	
ПКТ101-6-31,5-20У3			31,5	
ПКТ101-10-2-31,5У3	10	12	2	31,5
ПКТ101-10-3,2-31,5У3			3,2	
ПКТ101-10-5-31,5У3			5	
ПКТ101-10-8-31,5У3			8	
ПКТ101-10-10-31,5У3			10	
ПКТ101-10-16-31,5У3			16	
ПКТ101-10-20-31,5У3			20	
ПКТ101-10-31,5-12,5У3			31,5	

Продолжение таблицы П 1.5

1	2	3	4	5
ПКТ102-6-31,5-31,5У3	6	7,2		31,5
ПКТ102-6-40-31,5У3			40	
ПКТ102-6-50-31,5У3			50	
ПКТ102-6-80-20-У3			80	20
ПКТ102-10-31,5-31,5У3	10	12	31,5	31,5
ПКТ102-10-40-31,5У3			40	
ПКТ102-10-40-12,5У3			50	12,5
ПКТ103-6-80-31,5У3	6	7,2	80	31,5
ПКТ103-6-100-31,5У3			100	
ПКТ103-6-160-20У3			160	
ПКТ103-10-50-31,5У3	10	12	50	31,5
ПКТ103-10-80-20У3			80	20
ПКТ103-10-100-12,5У3			100	12,5
ПКТ104-6-160-31,5У3	6	7,2	160	31,5
ПКТ104-6-200-31,5У3			200	
ПКТ104-6-315-20У3			315	
ПКТ104-10-100-31,5У3	10	12	100	31,5
ПКТ104-10-160-20У3			160	20
ПКТ104-10-200-12,5У3			200	12,5
ПКТ101-6-2-20У3	6	7,2	2	20
ПКТ101-6-3,2-20У3			3,2	
ПКТ101-6-5-20У3			5	
ПКТ101-6-8-20У3			8	
ПКТ101-6-10-20У3			10	
ПКТ101-6-16-20У3			16	
ПКТ101-6-20-20У3			20	
ПКТ101-10-2-12,5У3	10	12	2	12,5
ПКТ101-10-3,2-12,5У3			3,2	
ПКТ101-10-5-12,5У3			5	
ПКТ101-10-8-12,5У3			8	
ПКТ101-10-10-12,5У3			10	
ПКТ101-10-16-12,5У3			16	
ПКТ101-10-20-12,5У3			20	
ПКТ101-6-2-40У1	6	7,2	2	40
ПКТ101-6-3,2-40У1			3,2	
ПКТ101-6-5-40У1			5	
ПКТ101-6-8-40У1			8	
ПКТ101-6-10-40У1			10	

Окончание таблицы П 1.5

1	2	3	4	5
ПКТ101-6-16-40У1	6	7,2	16	40
ПКТ101-6-20-40У1			20	
ПКТ101-6-31,5-20У1			31,5	20
ПКТ101-7.2-2-40Т3	6	7,2	2	40
ПКТ101-7,2-3,2-40Т3			3,2	
ПКТ101-7,2-5-40Т3			5	
ПКТ101-7,2-8-40Т3			8	
ПКТ101-7,2-10-40Т3			10	
ПКТ101-7,2-16-40Т3			16	
ПКТ101-7,2-20-40Т3			20	
ПКТ101-7,2-31,5-20Т3			31,5	
ПКТ101-10-2-20У1				
ПКТ101-10-3,2-20У1	3,2			
ПКТ101-10-5-20У1	5			
ПКТ101-10-8-20У1	8			
ПКТ101-10-10-20У1	10			
ПКТ101-10-16-20У1	16			
ПКТ101-10-20-20У1	20			
ПКТ101-10-31,5-12,5У1	31,5	12,5		
ПКТ101-12-2-20Т3	10	12	2	20
ПКТ101-12-3,2-20Т3			3,2	
ПКТ101-12-5-20Т3			5	
ПКТ101-12-8-20Т3			8	
ПКТ101-12-10-20Т3			10	
ПКТ101-12-16-20Т3			16	
ПКТ101-12-20-20Т3			20	
ПКТ102-7,2-31,5-31,5Т3	6	7,2	31,5	31,5
ПКТ102-7,2-40-31,5Т3			40	
ПКТ102-7,2-50-31,5Т3			50	
ПКТ102-12-31,5-20Т3	10	12	31,5	20
ПКТ102-12-40-20Т3			40	
ПКТ105-7,2-80-31,5Т3	6	7,2	80	31,5
ПКТ105-7,2-100-31,5Т3			100	
ПКТ105-12-50-20Т3	10	12	50	20
ПКТ105-12-80-20Т3			80	

Разъединители внутренней установки

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Стойкость при сквозных токах КЗ, кА		Время протекания наибольшего тока термической стойкости, с		Привод
				Амплитуда предельного сквозного тока	Предельный ток термиче- ской стойкости	главных ножей	заземляющих ножей	
В трехполюсном исполнении (рама)								
PB3- 20/63У3	20	24	30	50	20	4		ПР-3У3
PB3-20/1000У3	20	24	1000	55	20	4		ПР-3У3
PB3-35/630У3	35	40,5	630	51	20	4		ПР-3У3
PB3-35/1000У3	35	40,5	1000	80	31,5	4		ПР-3У3
PBP3-III- 10/2000У3	10	12	2000	85	31,5	4		ПР-3У3, или ПЧ-50У3, или ПД-5У1
В однополюсном исполнении								
PBK-35/2000	35	40,5	2000	115	45	4		ПР-3У3
PBP3-10/2500У3	10	12	2500	125	45	4		ПЧ-50У3, или ПД-5У1, или ПР-3У3
PBP3- 35/2000УХЛ1	10	12	4000	125/180*	45/71*	4	-	ПЧ-50У3 или ПД-5У1
PBP3-20/6300У3	20	24	6300	220/260	80/100	4		ПЧ-50У3 или ПД-5У1
PBP3-20/8000У3	20	24	8000	300/320	112/125			ПД-12У3 и ПЧ-50У3
PBP3- 20/12500У3	20	24	12500	410 гл.н., 250 заз.	180 гл.н., 100 заз.	-	-	

Таблица П 1.7

Разъединители наружной установки

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Стойкость при сквозных токах КЗ, кА		Время протекания наибольшего тока термической стойкости, с		Привод											
				Амплитуда предельного сквозного тока	Предельный ток термиче- ской стойкости	главных ножей	заземляющих ножей												
1	2	3	4	5	6	7	8	9											
В трехполюсном исполнении (рама)																			
РЛНД-10/400У1	10	12	400	25	10	4	1	ПРН-10МУ1 или ПР-2УХЛ1											
РЛНД-10/630У1			630	35,5	12,5														
РЛНД 1-10/400У1			400	25	10			4	1	ПРНЗ-10У1 или ПР-2УХЛ1									
РЛНД 1-10Б/400У1																			
РЛНД 1-10/400ХЛ1			630	35,5	12,5					4	1	ПРНЗ-2-10У1 или ПР-2УХЛ1							
РЛНД 1-10/630У1																			
РЛНД 2-10/400У1			400	25	10							4	1	ПРНЗ-2-10У1 или ПР-2УХЛ1					
РЛНД 2-10Б/400У1																			
РЛНД 2-10/400ХЛ1			630	35,5	12,5									4	1	ПРНЗ-2-10У1 или ПР-2УХЛ1			
РЛНД 2-10/630У1																			
В однополюсном исполнении																			
РНД-35/1000У1	35	40,5	1000	63	25	4	1									ПР-У1			
РНДЗ-1а-35/1000У1																			
РНДЗ-35/1000У1								2000	80							31,5	4	1	ПР-ХЛ1 ПР-ХЛ1
РНД-35/1000ХЛ1																			
РНДЗ-С-35/1000У1								3150	125	50	4					1			ПВ-20У2 или ПРН-110В ПР-У1
РНД-35Б/1000У1																			
РНДЗ-35Б/1000У1								2000	80	31,5		4	1						ПВ-20У2 или ПРН-110В; ПР- У1 ПР-2УХЛ1 ПР-У1
РНДЗ-С-35/1000У1																			
РНДЗ-35Б/2000У1								3150	125	50				4	1				ПВ-20У2 или ПРН-110В; ПР- У1 ПР-2УХЛ1 ПР-У1
РДЗ-35/2000УХЛ1																			
РДЗ-35/3150УХЛ1	1000	80	31,5	4	1	ПВ-20У2 или ПРН-110В; ПР- У1 ПР-2УХЛ1 ПР-У1													
РНДЗ2-СК-110/1000У1																			
РНД-110/1000У1	110	126	1000			80	31,5	3	ПР-У1 или ПД-5У1										
РНД31а-110/1000У1																			
РНД-110Б/1000У1	110	126	1000			80	31,5	3	ПР-У1 или ПД-5У1										
РНД31а-110/1000У1																			
РНД31а-110Б/1000У1	110	126	1000			80	31,5	3	ПР-У1 или ПД-5У1										
РНД31а-110Б/1000У1																			
РНДЗ-110Б/1000У1	110	126	1000			80	31,5	3	ПР-У1 или ПД-5У1										
РНДЗ-110/1000У1																			

1	2	3	4	5	6	7	8	9			
РНДЗ-С-110/1000У1								ПВ-20У2 или ПРН-110В			
РНДЗ-110/1000ХЛ1								ПР-ХЛ1 или ПД-5ХЛ1			
РНДЗ-110/2000ХЛ1								2000	100	40,0	ПР-У1 или ПД-5У1
РНДЗ-110/2000У1											
РНДЗ-110Б/2000У1											
РНДЗ-110/3150У1	110	126	3150	125	50,0	3	1	ПР-У1 или ПД-5У1			
РНД-150/1000У1	150	172	1000	100	40,0			ПД-5У1 или ПД-5ХЛ1			
РНД-150/2000У1			2000								
РДЗ-220/3150УХЛ1	220	252	3150	100	40,0			ПД-5У1 или ПД-5ХЛ1			
РНД-220Б/2000У1			2000					ПР-У1 или 5Д-5ХЛ1			
РДЗ-220/1000УХЛ1			1000			ПД-5У1 или ПД-5ХЛ1					
РДЗ-220/2000УХЛ1			-			2000	ПР-У1 или ПР-ХЛ1				

Таблица П 1.8

Короткозамкватели наружной установки (однополюсное исполнение)

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Амплитуда предельного сквозного тока, кА	Начальное действующее значение периодической составляющей, кА	Предельный ток термической стойкости, кА	Время протекания предельного тока термической стойкости, с	Полное время включения, с, не более			Допустимое тяжение провода с учетом ветра и гололеда, Н, не более	Привод	
							без гололеда	при гололеде толщиной, мм				
								до 10	до 20			
КРН-35У1	35	40,5	42	16,5	12,5	4	0,1	0,15	-	490	ПРК-1У1	
КЗ-110УХЛ1	110	126	51	20		20,0	3	0,14	-	0,2	784	ПРК-1У1 или ПРК-1ХЛ1
КЗ-110Б-У1			32					0,18	-			
КЗ-150У1	150	172	51	20		20,0		0,2	-	-	980	ПРК-1У1
КЗ-220У1	220	252						0,25				

Таблица П 1.8

Отделители наружной установки

Тип	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	Предельный ток термической стойкости, кА		Амплитуда предельного сквозного тока, кА		Время протекания предельного тока термической стойкости, с	Допустимое тяжение провода с учетом ветра и гололеда, Н	Полное время отключения с приводом, не более, с				Привод	
			главных ножей	заземляющих ножей	главных ножей	заземляющих ножей			без гололеда	При гололеде толщиной, мм				
										10	15	20		
ОДЗ-35/630У1	35	630	12,5	-	80	80	4	490	0,45	0,50	-	-	ПРО-1У1	
ОДЗ-110/1000УХЛ1	110	1000	31,5	-		-	3	780	0,38	0,45	0,5	-	-	ПРО-1У1 или ПРО1ХЛ1
ОД-110Б/1000У1				-		-				-	ПРО-1У1			
ОД-150Б/1000У1				-		-				0,5	ПРО-1У1			
ОД-220Б/1000У1				-		-				0,6	ПРО-1У1			

Таблица П 1.9

Основные технические характеристики ограничителей перенапряжения

Наименование изделия	Краткая техническая характеристика					Масса, кг		
	Класс напряжения сети, кВ	Наибольшее рабочее действующее напряжение, кВ	Остающееся напряжение при волне импульсного тока 8/20 мкс с амплитудой, кВ					
			250 А	500 А	2500 А		5000 А	10000 А
для защиты электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью								
ОПН-П1-3П УХЛ1	3	3,6	-	8,8	-	10,6	11,3	2,8
ОПН-П1-6П УХЛ1	6	7,2	-	17,6	-	21,2	22,5	4,2
ОПН-П1-10П УХЛ1	10	12	-	29,5	-	36	38	6
ОПН-П1-35П УХЛ1	35	40,5	-	102	-	120	127	20
для защиты изоляции электрооборудования от грозových перенапряжений в распределительных сетях с изолированной или компенсированной нейтралью								
ОПН-1-3/3,8П УХЛ1	3	3,8	-	9,7	11,1	11,8	12,8	1,4
ОПН-2-3/3,8П УХЛ1	3	3,8	-	9,7	11,1	11,8	12,8	2,0
ОПН-1-6/7,2П УХЛ1	6	7,2	-	18,5	21,0	22,5	24,5	2,0
ОПН-2-6/7,2П УХЛ1	6	7,2	-	18,5	21,0	22,5	24,5	2,6
ОПН-1-6/7,6П УХЛ1	6	7,6	-	19,5	22,5	23,6	25,6	2,0
ОПН-2-6/7,6П УХЛ1	6	7,6	-	19,5	22,5	23,6	25,6	2,6
ОПН-1-10/12П УХЛ1	10	12	-	30,8	35,2	37,6	40,7	2,8
ОПН-2-10/12П УХЛ1	10	12	-	30,8	35,2	37,6	40,7	3,4
ОПН-1-10/12,7П УХЛ1	10	12,7	-	32,6	37,2	40,0	42,8	2,8
ОПН-2-10/12,7П УХЛ1	10	12,7	-	32,6	37,2	40,0	42,8	3,4
Для контактной сети электрифицированных железных дорог								
для защиты электрооборудования тяговых подстанций, постов секционирования и пунктов параллельного соединения сетей постоянного тока.								
ОПН-3,3 О1	3,3	4,0	-	-	-	12,0	-	23
для защиты контактной сети постоянного тока на класс напряжения 3,3 кВ и защиты устройств электрифицированных железных дорог переменного тока на класс напряжения сети 27,5 кВ от атмосферных и коммутационных перенапряжений								
ОПНК-П1-3,3 УХЛ1	3	4,0	-	13,5	-	17,0	19,3	10
ОПНК-П1-27,5 УХЛ1	25	30,0	-	79	-	95,0	102	25
для защиты изоляции электрооборудования 110 и 220 кВ от грозových и коммутационных перенапряжений в сетях с заземленной нейтралью								
ОПН-П1-110/77/10/2 УХЛ1	110	77	187	189	197	228	245	266
ОПН-П1-110/83/10/2 УХЛ1	110	83	201	203	211	245	264	286
ОПН-П1-110/88/10/2 УХЛ1	110	88	214	216	225	260	280	304
ОПН-П1-110/77/10/2 УХЛ1	110	77	187	189	197	228	245	266
ОПН-П1-110/83/10/2 УХЛ1	110	83	201	203	211	245	264	286
ОПН-П1-110/88/10/2 УХЛ1	110	88	214	216	225	260	280	304
ОПН-П1-220/154/10/2 УХЛ1	220	154	374	378	394	456	294	533
ОПН-П1-220/163/10/2 УХЛ1	220	163	394	398	414	482	522	564
ОПН-П1-220/172/10/2 УХЛ1	220	172	428	432	450	513	533	596

Таблица П 1.10

Разрядники трубчатые

Наименование изделия	Назначение, краткая техническая характеристика							Масса, кг
	Минимальное напряжение, кВ	Максимально допустимое напряжение, кВ	Предельный ток отключения, кА		Разрядное напряжение грозового импульса 1,2/50 мкс, кВ		Импульсное пробивное напряжение при max разрядном времени от 2 до 20 мкс, кВ	
			нижний	верхний	при 2 мкс	min		
РТВ-10-0,5/2,5 У1	10	12	0,5	2,5	80	70	20	2,1
РТВ-10-2/10 У1	10	12	2	10	80	70	20	1,8
РТВ-20-2/10 У1	20	24	2	10	140	120	20	2,2
РТВ-35-0,5/5 У1	35	40,5	0,5	5	240	200	40	2,8
РТВ-35-2/10 У1	35	40,5	2	10	240	200	40	2,5
РТВ-110-2,5/12,5 У1	110	100	2,5	12,5	600	500	50	4,5

Таблица П 1.11

Разрядники вентильные

Наименование изделия	Краткая техническая характеристика				Масса, кг
	Класс напряжения, кВ	Номинальное напряжение, кВ	Импульсное пробивное напряжение при предельном разрядном времени от 2 до 20 мкс		
1	2	3	4		5
Для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электроустановок с любой системой заземления нейтрали					
РВС-15	15	18	67		49
РВС-20	20	24	80		58
РВС-35	35	40,5	125		73
РВС-15Т1	15	18	67		49
РВС-20Т1	20	24	80		58
РВС-35Т1	35	40,5	125		73
Для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электроустановок с заземленной нейтралью					
РВС-66	66	58	188		105
РВС-110М	110	102	285		175
РВС-150М	150	138	375		338
РВС-220М	220	198	530		497
РВС-22Т1	22	20	70		44
РВС-33Т1	33	29	94		59

Окончание таблицы П 1.11

1	2	3	4	5
РВС-110МТ1	110	102	285	175
РВС-132МТ1	132	119,7	376	326
РВС-150МТ1	150	138	375	338
РВС-220МТ1	220	198	530	497
РВС-230Т1	230	204,5	530	497
Для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электроустановок с изолированной нейтралью				
РВС-13,8Т1	13,8	17	60	43
РВС-60	60	65,9	215	130
РВС-60Т1	60	65,9	215	130
РВС-66	66	72,2	232	140
РВС-66Т1	66	72,2	232	140
Для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции оборудования переменного тока частотой 50 и 60 Гц				
РВО-3Н	3	3,8	20	2,3
РВО-6Н	6	7,5	32	3,1
РВО-10Н	10	12,7	48	4,2
РВО-3У1	3	3,8	20	2,3
РВО-3Т1	3	3,8	20	2,3
РВО-6У1	6	7,5	32	3,1
РВО-6Т1	6	7,5	32	3,1
РВО-10У1	10	12,7	48	4,2
РВО-10Т1	10	12,7	48	4,2
Для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции оборудования электрофицированных железных дорог				
РВКУ-1,65 ГО1	1,65	2,1	7,0	25
РВКУ-1,65 ДО1	1,65	2,1	6,5	25
РВКУ-1,65 ЕО1	1,65	2,1	4,2	25
РВКУ-3,3 АО1	3,3	4,0	8,5	30
РВКУ-3,3 БО1	3,3	4,0	10	30
Для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электрических вращающихся машин переменного тока с классом напряжения от 3 до 10 кВ				
РВРД-3У1	3	3,8	7	18,5
РВРД-6У1	6	7,5	14	23,8
РВРД-10У1	10	12,7	23,5	32,3
РВРД-3Т1	3	3,8	7	18,5
РВРД-6Т1	6	7,5	14	23,8
РВРД-10Т1	10	12,7	23,5	32,3
Для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции высоковольтных вводов высоковольтных трансформаторов				
РНК-0,5 У1	0,5	-	2,5	1,8
РНК-0,5 ХЛ1	0,5	-	2,5	1,8
РНК-0,5 Т1	0,5	-	2,5	1,8

Таблица П 1.12

Технические данные трансформаторов напряжения

Тип	Номинальное напряжение обмоток, кВ			Номинальная мощность, ВА, для классов точности				Максимальная мощность, ВА	u_k , %
	ВН	НН (основной)	НН (дополнительной)	0,2	0,5	1	3		
НОС-0,5	0,38	0,1	–	–	25	50	100	200	4,4
НОС-0,5	0,5	0,1	–	–	25	50	100	200	4,2
НОМ-6	3	0,1	–	–	30	50	150	240	3,58
НОМ-6	6	0,1	–	–	50	75	200	400	6,15
НОМ-10	10	0,1	–	–	75	150	300	640	6,4
НОМ-15	13,8	0,1	–	–	75	150	300	640	3,6
НОМ-15	15,75	0,1	–	–	75	150	300	640	4,63
НОМ-15	18	0,1	–	–	75	150	300	640	4,5
НОМ-35	35	0,1	–	–	150	250	600	1200	3,87
НОЛ .08-6	6	0,1	–	30	50	75	200	400	3,47
НОЛ.08-10	10	0,1	–	50	75	150	300	640	4,95
НТС-0,5	0,38	0,1	–	–	50	75	200	400	3,76
НТС-0,5	0,5	0,1	–	–	50	75	200	400	3,76
НТМК-6-48	3	0,1	–	–	50	75	200	400	2,98
НТМК-6-48	6	0,1	–	–	75	150	300	640	3,92
НТМК-10	10	0,1	–	–	120	200	500	960	3,07
НТМИ-6	3	0,1	0,1/3	–	50	75	200	400	3,01
НТМИ-6	6	0,1	0,1/3	–	75	150	300	640	5,23
НТМИ-10	10	0,1	0,1/3	–	120	200	500	960	5
НТМИ-18	13,8	0,1	0,1/3	–	120	200	500	960	4,08
НТМИ-18	15,75	0,1	0,1/3	–	120	200	500	960	4,32
НТМИ-18	18	0,1	0,1/3	–	120	200	500	960	4,32
ЗНОЛ.09-6	6/√3	0,1/√3	0,1/3	30	50	75	200	400	3,55
ЗНОЛ.09-10	10/√3	0,1/√3	0,1/3	50	75	150	300	640	4,8
ЗНОЛ.06-6	6/√3	0,1/√3	0,1/3	30	50	75	200	400	3,55
ЗНОЛ.06-10	10/√3	0,1/√3	0,1/3	50	75	150	300	640	4,8
ЗНОЛ .06-15	13,8/√3	0,1/√3	0,1/3	50	75	150	300	640	5,12
ЗНОЛ.06-15	15,75/√3	0,1/√3	0,1/3	50	75	150	300	640	5,12
ЗНОЛ.06-20	18/√3	0,1/√3	0,1/3	50	75	150	300	640	5,02
ЗНОЛ.06-20	20/√3	0,1/√3	0,1/3	50	75	150	300	640	5,02
ЗНОЛ.06-24	24/√3	0,1/√3	0,1/3	50	75	150	300	640	5,03
ЗНОМ-15-72	6/√3	0,1/√3	0,1/3	–	50	75	200	400	3,42
ЗНОМ-15- 2	10/√3	0,1/√3	0,1/3	–	75	150	300	640	4,63
ЗНОМ-15-72	13,8/√3	0,1/√3	0,1/3	60	90	150	300	640	4,57
ЗНОМ-15-72	15,75/√3	0,1/√3	0,1/3	60	90	150	300	640	5,1
ЗНОМ-20	18/√3	0,1/√3	0,1/3	60	90	150	300	640	5,6
ЗНОМ-20	20/√3	0,1/√3	0,1/3	–	75	150	300	640	5,25
ЗНОМ-24	24/√3	0,1/√3	0,1/3	–	150	250	600	980	4,4
ЗНОМ-35-65	35/√3	0,1/√3	0,1/3	–	150	250	600	1200	6
НКФ-110-57	110/√3	0,1/√3	0,1	–	400	600	1200	2000	4,05
НКФ-110-58	66/√3	0,1/√3	0,1/3	–	400	600	1200	2000	3,55
НКФ-110-58	110/√3	0,1/√3	0,1/3	–	400	600	1200	2000	4,43
НКФ-220-58	150/√3	0,1/√3	0,1	–	400	600	1200	2000	3,83

Таблица П 1.13

Технические данные трансформаторов тока внутренней установки

Тип трансформатора	Варианты исполнения	Номинальный первичный ток, А	Трехсекундная термическая * стойкость или кратность, кА	Электродинамическая * стойкость или кратность, кА	Номинальная вторичная нагрузка, ВА		Номинальная предельная кратность защитной обмотки	Масса, кг
					измерительной обмотки	защитной обмотки		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТЛМ-6	1/10P 0,5/ 10P	300; 400; 600; 800; 1000; 1500	33*	125*	10	15	20	27
ТОЛК-6	1; 10P	50 80 100; 150; 200 300; 400; 600	40 40 4,6* 11*	340 340 26* –	30 30 30 –	30 30 30 –	5,5	11,3
ТВЛМ-6	1; 10P	10; 20; 30; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400	20 20	350 52*	15	15	4,5	4,5
ТПЛ-10	10P; 0,5/10P; 10/10P; 10/10P	30; 50; 75; 100; 150 200 300 400	45 – 45 35	250 – 175 165	10	15	13	10-19
ТПЛУ-10	10P; 0,5/10P; 10P/10P	30; 50; 75; 100	60	250	10	15	13	10-19
ТПОЛ-10	0,5/10P	600; 800 1000 1500	32 27 18	81 69 45	10	15	19; 23 20 25	18
ТЛ-10	0,5/10P	50; 100; 150; 200; 400 600; 800; 1000 1500; 2000; 3000	50 50 40* 40*	51* 128* 128* 128*	10 20	15 30	15 17 17 15;20;15	47
ТЛМ-10	0,5/10P	50; 100; 150 200 300; 400 600; 800 1000; 1500	50 50 18,4* 23* 26*	350 260 100* 100* 100*	10	15	15	27
ТОЛ-10	0,5/10P	50	50	350	10	15	10	25
ТОЛ-10	10/10P	100; 150; 200 300; 400 600; 800 1000; 1500	50 18,4* 23* 36*	52* 100* 100* 100*	10	15	10	25

Окончание таблицы П 1.13

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТПЛК-10	0,5/10P 10P/10P	10; 15; 30; 60; 100 150; 200; 300; 400 600; 800 1000; 1500	47	250 74,5* 74,5* 74,5*	10	15	12 17 20 20	47
ТПОЛ-20	1/10P, 10P/10P 0,5/10P 10P/10P	400 600 800; 1000 1500	40	100* 120*	20	15 20 30; 50 50	13 18 24 26	43
ТПОЛ-35	1/10P 0,5/10P 10P/10P	400 600 800; 1000 1500	40 35	100*	20	15 20 30; 50 50	13 18 24 26	55
ТЛЛ-35	0,1	5;10; 15; 20; 30; 40;50; 75; 100; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1500; 2000; 3000	4	10	15	—	—	86
ТШЛ-10	0,5/10P/ 10P/10P	2000; 3000; 4000; 5000	35	—	20	30	25	49
ТЛШ-10	0,5/10P	2000; 3000	42*	81*	20	30	—	26
ТШВ-15	0,2/10P	6000; 8000	20	—	30	30	15 504-93	50-93
ТШЛО-20	10P	400	19	200	—	20	15 23	23
ТШ-20 √	0,2; 10P	8000; 10000; 12000	160*	—	30	30	9 414-49	41-49
ТШ-24	0,2; 10P	20000	—	—	100	100	8 105	105
ТШВ-24	0,2; 10P	24000; 30000	6	—	100	100	5; 6	106; 115
ТВГ-24	0,5/10P/ 10P 10P/10P	6000 10000; 12000; 15000	—	—	30	30 40	6 4	—
ТВ-10	0,5	6000	40	—	20	—	3	14
ТВТ-10	0,5	5000; 6000; 12 000	28	—	30	—	10;12; 24	5;16;78
ТВ-35	0,5; 1; 10P	200; 300; 600; 1500; 2000;3000	8-200*	—	10-40	10-40	2-30	15-35
ТВТ-35	0,5; 1; 10P	200; 300; 600; 1000; 3000; 4000	28	—	10-40	15-40	5-24	16-80
ТВ-110	0,5; 1; 10P	200; 300; 600; 1000;2000	20- 125*	—	10-50	10- 60	5-50	96-103
ТВТ-110	1; 10P	300; 600; 1 000; 2000	25	—	30-50	10-50	12-24	42-122
ТВТ- 1 50	0,5; 1; 10P	600; 1 000; 2000	25	—	10 -60	10-40	22	212- 220
ТВ-220	0,5; 1; 10P	600; 1000; 2000;3000	63-250*	—	10-50	10-50	10-50	143- 157
ТВТ-220	0,5; 1; 10P	600; 1000; 2000; 4000	25	—	30-100	30-60	24	145- 155

Таблица П 1.14

Технические данные высоковольтных контакторов

Параметры	Тип исполнения контакторов				
	КВ-2М-6-040-0,7 У2	КВ-2М-6-160-1,0 У2	КВ-2М-6-160-1,5 У2	КВ-2М-6-250-3,9 У2	КВ-2М-6-400-3,9 У2
	КВ-2М-6-032-0,7 У2	КВ-2М-6-063-1,0 У2	КВ-2М-6-100-1,5 У2	КВ-2М-6-160-3,9 У2	КВ-2М-6-250-3,9 У2
Тип исполнения реверсоров					
	РВ-2М-6-040-0,7 У2	РВ-2М-6-160-1,0 У2	РВ-2М-6-160-1,5 У2	РВ-2М-6-250-3,9 У2	РВ-2М-6-400-3,9 У2
	РВ-2М-6-032-0,7 У2	РВ-2М-6-063-1,0 У2	РВ-2М-6-100-1,5 У2	РВ-2М-6-160-3,9 У2	РВ-2М-6-250-3,9 У2
Номинальное напряжение, кВ	6	6	6	6	6
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
Номинальный ток, А:					
частотой 50 Гц	40	100	160	250	400
частотой 60 Гц	32	63	100	160	250
Номинальный ток отключения, кА	0,7	1,0	1,5	3,9	3,9
Включающая способность, кА	1,5	1,5	1,5	3,9	3,9
Ток электродинамической стойкости (амплитудное значение), кА	4,0	5,5	6,0	8,0	8,0
Ток термической стойкости 4-секундный (действующее значение), кА	2,0	2,0	2,0	3,9	3,9
Число витков катушки магнитного дутья	23	10	7	4	3
Частота включений, ч, не более	300	300	300	300	300
Режим работы	Прерывисто-продолжительный или повторно-кратковременный				
Масса, кг, не более:					
контактора	100	100	100	115	115
реверсора	585	585	585	620	620

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ПРИМЕРНЫЙ ПОРЯДОК ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Исходя из примерной методики проведения технического диагностирования электроустановок, Потребители составляют отдельно для основных видов электроустановок документ (ОСТ, СТП, регламент, и т.п.), включающий:

1. Задачи технического диагностирования:

- определение вида технического состояния;
- поиск места отказа или неисправностей;
- прогнозирование технического состояния.

2. Условия технического диагностирования:

- установить показатели и характеристики диагностирования;
- обеспечить приспособленность электроустановки к техническому диагностированию;

- разработать и осуществить диагностическое обеспечение.

3. Показатели и характеристики технического диагностирования.

3.1. Устанавливаются следующие показатели диагностирования:

- показатели точности и достоверности диагностирования;
- показатели технико-экономические.

Показатели технико-экономические включают:

- объединенные материальные и трудовые затраты;
- продолжительность диагностирования;
- периодичность диагностирования.

3.2. Устанавливаются следующие характеристики диагностирования:

- номенклатура параметров электроустановки, позволяющих определить ее техническое состояние (при определении вида технического состояния электроустановки);

• глубина поиска места отказа или неисправности, определяемая уровнем конструктивной сложности составных частей или перечнем элементов, с точностью до которых должно быть определено место отказа или неисправности (при поиске места отказа или неисправности);

• номенклатура параметров изделия, позволяющих прогнозировать его техническое состояние (при прогнозировании технического состояния).

4. Характеристика номенклатуры диагностических параметров.

4.1. Номенклатура диагностических параметров должна удовлетворять требованиям полноты, информативности и доступности измерения при наименьших затратах времени и стоимости реализации.

4.2. Диагностические параметры могут быть охарактеризованы приведением данных по номинальным и допускаемым значениям, точкам контроля и т.д.

5. Метод технического диагностирования.

5.1. Диагностическая модель электроустановки.

Электроустановка, подвергаемая диагностированию, задается в виде табличной диагностической карты (в векторной, графической или другой форме).

5.2. Правила определения структурных (определяющих) параметров.

Этот параметр непосредственно и существенно характеризует свойство электроустановки или его узла. Возможно наличие нескольких структурных параметров. Приоритет отдается тому (тем) параметру, который (которые) удовлетворяет требованиям определения истинного технического состояния данной электроустановки (узла) для заданных условий эксплуатации.

5.3. Правила измерения диагностических параметров.

Этот подраздел включает основные требования измерения диагностических параметров и имеющиеся соответствующие специфические требования.

5.4. Алгоритм диагностирования и программное обеспечение.

5.4.1. Алгоритм диагностирования.

Приводится описание перечня элементарных проверок объекта диагностирования. Элементарная проверка определяется рабочим или тестовым воздействием, поступающим или подаваемым на объект, а также составом признаков (параметров), образующих ответ объекта на соответствующее воздействие. Конкретные значения признаков (параметров), получаемые при диагностировании, являются результатами элементарных проверок или значениями ответа объекта.

5.4.2. Необходимость программного обеспечения, разработки как конкретных диагностических программных продуктов, так и других программных продуктов для обеспечения функционирования в целом системы технического диагностирования определяется Потребителем.

5.5. Правила анализа и принятия решения по диагностической информации.

5.5.1. Состав диагностической информации.

- а) паспортные данные электроустановки;
- б) данные о техническом состоянии электроустановки на начальный момент эксплуатации;
- в) данные о текущем техническом состоянии с результатами измерений и обследований;
- г) данные с результатами расчетов, оценок, предварительных прогнозов и заключений;
- д) обобщенные данные по электроустановке.

Диагностическая информация вводится в отраслевую базу данных (при наличии таковой) и в базу данных Потребителя в соответствующем формате и структуре хранения информации. Методическое и практическое руководство осуществляет вышестоящая организация и специализированная организация.

5.5.2. В руководстве пользователю описывается последовательность и порядок анализа полученной диагностической информации, сравнения и сопоставления полученных после измерений и испытаний параметров и признаков; рекомендации и подходы при принятии решения по использованию диагностической информации.

6. Средства технического диагностирования.

6.1. Средства технического диагностирования должны обеспечивать определение (измерение) или контроль диагностических параметров в режимах работы электроустановки, установленных в эксплуатационной документации или принятых на данном предприятии в конкретных условиях эксплуатации.

6.2. Средства и аппаратура, применяемые для контроля диагностических параметров, должны позволять надежно определять измеряемые параметры. Надзор над средствами технического диагностирования должны вести метрологические службы соответствующих уровней функционирования системы технического диагностирования и осуществлять его согласно положению о метрологической службе.

Перечень средств, приборов и аппаратов, необходимых для технического диагностирования, устанавливается в соответствии с типом диагностируемой электроустановки.

7. Правила технического диагностирования.

7.1. Последовательность выполнения операций диагностирования.

Описывается последовательность выполнения соответствующих измерений, экспертных оценок по всему комплексу диагностических параметров и характеристик, установленных для данной электроустановки и представленных в диагностической карте. Содержание диагностической карты определяется типом электроустановки.

7.2. Технические требования по выполнению операций диагностирования.

При выполнении операций диагностирования необходимо соблюдение всех требований и указаний ПУЭ, ПТЭЭП, Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок, других отраслевых документов, а также ГОСТов по диагностированию и надежности. Конкретные ссылки должны быть сделаны в рабочих документах.

7.3. Указания по режиму работы электроустановки при диагностировании.

Указывается режим работы электроустановки в процессе диагностирования. Процесс диагностирования может проходить во время функционирования электроустановки, и тогда это - функциональное техническое диагностирование. Возможно диагностирование в режиме останова. Возможно диагностирование при форсированном режиме работы электроустановки.

7.4. Требования к безопасности процессов диагностирования и другие требования в соответствии со спецификой эксплуатации электроустановки.

Указываются общие и те основные требования техники безопасности при диагностировании, которые касаются той или иной электроустановки; при этом должны быть конкретно перечислены разделы и пункты соответствующих правил и директивных материалов. Упоминается о необходимости наличия у организации, выполняющей работы по диагностированию, соответствующих разрешений.

Перед началом работ по диагностированию работники, в ней участвующие, должны получить наряд-допуск на производство работ.

В данном разделе должны быть сформулированы требования техники безопасности при функциональном диагностировании и диагностировании при форсированном режиме работы электроустановки. Должны быть указаны и имеющиеся у данного Потребителя для конкретных условий эксплуатации данной электроустановки специфические требования.

8. Обработка результатов технического диагностирования.

8.1. Указания по регистрации результатов диагностирования.

Указывается порядок регистрации результатов диагностирования, измерений и испытаний, приводятся формы протоколов и актов.

8.2. Указания и рекомендации по выдаче заключения.

Даются указания и рекомендации по обработке результатов обследований, измерений и испытаний, анализу и сопоставлению полученных результатов с предыдущими и выдаче заключения, диагноза. Даются рекомендации по проведению ремонтно-восстановительных работ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кабышев А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения: Справочные материалы по электрооборудованию: учебное пособие / А.В. Кабышев, С.Г. Обухов. – Томск: ТПУ. –2005. – 168 с.
2. Костин В.Н. Монтаж и эксплуатация оборудования систем электроснабжения: учебное пособие / В.Н. Костин - СПб.: СЗТУ. – 2004. – 184 с.
3. Костин В.Н. Электропитающие системы и электрические сети: учебно-методический комплекс: учебное пособие / В.Н. Костин. – СПб.: СЗТУ. – 2007. – 154 с
4. Мастерова О.А. Эксплуатация электроэнергетических систем и сетей: учебное пособие / О.А. Мастерова, А.В. Барская. – Томск: ТПУ. – 2006. – 100 с.
5. Наумов И.В. Расчет и выбор оборудования районных трансформаторных подстанций: учебное пособие / И.В. Наумов, Т.Б. Лещинская, Д.А. Иванов – Иркутск: ИрГСХА. – 2012. – 95 с.
6. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Энергия, 2017. – 288 с.
7. Суворин, А. В. Монтаж и эксплуатация электрооборудования систем электроснабжения : учебное пособие / А. В. Суворин. — Красноярск : СФУ, 2018. — 400 с. — ISBN 978-5-7638-3813-8. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/117768> (дата обращения: 18.01.2021). — Режим доступа: для авториз. пользователей.

