

Лабораторная работа № 15

Тема: Определение технического состояния трансформаторов.
Выполнение технической карты обслуживания

Цель работы: Изучить технологию проведения технического обслуживания силовых и измерительных трансформаторов, заполнить техническую карту обслуживания трансформатора.

Оборудование: силовой трансформатор, измерительные трансформаторы тока и напряжения, набор инструментов электромонтера, мультиметр, измеритель сопротивления изоляции МИС–3, мегаомметр ЭС0202/2г.

Введение

Трансформатор предназначен для преобразования (трансформирования) переменного тока одного напряжения в переменный ток другого напряжения — более низкого или более высокого. Трансформаторы, понижающие напряжение, называются понизительными, повышающие напряжение — повысительными. Обмотка трансформатора, включенная в сеть источника электроэнергии, называется первичной; обмотка, к которой присоединены электроприемники, — вторичной.

Трансформаторы разделяются: по назначению — на силовые, измерительные, сварочные и другие специального назначения; по способу охлаждения — масляные, сухие, с дутьевым и водомасляным охлаждением; по исполнению — внутренней и наружной установки, герметичные, уплотненные; по числу фаз — одно- и трехфазные; по числу обмоток — двух- и трехобмоточные; по способу регулирования напряжения — под нагрузкой и при снятом напряжении.

Трансформаторы различаются также своими основными электрическими параметрами — мощностью, классом напряжения обмотки высшего напряжения (ВН) и низшего напряжения (НН).

Этой классификации соответствуют и условные обозначения силовых трансформаторов. Обозначения типов трансформаторов построены по определенной системе. Они состоят из букв, характеризующих отличительные признаки трансформатора, его конструкцию, и цифр, обозначающих мощность и класс напряжения обмоток.

1 Устройство и элементы конструкции силовых трансформаторов

1.1 Устройство и элементы конструкции силовых трансформаторов

Силовые трансформаторы (автотрансформаторы) в зависимости от мощности и напряжения условно делят на восемь габаритов. Так, например, к нулевому габариту относят трансформаторы мощностью до 5 кВ-А включительно, мощностью свыше 5 кВ-А — до 100 кВ-А напряжением до 35 кВ (включительно) к I габариту, выше 100 до 1000 — ко II, выше 1000 до 6300 — к III; выше 6300 — к IV, а напряжением выше 35 до 110 кВ (включительно) и мощностью до 32 000 кВ-А — к V габариту. Для отличия по конструктивным признакам, назначению, мощности и напряжению их подразделяют на типы.

Каждому типу трансформаторов присваивают обозначение, состоящее из букв и цифр. Буквы в типах масляных и сухих трансформаторов обозначают: О — однофазный, Т — трехфазный, Н — регулирование напряжения под нагрузкой, Р — с расщепленными обмотками; по видам охлаждения: С — естественно-воздушное, М — естественная циркуляция воздуха и масла, Д — принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла, ДЦ — принудительная циркуляция воздуха и масла, МВ — принудительная циркуляция воды и естественная циркуляция масла, Ц — принудительная циркуляция воды и масла. Вторичное употребление буква С в обозначении типа показывает, что трансформатор трехобмоточный.

Переключающие устройства обмоток трансформатора служат для ступенчатого изменения напряжения в определенных пределах, поддержания номинального напряжения на зажимах вторичной обмотки при изменении напряжения на первичной или вторичной обмотке. С этой целью обмотки ВН трансформаторов снабжают регулировочными ответвлениями, которые подсоединяют к переключателям.

Необходимость регулирования вызвана тем, что в электросистемах возможны различные отклонения от нормального режима электроснабжения, приводящие к неэкономичной работе приемников, преждевременному износу и сокращению сроков их службы. Особенно чувствительны к повышению напряжения электролампы, радиолампы и лампы телевизоров: срок их службы резко сокращается при систематическом увеличении напряжения.

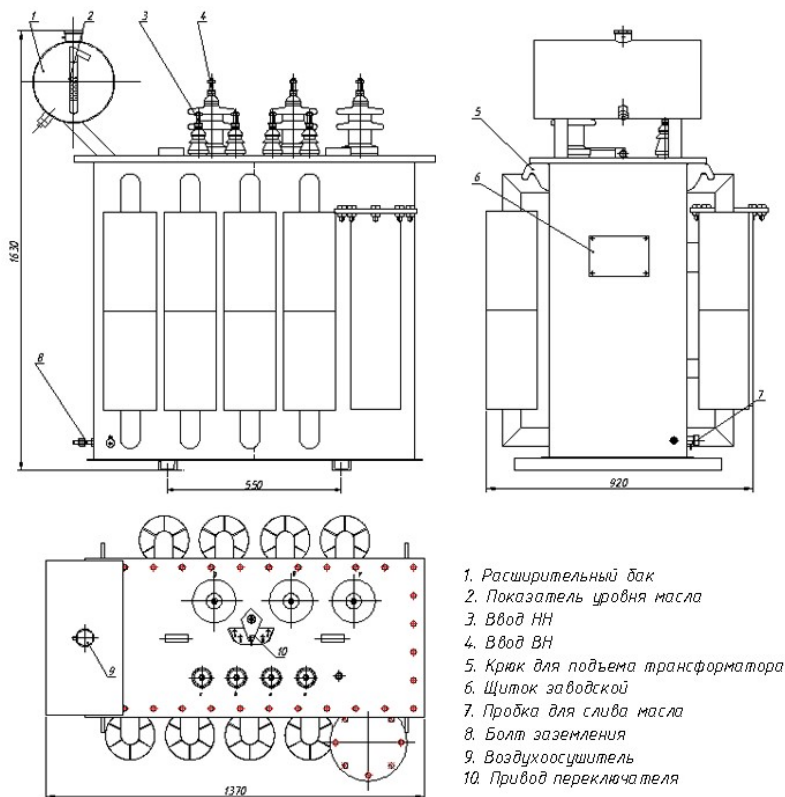


Рисунок 15.1 – Конструкция трансформатора ТМГ

В трансформаторах могут быть два вида переключений ответвлений: под нагрузкой — РПН (регулирование под нагрузкой) и без нагрузки после отключения трансформатора — ПБВ (переключение без возбуждения). С помощью ПБВ и РПН можно поддерживать напряжение, близким к номинальному во вторичных обмотках трансформаторов.

Переключение осуществляют изменением числа витков с помощью регулировочных ответвлений обмоток, т. е. изменением коэффициента трансформации, который показывает, во сколько раз напряжение обмотки ВН больше напряжения обмотки НН или во сколько раз число витков обмотки ВН больше числа витков обмотки НН. Пределы регулирования вторичных напряжений для разных трансформаторов различны: на $\pm 10\%$ 12 ступенями по 1,67% или 16 ступенями по

1,25% с помощью РПН; на $\pm 5\%$ четырьмя ступенями по 2,5% с помощью ПБВ.

Бак трансформатора, в который погружена активная часть, представляет собой стальной резервуар овальной формы, заполненный трансформаторным маслом. Масло, являясь охлаждающей средой, отводит теплоту, выделяющуюся в обмотках и магнитопроводе, и отдает ее в окружающую среду через стенки и крышку бака. Кроме охлаждения активной части трансформатора масло повышает степень изоляции между токоведущими частями и заземленным баком.

Для увеличения поверхности охлаждения трансформатора баки изготавливают ребристыми, вваривают в них трубы или снабжают съемными радиаторами (только у трансформаторов мощностью до 25 кВ-А стенки бака гладкие). Радиаторы присоединяют к стенкам бака патрубками со специальными радиаторными кранами. У верхнего торца бака к его стенкам приваривают раму из угловой или полосовой стали, к которой крепят крышку на прокладках из маслоупорной резины.

В нижней части бака всех типов трансформаторов имеется кран для взятия пробы и слива масла, а в его днище (в трансформаторах мощностью выше 100 кВ-А) — пробка для спуска осадков после слива масла через кран. Второй кран устанавливают на крышке бака, через который заливают в него масло. Оба крана служат одновременно для присоединения к ним маслоочистительных аппаратов.

К дну баков трансформаторов массой выше 800 кг приваривают тележку с поворотными катками, конструкция крепления которых позволяет изменять направление передвижения трансформаторов с поперечного на продольное. Для подъема трансформатора на баке имеется четыре кольца-рыма. Активная часть поднимается за скобы в верхних консолях магнитопровода.

На крышке бака размещены вводы, расширитель и защитные устройства (выхлопная предохранительная труба, реле давления, газовое реле, пробивной предохранитель). К стенкам бака приваривают подъемные крюки, прикрепляют манометрический сигнализатор (у трансформаторов мощностью свыше 1000 кВ-А) и устанавливают фильтры.

Большинство трансформаторов оборудовано расширителями, обеспечивающими постоянное заполнение бака маслом и уменьшающими поверхность соприкосновения масла с воздухом, следовательно

но, защищающими масло от увлажнения и окисления. У расширителя есть отверстие для всасывания и вытеснения воздуха при изменении уровня содержащегося в нем масла (дыхательная пробка).

Для измерения температуры масла на трансформаторах монтируют **ртутные термометры** со шкалой от 0 до 150° С или **термометрические сигнализаторы** ТС со шкалой от 0 до 100° С. Последние снабжены двумя передвижными контактами, которые можно установить на любую температуру в пределах шкалы. Первый контакт, будучи включенным в сигнальную цепь, при определенной температуре масла дает сигнал; в случае дальнейшего повышения температуры масла второй контакт, соединенный с реле, отключает трансформатор.

Для сушки и очистки увлажненного и загрязненного воздуха, поступающего в расширитель при температурных колебаниях масла, все трансформаторы снабжены воздухоочистительным **фильтром** — **воздухоосушителем**, который представляет собой цилиндр, заполненный силикагелем и размещенный на дыхательной трубке расширителя.

Для поддержания изоляционных свойств масла, а следовательно, продления срока его службы предназначен **термосифонный фильтр**, представляющий собой цилиндрический аппарат, заполненный активным материалом — сорбентом (поглотителем продуктов старения масла).

1.2 Измерительные трансформаторы

1.2.1 Назначение

Измерительные трансформаторы служат для понижения тока или напряжения первичной цепи электроустановки до значения, необходимого для питания катушек измерительных приборов, реле защиты и автоматики, приборов сигнализации и некоторых других цепей. Подключение приборов и реле через измерительные трансформаторы надежно изолирует их от цепей высокого напряжения, чем обеспечивается безопасность обслуживания. Вторичные обмотки измерительных трансформаторов заземляют для защиты эксплуатационного персонала, а также для предотвращения повреждений приборов и реле, присоединенных к вторичной обмотке, в случае пробоя изоляции между обмотками (первичной и вторичной). Измерительные трансформаторы применяют также в цепях напряжением ниже 400 В; например, для непосредственного измерения токов более 100 А потребовались бы тяжелая конструкция измерительного прибора и

сложная подводка, а с применением измерительного трансформатора измерения ведутся токами до 5 А. Включение приборов через измерительные трансформаторы вносит некоторую погрешность в результаты измерения (до 1,5—2,5% измеряемой величины). Измерительные трансформаторы разделяются на трансформаторы тока и трансформаторы напряжения.

1.2.2 Трансформаторы тока

Трансформаторы тока предназначены для питания токовых обмоток (последовательно включенных катушек) измерительных приборов и реле. Конструктивно трансформатор тока состоит из замкнутого сердечника, набранного из тонких листов электротехнической стали, и двух обмоток. Первичную обмотку, состоящую из одного или нескольких витков большого сечения, рассчитанного на номинальный ток трансформатора тока, включают последовательно в цепь, где должен измеряться ток, а к вторичной обмотке также последовательно проводами сравнительно небольших сечений, в основном 1,5 и 2,5 мм², присоединяют токовые катушки приборов и реле. Число витков в первичной и вторичной обмотках должно быть таким, чтобы ток во вторичной обмотке составлял 5 А при номинальном токе в первичной обмотке.

Вторичную обмотку надежно изолируют от первичной, при этом вторичные обмотки, не присоединенные к приборам, должны быть замкнуты накоротко и заземлены непосредственно на зажимах трансформатора тока.

Конструктивно трансформаторы тока изготовляют трех основных типов — проходные, опорные и катушечные, которые могут быть одно- и многovitковыми с одним или двумя сердечниками. По допустимой погрешности трансформаторы тока подразделяют на пять классов; в промышленных электроустановках применяют в основном трансформаторы тока классов 0,5; 1 и 3.

Рассмотрим устройство трансформатора типа ТПОФ-10, показанное на рисунок 15.2,а. Обозначение трансформатора тока ТПОФ-10 расшифровывается так: Т— трансформатор тока, П— проходной, О— одновитковый, Ф— с фарфоровой изоляцией; число 10 обозначает номинальное напряжение, кВ (10 кВ). К основному обозначению добавляется число, указывающее класс точности. Для трансформаторов тока, имеющих два сердечника, дополнительно указывают дробью классы точности и номинальный первичный ток в амперах. Добавле-

ние букв означает: У — усиленный по термической стойкости, Д — трансформатор имеет специальное исполнение для дифференциальной защиты и З — трансформатор предназначен для защиты от замыканий на землю.

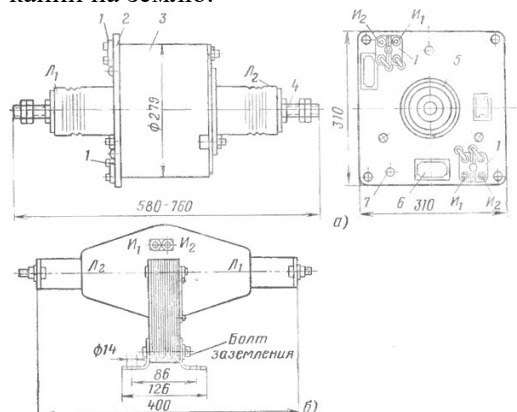


Рисунок 15.2- Общий вид трансформаторов тока: а — ТПОФ-10; б — ТПЛ-10; 1 — изоляционная колодка; 2 — передний фланец; 3 — кожух; 4 — стержень; 5 — изолятор; 6 — табличка с техническими данными; 7 — болт заземления.

Первичной обмоткой трансформатора тока ТПОФ-10 служит круглый медный стержень (или медная труба) 4, проходящий сквозь фарфоровый изолятор 5. Изолятор имеет цилиндрическую форму и изолирует первичную обмотку от вторичной и заземленных частей.

Начало и конец вторичной обмотки — И1 и И2 — выведены к специальным зажимам, расположенным на боковой части корпуса. При направлении тока в первичной обмотке от Л1 и Л2 вторичный ток по внешней цепи проходит от И1 к И2.

Сердечник трансформатора изготовлен из намотанных спиралью лент трансформаторной стали. Передний прямоугольный фланец 2 служит для крепления изолятора, а также всего трансформатора на месте установки.

На фланце установлены изоляционные колодки с контактными зажимами вторичной цепи, болт заземления 7 и табличка 6 с техническими данными.

Номинальный вторичный ток этих трансформаторов 5 А (специальные исполнения для защиты от замыканий на землю имеют вторичный ток 10 А).

Как пример катушечного трансформатора тока рассмотрим трансформатор с литой изоляцией ТПЛ-10 (рисунок 15.2,б). Этот трансформатор может быть использован также и как проходной, по-

этому в его обозначении имеется и буква П; буква Л обозначает наличие литой изоляции (из эпоксидного компаунда).

Трансформаторы тока ТПЛ-10 состоят из одного или двух прямоугольных сердечников из трансформаторной стали, на верхний стержень которых надета вторичная обмотка, намотанная из изолированного провода. Сверху вторичной обмотки размещена первичная, которую на малые токи выполняют из изолированного провода, а на большие — из неизолированной меди, витки которой изолируют между собой электрокартоном.

Первичная обмотка изолирована от вторичной и от заземленных частей эпоксидным компаундом. Габариты и масса трансформаторов тока с литой изоляцией типа ТПЛ (ТПОЛ) значительно меньше, у трансформаторов тока с фарфоровой изоляцией типа ТПФ (ТПОФ), и поэтому последние в настоящее время практически не выпускаются.

В цепях напряжением до 500 В для измерения токов и мощности, а также учета энергии применяют катушечные опорные трансформаторы тока простой конструкции, состоящие из магнитопровода, на который наложены две обмотки (первичная для включения в измеряемую цепь и вторичная для присоединения приборов).

1.2.3 Трансформаторы напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения измеряемого напряжения при его значении более 400 В до напряжения 100 В, необходимого для питания измерительных приборов, цепей автоматики, сигнализации и релейной защиты от замыканий на землю. Они изготавливаются двух видов: сухие — с естественным воздушным охлаждением и масляные — с масляным заполнением.

Сухие трансформаторы напряжения НОСК предназначены для комплектации распределительных ящиков, заливаемых компаундом. Для включения приборов измерения, защиты и учета на напряжение 500 В и ниже применяют трансформаторы напряжения НОС-0,5. По конструктивному выполнению они сходны с трансформаторами НОСК.

Масляный трансформатор напряжения НОМ-6 показан на рисунок 15.3, аналогичны по конструкции и трансформаторы НОМ-10-66. Наименование типа означает: Н - трансформатор напряжения, О — однофазный, М — масляное охлаждение, цифры 6 или 10 — номинальное напряжение, кВ; 66 — год разработки. Конструктивно транс-

форматоры напряжения НОМ состоят из бака с проходным изолятором, выводов «а крышке, магнитопровода и двух обмоток.

Бак имеет круглую цилиндрическую форму и изготовлен сварным из листовой стали. Магнитопровод выполнен из прямоугольных пластин электротехнической стали толщиной 0,5 мм, окленных бумагой. Обмотки намотаны круглым обмоточным проводом слоями на каркасах из электротехнического картона. В осевом направлении они разделены на две секции. Обмотка низшего напряжения расположена под обмоткой высшего напряжения.

При совмещении питания цепей измерения, защиты и автоматики с контролем изоляции применяют трансформаторы напряжения НТМИ-6-66 (рисунок 15.4) и НТМИ-10-66. Наименование типа означает: Н—трансформатор напряжения, Т — трехфазный, М — масляный, И — для измерительных цепей, цифры 6 и 10 — номинальное напряжение, кВ, 66 — год разработки конструкции.

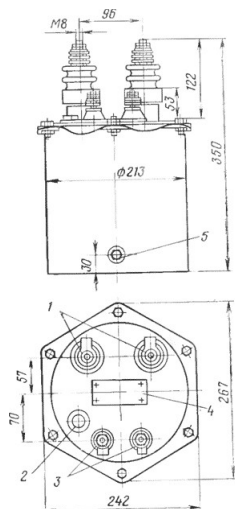


Рисунок 15.3 - Трансформатор напряжения НОМ-6: 1—выводы первичной обмотки; 2 — пробка; 3—выводы вторичной обмотки; 4 — заводская табличка; 5 — болт заземления.

Магнитная система трансформатора НТМИ-6 имеет пять стержней. На трех средних стержнях расположены основные и дополнительные обмотки, включенные по схеме, приведенной на рисунок 15.4.

Обмотки высшего напряжения и основные обмотки низшего напряжения соединены в звезду. Нулевые точки выведены наружу и при установке трансформатора заземляются.

Дополнительная обмотка (хт—щ) предназначена для контроля изоляции в первичной сети. Сумма э. д. е., наводимых в трех фазах, при номинальном состоянии изоляции равна нулю, а следовательно, равно нулю и напряжение на зажимах дополнительной обмотки (обмотка током не обтекается).

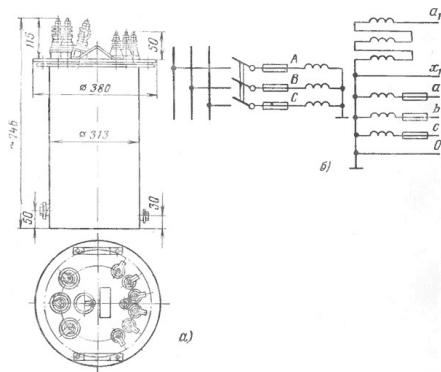


Рисунок 15.4 - Трансформатор напряжения НТМИ-6: а — общий вид; б — схема включения и соединении обмоток.

При заземлении одной из фаз магнитный поток незаземленных фаз замкнется через крайние стержни, вследствие чего на зажимах дополнительной обмотки появится напряжение порядка 100 В через обмотку.

При монтаже трансформаторы поднимают вручную к месту установки — трансформаторы тока за фланцы, трансформаторы напряжения за кожух, а не за изоляторы, не снимая при этом защитной обертки с выводов; трансформаторы тока укрепляют на конструкциях болтами, а трансформаторы напряжения устанавливают на конструкциях свободно без крепления; трансформаторы тока устанавливают так, чтобы зажимы выводов вторичной обмотки и заводская табличка были обращены в сторону коридора управления или щитового помещения (при горизонтальной установке в проходных плитах) или чтобы они были расположены сверху (при вертикальной установке на конструкциях или в проходных плитах); цепи вторичных обмоток должны быть включены на приборы или закорочены перемычками, которые устанавливают на зажимах выводов обмоток.

При установке трансформаторов напряжения расстояние от стены или перегородки выдерживается не менее 100 мм, обеспечивается свободный доступ к маслоспускному крану (пробке), удаляются прокладки в пробках с дыхательными отверстиями. Вторичную обмотку трансформаторов напряжения на время производства монтажных и наладочных работ закорачивают и заземляют. Это необходимо для того, чтобы не было случайно подачи на шины распределительного устройства высокого напряжения вследствие обратной трансформации.

Перед монтажом и по графикам, установленным в эксплуатации, производят профилактические осмотры и проверки измерительных трансформаторов, которые состоят в следующем: чистка, внешний осмотр фарфоровых изоляторов, их армировка, проверка состояния кожуха и выводов, проверка мегаомметром сопротивления изоляции вторичных обмоток (оно должно быть не ниже 1 МОм), проверка состояния графитной токопроводящей краски в трансформаторах тока ТПФ и ТПУ; у маслонаполненных трансформаторов проверяется наличие масла и отсутствие его течи.

Техническое обслуживание трансформаторов должно производиться в зависимости от их состояния и по мере необходимости. Периодичность технического обслуживания не реже один раз в шесть месяцев (вместе с техническим обслуживанием ТП или РП, в котором он установлен).

Устанавливаются такие виды планового технического обслуживания трансформаторов:

- профилактический контроль;
- технический осмотр;

Кроме этого, в процессе эксплуатации возможно выполнять внеплановое техническое обслуживание (при появлении неисправностей трансформатора).

2 Техническое обслуживание силовых трансформаторов

2.1 Порядок технического обслуживания силового трансформатора:

Осмотр трансформаторов производится с периодичностью не реже 1 раза в 6 месяцев работниками, имеющими право выполнять такие работы, в обслуживании которых находятся данные трансформа-

торы, без их отключения с оформлением технической документации по эксплуатации, вместе с осмотром остального оборудования ТП, в котором они установлены.

В зависимости от местных условий и состояния трансформаторов технический руководитель может изменить указанные сроки.

В процессе осмотров обращать внимание на:

- характер гула трансформатора и отсутствие в нём посторонних звуков (потрескивание, щелчки, дребезг). При их появлении, в первую очередь, проверяют закрепление внешних деталей при отключённом трансформаторе;
- целостность маслостекла;
- наличие масла, его уровень и цвет (при длительно высокой температуре трансформаторное масло темнеет);
- температуру масла (при наличии термометра);
- отсутствие течи масла (особое внимание обратить на возможность течи масла под крышкой радиатора и арматурой). При обнаружении дефектов уплотнительных прокладок и втулок (РТИ), утечки трансформаторного масла — применяют комплект для ремонта трансформатора;
- состояние силикагеля (сухой силикагель имеет голубой цвет. При увлажнении, он приобретает розовую окраску. В том случае, когда большая часть силикагеля имеет розовую окраску, — его необходимо заменить);
- состояние проходных изоляторов ИПТ (наличие трещин и сколов фарфора; степень загрязнения; наличие посторонних предметов, сокращающих изоляционные промежутки, особенно, — на вводах);
- состояние сети заземления и контактных соединений (повышенный нагрев контактных соединений определяют по внешнему виду контакта).

Результаты осмотра фиксируются в оперативном журнале, и в паспорте на трансформатор.

2.2 Основные неисправности в работе силовых трансформаторов

Во время эксплуатации не исключено возникновение различного рода дефектов и неполадок трансформаторов, в разной степени отра-

жающихся на их работе. С одними неполадками трансформаторы могут длительно оставаться в работе, при других необходим немедленный вывод их из работы. В каждом случае возможность дальнейшей работы определяется характером повреждения. Неоперативность персонала, несвоевременное принятие мер, направленных на устранение порой незначительных дефектов, приводят к аварийным отключениям трансформаторов.

Причины повреждений заключаются в неудовлетворительных условиях эксплуатации, некачественном ремонте и монтаже трансформаторов. Немалую роль играют дефекты отдельных элементов конструкции современных трансформаторов, применение недостаточно высокого качества изоляционных материалов.

Типичными являются повреждения изоляции, магнитопроводов, переключающих устройств, отводов, маслонаполненных и фарфоровых вводов.

Повреждение изоляции трансформаторов

Главная изоляция часто повреждается из-за нарушения ее электрической прочности при увлажнении, а также при наличии мелких изъянов. В трансформаторах 220 кВ и выше повреждения связывают с появлением так называемого "ползущего разряда", представляющего собой постепенное разрушение изоляции местными разрядами, распространяющимися по поверхности диэлектрика под действием рабочего напряжения. На поверхности изоляции появляется сетка токопроводящих каналов. При этом сокращается расчетный изоляционный промежуток, что и ведет к пробое изоляции с образованием мощной дуги внутри бака.

К интенсивному тепловому износу витковой изоляции приводит набухание дополнительной изоляции катушек и связанное с этим прекращение циркуляции масла из-за частичного или полного перекрытия масляных каналов.

Механические повреждения витковой изоляции нередко происходят при коротких замыканиях во внешней электрической сети и недостаточной электродинамической стойкости трансформаторов, что является результатом ослабления усилий запрессовки обмоток.

Повреждения магнитопроводов трансформаторов

Магнитопроводы повреждаются из-за перегрева вследствие разрушения лаковой пленки между листами и спекания листов стали, при нарушении изоляции прессующих шпилек, при возникновении корот-

козамкнутых контуров, когда отдельные элементы магнитопровода оказываются замкнутыми между собой и на бак.

Повреждения переключающих устройств трансформаторов

Повреждение переключающих устройств ПБВ происходит при нарушении контакта между подвижными контактными кольцами и неподвижными токоведущими стержнями. Ухудшение контакта происходит при снижении контактного давления и образовании оксидной пленки на контактных поверхностях.

Переключающие устройства РПН являются достаточно сложными устройствами, требующими тщательной наладки, проверки и проведения специальных испытаний. Причинами повреждения РПН являются нарушения в работе контакторов и переключателей, подгары контактов контакторных устройств, заклинивания механизмов контакторов, утрата механической прочности стальными деталями и бумажно-бакелитовым валом. Повторяются аварии, связанные с повреждением регулировочной обмотки в результате перекрытия внешнего промежутка защитного разрядника.

Повреждения отводов от обмоток к переключающим устройствам и вводам вызываются главным образом неудовлетворительным состоянием паек контактных соединений, а также приближением гибких отводов к стенкам баков, загрязнением масла проводящими механическими примесями, в том числе оксидами и частицами металла из систем охлаждения.

Повреждения вводов трансформатора

Повреждения вводов связаны в основном с увлажнением бумажной основы. Попадание влаги внутрь вводов возможно при некачественном выполнении уплотнений, при доливке вводов трансформаторным маслом с пониженной диэлектрической прочностью. Заметим, что повреждения вводов, как правило, сопровождаются пожарами трансформаторов, приносящими значительный ущерб.

Характерной причиной повреждения фарфоровых вводов является нагрев контактов в резьбовых соединениях составных токоведущих шпилек, или в месте подсоединения наружных шин.

2.3 Проверка заземляющих устройств

2.3.1 Наружный осмотр

Наружному осмотру подвергаются все металлические части электрооборудования, подлежащие заземлению, а также заземляющие ма-

гистралей и проводники. При этом проверяют соответствие проекту сечения заземляющих проводов и магистралей. Для обеспечения механической прочности размеры стальных заземляющих проводников должны быть: круглые — диаметром не менее 5 мм при прокладке в зданиях и 6 мм в наружных установках; прямоугольные — сечением не менее 24 мм² при прокладке в зданиях и 48 мм² в наружных установках. Необходимо обращать внимание на правильность соединения заземляющих проводников и присоединения их к частям оборудования, подлежащим заземлению. Соединения заземляющих проводников и магистралей должны быть выполнены сваркой в нахлестку, причем длина сварочного шва должна быть не менее 6 диаметров при круглом сечении стали или двойной ширины при прямоугольном. Присоединение к корпусам аппаратов, машин и т. п. должно быть выполнено сваркой или надежным болтовым соединением. Каждый заземляемый элемент оборудования должен быть присоединен к заземляющей магистрали при помощи отдельного ответвления. Последовательное включение нескольких заземляемых аппаратов не разрешается.

Проверка надежности сварных швов, кроме наружного осмотра, производится путем легких ударов молотком. Качественно выполненный сварной шов при этом не будет нарушен.

2.3.2 Измерение сопротивления заземлителя

Сопротивление заземлителя может быть измерено различными методами — мостовым, компенсационным, амперметром-вольтметром и др. Наиболее распространенным является метод измерения при помощи специального измерителя заземления типа МС-07. Прибор имеет три предела измерения от 0,1 до 10 Ом; от 1 до 100 Ом и от 10 до 1000 Ом. Погрешность прибора не превышает $\pm 10\%$.

Для измерения сопротивления заземления необходимы вспомогательный и потенциальный заземлители (зонд), в качестве которых могут быть применены стальные трубы или стержни диаметром не менее 5 мм, забиваемые в землю на глубину не менее 0,5 м. Сопротивление вспомогательного заземлителя должно быть не более 250 Ом, а сопротивление зонда не более 1000 Ом, так как в противном случае снижается чувствительность и увеличивается погрешность измерения.

Для контурных заземлителей расстояние до зонда должно быть не менее пятикратной длины наибольшей диагонали контура, а от зонда до вспомогательного заземлителя не менее 20 м.

Измеренная величина сопротивления заземления не должна превышать допустимой «Правилами устройства электроустановок».

Сопротивление заземляющей проводки может быть проверено также измерителем заземления МС-07. Целью данной проверки является не измерение точного значения сопротивления проводки, а выявление повреждений и плохих контактов в ней. Поэтому достаточно убедиться, что величина сопротивления не выходит за допустимые пределы (обычно 0,05— 0,1 Ом).

Рисунок 15.5 - Схема измерения сопротивления заземляющих проводников при помощи измерителя заземления типа МС-07

2.4 Измерение сопротивления изоляции обмоток силовых трансформаторов

Сопротивление изоляции обмоток силовых трансформаторов, имеющих параллельные ветви, производится между ветвями, если при этом параллельные ветви могут быть выделены в электрически несвязанные цепи без распайки концов.

Измерение сопротивления изоляции силовых трансформаторов рекомендуется производить до измерения тангенса угла диэлектрических потерь и емкости обмоток.

Измерение сопротивления изоляции обмоток трансформаторов производится мегомметром между каждой обмоткой и корпусом (землей) и между обмотками при отсоединенных и заземленных на корпус остальных обмотках.

Состояние изоляции силовых трансформаторов характеризуется не только абсолютным значением сопротивления изоляции, которое зависит от габаритов трансформаторов и применяемых в нем матери-

алов, но и коэффициентом абсорбции (отношением сопротивления изоляции, измеренного дважды - через 15 и 60 с после приложения напряжения на испытуемом объекте, R_{60} и R_{15}). За начало отсчета допускается принимать начало вращения рукоятки мегаомметра.

Измерение сопротивления изоляции позволяет судить как о местных дефектах, так и о степени увлажнения изоляции обмоток трансформатора. Измерение сопротивления изоляции должно производиться мегаомметром, имеющим напряжение не ниже 2500 В с верхним пределом измерения не ниже 10000 МОм. На трансформаторах с высшим напряжением 10 кВ и ниже допускается измерение сопротивления изоляции производить мегаомметром на 1000 В с верхним пределом измерения не ниже 1000 МОм.

Перед началом каждого измерения по рисунку 15.6 испытуемая обмотка должна быть заземлена не менее 2 мин. Сопротивление изоляции R_{60} - не нормируется, и показателем в данном случае является сравнение его с данными заводских или предыдущих испытаний. Коэффициент абсорбции также не нормируется, но учитывается при комплексном рассмотрении результатов измерения.

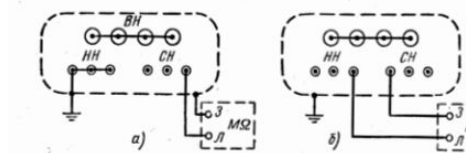


Рисунок 15.6 - Схемы измерения сопротивления изоляции обмоток трансформатора: а – относительно корпуса; б – между обмотками трансформатора

Обычно при температуре 10 - 30°C для неувлажненных трансформаторов он находится в следующих пределах: для трансформаторов менее 10000 кВА напряжением 35 кВ и ниже - 1,3, а для трансформаторов 110 кВ и выше - 1,5 - 2. Для трансформаторов, увлажненных или имеющих местные дефекты в изоляции, коэффициент абсорбции приближается к 1.

В связи с тем, что при приемосдаточных испытаниях приходится измерять трансформаторов при различных температурах изоляции, следует учитывать, что значение коэффициента изменяется с изменением температуры. Зависимость $K_{абс} = R_{60} / R_{15}$ - показана на рисунок 15.7.

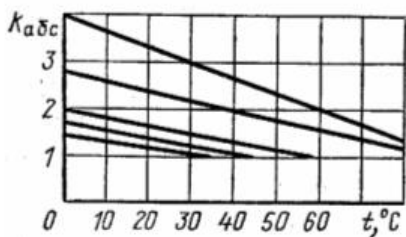


Рисунок 15.7 - Зависимость $K_{\alpha\delta c} = R_{60} / R_{15}$

Для сравнения сопротивления изоляции необходимо измерять при одной и той же температуре и в протоколе испытания указывать температуру, при которой проводилось измерение. При сравнении результаты измерений сопротивления изоляции при разных температурах могут быть приведены к одной температуре с учетом того, что на каждые 10 °C понижения температуры R_{60} увеличивается примерно в 1,5 раза.

В инструкции на этот счет даются следующие рекомендации: значение R_{60} должно быть приведено к температуре измерения, указанной в заводском паспорте, оно должно быть: для трансформаторов 110 кВ - не менее 70 %, для трансформаторов 220 кВ - не менее 85 % значения, указанного в паспорте трансформатора.

Измерение сопротивления изоляции вводов с бумажно-масляной изоляцией производится мегаомметром на напряжение 1000 - 2500 В. При этом измеряется сопротивление дополнительной изоляции вводов относительно соединительной втулки, которое должно быть не менее 1000 МОм при температуре 10 - 30 °C. Сопротивление основной изоляции ввода трансформатора должно быть не менее 10000 МОм.

2.5 Измерение сопротивления обмоток трансформатора постоянному току

Измерение сопротивления обмоток трансформатора постоянному току производится с целью выявления обрывов обмотки и ответвлений, плохих контактов, нарушения паяк и обнаружения витковых замыканий в катушках. Сопротивление обмоток измеряют мостовым методом или при помощи мультиметра.

Приборы, применяемые для измерения, должны быть класса точности не ниже 0,5. Величина тока при измерениях не должна превы-

шать 20% номинального тока обмотки, чтобы не внести дополнительной погрешности в измерения за счет нагрева обмотки.

Сопротивления следует измерять при установившейся температуре; температура, при которой произведены измерения, должна быть замерена и указана в протоколе испытания.

Измеряют линейные сопротивления всех обмоток трансформатора, а при наличии переключателя ответвлений — на всех его положениях.

Величины сопротивлений отдельных фаз трансформатора не должны отличаться одна от другой и от заводских данных более чем на 2%. Если расхождение с заводскими данными превышает 2%, но одинаково для всех фаз, следует искать ошибку в измерениях.

2.6 Контроль температуры нагрева трансформатора

Контроль нагрева электрооборудования по методу термометра

Метод термометра применяют для измерения температуры доступных поверхностей. Используют ртутные, спиртовые и толуоловые стеклянные термометры, погружаемые в специальные гильзы, герметически встроенные в крышки и кожухи оборудования.

Ртутные термометры обладают более высокой точностью, но применять их в условиях действия электромагнитных полей не рекомендуется ввиду высокой погрешности, вносимой дополнительным нагревом ртути вихревыми токами.

При необходимости передачи измерительного сигнала на расстояние нескольких метров (например, от теплообменника в крышке трансформатора до уровня 2...3 м от земли) используют термометры манометрического типа, например термосигнализаторы ТСМ-10.

Термосигнализатор ТСМ-10 состоит из термобаллона и полый трубки, соединяющей баллон с пружиной показывающей части прибора.

Термосигнализатор заполнен жидким метилом и его парами. При изменении измеряемой температуры изменяется давление паров хлористого метила, который передается стрелке прибора. Достоинство манометрических приборов заключается в их вибрационной устойчивости.

Контроль нагрева электрооборудования по методу инфракрасного излучения

За последнее десятилетие существенно изменился подход к методам диагностики электрооборудования и оценке его состояния. Наряду с традиционными методами диагностики, нашли применение современные высокоэффективные способы контроля, обеспечивающие выявление дефектов электрооборудования на ранней стадии их развития. Существенно расширилась область контроля маслonaполненного оборудования под рабочим напряжением, разработаны методы и браковочные нормативы при оценке состояния оборудования по составу газов, растворенных в масле, осуществляется углубленный анализ трансформаторного масла, что позволяет судить о состоянии бумажной изоляции обмоток силовых трансформаторов, получило широкое распространение термографическое обследование электроустановок и т.п.

Метод инфракрасного излучения положен в основу приборов, работающих с использованием фиксации инфракрасного излучения, испускаемого нагретыми поверхностями. В энергетике получили применение как тепловизоры (термовизоры), так и радиационные пирометры. Тепловизоры обеспечивают возможность получения картины теплового поля исследуемого объекта и его температурного анализа. С помощью радиационного пирометра определяется только температура объекта контроля.

Очень часто тепловизор используется совместно с пирометром. Вначале с помощью тепловизора выявляют объекты с повышенным нагревом, а затем, используя пирометр, определяют его температуру. Поэтому точность измерения температуры определяется прежде всего параметрами применяемого пирометра.

Следует также иметь в виду, что трансформаторы допускают нормальные перегрузки, зависящие от графика нагрузки, температуры окружающей среды и недогрузки в летнее время. Кроме того, допускаются аварийные перегрузки трансформаторов независимо от предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды.

Допустимые превышения температуры отдельных частей трансформатора и масла над температурой охлаждающей среды, воздуха или воды не должны превышать нормативных значений. Если указанные мероприятия не дают должного эффекта, необходимо разгрузить трансформатор, включив на параллельную работу еще один трансформатор или отключив менее ответственных потребителей.

2.7 Испытание трансформаторного масла

Трансформаторное масло применяется в качестве изолирующей среды в силовых и измерительных трансформаторах, маслонаполненных вводах и выключателях.

Условия работы масла в электрооборудовании (нагревании рабочим током, действие горячей дуги, загрязнение частицами твердой волокнистой изоляции, увлажнение от соприкосновения с окружающей средой и т.п.) предъявляют к нему довольно жесткие требования.

Свежее трансформаторное масло перед заливкой в оборудование должно пройти испытание в соответствии с требованиями ТКП. Эксплуатационное трансформаторное масло испытывается в соответствии с требованиями ПЭЭП.

Для испытаний пробу трансформаторного масла, прибывшего с завода-изготовителя или находящегося в электрооборудовании, отбирают из нижней части емкости или бака оборудования, предварительно промыв маслом сливное отверстие. Посуда, в которую отбирают пробу масла, должна быть чистой и хорошо высушенной.

Минимальное пробивное напряжение масла определяют на аппаратах типа АМИ-80 или АИИ-70М в маслопробойном сосуде со стандартным разрядником, который со стоит из двух плоских латунных электродов толщиной 8 мм с закругленными краями и диаметром 25 мм с расстоянием между электродами 2,5 мм.

Перед испытанием банку или бутылку с пробой масла несколько раз медленно переворачивают вверх дном, добываясь, чтобы в масле не было пузырьков воздуха. Фарфоровый сосуд, в котором испытывают масло, вместе с электродами три раза ополаскивают маслом их пробы. Масло льют на стенки сосуда и электроды тонкой струей, чтобы не образовались воздушные пузырьки. После каждого ополаскивания масло полностью сливают.

Уровень залитого масла в сосуде должен быть на 15 мм выше верхнего края электрода. Защитному маслу в сосуд необходимо отстояться 15-20 мин. для удаления воздушных пузырьков. Повышение напряжения до пробоя производится плавно со скоростью 1-2 кВ/с. После пробоя, который отмечается искрой между электродами, напряжение снижают до нуля и вновь увеличивают до следующего пробоя. Всего производится шесть пробоев с интервалами между ними 5-10 мин. После каждого пробоя из промежутка между электродами стеклянными или металлическими чистыми стержнями помещи-

ванием удаляют обуглероженные частицы масла. Затем жидкости дают отстояться в течение 10 мин.

Напряжение, при котором происходит первый пробой, во внимание не принимается. Пробивное напряжение трансформаторного масла определяется как среднее арифметическое значение из пяти последующих пробоев.

Рисунок 15.8 - Стандартная измерительная ячейка (сосуд) для измерения пробивного напряжения жидких диэлектриков.

Таблица 15.1 -Предельно допустимые показатели качества трансформаторного масла

Наименование	Значение
Наименьшее пробивное напряжение, определяемое в стандартном маслопробойном аппарате для трансформаторов, аппаратов и вводов на напряжение, кВ	
до 15	20 кВ
выше 15 до 35	25 кВ
выше 60 до 220	35 кВ
Содержание механических примесей по визуальному определению	0
Содержание взвешенного угля (определяется только для масляных выключателей) не более	1 балла
Кислотное число не более	0,25 мг КОН
Содержание водорастворимых кислот и щелочей для трансформаторов мощностью более 630 кВ·А и маслонеполненных герметичных вводов	0,014 мг КОН
для негерметичных вводов для трансформаторов мощностью до 630 кВ·А	0,03 мг КОН Не определяется
Снижение температуры вспышки по сравнению с предыдущим анализом не более	5°C

Тангенс угла диэлектрических потерь при 70°С, не более	7%
Влагосодержание по массе	По заводским нормам
Газосодержание	То же

2.8 Проверка газовой защиты

Для обеспечения правильной работы газовой защиты крышка трансформатора и маслопровод, в котором смонтировано газовое реле, должны иметь подъем в сторону расширителя. Подъем крышки должен составлять 1—1,5%, а маслопровода 2—4%. Величину подъема крышки и маслопровода проверяют по уровню. Подводка к газовому реле должна быть выполнена контрольным кабелем с бумажной изоляцией во избежание нарушения изоляции кабеля от разъедания маслом. Жилы кабеля, вводимые в коробку реле, поверх бумаги должны быть изолированы лакотканью и покрыты бакелитовым или перхлорвиниловым лаком. Полярность подводимых к реле проводов должна быть следующей: (+) подводится к зажиму реле, соединенному с контактом, погруженным в ртуть; (—) подводится ко второму контакту реле.

Перед подачей напряжения цепи газового реле и входящих в состав защиты сигнальных и промежуточных реле должны быть проверены.

После заливки трансформатора маслом и подачи питания на газовое реле в резервуар его ручным насосом накачивают воздух. При медленном накачивании воздуха защита должна действовать на сигнал. В момент срабатывания защиты на сигнал объем воздуха, находящегося в реле, должен составлять 250—350 см³. Продолжая затем медленно накачивать воздух в реле, достигают перехода воздуха из реле в расширитель, что определяют по слабому звуку при попадании пузырьков воздуха в расширитель, наполненный маслом. При этом защита не должна действовать на отключение. Затем воздух, находящийся в газовом реле, выпускают и насосом вновь, но уже интенсивно резкими толчками накачивают воздух в реле. В процессе интенсивного накачивания воздуха в реле защита должна сработать на отключение.

3 Техническое обслуживание измерительных трансформаторов

3.1 Обслуживание измерительных трансформаторов напряжения.

Необходимо периодически проверять состояние голубой окраски силикагеля – индикатора в воздухоосушителе, отсутствие течей масла и чистоту изоляции.

При насыщении влагой окраска силикагеля становится розовой. Восстановление силикагеля – индикатора до приобретения голубой окраски производится одним из следующих способов:

1. путем продувки воздухоосушителя сухим воздухом при температуре 120°C, но не более 130°C;
2. путем прокаливания силикагеля при температуре 100 – 120°C в течение 15 – 20 часов.

При снижении пробивного напряжения масла ниже минимальных допустимых значений необходимо его заменить.

Пробивное напряжение заливаемого масла и тангенс угла диэлектрических потерь должны соответствовать значениям, указанным в паспортах трансформаторов напряжения.

Для проверки исправности ТН измеряется сопротивление изоляции его обмоток, испытывается повышенным напряжением электрическая прочность изоляции обмоток ВН и НН; измеряется ток холостого хода со стороны вторичной обмотки; у маслонаполненных трансформаторов напряжения производится проверка электрической прочности и химический анализ масла.

Уровень масла в трансформаторах напряжения 35 кВ и выше необходимо поддерживать в пределах шкалы масло указателя для максимальной и минимальной температуры окружающего воздуха. Уровень масла в баке ТН типов НТМИ-6 (10), НТМК-6 (10), НОМ-6 (10) должен быть на 15-30 мм ниже крышки. Уровень масла в баке трансформатора напряжения типа НАМИ-6 (10) должен быть на 10-20 мм ниже крышки. В случае если уровень масла отличается от вышеуказанного, масло необходимо отлить или долить.

Отбор проб масла из ТН выше 20 кВ для проверки электрической прочности и химического анализа производится с периодичностью, установленной согласно Правилам технической эксплуатации (ПТЭ).

При эксплуатации не допускается включать трансформатор напряжения, предназначенный для работы в линии с эффективно-заземленной нейтралью, в линию с изолированной нейтралью.

При оперативных и автоматических переключениях не допускается выделение участков сети с ТН без эффективно-заземленной нейтрали, если ТН предназначен для работы в сети с эффективно-заземленной нейтралью.

Оперативные и автоматические переключения не должны допускать появления феррорезонансных явлений на участке с трансформатором напряжения.

3.2 Техническое обслуживание трансформаторов тока

ТО заключается в надзоре за ними и выявлении видимых неисправностей. При этом контролируют нагрузку первичной цепи и устанавливают, нет ли перегрузки. Перегрузка трансформаторов тока по току допускается до 20%.

Очень важно следить за нагревом и состоянием контактов, через которые проходит первичный ток. В случае нагрева контактных шпилек у маслонаполненных трансформаторов тока и попадания на них масла, оно может воспламениться и привести к пожару.

При осмотре обращают внимание на отсутствие внешних признаков повреждений (обгорание контактов, трещин в фарфоре), так как трансформаторы тока подвержены термическим и динамическим воздействиям при прохождении через них сквозных токов короткого замыкания.

Важное значение имеет состояние внешней изоляции трансформаторов тока. Боле 50% случаев повреждений трансформаторов тока с литой изоляцией происходит в результате перекрытий по загрязненной и увлажненной поверхности изоляторов.

У маслонаполненных трансформаторов тока проверяют уровень масла по маслоуказателю, отсутствие подтеков масла, цвет силикагеля в воздухоосушителе (голубой цвет – силикагель годен, красный – испорчен). При обнаружении дефектов токоведущих частей и изоляции трансформатор тока должен выводиться в ремонт.

Порядок выполнения работы

Подготовка к работе

Для выполнения лабораторной работы необходимо изучить классификацию и назначение трансформаторных подстанций; устройство

и принцип работы силового трансформатора; технологию проведения технического обслуживания силового и измерительного трансформатора; технологию испытания масла на электрическую прочность.

Упражнение 1 Изучить технологию проведения технического обслуживания силового и измерительного трансформаторов. Законспектировать порядок проведения и объём ТО и испытаний, подготовить технологическую карту ТО трансформатора (таблица 15.2).

Упражнение 2 Визуальный осмотр силового трансформатора.

2.1 Проверка панели для переключения (см п. 2.1 методических указаний).

2.2 Произвести проверку отсутствия течи масла через фланцы, спускные краны, осмотр технического состояния изоляторов на предмет пыли, трещин, сколов (см п. 2.1 методических указаний).

2.3 Проверить состояния силикагеля (см п. 2.1 методических указаний).

2.4 Проверить крепление изолятора (см п. 2.2 методических указаний).

2.5 Проверить изоляторы на отсутствие сколов, трещин

2.7 Проверить целостность заземляющего проводника (см п.2.3 методических указаний)

2.8 Занести результаты осмотра трансформатора в таблицу 15.2

Упражнение 3 Инструментальная проверка параметров силового трансформатора.

3.1 Замерить сопротивления изоляции обмоток трансформатора масляного исполнения (см п. 2.4 методических указаний)

3.2 Измерить коэффициент абсорбции R60/R15 обмоток трансформатора (см п. 2.4 методических указаний).

3.3 Проверка целостности обмоток трансформатора (см п. 2.5 методических указаний).

3.4 Измерение сопротивления обмоток постоянному току (см п. 2.5 методических указаний).

3.5 Измерение сопротивления изоляции доступных стяжных шпилек, бандажей, и электрических экранов

3.6 Занести результаты осмотра трансформатора в таблицу 15.2:

Таблица 15.2 - Технологическая карта по техническому обслуживанию силовых трансформаторов

Перечень технологических операций	Инструменты приборы приспособления	Единица измерения	Значение контролируемого параметра	
			Измеренный	Предельно допустимый
Замер сопротивления изоляции обмоток трансформатора масляного исполнения				
ВН – НН	мегаомметр	МОм		450
...				

3.7 На основании упражнений 2 и 3 сделать вывод о пригодности силового трансформатора к эксплуатации

Упражнение 4 Техническое обслуживание измерительного трансформатора

4.1 Выполнить возможные пункты из упражнения 2 и 3 для предоставленного измерительного трансформатора

4.2 Составить технологическую карту ТО для измерительного трансформатора

4.3 Сделать вывод о пригодности к эксплуатации.

Контрольные вопросы

1. Назначение силового трансформатора?
2. Назначение измерительных трансформаторов тока и напряжения?
3. Периодичность проведения технических осмотров трансформаторов?
4. Перечислите основные неисправности трансформаторов и причины их возникновения.
5. Перечислите основные операции при ТО силового трансформатора.
6. При помощи какого прибора можно измерить сопротивления изоляции?
7. Что такое коэффициент абсорбции и как он определяется?
8. Как проводится испытание трансформаторного масла?
9. Как измерить сопротивление контура заземления?

10. Основные причины возникновения потрескивания в трансформаторе?

11. Перечислите основные элементы конструкции силового трансформатора типа ТМГ.

12. Перечислите основные элементы конструкции трансформатора напряжения типа НОМ-6.

13. Перечислите основные элементы конструкции трансформатора тока типа ТПЛ-10.

14. Опишите методику измерения сопротивления изоляции между обмотками трансформатора и корпусом.

15. Для чего служит трансформаторное масло?

16. Основные причины повреждения изоляции в трансформаторах?

17. Объясните принцип обозначения типа силового трансформатора.

Список использованных источников

1. Костенко, Е. М. Монтаж, техническое обслуживание и ремонт промышленного и бытового электрооборудования : практ. пособие для электромонтера/сост. Е. М. Костенко. – Москва: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.–320 с.

2. Монтаж, техническая эксплуатация и ремонт электрического и электротермического оборудования: учеб. пособие для студ. Сред. Проф. оборудования / под. Общ. Ред. Н.Ф. Котеленца.– Москва: Издательский центр «Академия», 2006.– 296 с.

3.Пястолов А.А. Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования / Пястолов А.А., Мешков А.А., Вахрамеев А.Л. - М.: Колос, 1981. - 331 с.: ил.

Дополнительная

4. Сибиркин Ю.Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий. В 2 кн.: учебник для нач. проф. образования / Ю.Д. Сибиркин.– Москва: Издательский центр «Академия», 2007.– 464 с.

5. Павлович, С.Н. Ремонт и обслуживание электрооборудования: учеб. пособие/ С.Н. Павлович, Б.И. Фираго. – Минск: Выш. Школа, 2005.– 245с.

Технические нормативные правовые акты

6. ТКП 181-2009. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей [Текст]. – Введ.01.09.09.– Минск : Энергопресс, 2010. – 308 с.

7. ТКП 339-2011. «Электроустановки на напряжение до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловые и аккумуляторные, электроустановки жилых и общественных зданий. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемо-сдаточных испытаний» [Текст]. - Введ.23.08.11.– Минск : Энергопресс, 2011. – 601с.