Открытое акционерное общество
«Российский концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях»

(ОАО «Концерн Росэнергоатом»)

УКАЗАНИЕ

01.12.2009 № 126-УК

Москва

О введении в действие
1.3.3.99.0035-2009
1.3.3.99.0036-2009
1.3.3.99.0037-2009
1.3.3.99.0038-2009

Для повышения надёжности и безопасности эксплуатации электрооборудования, обеспечения АЭС необходимой нормативной документацией

ПРЕДЛАГАЮ:

1. Ввести в действие с 01.04.2010 методические указания:

1.1. «Диагностика экранированных токопроводов и шинопроводов» 1.3.3.99.0035-2009 (приложение 1).

1.2. «Диагностика изоляции вращающихся машин классов напряжения от 0,4 кВ до 24 кВ по характеристикам частичных разрядов» 1.3.3.99.0036-2009 (приложение 2).

1.3. «Диагностика электрических аппаратов, распределительных устройств электростанций и подстанций» 1.3.3.99.0037-2009 (приложение 3).

1.4. «Диагностика силовых трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов и их вводов» 1.3.3.99.0038-2009 (приложение 4).

2. Главным инженерам АЭС, Департаменту инженерной поддержки (Давиденко Н.Н.), Управлению продления срока эксплуатации, планирования, модернизации и ресурсного обеспечения АЭС (Дементьев А.А.), Технологическому филиалу (Лихачев А.Ю.) принять к руководству и исполнению методические указания 1.3.3.99.0035-2009, 1.3.3.99.0036-2009, 1.3.3.99.0037-2009, 1.3.3.99.0038-2009.

3. Департаменту производственно-технической деятельности и лицензирования (Верпета В.И.) внести методические указания 1.3.3.99.0035-2009, 1.3.3.99.0036-2009, 1.3.3.99.0037-2009, 1.3.3.99.0038-2009 в «Указатель основных действующих нормативных документов, регламентирующих обеспечение безопасной эксплуатации энергоблоков АС».

4. Контроль за исполнением настоящего указания возложить на заместителя директора по производству и эксплуатации АЭС Давиденко Н.Н.

И. о. заместителя Генерального директора –
директора по производству и эксплуатации АЭС А.В. Шутиков

А.Э. Чайко
710-63-08

Список рассылки:

1. Департамент инженерной поддержки.
2. Управление продления срока эксплуатации, планирования модернизации и Ресурсного обеспечения АЭС.
3. Департамент административного обеспечения.
4. Юридический департамент.
5. Дирекция информационного обеспечения.
6. по списку рассылки 3:

Заместитель директора по производству
и эксплуатации АЭС – директор
Департамента инженерной поддержки Н.Н. Давиденко

Визы:

Первый заместитель директора
по производству и эксплуатации АЭС А.В. Шутиков

Заместитель директора по производству
и эксплуатации АЭС – директор
Департамента инженерной поддержки Н.Н. Давиденко

Руководитель Управление продления срока
эксплуатации, планирования модернизации
и ресурсного обеспечения АЭС А.А. Дементьев

Департамент административного обеспечения

19.11.2009

Юридический департамент

Департамент специальной безопасности

Управление экономической безопасности

19.11.2009

Открытое акционерное общество
«Концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях»

(ОАО «Концерн Энергоатом»)

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель Генерального директора –
директор по производству и эксплуатации
АЭС ОАО «Концерн Энергоатом»
_____Ю.В. Копьев

«___»_____2009г.

ДИАГНОСТИКА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ, АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ, ШУНТИРУЮЩИХ РЕАКТОРОВ И ИХ ВВОДОВ

Методические указания

1.3.3.99.0038-2009

Предисловие

1 РАЗРАБОТАНЫ ООО "Диагностические комплексы и системы"

2 ВНЕСЕНЫ Департаментом инженерной поддержки

3 ВВЕДЕНЫ В ДЕЙСТВИЕ Приказом ОАО "Концерн Энергоатом"

от _____ г. №

4 ВЗАМЕН МУ 0634-2006

Содержание

1 Область применения..... 1
2 Нормативные ссылки..... 2
3 Термины и определения..... 3
4 Обозначения и сокращения..... 9
5 Общие положения..... 11
5.1 Виды и объемы обследований..... 11
5.2 Требования к средствам измерений..... 12
6 Требования безопасности..... 15
7 Методы диагностики..... 15
8 Принципы, используемые для определения технического состояния и обоснования объема мероприятий по дальнейшей эксплуатации 16
8.1 Принятие заключения о техническом состоянии..... 16
8.2 Процедура определения технического состояния..... 18
9 Виды обследований и объемы работ при их проведении..... 18
9.1 Контрольное обследование..... 18
9.2 Расширенное обследование..... 19
9.3 Комплексное обследование..... 25
10 Итоговые документы по результатам обследований трансформатора.. 27
Приложение А (обязательное) Основные виды дефектов силовых трансформаторов и методы их обнаружения на рабочем напряжении..... 28
Приложение Б (обязательное) Методы, средства и обработка данных по результатам измерений характеристик электроразрядной активности в изоляции силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов и их вводов..... 32
Приложение В (обязательное) Средства измерений характеристик разрядной активности..... 49

Приложение Г (обязательное) Методы, средства и обработка результатов тепловизионного контроля силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов и их вводов..... 57

Приложение Д (обязательное) Контроль характеристик трансформаторного масла силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов..... 68

Приложение Е (обязательное) Виброконтроль силовых трансформаторов..... 73

Приложение Ж (обязательное) Анализ спектра токов в цепи заземления трансформатора..... 75

Приложение И (обязательное) Анализ эксплуатационной документации и профиспытаний силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов 81

Приложение К (обязательное) Процедура диагностики силовых трансформаторов при работе на повышенной мощности и увеличении температуры масла..... 88

Приложение Л (рекомендуемое) Типовая техническая программа обследований силовых трансформаторов..... 97

Приложение М (рекомендуемое) Типовая техническая программа по обследованию шунтирующих реакторов..... 105

Приложение Н (рекомендуемое) Техническая программа обследования силовых кабельных линий (КЛ) класса напряжения от 110кВ до 500кВ..... 115

Библиография..... 129

ДИАГНОСТИКА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ, АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ, ШУНТИРУЮЩИХ РЕАКТОРОВ И ИХ ВВОДОВ

Методические указания

Дата введения-_____

1 Область применения

Настоящие Методические указания (далее – МУ) по диагностике силовых трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов и их вводов устанавливают методы, процедуру и критерии оценки технического состояния силовых трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов и их вводов атомных станций ОАО «Концерн Энергоатом». МУ распространяются на:

– описание порядка и объема проведения необходимых обследований для повышения вероятности обнаружения и выявления на ранней стадии развивающихся дефектов в изоляции активной части силовых трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов и их вводов;

– определение текущего технического состояния, а также назначенного ресурса трансформаторов для обеспечения их надежной эксплуатации, а также выработки мероприятий для обеспечения надежной эксплуатации при истечении срока службы трансформаторов;

– определение сроков и объемов ремонтных мероприятий.

Настоящие МУ не отменяют и не заменяют действующую эксплуатационную и нормативную документацию, а также заводские инструкции, но дополняют и уточняют ее в части критериальных оценок при проведении диагностики на рабочем напряжении.

2 Нормативные ссылки

В настоящих МУ использованы ссылки на следующие нормативные документы:

ГОСТ 20074-83 Метод измерения характеристик частичных разрядов

ГОСТ 2.105-95 Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам

ГОСТ 2.104-68 Единая система конструкторской документации. Основные надписи

ГОСТ 2.106-96 Единая система конструкторской документации. Текстовые документы

ГОСТ 20911-89 Техническая диагностика. Термины и определения

ГОСТ 6581-75 Материалы электроизоляционные жидкие. Методы электрических испытаний

РД ЭО 0069-97 Правила организации технического обслуживания и ремонта систем и оборудования атомных станций

СТО 1.1.1.01.0678-2007 Основные правила обеспечения эксплуатации атомных станций

РД ЭО 0410-02 Методические указания по оценке состояния и продлению срока службы силовых трансформаторов

РД 34.45-51.300-97 Объем и нормы испытаний электрооборудования.// Издание шестое, М., ЭНАС. – 2006

РД 153-34.0-20.363-99 Основные положения методики инфракрасной диагностики электрооборудования и ВЛ

РД 34.04-46.303-98 Методические указания по подготовке и проведению хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов

РД 34.45-51.300-97 Методические указания по проведению физико-химического анализа масла и влагосодержания

РД 153-34.0-46.302-00 Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле

РД 153-34.0-03.150-00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок

СО 153-34.20.501-2003 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации

МУ 0634-2006 Методические рекомендации по диагностике силовых трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов и их вводов в эксплуатации на рабочем напряжении

3 Термины и определения

В настоящих МУ применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 техническое состояние: Совокупность подверженных изменению в процессе производства или эксплуатации свойств объекта, характеризуемая в определенный момент времени признаками, установленными технической документацией на этот объект (РД ЭО 0069).

3.2 вид технического состояния: Категория технического состояния, характеризуемая соответствием или несоответствием качества объекта определенным техническим требованиям, установленным технической документацией на этот объект (РД ЭО 0069).

3.3 исправное состояние: Состояние объекта, при котором он соответствует всем требованиям нормативной и (или) конструкторской (проектной) документации (РД ЭО 0069).

3.4 неисправное состояние: Состояние объекта, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативной и (или) конструкторской (проектной) документации (РД ЭО 0069).

3.5 работоспособное состояние: Состояние объекта, при котором значение всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные

функции, соответствуют требованиям нормативной и(или) конструкторской (проектной) документации (РД ЭО 0069).

3.6 предельное состояние: Состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно (РД ЭО 0069).

3.7 критерий предельного состояния: Признак или совокупность признаков предельного состояния объекта, установленные нормативной и (или) конструкторской (проектной) документацией (РД ЭО 0069).

3.8 надежность: Свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих его способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования (РД ЭО 0069).

3.9 ресурс: Суммарная наработка объекта от начала его эксплуатации или ее возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние (РД ЭО 0069).

3.10 срок службы: Календарная продолжительность эксплуатации от начала эксплуатации объекта или ее возобновления после ремонта до его перехода в предельное состояние (РД ЭО 0069).

3.11 остаточный ресурс: Суммарная наработка объекта от момента контроля его технического состояния до перехода объекта в предельное состояние (РД ЭО 0069).

3.12 назначенный ресурс: Суммарная наработка, при достижении которой эксплуатация объекта должна быть прекращена независимо от его технического состояния (РД ЭО 0069).

3.13 отказ: Событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта (РД ЭО 0069).

3.14 ремонт: Комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности изделия и восстановлению ресурса изделий или их составных частей (РД ЭО 0069).

3.15 текущий ремонт: Ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности изделия и состоящий в замене и (или) восстановлении отдельных частей (РД ЭО 0069).

3.16 средний ремонт: Ремонт, выполняемый для восстановления исправности и частичного восстановления ресурса изделия с заменой или восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры и контролем технического состояния составных частей, выполняемом в объеме, установленном в нормативной документации (РД ЭО 0069).

3.17 капитальный ремонт: Ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановления ресурса изделия с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые (РД ЭО 0069).

3.18 плановый ремонт: Ремонт, постановка изделий на который осуществляется в соответствии с требованиями нормативной документацией (РД ЭО 0069).

3.19 стратегия ремонта по техническому состоянию: Стратегия ремонта, согласно которой перечень операций, в том числе разборки, определяется по результатам диагностирования изделия в момент начала ремонта, а также по данным о надежности этого изделия и однотипных изделий (РД ЭО 0069).

3.20 ремонт по техническому состоянию: Ремонт, при котором контроль технического состояния выполняется с периодичностью и в объеме установленными в нормативной документации, а объем и момент начала ремонта определяется техническим состоянием изделия (РД ЭО 0069).

3.21 контроль технического состояния: Определение вида технического состояния изделия (РД ЭО 0069).

3.22 дефект:

- Каждое отдельное несоответствие продукции установленным требованиям;

- Несоответствие значения любого параметра или характеристики состояния изделия установленным требованиям (РД ЭО 0069).

3.23 малозначительный дефект: Дефект, который существенно не влияет на использование продукции по назначению и на ее долговечность (РД ЭО 0069).

3.24 значительный дефект: Дефект, который существенно влияет на использование продукции по назначению и (или) на ее долговечность, но не является критическим (РД ЭО 0069).

3.25 критический дефект: Дефект, при наличии которого использование продукции по назначению практически невозможно или недопустимо (РД ЭО 0069).

3.26 техническое диагностирование: Определение технического состояния объекта предусматривает заключение о техническом состоянии объекта с указанием вида и причины дефекта (РД ЭО 0069).

3.27 вид контроля: Классификационная группировка контроля (испытаний) по определенному признаку (РД ЭО 0069).

3.28 объем контроля: Количество объектов и совокупность контролируемых признаков, устанавливаемых для проведения контроля (РД ЭО 0069).

3.29 метод контроля: Правила применения определенных принципов и средств контроля (РД ЭО 0069).

3.30 метод неразрушающего контроля: Метод контроля, при котором не должна быть нарушена пригодность объекта к применению (РД ЭО 0069).

3.31 объем испытаний: Характеристика испытаний, определяемая количеством объектов и видов испытаний, а также суммарной продолжительностью испытаний (РД ЭО 0069).

3.32 условия испытаний: Совокупность воздействующих факторов и (или) режимов функционирования объекта при испытаниях (РД ЭО 0069).

3.33 точность результатов испытаний: Свойство испытаний, характеризуемое близостью результатов испытаний к действительным значениям характеристик объекта в определенных условиях испытаний (РД ЭО 0069).

3.34 частичный разряд: Электрический разряд, который шунтирует лишь часть изоляции между электродами, находящимися под разными потенциалами.

3.35 заряд частичного разряда $q_{чр}$: Заряд, переносимый по каналу разряда при каждом частичном разряде в диэлектрике.

3.36 нормированная интенсивность частичных разрядов: Предельно допустимое численное значение какой-либо характеристики интенсивности частичных разрядов, установленное для данного объекта испытаний стандартом на электрооборудование конкретного типа.

3.37 нормированное напряжение частичных разрядов: Напряжение, для которого установлена нормированная интенсивность частичных разрядов.

3.38 кажущийся заряд q частичного разряда: Абсолютное значение такого заряда, при мгновенном введении которого между электродами испытуемого объекта напряжение между его электродами кратковременно изменится на такое же значение, на какое изменилось бы при частичном разряде.

3.39 частота следования n частичных разрядов: Среднее количество частичных разрядов за период промышленной частоты (имп/пер).

3.40 средний ток I частичных разрядов: Сумма абсолютных значений кажущихся зарядов qi частичных разрядов, взятых за определенный временной интервал T, деленная на этот временной интервал (Кл/с, А).

3.41 напряжение возникновения частичных разрядов U_i: Наименьшее значение напряжения, при котором интенсивность частичных разрядов становится равной или превышает нормированную интенсивность при повышении напряжения на объекте испытаний.

3.42 напряжение погасания частичных разрядов U_e: Наименьшее значение напряжения, при котором интенсивность частичных разрядов становится равной или меньше нормированной интенсивности при снижении напряжения на объекте испытаний.

3.43 помехи: Электромагнитные процессы, воздействующие на измерительную схему, вносящие искажения в показания измерительного устройства и ограничивающие его чувствительность.

3.44 внешние помехи: Помехи независящие от напряжения, приложенного к объекту испытаний, и вызываемые коммутационными процессами в посторонних цепях, излучениями радиопередающих устройств, работой вращающихся машин и т.п.

3.45 внутренние помехи: Помехи, зависящие от приложенного к объекту испытаний напряжения, обычно возрастающие при увеличении напряжения и вызываемые разрядами в элементах схемы (например, в испытательном трансформаторе, соединительном конденсаторе, на соединениях высокого напряжения) или искрением в местах некачественного заземления близко расположенного постороннего оборудования.

3.46 нижняя и верхняя частоты полосы пропускания f_1 и f_2 измерительной схемы: Частоты, при которых частотная характеристика изменяется не более чем на 3 дБ от ее значения в горизонтальной части.

3.47 амплитуда импульса от ЧР – Q: Максимальное значение амплитуды импульса в Вольтах, используется при измерениях на рабочем напряжении, когда нет возможности проведения градуировки.

3.48 превышение температуры: Разность между измеренной температурой нагрева и температурой окружающего воздуха.

3.49 избыточная температура: Превышение измеренной температуры контролируемого узла над температурой аналогичных узлов, находящихся в одинаковых условиях.

3.50 термографическая информационная функция: Пространственная свертка термограммы.

3.51 коэффициент дефектности: Отношение измеренного превышения температуры контактного соединения к превышению температуры, измеренному на целом участке шины (провода), отстоящем от контактного соединения на расстоянии не менее 1 м.

3.52 контактное соединение: Токоведущее соединение (болтовое, сварное, выполненное методом обжатия), обеспечивающее непрерывность токовой цепи.

3.53 аномалия: Местное изменение температуры (избыточная температура) на некотором малом участке поверхности бака, характеризуется средней и максимальной температурой пятна.

3.54 наиболее вероятное значение температуры: Значение температуры соответствующее «максимуму ТИФ».

4 Обозначения и сокращения

В настоящих МУ приняты следующие сокращения и обозначения:

АС	– атомная станция
МВИ	– межведомственные испытания
ИК	– инфракрасное излучение
ЧР	– частичный разряд
ЭРА	– электроразрядная активность
РПН	– регулятор плавного изменения напряжения
КЗ	– короткое замыкание
МПД	– многопараметрическая диагностика
Н	– оценка технического состояния, как Норма
НСО	– оценка технического состояния, как Рабочее – Норма с отклонениями
НСЗО	– оценка технического состояния, как Рабочее – Норма со значительными отклонениями
У	– оценка технического состояния, как Ухудшенное
ГХ-анализ	– хроматографический анализ газов, растворенных в масле
АТ	– автотрансформатор
БТ	– блочный трансформатор
СТ	– силовой трансформатор
ШР	– шунтирующий реактор

ф.А, ф.В, ф.С – фазы трансформатора.

ВН – высокое напряжение обмоток трансформатора

СН – среднее напряжение обмоток трансформатора

НН – низкое напряжение обмоток трансформатора

tgδ – тангенс угла диэлектрических потерь

$q_{ЧР}$ – заряд частичного разряда

q – кажущийся заряд частичного разряда.

n – число импульсов от ЧР на период промышленной частоты.

Q – амплитуда импульса от ЧР, измеряемая в вольтах на используемом индикаторе.

n(Q) – функция распределения числа импульсов от амплитуды импульса

I – ток, А.

P – средняя мощность ЧР, в относительных единицах

U – напряжение, В

$k_{гр}$ – градуировочный коэффициент

ОРУ – открытое распределительное устройство

ДКЧР – измерительный комплекс для контроля разрядной активности

TMP, TMP-1, TMP-2, TMP-2M, TMP-5, TMP-Y, TMP-M, TMP-D, CT-45, 2L, RC1, RC-2 – датчики ЧР

ПИН – прибор измерения рабочего напряжения

ВИШ – высокочастотный измерительный шунт

PDPA – амплитудный анализатор с компьютерным управлением для фиксации n(Q)

ИРЗ, PDA – аналоговый прибор для измерений n(Q)

КЛ – высоковольтная кабельная линия

РИП – пороговый регистратор импульсов ЧР

ИЭ – измерительный элемент

ИУ – измерительные устройства

КАД – переносной аналоговый комплекс

РК – радиочастотный кабель

БС-2 – блок сопряжения осциллографа и датчиков ЧР

СПК – система периодического мониторинга ЧР

ТИФ – термографическая информационная функция

P_1 – обобщенная мощность тепловыделений при обработке информации по тепловизионному контролю

ППР – плановый предупредительный ремонт

$K_{деф}$ – коэффициент дефектности

ПДК – предельная допустимая концентрация

FFT – быстрое Фурье-преобразование

ВЛ – высоковольтная линия

ТН – трансформатор напряжения

ТТ – трансформатор тока

5 Общие положения

5.1 Виды и объемы обследований

5.1.1 В настоящих МУ применение обследований для выявления дефектов на стадиях их возникновения и развития обусловлено механизмами образования дефектов и их развитием, а также требованиями охвата обследованиями всего парка оборудования с учетом ограничений на их отключение для проведения измерений, в соответствии с приложениями А,Б,В,Г,Д,Е,Ж,И,К.

5.1.2 Настоящие МУ устанавливают требования по обследованию трансформаторного оборудования, включая:

– силовые высоковольтные маслонаполненные трансформаторы с высоковольтными вводами;

– шунтирующие реакторы;

– силовые высоковольтные трансформаторы с вводами, соединенными с кабельными вводами, размещенными в экранированном объеме, заполненном маслом;

– сухие трансформаторы с кабельными выводами.

5.1.3 В настоящих МУ применяются обследования, обеспечивающие достаточную точность и надежность технической диагностики трансформаторов (шунтирующих реакторов) при минимальных затратах на их выполнение за счет следующих видов этих обследований:

– контрольного, измерения на рабочем напряжении в контрольных точках и режимах (со 100%-ым объемом обследований всего оборудования);

– расширенного, с измерением расширенного набора характеристик при диагностике на рабочем напряжении (для части оборудования);

– комплексного, включающего измерения на рабочем напряжении и на отключенном трансформаторе (для отдельного оборудования).

5.1.4 Блочные трансформаторы, работающие на повышенной мощности, диагностируется в объеме расширенного обследования по специальной программе.

5.2 Требования к средствам измерений

5.2.1 Общие требования к измерительным средствам

Для испытаний трансформаторов (шунтирующих реакторов) должны использоваться стандартные средства измерений. Нестандартные методы измерений (датчики, индикаторы) должны пройти МВИ.

Программное обеспечение для используемых измерительных средств должно обеспечивать анализ и обработку полученных результатов и оформление протоколов.

5.2.2 Требования к термографическим средствам измерений

Для проведения термографических измерений следует использовать ИК-тепловизоры длинноволнового диапазона от 8мкм до 12мкм, чувствительностью от 0,06°С до 0,1°С, временной стабильностью не менее 0,1°С/час, угловым разрешением не менее 1,5мрад.

Программное обеспечение тепловизора должно обеспечивать возможность коррекции излучательной способности объекта, получение температур в точке, линии сканирования, максимальных, средних минимальных значений по выделенной области, построение гистограмм, экспорт термограмм во внешние программные приложения (Excel, Mathcad).

5.2.3 Требования к системе измерений частичных разрядов

Для проведения измерений электроразрядной активности необходимо иметь:

– чувствительность системы измерений не более 10мВ (5пКл);

– диапазон измерений амплитуды импульса от 10мВ до 10^5мВ;

– временное разрешение при анализе однократных импульсов 10^{-7}с;

– обработку статистической информации для построения кривой распределения потока импульсов n(Q) проводить с использованием программных средств.

5.2.4 Требования к проведению хроматографического анализа газов

Анализ должен производиться аппаратурой, обеспечивающей предел обнаружения в масле газов:

– для водорода – не выше 0,0005% от объема;

– для метана, этилена, этана – не выше 0,0001% от объема;

– для ацетилена – не выше 0,00005% от объема;

– для оксида и диоксида углерода – не выше 0,002% от объема;

– для воды не выше 0,05% от объема;

– общее газосодержание – не выше 0,01% от объема.

5.2.5 Требования к электрическим испытаниям

Измерения электрических параметров на выведенных из эксплуатации силовых трансформаторах (АТ, ШР) производится электроизмерительными средствами, предусмотренными нормативной и эксплуатационной документацией.

5.2.6 Требования к условиям проведения измерений

Проведение тепловизионных измерений следует выполнять в сухую безветренную погоду при температуре окружающей среды выше 5°С, а в ночные часы, спустя три часа после захода солнца. Не следует выполнять обследование при повышенной влажности, выпадении росы, инея, дождя, мокрого снега и при наличии тумана. Допускается проведение измерений в дневное время при наличии устойчивой плотной облачности. Для повышения надежности измерений и лучшего распознавания характера дефекта, измерения следует проводить при близких к номинальным условиям токовых нагрузках и в режиме холостого хода.

Измерения частичных разрядов необходимо проводиться в сухую погоду при температуре не ниже 10°С.

Допустимые температуры окружающей среды для проведения различных видов измерений связаны с предельной температурой изоляции, приемлемой для измерений или сопутствующих им процедур, а именно:

– отбор масла должен производиться при температуре изоляции не ниже 5°С, работы при более низких температурах возможны, но решение принимается техническим руководителем предприятия, при этом рекомендуется повторить такие измерения в возможно более короткие сроки при температуре изоляции не ниже 5°С;

– для сопоставления различных результатов измерений необходимо, чтобы температуры изоляции при этих измерениях отличались не более чем на 5°С, при больших отличиях необходимо приведение этих данных (пересчет) к единой базе, например, к нормальным условиям (20°С, 760 мм.рт.ст.).

Влажность атмосферы при проведении измерений и испытаний внешней изоляции не должна приводить к выпадению росы или инея на поверхности. Во время дождя испытания запрещены.

5.2.7 Требования к персоналу

К производству работ по оценке технического состояния допускается аттестованный персонал, имеющий соответствующие документы на право проведения работ. Привлекаемые к измерениям специализированные организации должны иметь лицензию Ростехнадзора России.

5.2.8 Требования к программе испытаний

Программа обследований и необходимые испытания разрабатываются привлекаемыми к выполнению работ организациями в соответствии с настоящими МУ и утверждаются главным инженером станции. Программа должны содержать, как минимум следующие разделы:

- необходимость разработки типовой программы;
- обоснование объемов и методов испытаний.

6 Требования безопасности

Испытания и измерения характеристик силовых трансформаторов (АТ, ШР) должны проводиться исходя из требований общих и местных правил техники безопасности с учетом особенностей технологии диагностики. Измерения на рабочем напряжении проводятся бригадой. Работы могут проводиться не только по наряду, но и по распоряжению, так как измерения проводятся на заземленном нетоковедущем элементе электроустановки.

7 Методы диагностики

Определение технического состояния СТ, АТ, ШР и их систем производится на основании результатов нескольких основных независимых видов диагностики:

а) контроля уровня электроразрядной активности, а также их локации в соответствии с приложением Б;

б) тепловизионного контроля в соответствии с приложением Г;

в) контроля параметров трансформаторного масла в соответствии с приложением Д;

г) вибродиагностики в соответствии с приложением Е;

д) анализа гармоник в цепях заземления баков трансформаторов и ШР в соответствии с приложением Ж;

е) анализа эксплуатационной документации и профилактических испытаний в соответствии с приложением И.

При этом выполняются обследования активной части трансформатора (магнитопровод, обмотки), высоковольтных вводов, РПН и систем охлаждения, типовая техническая программа обследований трансформаторов приведена в приложении Л.

В случае имевшихся в эксплуатации близких К.З., возможно проведение обследований при зондировании обмотки низковольтными импульсами.

8 Принципы, используемые для определения технического состояния и обоснования объема мероприятий по дальнейшей эксплуатации

Оценка технического состояния трансформаторов и ШР выполняется в соответствии с подходами многопараметрической диагностики, определенных данными МУ.

8.1 Принятие заключения о техническом состоянии

При определении технического состояния, с учетом нескольких видов диагностики, могут представиться следующие ситуации:

- все методики дают одинаковую классификацию;

- только часть независимых методик дает одинаковую классификацию.

При различающихся классификациях по разным методам – итоговая классификация проводится по худшей оценке. Объемы мероприятий по условиям эксплуатации и корректирующим мероприятиям указаны в таблице 8.1.

Особенности процедуры обследования и оценки технического состояния трансформаторов собственных нужд, число переключений РПН которых в течение года не превышает пяти (это характерно для блоков АС) приведены в соответствующих разделах приложений Б, Г и Д.

Т а б л и ц а 8.1 – Определение технического состояния условий дальнейшей эксплуатации, назначенный срок эксплуатации и объемы корректирующих мероприятий

По РД 34.45-51.300	Исправное			Неисправное	
По настоящим МУ	Рабочее–Н	Рабочее – НСО	Рабочее – НСЗО	У	Предаварийное
Характеристики дефекта (по ГОСТ 20911)	Отсутствие явных дефектов	Малозначительный дефект	Значительный дефект	Критический дефект	Предельное состояние
Рекомендации по дальнейшей эксплуатации и определение сроков надежной эксплуатации (при отсутствии непроектных воздействий)	Эксплуатация в соответствии с действующей эксплуатационной документацией. Назначенный срок службы пятнадцать лет в зависимости от времени эксплуатации трансформатора.	Эксплуатация с выполнением отдельных диагностических мероприятий. Назначенный срок службы десять лет.	Ограничение по эксплуатации, дополнительная диагностика. Контроль масла через три месяца. Назначенный срок службы пять лет.	Ограничение эксплуатационных воздействий, учащенный контроль, анализ масла через один месяц, планирование ремонта. Назначенный срок службы шесть месяцев.	Немедленный вывод из работы или эксплуатация в режиме специального контроля с непрерывным или учащенным контролем ЭРА, отбором проб масла через семь дней.

Оценка технического состояния активной части, а также вводов, РПН и систем охлаждения проводится отдельно в соответствии с таблицей Л.1 (приложение Л).

8.2 Процедура определения технического состояния

В соответствии с приложениями Б, Г, Д, Е, Ж, И, К, в зависимости от вида диагностики, для зафиксированных характеристик обнаруженного дефекта даны критерии, на основании которых проводится оценка технического состояния по пятиуровневой шкале, согласно таблице 8.1.

9 Виды обследований и объемы работ при их проведении

9.1 Контрольное обследование

Контрольное обследование проводится на рабочем напряжении и включает анализ эксплуатационной документации и контроль разрядной активности по баку, вводам и узлу РПН. Анализ эксплуатационной документации проводится в соответствии с приложением И. Измерения характеристик ЧР проводятся в соответствии с приложением Б.

9.1.1 Анализ результатов обследований и оценка технического состояния

Принятие решения о техническом состоянии по результатам обследований с контроле разрядной активности производится по анализу распределений n(Q), полученных при измерениях, путем их сопоставления с критериальными кривыми, в соответствии с приложением Б (рисунки Б.2, Б.3). При этом техническое состояние может оцениваться как:

- Рабочее – Норма;
- Рабочее – Норма с отклонениями;
- Рабочее – Норма со значительными отклонениями.

9.1.2 Рекомендации по результатам обследований

По результатам обследований возможны следующие рекомендации:

1) эксплуатация без увеличения объема обследований, при оценке Норма, дальнейшая эксплуатация выполняется в соответствии с технической документацией;

2) выполнение повторных измерений, если при выполнении обследования получено состояние Рабочее – Норма с отклонениями, то выполняются повторные измерения;

3) эксплуатация с увеличенным объемом обследований, если для оборудования техническое состояние соответствует Рабочее – Норма со значительными отклонениями", то для данного оборудования необходимо проведение расширенного обследования.

9.1.3 Документирование результатов контрольного обследования

По результатам контрольного обследования составляется протокол, в котором отражается техническое состояние трансформатора и его узлов и рекомендации по дальнейшей эксплуатации с определением сроков надежной эксплуатации.

9.2 Расширенное обследование

9.2.1 Обследование проводится на рабочем напряжении и включает бóльшее число измеряемых характеристик, чем контрольное обследование, и предусматривает полный анализ эксплуатационной документации и результатов профилактических, заводских, пусконаладочных испытаний по оборудованию, имеющему зафиксированные дефекты, определенные при контрольном обследовании. Результаты расширенного обследования используются для определения необходимости и сроков проведения ремонта и определения сроков надежной эксплуатации. Расширенное обследование проводится в соответствии с графиком (текущее) или внеочередное.

9.2.2 На оборудовании, рекомендованном к расширенному обследованию, проводятся измерения характеристик разрядных явлений в

активной части трансформатора, вводах и РПН в соответствии с приложением Б, включая:

– определение распределений n(Q), для подтверждения факта повышенной активности в соответствии с приложением Б (Б.4);

– проведение объемной локации для определения зоны с повышенной разрядной активностью в соответствии с приложением Б (Б.6);

– определение формы разрядного явления (частичный разряд в изоляции, искрения между витками, дуговые процессы) в соответствии с приложением Б (Б.3).

Для получения данных по диапазону изменений характеристик разрядных явлений указанные выше измерения могут выполняться при вариации мощности трансформатора и температуры масла в соответствии с приложением К. При наличии искрений в пакете активной стали с учетом сроков эксплуатации возможно проведение вибродиагностики в соответствии с приложением Е.

9.2.3 Анализ гармоник токов в цепи заземления трансформаторов и ШР выполняется для определения возможной вибрации обмотки, объем обследований проводится в соответствии с приложением Ж.

9.2.4 На оборудовании, рекомендованном к расширенному обследованию, проводится тепловизионный контроль с анализом термографических информационных функций в соответствии с приложением Г. Для уточнения характера тепловых процессов проводится вариация мощности трансформатора в соответствии с приложением К. Кроме того, проводится контроль узлов системы маслоохлаждения, перегревов маслонасосов.

9.2.5 Контроль параметров трансформаторного масла проводится в соответствии с приложением Д. Для оценки влагосодержания в бумажной изоляции активной части проводится, анализ влагосодержания масла при вариации температуры в соответствии с приложением К.

9.2.6 Вибрационный контроль проводится при наличии показаний (длительный срок эксплуатации без ремонта, наличие дефектов в

магнитопроводе, данных по анализу гармоник токов в цепи заземления). Виброконтроль проводится для оценки возможного снижения усилий прессовки обмотки и магнитопровода по определению аномальных зон вибраций (проводится на минимальной и максимальной нагрузке). Контроль проводится в соответствии с приложением Е.

9.2.7 Классификация технического состояния по результатам расширенного обследования:

– принятие решения по результатам контроля разрядной активности производится в соответствии с приложением Б (Б.6);

– принятие решения по результатам тепловизионного контроля производится в соответствии с приложением Г (Г.5);

– принятие решения по результатам контроля масла производится в соответствии с приложением Д;

– принятие решения по виброконтролю производится в соответствии с приложением Е, по гармоникам – в соответствии с приложением Ж;

– принятие решений по анализу эксплуатационной документации производится в соответствии с приложением И.

9.2.8 Дальнейшая эксплуатация выполняется без увеличения объема обследований в случаях, если по контролю разрядной активности, по тепловизионному контролю и анализу масла техническое состояние классифицируется не хуже, чем НСО. Периодичность обследований определяется графиком. Если хотя бы по одному методу контроля зафиксирован дефект, классифицируемый как НСЗО, то выполняются дополнительные измерения в соответствии с таблицей 9.1.

Т а б л и ц а 9.1 – Объем дополнительных измерений

Узел трансформатора	Метод	Классификация технического состояния по выполненным измерениям	Объем измерений, которые необходимо выполнить дополнительно в рамках расширенного обследования при данной классификации технического состояния
Активная часть	Локация разрядной активности	НСЗО	Локация с вариацией мощности и температуры, при постоянной мощности один раз в шесть месяцев
	Тепловизионный контроль	НСЗО	Контроль с вариацией мощности
	Анализ масла	НСО	Отбор проб – один раз в шесть месяцев
		НСЗО	Отбор проб – один раз в месяц
	Виброконтроль	НСЗО	Измерения при вариации мощности
Вводы	Контроль разрядной активности	НСЗО	Повтор измерений через шесть месяцев
	Тепловизионный контроль	НСЗО	Повтор измерений через шесть месяцев
	Анализ масла	НСЗО	Внеочередные измерения ЧР и тепловизионный контроль
РПН	Контроль разрядной активности	НСЗО	Учащенный контроль разрядной активности на узле РПН. Внеочередной анализ масла и тепловизионный контроль
	Тепловизионный контроль	НСЗО	Повторные измерения через шесть месяцев
	Анализ масла	НСО	Отбор проб через шесть месяцев
		НСЗО	Дополнительно к учащенному анализу масла измерения ЧР и тепловизион-

			ный контроль

Учащенный или непрерывный контроль разрядной активности проводится для определения динамики роста дефекта в тех случаях, когда в активной части, вводе или РПН зафиксирована разрядная активность на уровне Ухудшенного, по другим методам состояние классифицируется не хуже, чем НСЗО, а также во всех случаях, когда оборудование не может быть выведено из работы. Применяемые средства измерений приведены в приложении В.

9.2.9 В объем комплексного обследования входят результаты расширенного обследования, а также измерения на отключенном трансформаторе. Трансформатор должен планироваться к выводу из работы для профилактических испытаний, если при выполнении дополнительных измерений в рамках расширенного обследования состояние узлов классифицировано как Ухудшенное, или, если в случае непрерывного контроля разрядная активность превышает «установленный критерий».

9.2.10 По результатам обследований оформляется протокол в соответствии с приложением И, в котором указывается оборудование с техническим состоянием Ухудшенное и рекомендации по их дальнейшей эксплуатации, а также сроки вывода оборудования из эксплуатации для выполнения дополнительных измерений на отключенном оборудовании.

9.2.11 Определение срока службы трансформатора на основе расширенных обследований и объема корректирующих мероприятий приводятся в таблице 9.2 с учетом таблиц 8.1 и 9.1.

Т а б л и ц а 9.2 – Определение условий дальнейшей эксплуатации и объемов корректирующих мероприятий для поддержания эксплуатационной надежности

Техническое состояние трансформатора и его отдельных узлов				Назначаемый срок надежной эксплуатации (с учетом уже имеющейся наработки и при отсутствии непроектных воздействий, включая: К.З., прорыв грозового импульса и т.д.)	Условия дальнейшей эксплуатации и объем корректирующих мероприятий
Общее техническое состояние трансфор-	Техническое состояние				
	Высоковольтная изоляция (обмотки, вводы и т.д.)	Крепления активной части и состояние пакета	Узел РПН		
Н	Н	Н	Н	Продолжение эксплуатации в соответствии с действующей документацией в течение пяти лет	Повторное обследование в объеме контрольного через два-три года (с учетом срока эксплуатации трансформатора)
НСО	Н	НСО	НСО	Продолжение эксплуатации в соответствии с действующей документацией в течение трех лет	Повторное обследование в объеме контрольного через один год
	НСО	НСО	НСО		
НСЗО	НСО	НСЗО	НСО	Продолжение эксплуатации в соответствии с действующей документацией в течение двух лет	Повторное обследование в объеме расширенного через один год. Контроль разрядной активности через шесть месяцев. Анализ масла через шесть месяцев.
		НСО	НСЗО		
	НСЗО	Н	Н		
		НСО	Н		
		Н	НСО		
		НСЗО	Н (НСО)		Повторное обследование в объеме расширенного через один год. Контроль ЭРА и отбор масла один раз в три месяца.
		Н (НСО)	НСЗО		

Ухудшенное	Если любой из узлов трансформатора имеет техническое состояние Ухудшенное	Эксплуатация в течение одного года с планированием вывода в ремонт для проведения комплексного обследования.	Контроль разрядной активности системой постоянного контроля и отбор масла один раз в три месяца.

9.3 Комплексное обследование

9.3.1 В объем комплексного обследования входит как расширенное обследование на рабочем напряжении с учетом дополнительных измерений и результатов учащенного контроля, так и измерения на отключенном оборудовании, определенными РД 34.45-51.300. Комплексное обследование проводится для оборудования, имеющего значительные или критические дефекты, определенные расширенными обследованиями, а также в тех случаях, когда необходимы обоснования сроков и объемов проведения ремонта. Диагностика оборудования и анализ его технического состояния при комплексном обследовании проводится в полном объеме в соответствии с приложениями Б, Г, Д, Е, Ж, И, К.

9.3.2 По результатам комплексных обследований составляется Заключение, форма которого приведена в приложении Л (таблица Л.1), с указанием мероприятий по условиям дальнейшей эксплуатации или вывода в ремонт.

9.3.3 Обследования при проведении ремонта выполняется, если техническое состояние оборудования соответствует НСЗО по состоянию изоляции или Ухудшенному по другим узлам (таблица 9.3). При этом проводятся предремонтные диагностические операции, измерения при проведении ремонта и послеремонтные мероприятия. В таблице 9.3 приведен объем диагностических мероприятий, а также назначаемый срок надежной эксплуатации и условия его обеспечения по результатам послеремонтной диагностики.

9.3.4 Определение ресурса трансформатора на основе комплексного обследования, определение сроков проведения работ, оценки технического состояния и эксплуатационной надежности трансформатора дается в таблицах 9.2 и 9.3.

Т а б л и ц а 9.3 – Определение диагностических мероприятий при проведении ремонта трансформаторов

Предремонтные мероприятия		Выполнение ремонта		Послеремонтные мероприятия	
Техническое состояния до проведения ремонта	Условия эксплуатации и объем корректирующих мероприятий	Условия проведения ремонта	Оценка состояния при проведении ремонта	Результат послеремонтной диагностики	Назначаемый срок надежной эксплуатации и условия ее обеспечения
НСЗО	В течение одного года, при условии учащенного периодического контроля	По результатам комплексных обследований выдается протокол с определением узлов, имеющих потенциальные дефекты (предремонтная диагностика)	Возможно восстановление технического состояния	Н	Повторные обследования через один год
				НСО	Повторные обследования через шесть месяцев
				НСО	Эксплуатация при учащенном контроле
Ухудшенное	При условии применения непрерывного контроля разрядной активности переносными или постоянными системами мониторинга			НСЗО	Эксплуатация при постоянном мониторинге. Проверка уставок срабатывания защиты трансформатора для предотвращения развития аварии в случае повреждения трансформатора. Вывод из эксплуатации при достижении диагностируемой характеристики предельного значения.

			Имеют место необратимые явления деградации	У	Эксплуатация при постоянном мониторинге. Проверка уставок срабатывания защиты трансформатора для предотвращения развития аварии в случае повреждения трансформатора. Вывод из эксплуатации при достижении диагностируемой характеристики предельного значения. Планировать замену.

10 Итоговые документы по результатам обследований

В соответствии с Типовыми техническими программами обследований, приведенными в приложениях Л и М, производится составление следующих документов:

– заключение (1/0х/год-объект) о техническом состоянии и ресурсе (где х – номер визита на обследуемый объект);

– протокол (2/0х/год-объект) анализа эксплуатационной документации и профиспытаний;

– протокол (3/0х/год-объект) измерений и локации ЭРА;

– протокол (4/0х/год-объект) тепловизионного контроля;

– протокол (5/0х/год-объект) результатов ГХ-анализа масла;

– протокол (6/0х/год-объект) вибрационного контроля;

– протокол (7/0х/год-объект) анализа гармоник токов в цепи заземления бака.

Приложение А
(обязательное)

Основные виды дефектов силовых трансформаторов и методы их обнаружения на рабочем напряжении

А.1 В настоящем МУ рассматривается применение различных методов в рамках многопараметрической диагностики, перечень методов дан в разделе 4. Представление об указанных методах и области их применения дает рисунок А.1.

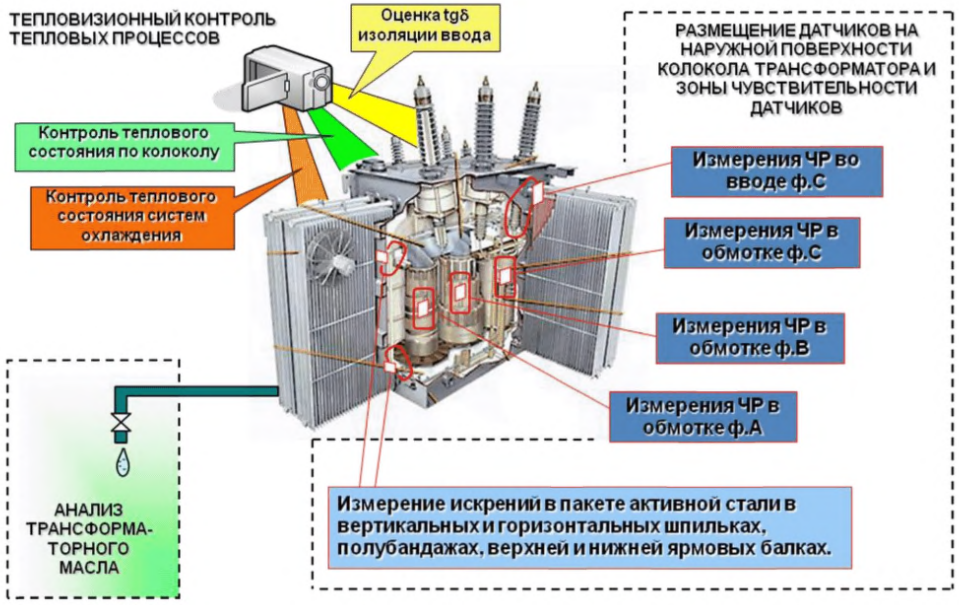


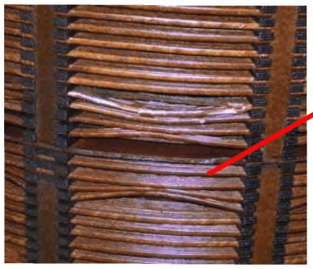
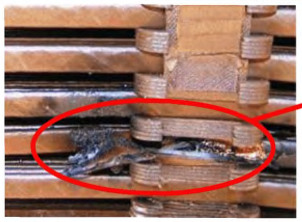
Рисунок А.1 – Методы диагностики и виды измерений на трансформаторах

Типичные дефекты и методы их обнаружения представлены в таблице А.1 для активной части и основных узлов (вводы, РПН).

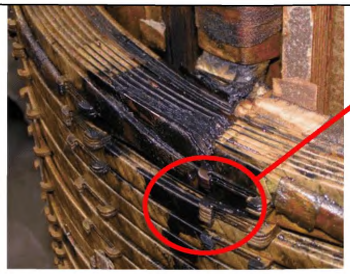
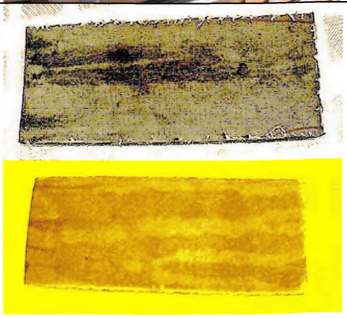
При измерениях и локации зон ЭРА важную роль играет температура масла. При низкой температуре (зимой) ЧР практически отсутствуют, т.е. дефекты типа позиции."в" и "г" (по таблице А.1) не определяются, не зависят от

температуры "искрения", дефекты типа "а", "б", "д", "е", "к" таблицы А.1. Последние дефекты можно фиксировать вне зависимости от температуры.

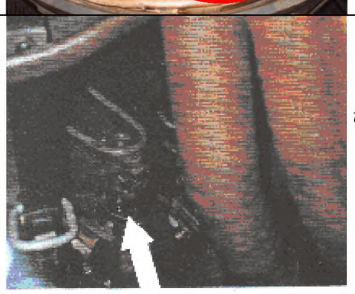
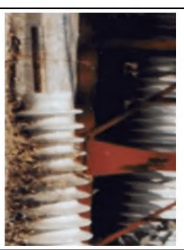
Т а б л и ц а А.1 – Дефекты силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов и способы их контроля

Вид дефекта	Внешний вид дефекта	Способ обнаружения и его описание
а) механические повреждения обмотки трансформатора.	*деформация витков, вибрация витка*  *вибрация обмотки, искрения, нагрев*	По анализу гармоник токов в цепи заземления. Локация при контроле вибрации. Локация зон искрений.
б) ухудшение контактов и пайки	*Поврежденные контакты, соединяющие обмотку и ввод.*  *ухудшение пайки, искрения, нагрев*	Измерением ЭРА. При локации в зоне дефекта фиксируются искровые разряды. По ГХ-анализу масла.

Продолжение таблицы А.1

Вид дефекта	Внешний вид дефекта	Способ обнаружения и его описание
в) повреждения изоляции витков и межкатушечной изоляции	 *ЧР в витковой изоляции* *межкатушечные ЧР*	Измерениями и локацией ЧР.
г) разряды в картоне (ползущий разряд)	 *ползущий разряд в бумагомасляной изоляции* Повреждение изоляции визуально не определяется	Измерениями и локацией ЧР.
д) повреждения изоляции активной части (шпильки, полубандажи и т.д.)		Локацией ЧР. При вскрытии трансформатора измерениями сопротивления изоляции.

Окончание таблицы А.1

Вид дефекта	Внешний вид дефекта	Способ обнаружения и его описание
е) повреждения отводов обмотки НН	*пробой изоляции на отводах*	Локацией ЧР.
ж) последствия дуговых явлений	*результат дуговых воздействий*	При локации в зоне дефекта фиксируются искровые разряды.
и) повреждения РПН	 *искрение в переключающем устройстве* *следы эрозии на контакте РПН*	При локации в зоне дефекта фиксируются искровые разряды. Тепловизионным контролем.
к) повреждения вводов		Локацией ЧР. По ГХ-анализу масла. tgδ на трансформаторе в отключенном состоянии. Тепловизионным контролем

Приложение Б
(обязательное)

Методы, средства и обработка данных по результатам измерений характеристик электроразрядной активности в изоляции силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов и их вводов

Электроразрядная активность (ЭРА) является индикатором числа и степени развитости дефекта в электрической изоляции. Характеристики разрядных явлений при анализе за длительный период времени (от 6 до 10 месяцев) позволяет оценивать техническое состояние узлов СТ, АТ, ШР.

Б.1 Контролируемые характеристики

Б.1.1 Измеряемые характеристики

Разрядные явления количественно характеризуются кажущимися зарядами Q единичных разрядов и частотой их следования n. Контроль ЭРА обеспечивается измерением частоты следования импульсов напряжения разрядов – n_i для каждой амплитуды импульса от ЭРА. В результате измерений формируется распределение числа импульсов от ЭРА в единицу времени от величины амплитуды напряжения, т.е. n(Q).

Количественные соотношения между измеренными амплитудами напряжения и кажущимся зарядом разрядов устанавливаются с помощью градуировки по формуле

$$Q_i = k_{гр} \cdot U_{max}, \qquad (Б.1)$$

где $k_{гр}$ – градуировочный коэффициент, (Кл/В);

U_{max} – амплитудное значение напряжения импульса разряда в вольтах.

Б.1.2 Рассчитываемые характеристики

Для оценки интенсивности дефекта определяется средняя мощность, вычисляемая по формуле

$$\mathbf{P} = \frac{\mathbf{U} \cdot \sum_{1}^{m} n_i \cdot Q_i}{\mathbf{0.02}} \text{ (Вт)}, \qquad \text{(Б.2)}$$

где **U** – значение рабочего напряжения «фаза-земля», при котором производились измерения параметров разрядов, в Вольтах.

По измерениям P и Q определяются тренды характеристик (изменений мощности P(t), величины зарядов Q(t)).

Б.2 Измерения характеристик ЧР на рабочем напряжении с применением переносных датчиков и измерительных приборов

Средства измерений характеристик разрядной активности используются в соответствии с приложением В.

Б.2.1 Программное обеспечение

Программа "DIACS Expert" – выполнена в оболочке "Windows". Программа выполняет расчет по пункту Б.1.2, включая:

- управление измерениями при использовании анализатора по заданной временной программе;

- расчет распределений n(Q); пересчет шкалы амплитуд в единицы заряда;

- расчет мощности разрядов – P;

- сравнение результатов, построение зависимости изменений мощности разрядов от времени – P(t);

- подготовку протокола испытаний; архивацию результатов.

Программа "DIACS Expert 2002" – выполнена в оболочке "Windows" 95/ 98/ Me/NT/2000. Программа включает:

- расчет распределений n(Q);

- расчет мощности разрядов – P;

- сравнение результатов, построение зависимости изменений мощности разрядов от времени – P(t);

- подготовку протокола испытаний; архивацию результатов

Б.2.2 Градуировка

Градуировка выполняется на отключенном оборудовании с использованием градуировочного генератора и градуировочного конденсатора.

Для датчиков, используемых при диагностике СТ, АТ и ШР градуировочный коэффициент равен

$k_{гр}$ =1,3пКл/мВ.

Практически достижимые уровни чувствительности используемых датчиков:

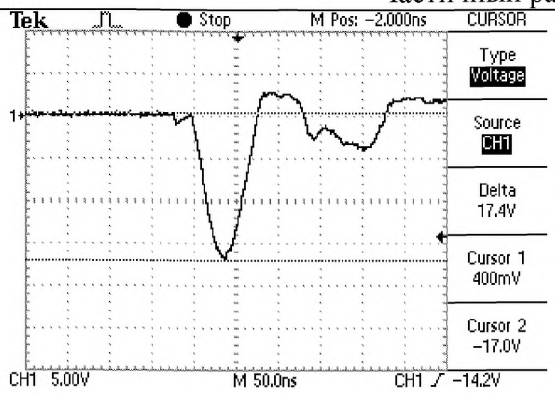
- при измерениях на ОРУ напряжением до 220кВ – 30пКл.

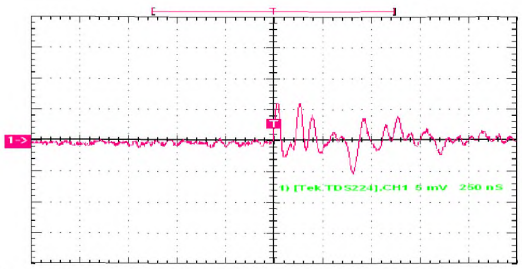
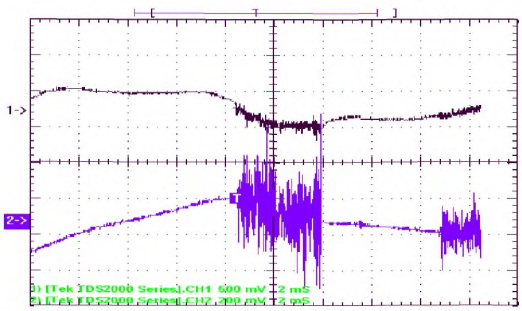
- для ОРУ более 330кВ – 100пКл.

Б.3 Формы разрядных явлений

Определение формы разрядного явления, обнаруженного при проведении измерений на рабочем напряжении, проводится по структуре импульса от разряда. Структуры импульсов для ЧР, искры и дуги с описанием их особенностей даны в таблице Б.1.

Т а б л и ц а Б.1 – Формы разрядных явлений

<table>
<tr><th>Типичная осциллограмма</th><th>Описание явлений</th></tr>
<tr><td colspan="2">Частичный разряд в изоляции</td></tr>
<tr><td> 

ЧР в витковой изоляции обмотки СН автотрансформатора 500/220 кВ</td><td>Частичный разряд происходит в расслоениях изоляции, в газовых включениях и т.д. Частичные разряды имеют место только в том случае, если имеется электрическое поле. Поверхностные ЧР происходят вдоль поверхности диэлектрика под действием тангенциальной составляющей электрического поля. Из структуры импульса видно, что это одиночный выброс, обусловленный явлениями ионизации и далее, рекомбинацией, нейтрализациями и т.д. (задний фронт, длина – сотни нс). После заднего фронта следует колебательная структура, зависящая от схемы вывода сигнала из объекта испытаний и резонансных свойств его электрической схемы.</td></tr>
<tr><td colspan="2">Искрения между металлическими частями</td></tr>
<tr><td> 
Осциллограмма искровых явлений в пакете магнитопровода (искрения между листами U-2,5В, I=10А)</td><td>Искрения – разрядные явления с большим током между металлическими деталями, перенос зарядов в контакте происходит не за счет ионизации (образования электронных лавин), а за счет электролитических, тепловых и иных механизмов в контактном слое между двумя пластинами. Искрения имеют место в том случае, если протекают большие (хотя бы в импульсе) токи. Импульс высокочастотный (характерная частота от 3МГц до10МГц) имеет структуру «цуга волн», длина цуга от 0,5μс до1,5μс.</td></tr>
<tr><td colspan="2">Дуговые явления</td></tr>
<tr><td>Типичная осциллограмма</td><td>Описание явлений</td></tr>
<tr><td> 
Осциллограмма, полученная при моделировании в момент зажигания дугового разряда: U=70В; I=100А.</td><td>Дуговые явления инициируются при наличии плотной равновесной плазмы между контактами, при токах – более нескольких ампер при падении напряжения ~12В. Дуга возникает при образовании контура с разрывом. Характер горения дуги зависит от параметров этой цепи. При неустойчивом горении пакет импульсов синхронен с частотой переменного тока, при этом в моменты перехода через ноль ток дуги отсутствует.</td></tr>
</table>

Б.4 Проведение измерений

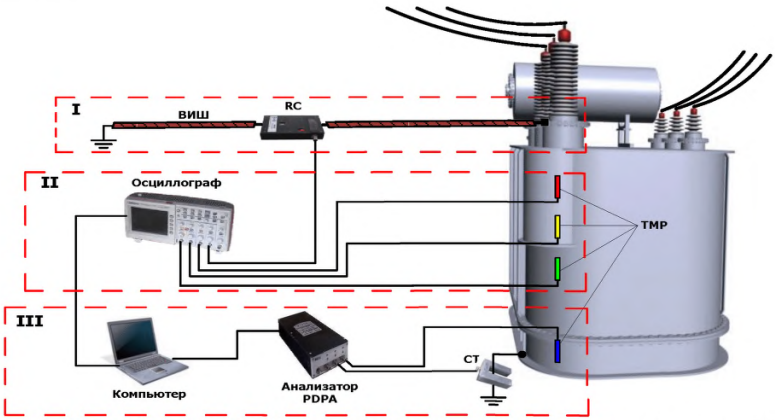
С учетом многообразия явлений и конструктивных вариантов исполнения трансформаторов (автотрансформаторов, реакторов) можно выделить наиболее характерное:

- электроразрядные явления в изоляции ввода;
- электроразрядные явления и искрения в месте крепления «косы» ввода к обмотке;
- электроразрядные явления в изоляции обмоток;
- искрения в элементах крепления магнитопровода.

Принципиальная схема измерений представлена на рисунке Б.1. После установки датчиков производится контроль:

- разрядной активности по контрольным точкам (распределения n(Q));
- выполняется локация зон разрядов по анализу осциллограмм.

Расшифровка элементов комплекса приведена в соответствии с приложением В.



I – Измерение ЧР активности в вводах; **II** – Локация дефектов по баку; **III** – Измерения n(Q)

Рисунок Б.1 – Применение измерительного комплекса ДКЧР для контроля разрядной активности (PDPA+TMP2 или CT) и локации (осциллограф + TMP + ВИШ)

Б.5 Анализ технического состояния по результатам измерений разрядной активности

В зависимости от характера измеренных по точкам установки датчиков n(Q) трансформаторы (реакторы) разделяются на три группы рисунки Б.2, Б.3:

1) с состоянием изоляции, соответствующим Норме, – если q_{max} менее принятого уровня помех и ниже кривой №1 (область, ограниченная сверху кривой №1);

2) с состоянием изоляции, соответствующим Рабочему – Норма с отклонениями и Рабочему – Норма со значительными отклонениями, - если q_{max} лежит в области между кривыми №1 и №2;

3) с состоянием изоляции, соответствующим Ухудшенному, – если полученная зависимость n(Q) превышает критериальную (область, лежащая выше кривой №2).

Анализ технического состояния по измерениям разрядной активности является предварительным методом. На основании измерений ЧР далее проводится полный объем мероприятий.

Следует указать, что приведенные критериальные кривые являются качественными. В зависимости от конструкции, завода-изготовителя, режима эксплуатации кривая будет иметь отличия.

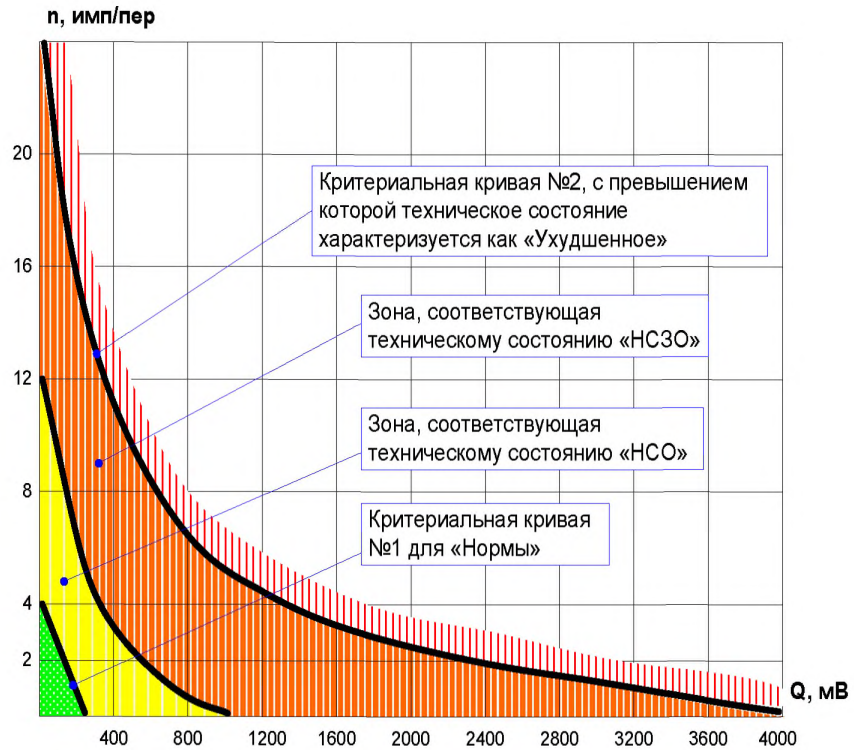


Рисунок Б.2 – Оценка технического состояния трансформаторов при измерении датчиком TMP-Y, кабель длиной не более 6 м

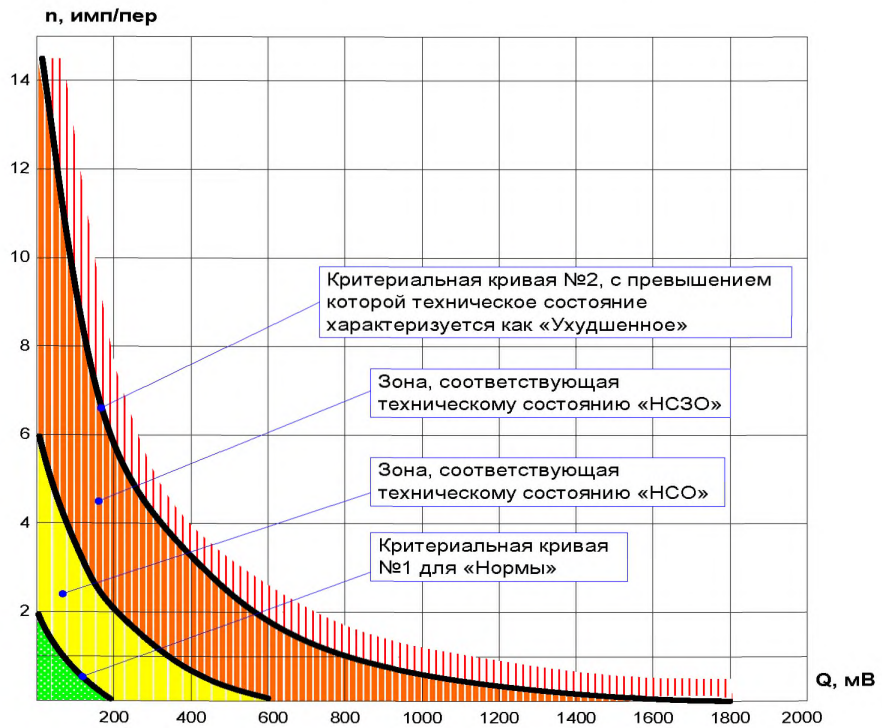
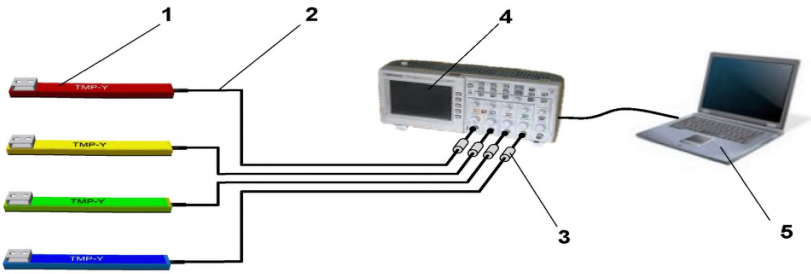


Рисунок Б.3 – Оценка технического состояния реакторов при измерении датчиком TMP-Y, кабель длиной не более 6 м

Б.6 Проведение объемной локации

Б.6.1 Блок-схема измерений дана на рисунке Б.4. Состав оборудования приведен в подрисуночной надписи.



1 – датчики ЧР типа TMP-5; 2 – специальная кабельная линия (кабель РК50); 3 – встроенный декодер; 4 – осциллограф, 5 – компьютер)

Рисунок Б.4 – Блок-схема проведения объемной локации

На рисунке Б.5 представлено расположение датчиков типа TMP-Y на баке трансформатора при проведении объемной локации, а на рисунке Б.6 на баке трансформатора с экранированными кабельными линиями.

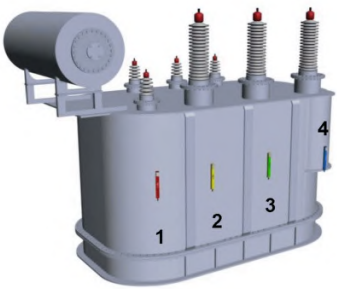
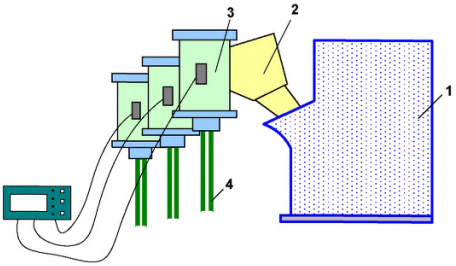


Рисунок Б.5 – Установка датчиков измерений разрядной активности типа TMP-Y на баке трансформатора для проведения объемной локации



1 – трансформатор; 2 – объем трансформаторного ввода; 3 – объем с кабельным вводом; 4 – кабельная линия

Рисунок Б.6 – Установка датчиков на трансформатор с экранированными кабельными вводами

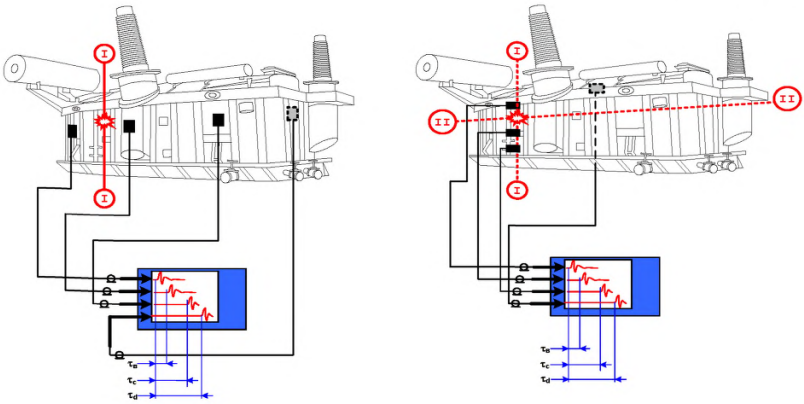
Для идентичности измерений все используемые датчики должны иметь одинаковые частотные характеристики, а соединительные кабели тождественную электрическую длину, выровненную с точностью до 1 нс, что позволяет обеспечить точность поверхностной локации от 0,2м до 0,3м. Установку датчиков на баке трансформатора следует проводить с учетом анализа конструктивного исполнения изоляционной конструкции трансформатора или шунтирующего реактора и учитывать расположение узлов, имеющих повышенную вероятность образования дефектов.

Б.6.2 Процедуры выполнения объемной локации:

- датчики устанавливаются по вертикали (I – I), рисунок Б.7а, определяется зона по вертикали с минимальным сигналом;

- через зону по вертикали устанавливаются датчики по горизонтали, по которым определяется максимум сигнала (пересечение I – I и II – II), рисунок Б.7б;

- по сопоставлению максимумов по горизонтали и вертикали определяется зона дефекта, точно дефект определяется дополнительными измерениями, при этом также определяется и форма разрядного явления.



а) б)

Рисунок Б.7 – Установка датчиков измерений разрядной активности на баке трансформатора для проведения объемной локации

Совокупность данных (зона дефекта и форма разрядного явления в зоне) позволит определить дефектный узел и вид неисправности.

Б.6.3 Измеряемые характеристики и анализ результатов

Б.6.3.1 Характеристики потока импульсов.

Измерения распределений n(Q), характеризующих поток импульсов, проводятся с каждого датчика, устанавливаемого в соответствующие точки бака трансформатора (автотрансформатора, шунтирующего реактора).

Б.6.3.2 Анализ осциллограмм.

Осциллограммы являются наиболее информативной характеристикой, так как показывают, какие разновидности сигнала имеются. Осциллограммы свидетельствуют о временных особенностях электроразрядного процесса.

Определение типа разрядного явления по структуре осциллограммы:

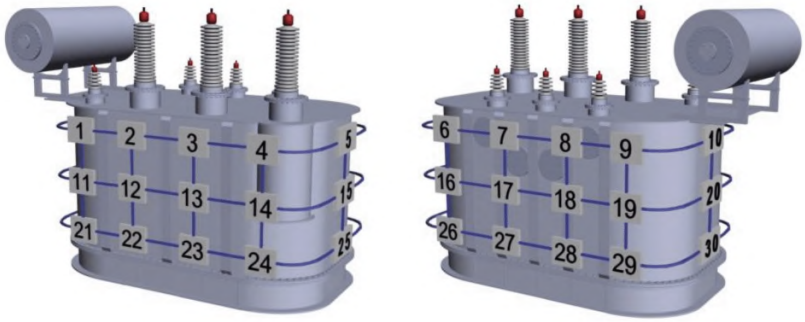
- измерения осциллограмм должно быть выполнено на нескольких развертках, позволяющих оценить как структуру всего сигнала, так и отдельных его составляющих;

- обязательным является панорамирование сигналов ЧР на длинных развертках (от 0,5мкс/дел до 1мкс/дел), это позволяет оценить общий характер сигналов.

Измерения производятся с повышенным временным разрешением от 10нс/дел до 100нс/дел, это дает возможность определить тонкую структуру сигналов и провести их сопоставление с имеющимися данными.

Для определения типа разрядного явления осциллограммы, полученные с разных точек установки датчиков для определения типа дефекта, сопоставляются со стандартными или определяются экспертным путем (метод "отпечатка пальцев").

Б.6.4 Размещение датчиков на колоколе трансформатора (реактора) при проведении объемной локации показано на рисунке Б.8. Контроль разрядной активности проводят по 30 зонам поверхности бака трансформатора (рисунок Б.8) и 12 зонам бака шунтирующего реактора рисунок Б.9.



Сторона ВН **Сторона НН**

Рисунок Б.8 – Расположение точек съема электроразрядной активности с бака трансформатора (автотрансформатора)

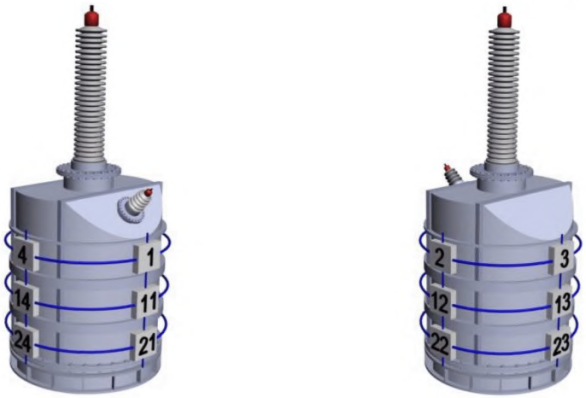


Рисунок Б.9 – Расположение точек съема электроразрядной активности с бака шунтирующего реактора (точка 1 – около нулевого вывода в верхней части бака)

Б.6.5 Проведение амплитудно-временной селекции для групп однофазных трансформаторов, автотрансформаторов и реакторов. При использовании групп однофазного оборудования, высоковольтные шлейфы проходят параллельно друг другу, являясь антеннами для распространения помех на соседнее оборудование.

Во избежание ошибок при определении дефектов необходимо проводить амплитудно-временную селекцию между баками трансформаторов (реакторов). Датчики устанавливаются в одинаковые зоны на баках разных фаз (соответственно). Затем по амплитуде и времени прихода сигнала на вход осциллографа определяют фазу, в которой находится источник сигнала.

Б.6.6 Проведение амплитудно-временной селекции для оборудования подключенного по стороне ВН или СН высоковольтной кабельной линии. Для исключения ошибок при диагностике трансформаторов, подключенных по сторонам ВН или СН высоковольтной КЛ с использованием соединения высоковольтных вводов и концевых муфт кабеля открытым способом (воздушная линия) или закрытым (в масляном баке), необходимо провести амплитудно-временную селекцию, для отделения сигналов собственно

трансформатора от сигналов приходящих из кабеля. В этом случае расстановка датчиков должна выглядеть следующим образом:

-1-й датчик (I канал) размещают под вводом ВН;

-2-й датчик (II канал) размещают под вводом СН;

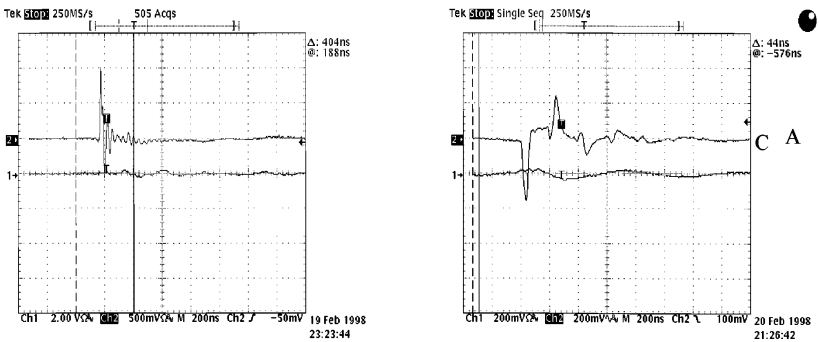
-3-й датчик (III канал) – размещают под вводом НН ф.В;

-4-й датчик (IV канал) на элементы крепления кабеля в кабельной шахте.

Указанная расстановка датчиков может использоваться и для сухих трансформаторов с кабельными соединениями.

Б.6.7 Принятие решений по результатам локации зон дефектов

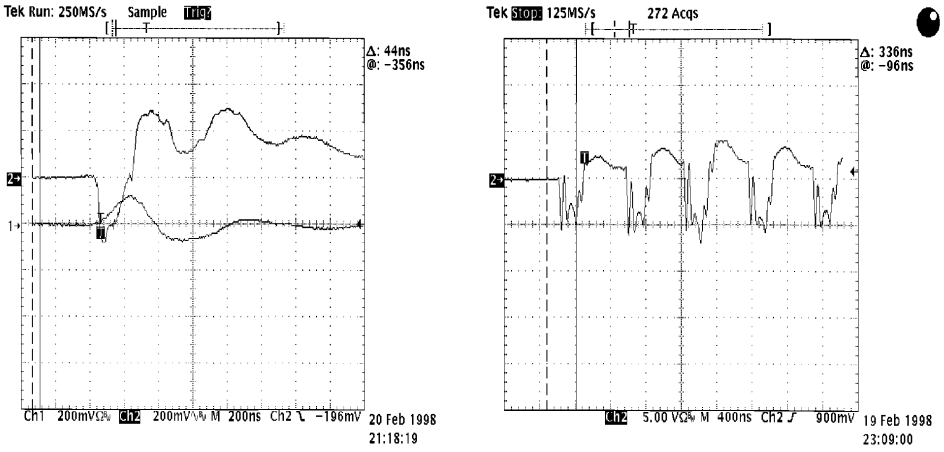
Признаки типичных дефектов приведены на осциллограммах рисунки Б.10, Б.11 и Б.12.



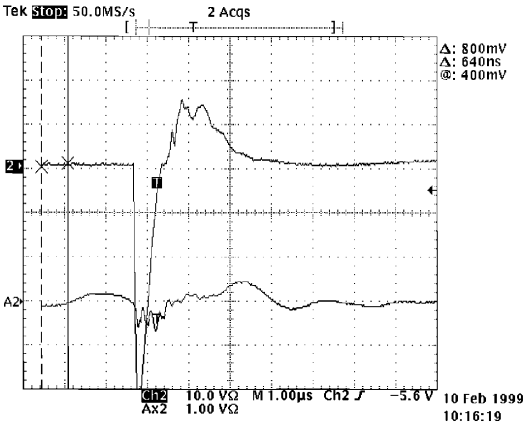
а) б)

а – ЧР в изоляции ввода или в бумажно-масляной изоляции около ввода (верхний луч) и на соседнем вводе (нижний луч); б – однополярный (короткий ~50нс) импульс на одной из фаз (А) – верхний луч, импульс короткий, последующих колебаний нет, наведенный сигнал на другую фазу (С) практически отсутствует.

Рисунок Б.10 – Типовые осциллограммы сигналов ЧР в изоляции узла ввода



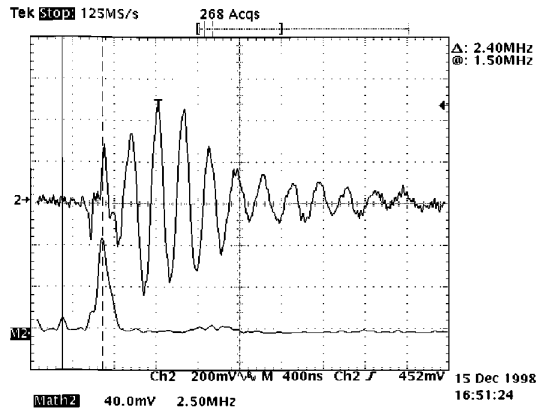
а) б)



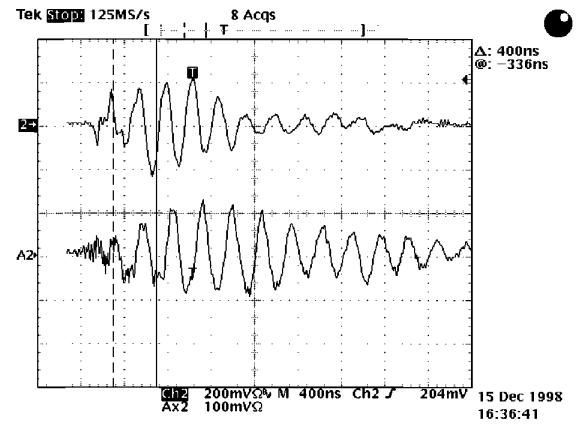
в)

а – импульс однополярный, длинный (более 200 нс) с последующими колебаниями – верхний луч, заметен наведенный сигнал на другой фазе В; б – разряд по поверхности бумажной изоляции; в – ползущий разряд – верхний луч, нижний луч – сигнал на соседней фазе

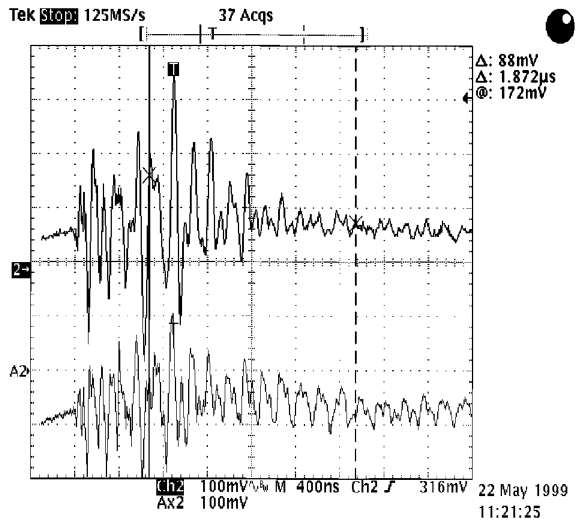
Рисунок Б.11 – Типовые осциллограммы сигналов ЧР в изоляции обмотки



а)



б)



в)

а – разрядное явление – верхний луч, нижний луч – Фурье-преобразование импульса, видно, что основная частота ~5 МГц; б – сигналы с фазы А (верхний луч) и фазы С (нижний луч) примерно одинаковые, это соответствует искрению в магнитопроводе в окрестности фазы В; в – искровой разряд на фазе В – верхний луч, нижний луч – сигнал с соседней фазы А

Рисунок Б.12 – Типовые осциллограммы искровых и дуговых явлений в конструкциях крепления магнитопровода

Б.6.7.1 Дефекты в верхней части колокола

Типичными дефектами трансформатора являются разряды в изоляции узла «ввод-кукла-выход обмотки ВН» типичные осциллограммы показаны на рисунке Б.10:

– сигналы, кроме одного, ослаблены;

– наличие задержки во времени относительно сигнала фиксируемого с датчика расположенного вблизи дефектного ввода.

Б.6.7.2 Зона на баке

В случае наличия электроразрядных явлений в активной части, датчик, регистрирующий опережающий сигнал, будет наиболее близко расположен к дефекту, место которого в последствии уточняется путем перемещения датчика в окрестности аномальной зоны бака.

Дефектами в баке могут быть ЧР в изоляции осциллограммы рисунка Б.11, искрения или дуговые явления осциллограммы рисунка Б.12.

Б.6.7.3 Узел РПН

Типичным дефектом РПН является искрение в контактах предизбирателя и главного контакта, а также в болтовых контактах, фиксируется по осциллограммам. Для контроля изменения интенсивности явлений в РПН целесообразно применять РИП для непрерывных измерений в течение нескольких дней.

По результатам анализа данных определяется форма разрядного явления и дефектные узлы. Учитывая величину амплитуды и интенсивность по таблице Б.3, делается оценка технического состояния изляции.

Б.6.8 Оформление протокола по результатам объемной локации

Результаты измерений, которые вносятся в Протокол:

- расположение датчиков, схема измерений;
- распределения n(Q) для всех положений датчиков;
- результаты осциллографирования:
- таблицы по всем типам дефектов;
- типичные осциллограммы по всем дефектам.

Т а б л и ц а Б.3 – Оценка технического состояние изоляции трансформаторов (реакторов) по результатам контроля разрядных явлений

Классификация в соответствии с РД 34.45-51.300	Классификация технического состояния	Степень развития дефекта по ГОСТ 20911	Величины максимальных амплитуд частичных разрядов, Кл			Величины амплитуд искровых или дуговых явлений, В	
			В обмотках и между катушками	Главная изоляция, барьеры	Вводы	Разряды в креплениях активной части	Разряды в пакете и магнитных шунтах
Неисправное состояние	Предаварийное	Предельное состояние	более 5нКл	более 100нКл	более 10нКл	–	
	Ухудшенное	Критический дефект	до 2,5нКл	от 5нКл до25нКл	от 0,5нКл до 2,5нКл	Искровые явления более 10В	Дуговые явления
	Рабочее – Норма со значительными отклонениями	Значительный дефект	до 500пКл	от 1нКл до 5нКл	до 500пКл	Искровые явления до 2В	
Исправное состояние	Рабочее – Норма с отклонениями	Малозначительный дефект	до 100пКл	до 1000пКл	до 100пКл	Искровые явления до 0,5В	
	Рабочее - Норма	Отсутствие явных дефектов		до 100пКл	–	Отсутствие разрядных явлений	

Приложение В
(обязательное)

Средства измерений характеристик разрядной активности

В.1 Типы измерительных элементов

Для проведения измерений применяются переносные измерительные элементы:

1) измерение тока ЧР с помощью высокочастотного трансформатора тока СТ-45 ставится на заземляемые токоведущие элементы рисунок В.1, предназначен для измерения разрядных явлений по шинам заземления, пучкам кабеля и т.д.;

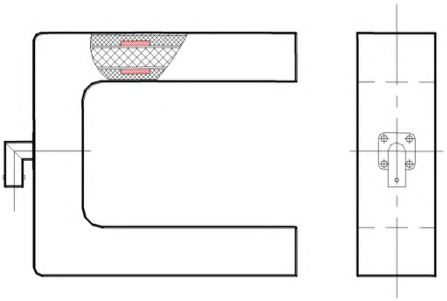


Рисунок В.1 – Высокочастотный трансформатор тока «СТ-45» с разомкнутым сердечником (ДНГК 410120.001)

2) измерение магнитного поля от тока ЧР с помощью магнитного диполя (ДИКС 418121.004, ИЭ 1L), измерительный элемент ставится вблизи токоведующих элементов на безопасном расстоянии;

3) измерения характеристик ЧР через соединительный конденсатор с помощью полного измерительного импеданса (ДИКС 418121.005, ИЭ ПВИ-24), конденсатор соединяется с токоведущим элементом обмотки;

4) измерения разности потенциалов на заземленных токоведущих элементах, ТМР-2 (ДНГК 410113.001)(рисунок В.2), ТМР-Y (ДНГК 410114.001)рисунокВ.3 – на магнитном креплении;

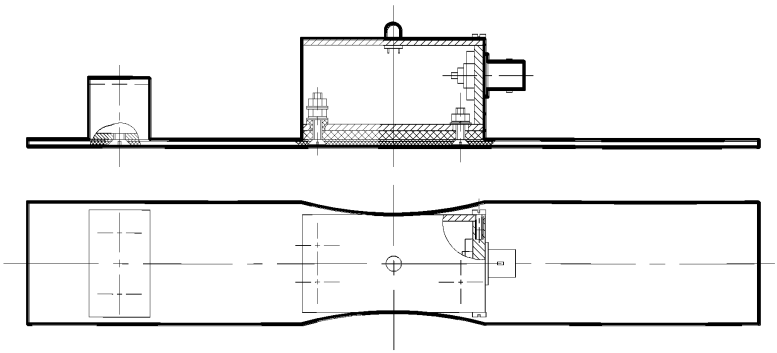


Рисунок В.2 – Датчик электромагнитного типа ТМР-Y

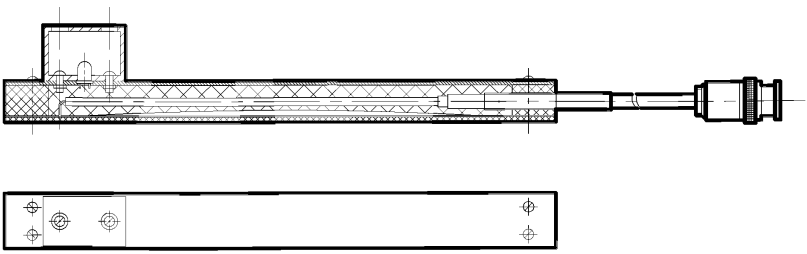


Рисунок В.3 – Датчик электромагнитного типа ТМР-2

5) измерения напряжения от ЧР при использовании конструктивных емкостей (ДИКС 419121.003, ИЭ ТМР-М на магнитном креплении), рисунок В.4.

6) двойной датчик ТМР-Д, фиксирующий направление распространения электромагнитных волн, рисунок В.5.

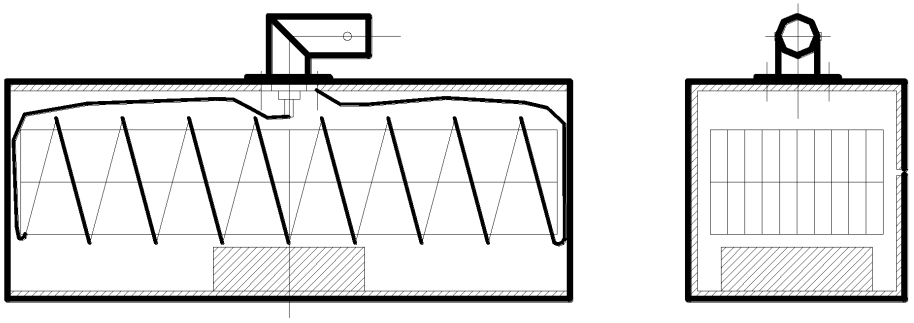


Рисунок В.4 – Датчик повышенной помехозащищенности ТМР-М

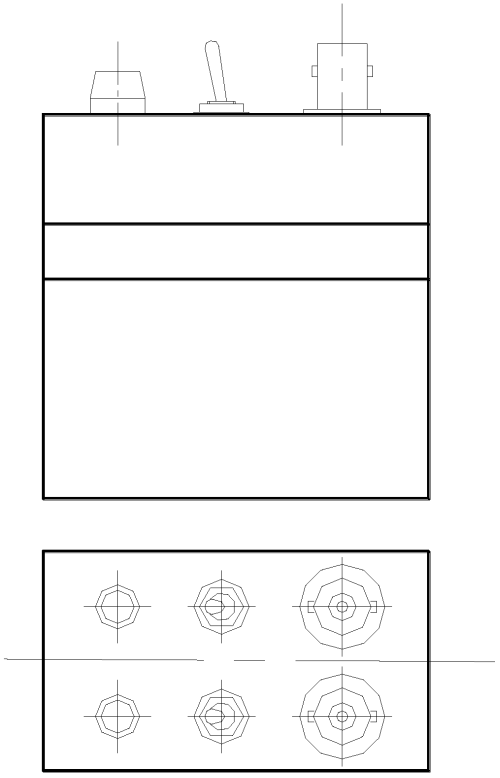


Рисунок В.5 – Двойной датчик ТМР-Д

7) встраиваемые в конструкцию машины ИЭ

Данные вид ИЭ используется западными компаниями, пример размещения соединительного конденсатора показан на рисунке В.6.

Рисунок В.6 – Использование емкостей ввода в качестве соединительного конденсатора через ПИН-вывод

В.2 Типы измерительных устройств

В.2.1 Измерительные приборы:

– компьютеризированный цифровой осциллограф для регистрации одиночных импульсов ЧР и объемной локации;

– анализатор импульсов, дающий распределение числа импульсов в единицу времени от величины амплитуды импульса ЧР n(Q), типа компьютеризированный PDPA (ДИКС 411168.001) или аналоговый ИРЗ-3 (ДНГК 422142.004).

В.2.2 Пороговые индикаторы:

– для длительных (сутки-недели) измерений разрядной активности в данном узле электрооборудования. Используются пороговые индикаторы (РИП), представленный на рисунке В.7, его особенностью является то, что в РИП (ДНГК.713701.002) в одном блоке объединены ИЭ и ИУ.

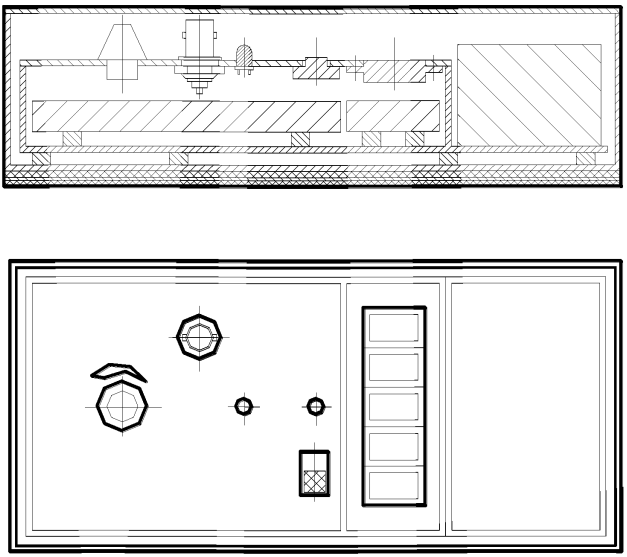


Рисунок В.7 – Пороговый индикатор РИП

Датчик электромагнитного типа ТМР-2 (рисунок В.3), предназначенный для оперативных измерений по всем видам оборудования, подключается к РИП для увеличения чувствительности.

В.2.3 Программное обеспечение:

Программа "DIACS Expert" – выполнена в оболочке "Windows". Программа обработки **n(Q)** – “DIACS Expert” выполняет расчет, включая:

– управление измерениями при использовании анализатора по заданной временной программе;

– расчет распределений n(Q);

– пересчет шкалы амплитуд в единицы заряда;

– расчет мощности ЧР – P;

– сравнение результатов, построение зависимости изменений мощности разрядов ЧР от времени – P(t);

– подготовку протокола испытаний.

В.3 Системы и комплексы для контроля разрядных явлений

В.3.1 Комплексы для периодического контроля

В комплексах для периодической диагностики электрооборудования применяются:

устанавливаемый на момент измерений датчик;

носимые средства измерений.

Практические применения комплексов для периодической диагностики приведены в таблицах В.1 и В.2:

Т а б л и ц а В.1 – Спецификация носимого компьютеризированного комплекса типа ДКЧР-2

Состав	Чертеж	Назначение
Измерительные приборы		Измерение электроразрядной активности в высоковольтной изоляци
Осциллограф цифровой типа Tektronix		Осциллографирование сигналов от частичных разрядов (форма импульсов)
Анализатор потока импульсов от ЧР типа PDPA	ДИКС 422149.001	Цифровая автоматическая регистрация характеристик потока импульсов от частичных разрядов в изоляции.
Индикатор растекания заряда типа ИРЗ-3	ДНГК 422142.002	Измерение характеристик потока импульсов от частичных разрядов в изоляции.
Регистратор импульсов ЧР пороговый типа РИП-1	ДНГК 713701.001	Длительное измерение разрядной активности.
Измерительные средства		Характеристики датчиков съема сигналов от ЧР в изоляции электрооборудования, находящегося в эксплуатации.
Датчик ЧР типа ТМР-5	ДНГК 410113.001	Измерение ЧР-активности по корпусу силовых трансформаторов и турбогенераторов.
Состав	Чертеж	Назначение
Датчик ЧР типа ТМР-1	ДИКС 434754.001	Локация максимумов ЧР-активности по корпусу электрической машины и в КРУ.

Окончание таблицы В.1

Состав	Чертеж	Назначение
Датчик ЧР типа TMP-2	ДНГК 410113.002	Локация максимумов ЧР-активности по корпусу трансформаторов, шунтирующих реакторов.
Датчик ЧР типа RC-1	ДИКС 434754.006	Измерение волны зарядов на каждом выводе фазы. На корпусах трансформаторов, шунтирующих реакторов.
Датчик ЧР типа RC-2	ДНГК 410114.001	Датчик для подключения к ВИШ в виде коаксиального кабеля с емкостным съемом сигнала. Для трансформаторов и реакторов
Датчик ЧР типа СТ-45	ДНГК 410120.001	Измерение импульса тока от ЧР с поводка заземления корпуса трансформаторов и шунтирующих реакторов.
Блок сопряжения осциллографа и датчиков типа RC-2	ДНГК 410116.001	Устройство выделения рабочей полосы частоты для фиксации измерительными системами.
Катушки с кабелем типа РК-75, 10 м		Обеспечение передачи аналогового сигнала от датчиков на измерительную аппаратуру.

Т а б л и ц а В.2 – Спецификация носимого комплекса аналоговой документации типа КАД

Состав	Чертеж	Назначение
Измерительные приборы:		Измерение электроразрядной активности от частичных разрядов в высоковольтной изоляции, а также временных параметров импульсов.
Индикатор растекания заряда типа ИРЗ-3	ДНГК 422142.002	Измерение характеристик потока импульсов от частичных разрядов в изоляции.
Регистратор импульсов ЧР пороговый типа РИП-1	ДНГК 713701.001	Длительное измерение разрядной активности.
Осциллограф цифровой типа Tektronix		Осциллографирование сигналов от частичных разрядов (форма импульсов).
Измерительные средства:		Съем сигналов от ЧР в изоляции электрооборудования, находящегося в эксплуатации.

Окончание таблицы В.2

Состав	Чертеж	Назначение
Датчик ЧР типа TMP-5	ДНГК 410113.001	Измерение ЧР-активности по корпусу силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов.
Датчик ЧР типа TMP-2м	ДНГК 410113.002	Локация максимумов ЧР-активности по корпусу трансформаторов и шунтирующих реакторов.
Датчик ЧР типа CT-45	ДНГК 410120.001	Измерение импульса тока от ЧР с поводка заземления корпусов трансформаторов и шунтирующих реакторов.
Катушки с кабелем типа RG-174, 10 м		Обеспечение передачи аналогового сигнала от датчиков на измерительную аппаратуру

В.3.2 Система периодического диагностического мониторинга

Для непродолжительных измерений (месяцы) может быть использована и переносная система мониторинга, перманентно устанавливаемая на объект испытаний без его отключения или изменения режима работы. В данной системе датчики на магнитной основе ставятся на бак, измерительная аппаратура размещается в боксе. Измерения данной системой могут проводиться в течение нескольких месяцев. После измерений система демонтируется и может быть перенесена на следующий трансформатор.

В.3.3 Система постоянного диагностического мониторинга

Система постоянного диагностического мониторинга применяется для постоянного контроля технического состояния критического оборудования. Измерительная аппаратура для систем непрерывного мониторинга размещается в боксах, в различных вариантах конструкции разных изготовителей.

Приложение Г
(обязательное)

Методы, средства и обработка результатов тепловизионного контроля силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов и их вводов

Данное приложение относится к измерению температурных полей поверхностей баков силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов и их вводов. Измерения выполняются на рабочем напряжении в условиях эксплуатации.

Г.1 Используемая аппаратура

При тепловизионном контроле электрооборудования должны применяться тепловизоры с разрешающей способностью не менее 0,1°С, предпочтительно со спектральным диапазоном от 8μм до 12μм (область относительной спектральной прозрачности атмосферы).

Г.2 Методические аспекты

Оценка теплового состояния СТ, АТ, ШР и их токоведущих частей проводится путем сравнения измеренных значений температуры в пределах фазы, между фазами, с заведомо исправными участками, в зависимости от условий работы и конструкции и может осуществляться:

- по нормированным температурам нагрева (превышениям температуры);
- по избыточной температуре;
- по коэффициенту дефектности;
- по динамике изменения температуры во времени.

Практические измерения, выполненные на электрооборудовании при различных погодных условиях, показывают, что для повышения способности вы-

явления дефектов необходимо соблюдение целого ряда условий. При практическом выполнении обследований необходимо руководствоваться следующими положениями:

– тепловизор следует ориентировать относительно нормали к поверхности измерения:

а) для металлических поверхностей – в пределах от 0° до 40°;

б) для окрашенных поверхностей и диэлектриков – в пределах от 0° до 60°;

– измерения необходимо поводить в сухую безветренную погоду при положительных температурах желательно в наиболее жаркий период от 20°С до 25°С и скорости ветра не более 2м/с;

– в предшествующие измерениям сутки не должны выпадать осадки, а день должен быть солнечным;

– термографирование трансформаторов следует проводить не ранее 3 часов после захода солнца (установление режима регулярного теплообмена), допускается проведение измерений в дневное время при наличии плотной облачности;

– токовая нагрузка по линии в предшествующий измерениям период от 10 часов до 12 часов возможно более близкая к номинальному значению;

– анализ термограмм и термографических информационных функций проводить по тождественным областям поверхности бака и фарфоровой покрышки;

– элементы конструкций баков окрашены, и в этом случае необходимо ориентироваться на коэффициент излучения покрытия.

Г.3 Тепловизионный контроль контактных соединений

Оценка состояния контактных соединений производится путем сравнения температуры однотипных контактов, находящихся в одинаковых условиях по

нагрузке и охлаждению, а также сравнением температуры контактного соединения и сплошных участков токоподводов:

1) при контроле контактных соединений тепловизор следует располагать возможно ближе к ним, расстояние от 30м до 40м является предельным при такого рода измерениях, или пользоваться объективами с углом обзора 7°;

2) измерения не следует проводить во время дождя, скорость ветра не должна превышать 4м/сек, при больших скоростях ветра следует вводить поправки;

3) измеренные значения температур или перегрева следует корректировать с учетом нагрузки, излучательной способности измеренных объектов и атмосферных условий;

4) выявление дефектов контактных соединений необходимо проводить при нагрузках, близких к номинальному значению, при $I_{нагр}$ менее $0,5I_{ном}$ измерения проводить не рекомендуется;

5) рекомендуемая периодичность проведения измерений – один раз в год, а также после проведения ремонта оборудования и ревизии контактных соединений;

6) характеристикой контакта, определяющей его техническое состояние, является «Превышение температуры» – ΔT;

7) при отбраковке контактных соединений рекомендуется для эксплуатирующего персонала использовать критерии отбраковки, приводимые в таблице Г.1.

Т а б л и ц а Г.1 – Температурные критерии оценки технического состояния контактных соединений

Техническое состояние	Критерии оценки состояния	Предельный срок устранения дефекта контактного соединения
Норма	ΔT менее 5°С	
Рабочее – Норма с отклонениями	ΔT в пределах от 5°С до 35°С	Во время ППР
Рабочее – Норма со значительными отклонениями	ΔT в пределах от 35°С до 85°С	В течение шести месяцев

Г.4 Метод анализа термографических функций

Первичной информацией являются термограммы объектов контроля полученные с боковых поверхностей с помощью тепловизоров, имеющих выход исходной информации в цифровом виде.

Г.4.1 Основные положения

Метод анализа термографических информационных функций (далее ТИФ) позволяет на рабочем напряжении выявлять в активной части трансформаторов скрытые дефекты. Первичной информацией являются термограммы объектов контроля, полученные с боковых поверхностей и с крышки колокола, а также термограммы вводов, маслонасосов, маслоохладителей, адсорбционных фильтров.

Г.4.2 Обработка термограмм для получения ТИФ

Распределение температур по поверхности трансформатора $T_{(x,y)}$ несет информацию следующего характера:

– о наличии распределенных источников тепловыделения в активной части;

– об эффективности системы охлаждения;

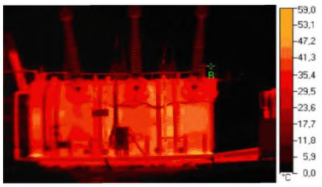
– о наличии локальных температурных аномалий, обусловленных скрытым дефектом термического характера.

При анализе термограмм учитывается статистические свойства излучаемой поверхности, особенности конструкции и учет конструктивных элементов частично экранирующих объект контроля и т.д. Таким образом, функция $T_{(x,y)}$ содержит информацию обо всех указанных выше явлениях.

Г.4.2.1 Обработка термограмм

Исходная функция двумерного распределения температуры по поверхности объекта контроля $T_{(x,y)}$ представляется термограммой. Полученная термо-

грамма рисунок Г.1а интегрируется в пределах [x_1, x_2] [y_1, y_2] для получения упорядоченного массива, представленного таблицей, рисунок Г.1б.



а)

→

$F(t°)= \Sigma \Sigma T(x,y,t°)$

б)

c)

$t°_1$	$t°_2$	$t°_3$	$t°_4$	……	$t°_n$
F_1	F_2	F_3	F_4	…….	Fn

Параметры таблицы: **t** – температура; Fn –относительный размер поверхности зоны с температурой $t°_n$. позиция (а) в координатах [x_1x_2; y_1y_2] с помощью программы [Micron] в упорядоченный ряд позиция (с)

Рисунок Г.1 – Операция преобразования термограммы

Г.4.2.2 Построение термографической информационной функции

Информационная таблица рисунок Г.1с с помощью прикладной программы Micron преобразуется в ТИФ, рисунок Г.2.

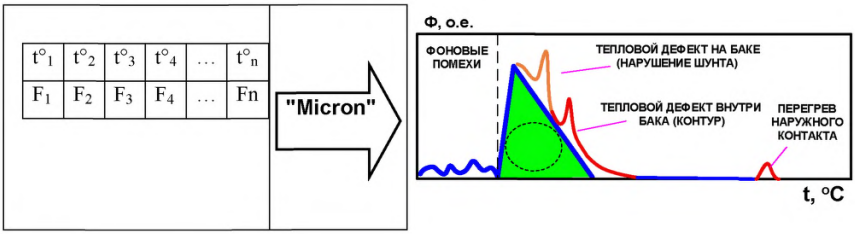


Рисунок Г.2 – Алгоритм преобразования "информационной таблицы" в ТИФ

При проведении описанного преобразования предварительно производится выделение объекта или его фрагмента из термограммы.

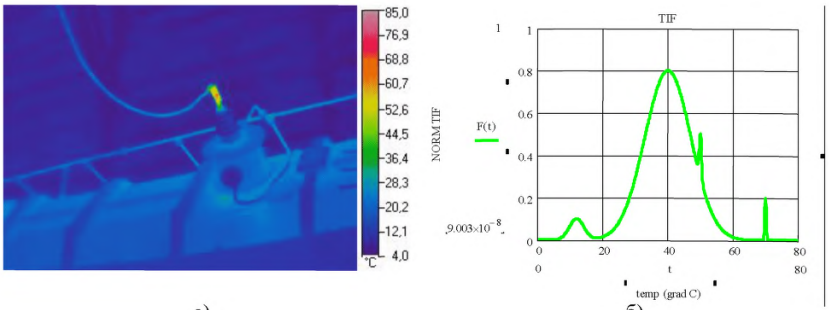
Г.4.2.3 Информационные характеристики ТИФ

Стилизованная ТИФ в виде функции $F(t^o)$ представлена на рисунке Г.3. Указанная функция $F(t^o)$ имеет следующие информационные признаки:

- зона фоновых помех от 0°С до 20°С рисунок Г.3б не учитывается при анализе. От 20°С до 60°С – ядро функции, определяет тепловое состояние объекта (бак, фрагмент бака), т.е. разность между процессами выделения тепла и охлаждения;

- мода №1 (температура равна 50°С) указывает на наличие тепловой аномалии, т.е. теплового дефекта в активной части;

- мода №2 (температура равна 70°С) на «хвосте» распределения, определяет наличие значительных перегревов небольших участков (в данном случае нагрев контактного соединения нулевого ввода рисунок Г.3а.



а) б)

Рисунок Г.3 – Иллюстрация преобразования информации из тепловизионной картины «а» в термографическую информационную функцию «б» для термограммы фрагмента бака трансформатора

Г.4.2.4. Анализ ТИФ

Значение $F(t^o)$ при данной величине температуры рисунок Г.3б характеризует относительный размер поверхности объекта с данной температурой t°.

На рисунке Г.4 показана «ТИФ» реального объекта при наличии некоторых тепловых аномалий.

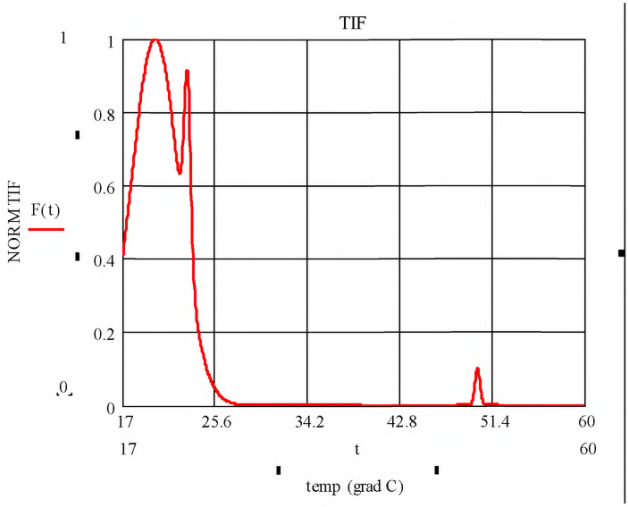


Рисунок Г.4 – Термографическая информационная функция реального объекта с тепловыми дефектами после обработки (локального усреднения излучательной способности поверхности объекта и сплайн аппроксимации)

ТИФ эталонного объекта формируют путем статистической обработки и усреднения кривых на объектах, соответствующих техническому состоянию Норма. При недостатке статистических данных за эталонную ТИФ принимается ТИФ объекта с минимальным тепловыделением из нескольких (не менее двух) объектов в тождественных условиях. В случае нескольких однофазных трансформаторов за эталонную функцию можно принять значение с минимальным значением интеграла тепловых диссипаций (Г.1).

Уровень мощности диссипационных тепловых процессов (в данном диапазоне температур t_1, t_2) как всего объекта, так и отдельных фрагментов рассчитывается по формуле

$$P \sim \int_{t_1}^{t_2} F(t^\circ) \cdot t dt \ , \qquad (Г.1)$$

где t_1, t_2 – интервал интегрирования по температуре t_1, t_2;

F(t) – ТИФ эталонного и измеряемых объектов.

Г.5 Оценка технического состояния трансформатора по анализу термографических функций

Г.5.1 Оценка технического состояния по анализу тепловых потерь в активной части трансформатора

Анализ проводится по сопоставлению трансформатора, принимаемого за "эталон", рисунок Г.5, кривая 1, с испытуемым трансформатором, рисунок Г.5, кривая 2. В данном процессе первоначально необходимо исключить влияние системы охлаждения путем прямых измерений расхода масла и среднемассовых температурных перепадов на холодильнике.

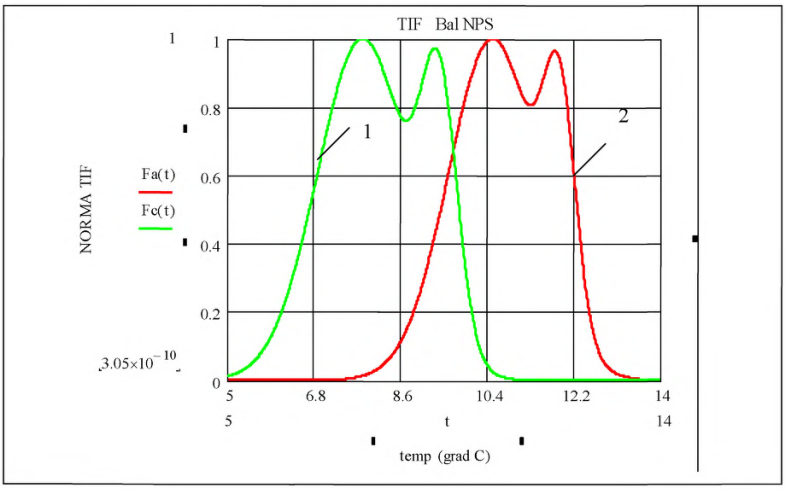


Рисунок Г.5 – ТИФ эталонного (кривая 1) и испытуемого (кривая 2) объектов

В качестве критерия для оценки мощности диссипационных явлений в трансформаторе используется коэффициент диссипации, определяемый критериальным соотношением по формуле

$$K_{дис} = \frac{P_2 - P_1}{P_1}, \qquad (Г.2)$$

где $P_1 = \int_0^{\infty} F_1(t^\circ) t^\circ dt$,

$$P_2 = \int_0^{\infty} F_2(t) t^{\circ} dt .$$

Расчеты интегралов до численных значений проводятся по программам "Mathcad-11".

Оценка технического состояния по тепловыми условиям производится по уровню коэффициента $К_{дис}$ в соответствии с таблицей Г.2.

Т а б л и ц а Г.2 – Оценка технического состояния объекта от значения $К_{дис.}$

Оценка технического состояния	Рабочее-Норма	Рабочее – Норма с отклонениями	Рабочее – Норма со значительными отклонениями	Ухудшенное	Предаварийное
$К_{дис}$ ($К_{аном}$)	до 1,2	от 1,2 до 1,4	от 1,4 до 1,6	от 1,6 до 2	Более 2

Г.5.2 Классификация технического состояния при наличии локальных тепловых аномалий

Анализ ТИФ проводится по сопоставлению мощностей диссипаций по ограниченной площади в зоне температурной аномалии в соответствии с подходом, указанным на рисунке Г.6.

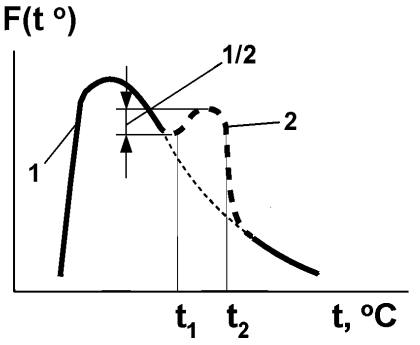


Рисунок Г.6 – Иллюстрация процедуры оценки коэффициента дефектности при наличии локальной тепловой аномалии (кривая 2)

Расчет интегралов в программе “Mathcad-11” проводится в пределах от t_1 до t_2, определенных по полувысоте переднего фронта - кривой – 2 рисунок Г.6.

В качестве критерия для оценки технического состояния используется коэффициент дефектности локальной тепловой аномалии ($К_{аном.}$), определяемый соотношением по формуле

$$К_{аном.} = \frac{P_2 - P_1}{P}, \qquad (Г.3)$$

где $P_1 = \int_{t_1}^{t_2} F_1(t^\circ)t^\circ \cdot dt$;

$P_2 = \int_{t_1}^{t_2} F_2(t^\circ)t^\circ \cdot dt$

Оценка степени развитости локального дефекта объекта контроля, производится аналогично в соответствии с таблицей Г.2.

Г.5.3 Анализ тепловых явлений при вариации мощности трансформатора

Признаком Нормы является линейная зависимость уровня тепловых потерь определенной по сдвигу ТИФ, от мощности нагрузки.

Нелинейный рост мощности тепловыделений, от мощности нагрузки трансформатора является признаком существования дефекта.

Г.5.4 Анализ эффективности работы системы охлаждения

Для определения технического состояния радиаторов или теплообменников системы охлаждения проводится специальные опыты на постоянной мощности трансформатора:

- эталонным является ТИФ при работе всей системы охлаждения;
- измеряемыми являются ТИФ при работе:

а) без секции охлаждения №1;

б) без секции охлаждения №2 (но с включенной секцией №1);

в) и т.д.

По полученным значениям $К_{дис.}$ и $К_{аном.}$ можно судить об эффективности системы охлаждения и необходимости ее ремонта.

Задачей ИК диагностики с применением ТИФ является обнаружение слабых тепловыделений

Источниками слабых тепловыделения в трансформаторе являются:

- магнитопровод, массивные металлическое части трансформатора, в том числе бак, прессующие кольца, экраны, шпильки, консоли, в которых тепло выделяется за счет потерь от вихревых токов, наводимых полями рассеяния;

- токоведущие части вводов, где тепло выделяется за счет потерь в токоведущей части и переходных контактных соединениях отвода обмотки;

- переходные контактные соединения РПН.

Таким образом использование ТИФ позволяет указанные слабые тепловыделения выявлять на поверхности бака.

Отвод тепла от источников нагрева к маслу осуществляется путем конвекции, в связи с чем, температурные контрасты на поверхности бака имеют незначительную величину и размыты на относительно значительной поверхности. Учет данного физического эффекта и положен в основу настоящего функционального метода обнаружения тепловых дефектов на силовых трансформаторах, автотрансформаторах и шунтирующих реакторах.

Г.5.5 Анализ технического состояния узла РПН

При наличии ухудшения контактных узлов в РПН появляются дополнительные тепловыделения, которые приводят к возрастанию температуры в данном трансформаторе в сопоставлении с другими трансформаторам аналогичного типа, работающими на данной станции при близких нагрузках. Значимыми являются перепады температур $\Delta T \approx 1^{\circ}C$. При наличии превышения температур данный РПН требует проведения дополнительных обследований (измерение ЭРА, анализ масла).

Приложение Д
(обязательное)

Контроль характеристик трансформаторного масла силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов

Д.1 Оценка технического состояния по результатам отбора проб масла из бака

Д.1.1 ГХ-анализ, как метод контроля

Рекомендуется использовать ГХ-анализ, как метод контроля состояния изоляции, дополняющий результаты измерений $R_{из}$, tgδ, ЧР, термограмм, физико-химических и электрических характеристик масла. При этом: если обнаружено ухудшение одного из основных электрических, термографических и физико-химических параметров, и при этом динамика изменения концентраций основных диагностических газов положительная, то состояние изоляции может быть оценено как Ухудшенное.

Д.1.2 Анализы проб масла

Анализы проб масла из баков силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов следует проводить в соответствии с:

- РД 34.04-46.303;
- РД 34.45-51.300;
- РД 153-34.0-46.302.

Оценка технического состояния маслонаполненного электрооборудования по контролю проб масла по газохроматографии и влагосодержанию дана в таблице Д.1. Возможно также проведение анализа мутности масла, концентрации ионола и наличия механических примесей.

Т а б л и ц а Д.1 – Оценка технического состояния трансформатора по результатам контроля проб масла по газохроматографии и влагосодержанию

Классификация технического состояния	Наличие и степень развития дефекта согласно ГОСТ 20911	Значение относительной концентрации*	Рекомендации по дальнейшей эксплуатации	Параметры по результатам анализов по газохроматографии							H_2O
				C_2H_6	CH_4	C_2H_4	C_2H_2	H_2	CO	CO_2	
Ухудшенное состояние	Критический дефект	1	Ограничение эксплуатационных воздействий, учащенный контроль, планирование ремонта	По РД 153-34.0-46.302, таблица 2: - концентрации одного или нескольких газов превышают граничные; - относительная скорость нарастания концентрации одного или нескольких газов по результатам трех последовательных (через месяц) отборов превышает 10%.			По РД 153-34.0-46.302, таблица 2 - концентрации порядка граничных		По РД 153-34.0-46.302, таблица 2 - локальный «перегрев твердой изоляции» CO более 0,05% , CO_2/CO менее 5.		от15г/т до25г/т
Рабочее – Норма со значительными отклонениями	Значительный дефект	От 0,5 до 1	Ограничение по эксплуатации, дополнительная диагностика	По РД 153-34.0-46.302, таблица 2 - концентрации одного или нескольких газов от 0,5 до 1; - относительная скорость нарастания концентрации одного или нескольких газов по результатам не менее трех последовательных отборов не превышает 10% или имеет во времени нерегулярный характер.			По РД 153-34.0-46.302, таблица 2 - концентрации менее граничных .		По РД 153-34.0-46.302, таблица 2 - старение твердой изоляции, режимные перегрузки по мощности CO_2/CO более 13, превышение граничных концентраций по CO_2		от10г/т до15г/т

Окончание таблицы Д.1

Классификация технического состояния	Наличие и степень развития дефекта согласно ГОСТ 20911	Значение относительной концентрации*	Рекомендации по дальнейшей эксплуатации	Параметры по результатам анализов по газохроматографии							H_2O
				C_2H_6	CH_4	C_2H_4	C_2H_2	H_2	CO	CO_2	
Рабочее – Норма с отклонениями	Малозначительный дефект	От 0,2 до 0,5	Эксплуатация с выполнением отдельных диагностических мероприятий	По РД 153-34.0-46.302, таблица 2 - относительная концентрация одного или нескольких газов от 0,2 до 0,5							Менее 10г/т
Норма	Отсутствие явных дефектов	Менее 0,2	Эксплуатация в соответствии с действующей эксплуатационной документацией	По РД 153-34.0-46.302, таблица 2 - относительная концентрация газов менее 0,2.							Менее 5г/т

Норма чение относительной концентрации определяется отношением: измеренная
ентрация/ПДК

Д.2 Проведение контроля технического состояния РПН по отбору проб масла

Отбор проб производится в соответствии с графиком. В случае обнаружения роста более чем в 1,5 раза содержания газов (ацетилен, водород, метан, этан, этилен) по отношению к предыдущему анализу, при отсутствии переключения между отборами, делается переотбор пробы на подтверждение анализа. Если повышенное содержание газа подтверждается, то назначается учащенный анализ раз в месяц до ППР с целью контроля за динамикой развития дефектов, а также проводятся дополнительные обследования (измерение разрядной активности и тепловизионный контроль).

Д.3 Диагностирование дефектов в трансформаторном масле

Качественно по соотношениям относительных концентраций по каждому из газов, а также отношению CO_2/CO можно классифицировать типы имеющихся дефектов. Это поводится путем составления графиков по РД 153-34.0-46.302. Графики приведены на рисунке Д.1.

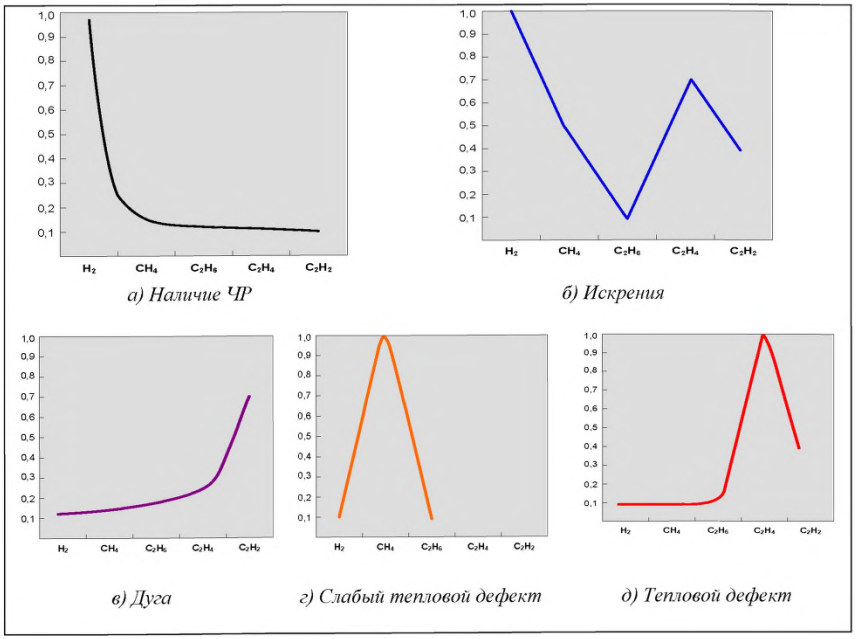


Рисунок Д.1 – Стилизованные примеры графиков для определения типов дефектов в трансформаторном масле

Д.4 Оценка технического состояния по результатам отбора проб масла из вводов

В таблице Д.2 приведена классификация технического состояния вводов, перечень обнаруживаемых с помощью ГХ анализа дефектов и их хроматографические признаки.

Т а б л и ц а Д.2 – Оценка технического состояния высоковольтных герметичных вводов по результатам проб масла

По РД 34.45-51.300	Классификация технического состояния	Рекомендации по дальнейшей эксплуатации	Характер дефекта согласно РД 153-34.0-46.302	Класс напряжения	Параметры по результатам анализов газов			
					H_2, %, об.	CH_4, C_2H_6, %, об.	C_2H_2, %, об.	$\sum C_xH_y$, %, об.
Неисправное состояние	Ухудшенное состояние	Немедленный вывод из работы или эксплуатация в режиме специального контроля	Искровые процессы, термическая деструкция масла. Разряды по внутренней поверхности фарфоровой покрышки	от 110кВ до 220кВ	Более 0,0005	Более 0,0001	Более 0,0005	Более 0,03
				от 330кВ до 750кВ	Более 0,0005	Более 0,0001	Более 0,0005	Более 0, 015
	Рабочее – Норма со значительными отклонениями	Ограничение эксплуатационных воздействий, учащенный контроль, планирование замены	Искровые процессы. Разряды по внутренней поверхности фарфоровой покрышки	от 110кВ до 220кВ	Более 0,0005	Менее 0,0001	Более 0,0005	Более или равно 0,03
				от 330кВ до 750кВ	Более 0,0005	Менее 0,0001	Более 0,0005	Более или равно 0,015
Исправное состояние	Рабочее – Норма с отклонениями	Эксплуатация с выполнением отдельных диагностических мероприятий	Искровые процессы в масле или на острых кромках	от 110кВ до 220кВ	Более 0,0005	Менее 0,0001	Менее 0,0005	Менее 0,03
				от 330кВ до 750кВ	Более 0,0005	Менее 0,0001	Менее 0,0005	Менее 0,015
	Норма	Эксплуатация в соответствии с действующей эксплуатационной документацией	Дефекты отсутствуют	от 110кВ до 220кВ	Менее 0,0005	Менее 0,0001	Менее 0,0001	Менее 0,03
				от 330кВ до 750кВ	Менее 0,0005	Менее 0,0001	Менее 0,0001	Менее 0,015

Приложение Е
(обязательное)

Виброконтроль силовых трансформаторов

Рекомендуется использовать виброконтроль для оценки снижения усилий прессовки обмоток и магнитопровода активной части ШР, и измерения вибрационных характеристик элементов системы охлаждения. Виброконтроль следует проводить по РД ЭО 0410.

Е.1 Методы проведения измерений

Измерение вибрационных характеристик производят на поверхности бака вдоль периметра по его высоте по точкам. Точки измерений выбирают с использованием следующих принципов:

– точки должны располагаться между ребрами жесткости;

– при проведении локации расстояние между точками в зоне повышенной вибрации не должно превышать 1м.

Для каждой точки определяется спектр виброскоростей (по FFT преобразованию).

Измерение виброскорости производится путем осциллографирования напряжения на выходе вибродатчика, с последующим FFT преобразованием осциллограммы напряжения.

Е.2 Оценка технического состояния

Оценка технического состояния проводится путем сопоставления спектрального состава виброскорости (FFT) в одинаковых точках баков разных фаз. При этом трансформатор, имеющий минимальный уровень вибрации, принимается за эталонный и далее производится сопоставление FFT испытуемого

трансформатора с FFT в этой же точке эталонного трансформатора. Оценка технического состояния проводится по таблице Е.1.

Т а б л и ц а Е.1 – Оценка технического состояния ШР по контролю виброскорости с анализом спектра (измеряется в дБ)

Техническое состояние	Разность уровня вибрации бака в сравнении с эталонным по FFT преобразованиям		
	на частоте 100Гц	на частоте 150Гц	на частоте 200Гц
Рабочее – Норма	менее 4дБ	менее 5Гц	менее 6дБ
Рабочее – Норма с отклонениями	от 4дБ до 8дБ	от 5дБ до 10дБ	от 6дБ до 10дБ
Рабочее – Норма со значительными отклонениями	более 8дБ	более 10дБ	более 10дБ

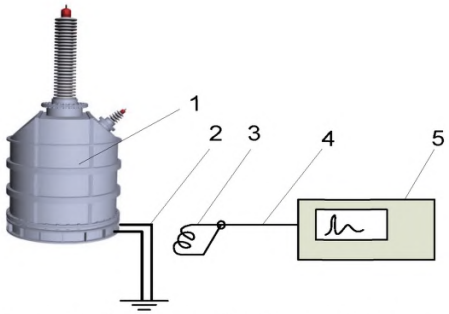
Приложение Ж
(обязательное)

Анализ спектра токов в цепи заземления трансформатора

Данный вид контроля рекомендуется использовать для оценки состояния прессовки обмотки и сердечника. Сутью метода является то, что при появлении вибрации активной части изменится по определенному закону величина импеданса между током в цепи заземления и напряжением на обмотке ВН, которая и фиксируется по спектру токов. Данные измерения проводятся на трансформаторах и шунтирующих реакторах.

Ж.1 Блок-схема измерений

Схема измерений показана на рисунке Ж.1.



1 – трансформатор; 2 – шина заземления; 3 – низкочастотный трансформатор тока типа СТ1; 4 – РК-кабель; 5 – осциллограф

Рисунок Ж.1 – Блок-схема измерений спектра токов в цепи заземления трансформатора

Производится измерение осциллограммы тока, протекающего по шине, и далее с помощью стандартной программы осциллографа выполняется FFT-преобразование. Информацией является именно спектр токов в результате FFT-преобразования.

Ж.2 Обработка FFT

Для получения достоверной информации выполняется следующая процедура измерений:

- производится измерение тока для фаз А, В и С через "эталон" на данном ОРУ, таковым может быть ток цепи заземления конденсатора связи и трансформатора тока, т.о. получается $FFT_{эт}$;

- выполняются измерения тока в цепи заземления на "испытуемом объекте", получаем $FFT_{об}$;

- определяется коэффициент корреляции (с использованием программ Excel) между $FFT_{эт}$ и $FFT_{об}$, величина коэффициент корреляции – k, является признаком, определяющим наличие вибрации в обмотке объекта (трансформатора);

- коэффициент корреляции определяется для диапазона следующих частот: от 45Гц до 500Гц.

Ж.3 Критерии оценки технического состояния

Оценка технического состояния по наличию вибрации в обмотке ШР проводится в соответствии с таблицей Ж.1 по величине коэффициента корреляции k между током в цепи заземления испытуемого объекта ($FFT_{об}$) и током в цепи заземления "эталонного" объекта ($FFT_{эт}$).

Т а б л и ц а Ж.1 – Оценка технического состояния шунтирующих реакторов

Техническое состояние	Коэффициент корреляции k		
	для однофазных трансформаторов	для ШР	для трехфазных трансформаторов
Рабочее – Норма	Более 0,9	Более 0,85	Более 0,95
Рабочее – Норма с отклонениями	от 0,9 до 0,8	от 0,85 до 0,7	от 0,95 до 0,85
Рабочее – Норма со значительными отклонениями	Менее 0,8	Менее 0,7	Менее 0,85

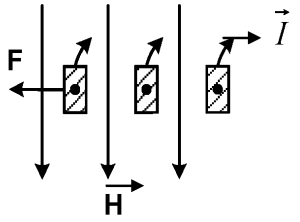
Ж.4 Определение вибрации активной части в силовом маслонаполненном оборудовании

В силовом маслонаполненном оборудовании (трансформаторы, шунтирующие реакторы) с течением времени эксплуатации, при ослаблении прессовки возможно появление вибрации, как обмотки, так и пакета активной стали. Это приводит к механическим воздействиям на изоляцию, вследствие чего возможно ее истирание, появление ЧР и при развитии – повреждение. Кроме того, вибрация может привести (в сочетании с токами К.З.) и к деформациям обмотки, последнее изменяет Z_k.

Ж.4.1 Физические принципы метода контроля вибрации обмотки по анализу гармоник емкостного тока между обмоткой ВН и баком трансформатора.

На витки обмотки действует пондеромоторная сила рисунок Ж2, определяемая соотношением по формуле

$$\vec{F} \approx \vec{H} \cdot \vec{I} . \qquad (Ж.1)$$



$\vec{H}$ – ток через катушку; $\vec{I}$ – сила, действующая на виток $\vec{F}$.

Рисунок Ж.2 – Поперечное сечение катушки, расположенной в магнитном поле (потоке рассеяния)

Поскольку витки находятся в собственном магнитном поле, т.е. I~sinωt и H~sinωt, то воздействующая сила будет F~$\sin^2\omega t$, а это значит, что вибрация обмотки будет с двойной частотой, для 50Гц это будет 100Гц.

Помимо воздействия магнитного поля витки находятся также в электрическом поле, которое они формируют так же, как и магнитное. При вибрации витка происходит изменение емкости между витками или всей катушки отно-

сительно заземленных неподвижных деталей (магнитопровода, бака и т.д.). Схема явления представлена на рисунке Ж.3.

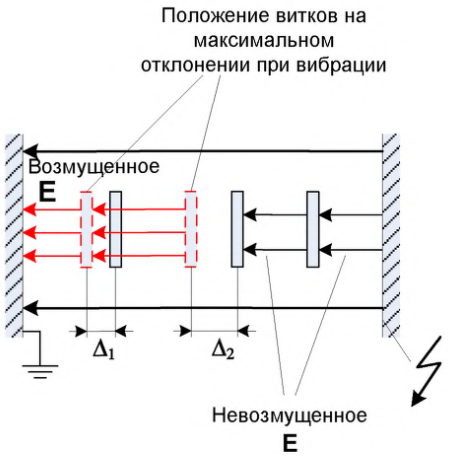


Рисунок Ж.3 – Изменение емкости между витками из-за изменения расстояния между витками – Δ_2, и на заземленный корпус – Δ_1

Изменение емкости определяется величинами отклонений при вибрации ($\Sigma\Delta$), в свою очередь, отклонения при упругой деформации определяется по формуле

$$F= -k\Delta, \qquad (Ж.2)$$

где $\Delta \approx \frac{F}{k}$ или $\Delta \approx \frac{F \sin^2 \omega t}{k}$,

также будут иметь двойную частоту. Следовательно, общая величина емкости будет изменяться по формуле

$$C \sim C + C_{\Delta}\sin 2\omega t \sim C\left(1+\frac{C_{\Delta}}{C}\sin 2\omega t\right). \qquad (Ж.3)$$

Таким образом, ток, проходящий через витковые емкости, будет изменяться по формуле

$$I=U\omega C \sim (U\omega)\sin\omega t \cdot C \sim U\omega C \sin\omega t \left(1+ \frac{C_{\Delta}}{C}\sin 2\omega t\right) \sim U\omega C \left(\sin\omega t + \frac{C_{\Delta}}{C}\sin\omega t \cdot \sin 2\omega t\right). \qquad (Ж.4)$$

После тригонометрических преобразований получим формулу

$$I = U\omega C \sin\omega t + U\omega C_{\Delta}\sin 3\omega t. \qquad (Ж5)$$

При анализе спектра тока (Фурье-анализ) первый член даст первую гармонику – основной ток, вибрация витков дает третью гармонику.

Таким образом, наличие в FFT третьей гармоники дает информацию о наличии вибрации витков, по отношению $\frac{I_{3\omega}}{I_{\omega}} = \frac{U\omega C_{\Delta}}{U\omega C} \sim \frac{C_{\Delta}}{C}$, можно оценить степень охваченности обмотки вибрационными процессами $C_{\Delta} \sim C\frac{I_{3\omega}}{I_{\omega}}$. Пример результата воздействия вибрации – в приложении А (таблица А.1, позиция – а).

Ж.4.2 Методика определения признаков вибрации обмоток по измерениям гармоник емкостного тока в цепи заземления трансформатора.

Для анализа гармоник емкостного тока, текущего от бака машины на землю рисунок Ж.4, проводятся измерения тока:

- трансформатором тока ТТ2 через конденсатор связи – C_c; это позволяет определить гармоники в питающем напряжении от источника $\tilde{E}$;

- трансформатором тока ТТ1 на шине заземления, в этом случае в гармониках тока присутствуют:

а) в токе I_{ω} гармоники от питающего источника;

б) в токе $I_{3\omega}$ гармоники от вибрации.

При обнаружении косвенных признаков вибрации обмотки далее приводится FFT-анализ сигналов от вибродатчика, устанавливаемого по поверхности бака, для определения зоны вибрации.

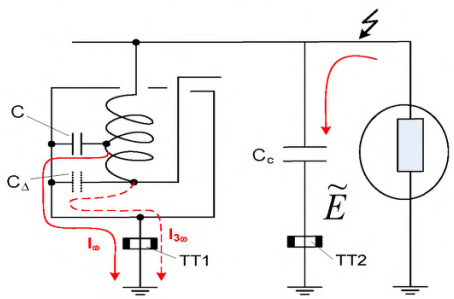


Рисунок Ж.4 – Измерение емкостных токов на шине заземления бака

Для определения признаков наличия вибрации производится определение коэффициента корреляции между напряжением ($FFT_{эт}$) и током в объекте ($FFT_{об}$) по формуле

$FFT_{эт} \rightarrow E_1\omega_1 + E_2\omega_2 + E_3\omega_3 + \ldots. E_i\omega_i.$

$FFT_{об} \rightarrow I_1\omega_1 + I_2\omega_2 + I_3\omega_3 + \ldots. I_i\omega_i.$

Значения E_i и I_i для каждой частоты спектра выводятся из табличного представления FFT из осциллографа.

Коэффициент корреляции определяется по формуле

$$r = \frac{\sum\left(E_i - \overline{E}\right)\left(I_i - \overline{I}\right)}{\sqrt{\sum\left(E_i - \overline{E}\right)^2 \sum\left(I_i - \overline{I}\right)^2}}, \qquad (Ж.6)$$

или использованием стандартной компьютерной программы "Excel".

Приложение И
(обязательное)

Анализ эксплуатационной документации и профиспытаний силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов

И.1 Состав работ и общие положения

Анализ статистики отказов по трансформаторам показывает, что основными причинами повреждений являются:

– наличие локальных дефектов в главной и продольной изоляции, приводящих к возникновению и развитию электроразрядных процессов (частичные разряды, разряды по поверхности, "ползущий разряд");

– наличие механических деформаций обмоток в результате электродинамических воздействий от протекания токов при К.З. на присоединениях.

Основное внимание при анализе эксплуатации следует уделять:

- маслобарьерной изоляции ВН, СН, витковой изоляции обмоток;
- наличию тепловых (электрических) явлений в магнитной системе и контактах;
- состоянию вводов;
- системе охлаждения;
- заземляющим устройствам;
- защитным системам;
- РПН.

И.2 Накопление и обработка информации по особенностям эксплуатации оборудования

Полученная в эксплуатации и после осмотра информация вносится в специальный бланк, форма которого представлена в таблице И.1.

Т а б л и ц а И.1 – Форма бланка анализа эксплуатационной и ремонтной документации

Наименование информационных и количественных данных по объекту контроля	Источник информации	Информация и основные параметры по объекту контроля	Допустимые значения, нормы	Оценка контролируемого параметра
Паспортные данные и нормируемые параметры				
Завод - изготовитель				
Год изготовления				
Год ввода в эксплуатацию				
Конструкция магнитопровода				
Количество обмоток				
Исполнение				
Схема и группа соединения трансформатора.				
Сочетание напряжений				
Наличие встроенных трансформаторов тока				
Наличие РПН				
Марка залитого масла				
Способ защиты масла				
Охлаждение				
Параметры холостого хода: -потери холостого хода, кВт; -ток холостого хода, %.				
Параметры КЗ: -потери КЗ, кВт; -напряжение КЗ, %.				
Исполнение нейтрали обмотки ВН				
Перегрузочная способность: -допустимые пределы повышения напряжения; -кратность токов короткого замыкания; -перегрузка по мощности.				
Технические требования				
Запорная арматура: -кран "бак-расширитель"; -кран в верхней части бака для залива масла из бака; -предохранительный клапан между газовым реле и расширителем; -фильтры в системе охлаждения.				

Продолжение таблицы И.1

Наименование информационных и количественных данных по объекту контроля	Источник информации	Информация и основные параметры по объекту контроля	Допустимые значения, нормы	Оценка контролируемого параметра
Воздухоосушитель расширителя				
Указатель уровня масла				
Окраска бака				
Вес:				
-полный, кг;				
-активной части, кг;				
-залитого масла, кг:				
Ремонтные работы				
- капитальные ремонты, даты				
- текущие ремонты, даты;				
- ремонты системы охлаждения, даты:				
- высоковольтных вводов, даты; Замена масла, дата. Сварочные работы, дата. Смена силикагеля, дата. Дегазация масла, дата. Ремонт РПН, дата. Поломка маслонасоса, вентилятора обдува, дата.				
Ввод фаза "А"				
- тип;				
- заводской номер;				
- заводской чертеж;				
- вес, кг;				
- дата выпуска; - емкости С1, С2, С3: - tgδ1, tgδ2, tgδ3; - Rиз; - уровень ЧР; - дата ввода в эксплуатацию;				
- марка залитого масла.				
Ввод фаза "В":				
- тип;				
- заводской номер;				
- заводской чертеж;				
- вес, кг;				
- дата выпуска; - емкости С1, С2, С34 - tgδ1, tgδ2, tgδ3; - Rиз; - уровень ЧР;				

Продолжение таблицы И.1

Наименование информационных и количественных данных по объекту контроля	Источник информации	Информация и основные параметры по объекту контроля	Допустимые значения, нормы	Оценка контролируемого параметра
- дата ввода в эксплуатацию;				
- марка залитого масла.				
Ввод фаза "С":				
- тип;				
- заводской номер;				
- заводской чертеж;				
- вес, кг;				
- дата выпуска; - емкости С1, С2, С3; - tgδ1, tgδ2, tgδ3; - Rиз4 - уровень ЧР;				
- дата ввода в эксплуатацию;				
- марка залитого масла.				
Анализ статистики аварийности объекта данного типа.				
Данные по аварийности объектов типа……				
Анализ режимов эксплуатации, результаты эксплуатационных испытаний.				
По напряжению: - режимные повышения напряжений, дата.				
- грозовые и коммутационные перенапряжения, дата.				
Загрузка по мощности, %.				
Короткие замыкания на присоединениях, дата, ток, кА. Срабатывание газовой защиты, дата. Изменение цвета силикагеля, дата. Повышенные вибрации, шумы, дата. Наличие протечек масла, дата.				
Температура верхних слоев масла в баке. Перегрев масла, °С, дата.				
Маслоуказатель "бака расширителя" – уровни масла.				

Окончание таблицы И.1

Наименование информационных и количественных данных по объекту контроля	Источник информации	Информация и основные параметры по объекту контроля	Допустимые значения, нормы	Оценка контролируемого параметра
Система охлаждения: повреждение охладителя, дата.				
Результаты эксплуатационных испытаний и измерений:				
Результаты испытаний изоляции обмоток Rобм, R60, R15,R60/R15, tgδ.				
Результаты испытаний холостого хода, Px.x.,Ix.x.				
Результаты испытаний короткого замыкания, Zк (Uk%), даты.				
Параметры трансформаторного масла (из бака):				
- ГХ-анализ, дата;				
Состояние ввода фаза : "А".				
- ГХ анализ;				
- физико-химические параметры (Uпр., мех. прим., кислотное число, реакция водной вытяжки, влагосодержание, Твспышки, и т. д.);				
- диэлектрические характеристики.				
Состояние ввода фаза : "В".				
- ГХ анализ;				
- физико-химические параметры (Uпр., мех. прим., кислотное число, реакция водной вытяжки, влагосодержание, Т вспышки, и т. д.)				
- диэлектрические характеристики.				
Состояние ввода фаза : "С":				
- ГХ анализ;				
- физико-химические параметры (Uпр, мех. прим., кислотное число, реакция водной вытяжки, влагосодержание, Т вспышки, и т. д.);				
- диэлектрические характеристики.				
Резкое изменение внешних условий, дата.				
Тип оборудования:_____ Заводской №_____ Дата обследования_____ Эксплуатирующая АС_____ Оперативное наименование_____				

После этого выполняется анализ результатов и проводится заполнение Протокола с принятием решения по техническому состоянию и выдачей рекомендаций по диагностическим мероприятиям и дальнейшей эксплуатации.

И.3 Вариант рекомендаций по дополнительным диагностическим мероприятиям

И.3.1 По баку необходимо тепловизионное обследование для уточнения зон локальных перегревов связанных с неравномерным распределением потоков рассеяния магнитной индукции.

И.3.2 По магнитной системе отсутствуют данные по испытаниям холостого хода в связи с большим объемом монтажных работ по расшиновке трансформатора, что требует проведение диагностики по газохроматографическим показателям.

И.3.3 По обмоткам (ВН, СН, НН) необходимо проведение диагностики состояния опрессовки обмоток и витковой изоляции по методу зондирования низковольтным импульсом и измерения U_k%, поскольку имели место КЗ на отходящих линейных выводах с кратностями тока порядка предельно допустимых кратностей токов для данного типа трансформатора.

И.3.4 По основной изоляции данные по физико-химическим параметрам масла и результаты электрических испытаний не указывают на наличие дефектов. Для получения информации об интенсивности и величине ЧР необходима диагностика по характеристикам электромагнитных импульсов от ЧР.

И.3.5 По вводам в связи с неблагоприятной статистикой по аварийности вводов от 220кВ до 750кВ требуется проведение уточняющих измерений по:

- характеристикам электромагнитных импульсов от ЧР;
- тангенсу диэлектрических потерь;
- газохроматографическим показателям;
- тепловизионному контролю.

И.3.6 По системе охлаждения в связи с тем, что трансформатор работает в режиме покрытия пиковых нагрузок (значительную часть времени в режимах

по нагрузке в два раза ниже номинала или на холостом ходу) эксплуатация возможна при проведении ежегодной чистки теплообменников системы охлаждения. При наличии необходимости длительной работы на номинальном режиме необходимо предусмотреть меры по повышению надежности работы системы охлаждения. Мероприятия по повышению эффективности системы охлаждения согласовать с проектной организацией.

И.3.7 По заземляющим устройствам нет замечаний, поскольку исполнение и окраска заземляющих устройств выполнены в соответствии с проектом.

Приложение К
(обязательное)

Процедура диагностики силовых трансформаторов при работе на повышенной мощности и увеличении температуры масла

К.1 Процедура проведения измерений при варьировании мощности

Уровни изменения мощности и объем выполняемых измерений даны в таблицах К.1 и К.2. При этом, в зависимости от фактического технического состояния, число ступеней изменения мощности может быть изменено. Процедура обследований на повышенной мощности дана в таблице К.3.

Т а б л и ц а К.1 – Процедура измерений при уменьшении мощности

Уровень мощности	Объемная локация	Термографический анализ	Анализ масла
Максимальная мощность (от 70% до 100%)	Измерения в соответствии с приложением Б с выделением зон дефектов.	Термография в соответствии с приложением Г поверхностей бака и вводов с фиксированным положением камеры	Анализ масла
Средняя мощность (от 40% до 60%)	Измерения в соответствии с приложением Б. Определение характеристик дефектов и выделение зон их исчезновения с периодичностью 15 мин. до стабилизации измеряемых характеристик.		Не проводится
Минимальная мощность (от 10% до 30%)	Измерения в соответствии с приложением Б. Определение динамики измерений характеристик дефектов и выделением зон их исчезновения.		Не проводится
Режим холостого хода	Измерения в соответствии с приложением Б. Определение характеристик дефектов и выделением зон их существования.	Термография в соответствии с приложением Г поверхностей бака и вводов с фиксированным положением камеры	Не проводится

Т а б л и ц а К.2 – Процедура измерений при увеличении мощности

Уровень мощности	Объемная локация	Термографический анализ	Анализ масла
1. Режим холостого хода	Измерения в соответствии с приложением Б с выделением зон дефектов начального характера.	Не проводится	Не проводится
2. Минимальная мощность (от 10% до 30%)	Измерения в соответствии с приложением Б. Определение роста дефектов и выделением зон образования новых дефектов.	Не проводится	Не проводится
3. Средняя мощность (от 40% до 60%)	Измерения в соответствии с приложением Б. Определение роста дефектов и выделение зон образования новых дефектов.	Не проводится	Не проводится
4. Максимальная мощность (от 70% до 100%)	Измерения в соответствии с приложением Б. Фиксация характеристик дефектов и зон их существования при максимальной стадии развития.	Термография в соответствии с приложением Г поверхностей бака и вводов с фиксированным положением камеры	Не проводится

Т а б л и ц а К.3 – Процедура измерений при работе на повышенной мощности (от 105% до 110%)

	Методы диагностики		
	Измерения ЭРА и их локация	Тепловизионный контроль	Виброконтроль
Работы	По сопоставлению данных с таблицей К.1, позиции 1 и 4.	По сопоставлению данных с таблицей К.1, позиция 1.	По сопоставлению данных с таблицами Е.1 и Ж.1.

К.2 Процедура проведения измерений при варьировании температуры

Процедура изменений температуры трансформаторного масла в баке и объем измерений даны в таблицах К.4 и К.5. Во всех случаях величины не должны превышать требования заводской инструкции по эксплуатации.

Т а б л и ц а К.4 – Объемы измерений при уменьшении температуры

Уровень температуры	Объемная локация	Термографический анализ	Анализ масла
Максимальная температура	Измерения в соответствии с приложением Б. Определение характеристик дефектов и зон их существования.	Термография в соответствии с приложением Г боковых поверхностей и вводов с фиксированным положением камеры	Отбор масла для анализа растворенной и связанной воды по РД 153-34.0-46.302
Уменьшение температуры до минимальной. Выдержка 6 часов до начала измерений			
Минимальная температура	Измерения в соответствии с приложением Б. Определение изменения дефектов и выделение зон образования или исчезновения дефектов с периодичностью 15 мин. до стабилизации измеряемых характеристик.	Термография в соответствии с приложением Г боковых поверхностей и вводов с фиксированным положением камеры	Отбор масла для анализа растворенной и связанной воды по РД 153-34.0-46.302

Т а б л и ц а К.5 – Объемы измерений при увеличении температуры

Уровень температуры	Объемная локация	Термографический анализ	Анализ масла
Увеличение температуры до максимальной. Выдержка шесть часов до начала измерений			
Максимальная температура	Измерения в соответствии с приложением Б. Определение роста дефектов и выделение зон образования новых дефектов с периодичностью 15 мин. до стабилизации измеряемых характеристик.	Проводится при стабилизации теплового режима трансформатора в соответствии с приложением Г с фиксированным положением камеры	Отбор масла для анализа растворенной и связанной воды по РД 153-34.0-46.302

Варьирование температурой трансформаторного масла осуществляется путем перекрытия части задвижек в системе охлаждения. Измерения частичных разрядов и тепловизионный контроль проводятся на нескольких ступенях мощности с учетом конструкции трансформаторов.

К.3 Схемы охлаждений силовых трансформаторов

К.3.1 Схема охлаждения блочных трансформаторов типа ТНЦ-630000/220/24.

Изменение температуры масла трансформатора осуществляется посредством переключения задвижек на 4-х маслоохладителях (см. схему системы охлаждения, рисунок К1).

Диапазон температуры масла – от 15^0С до 70^0С.

Изменения охлаждения масла осуществляются путем вывода из работы маслоохладителей (одного, двух, трех или всех).

Особенность вывода охладителя: проток масла через охладитель остается, перекрывается задвижка по воде на выходе из охладителя.

На трансформаторе установлены три электрических термометра, чувствительные элементы которых находятся в верхней части бака (самой горячей точке):

- первый – термометр выдает сигнал на блочный щит при превышении температуры в 60°С;

- второй – термометр выдает сигнал для автоматики отключения пускового насоса, включение рабочих насосов в диапазоне температуры от 15°С до 10°С;

- третий – термометр выдает сигнал для отключения блочных трансформаторов с выдержкой времени по превышению температуры свыше 70°С.

Схема охлаждения блочных трансформаторов ТЦ-630000/500/24 точно такая же, только ограничение по температуре масла от 15^0С до 65^0С, схема охлаждения прилагается на рисунке .К.1.

К.3.2 Схема охлаждения автотрансформаторов связи типа АОДЦТН-127000/500/220.

Изменение температуры масла происходит путем отключения вентиляторов на радиаторах.

АТ имеют охлаждение масла – «дутье – циркуляция». Существует шесть групп радиаторов с вентиляцией:

- 1 группа – холостого хода;

- 3 группы – 40% нагрузки;

- 1 группа – 80% нагрузки;

- 1 группа – резервная.

На трансформаторе установлены два электрических термометра, чувствительные элементы которых находятся в верхней части бака (самой горячей точке):

– первый термометр выдает сигнал на центральный щит при превышении t равной 75°С;

– второй термометр выдает сигнал на автоматическое включение резервной группы вентиляторов в диапазоне температуры от 55°С до 50°С.

К.3.3 Схема охлаждения резервных трансформаторов типа ТРДЦН-63000/220/6.

Изменение температуры масла – аналогично автотрансформаторам.

На трансформаторе установлены два электрических термометра, чувствительные элементы которых находятся в верхней части бака (самой горячей точке):

- первый термометр выдает сигнал на центральный щит при превышении t равной 75°С;

- второй термометр – автоматическое включение резервной группы вентиляторов - в диапазоне температуры от 55°С до 50°С.

К.3.4 Схема охлаждения трансформаторов собственных нужд типа ТРДНС-63000/24/6.

Охлаждение масла – «дутье». Изменение температуры масла происходит путем отключения вентиляторов.

На трансформаторе установлены два электрических термометра, чувствительные элементы которых находятся в верхней части бака (самой горячей точке):

- первый термометр – сигнал на центральный щит при превышении t равной 95°С;

- второй термометр – автоматическое включение резервной группы вентиляторов – в диапазоне температуры от 55°С до 50°С.

К.3.5 Анализируемые характеристики и оценка технического состояния.

При проведении анализа рассматриваются наиболее вероятные механизмы активизации дефектов, определяется степень их опасности, на основе локации определяется узел трансформатора с дефектом, включая:

- разряды в изоляции – дефекты и связанные с ними электроразрядные явления ЧР во вводах, а также в изоляции активной части трансформаторов;

- разряды между металлическими частями – дефекты в элементах крепления магнитной системы, изоляционные элементы магнитных шунтов, дистанцирующие домкраты, зоны сопряжения днища с колоколом, вызывающие разрядные явления (искрения, дуговые процессы);

- дефекты термического характера, вызывающие изменение температурных полей, фиксируемых по поверхностям баков трансформаторов.

Используемые методы диагностики при варьировании режима работы трансформатора позволяют определить наличие различных видов дефектов.

По результатам анализа видов испытаний, при варьировании режимов работы трансформатора, в зависимости от вида обнаруженных дефектов, по каждому из них определяется техническое состояние в соответствии с таблицами К.1, К.2, К.3, К.4, К.5, К.6, К.7 и приложениями Б и Г.

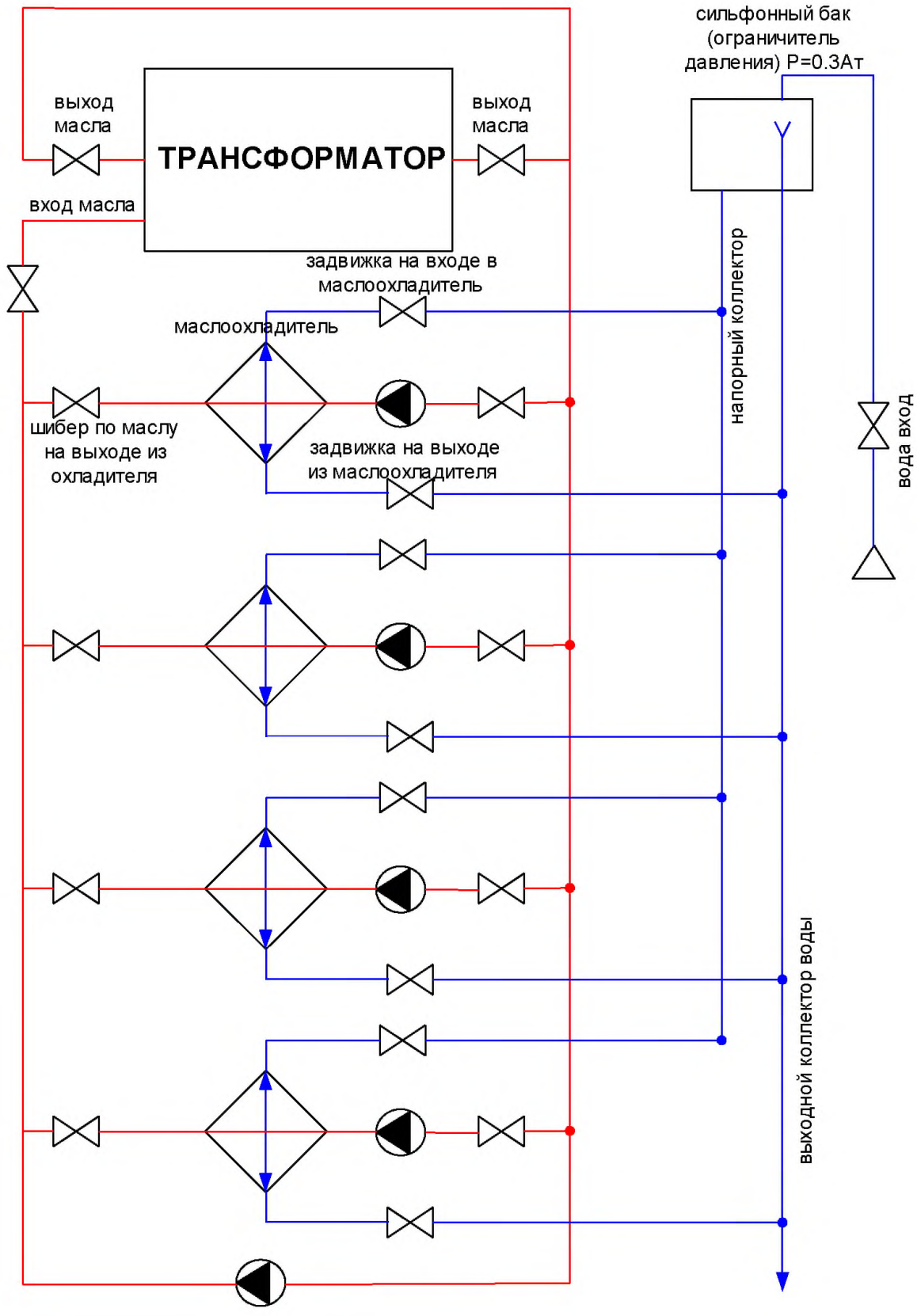


Рисунок К.1 – Схема охлаждения блочного трансформатора

Т а б л и ц а К.6 – Измеряемые характеристики и эффективность обнаружения дефектов с изменением мощности трансформатора

Виды измерений	Виды дефектов						
	ЧР в обмотке и на барьерах	ЧР во вводе и повышенные диэлектрические потери	Разряды в креплениях активной части (шпильки, домкраты, балки)	Искрения в шунтах, в пакете и креплениях магнитопровода	Искрения в контактах РПН	Определение состояния магнитной системы, ее потерь	Определение теплового дефекта (контуры, магнитные шунты, контакты)
Метод - «объемная локация», приложение А, пункт (А.7)	Возможна локация дефекта	Надежная локация дефекта	Возможна локация дефекта	Надежная локация дефекта		Не определяется	
Метод «ТИФ», приложение В, пункт (В.6)	Не определяется	Возможно обнаружение дефекта	Не определяется			Возможна локация дефекта	Надежная локация дефекта
Метод «ГХ-анализ» без контроля влагосодержания	Не определяется	Определяет наличие дефекта					

Т а б л и ц а К.7 – Измеряемые характеристики и эффективность обнаружения дефектов с изменением температуры

Виды измерений	Виды дефектов							
	ЧР в обмотке и на барьерах	ЧР во вводе и повышенные диэлектрические потери	Разряды в креплениях активной части (шпильки, домкраты, балки)	Искрения в шунтах, в пакете и креплениях магнитопровода	Искрения в контактах РПН	Определение состояния магнитной системы, ее потерь	Определение теплового дефекта (контуры, магнитные шунты, контакты)	Увлажнения изоляции трансформатора
Метод - «объемная локация» , приложение А, пункт (А.7)	Изменение температуры влияет на ЧР, по факту их зажигания или погасания. Возможно уточнение вида дефекта и его зоны		Возможны неустойчивые искровые процессы между металлическими частями из-за теплового расширения конструктивных элементов			Не определяется		
Метод «ТИФ», приложение В, пункт (В.6)	Не определяется					Определяет наличие дефекта		Не определяется
Метод анализа трансформаторного масла с определением растворенной и связанной воды	Не определяется							Позволяет провести оценку влагосодержания в обмотке по разности концентраций

Приложение Л
(рекомендуемое)

Типовая техническая программа обследований силовых трансформаторов

Л.1 Общие положения

Определение технического состояния трансформатора и его остаточного ресурса производится на основании результатов комплекса диагностических работ на работающем трансформаторе и при необходимости – на выведенном в ремонт. Обследование строится поэтапно, где объем и необходимость работ по каждому следующему этапу определяется результатами работ предыдущего этапа, что позволяет экономить средства на проведение ремонта.

Л.2 Этапы обследований и содержание работ

Л.2.1 Регулярные обследования трансформатора и определение его ресурса предусматривает:

- проведение обследований в "холодное время года" (зима), в этом случае ЧР в витковой изоляции (ЧР в масляном канале) отсутствуют, остаются только ЭРА в виде "искрений" в креплениях активной части и в РПН.

- проведение обследований в "летнее время", в этом случае фиксируются все дефекты трансформатора.

Л.2.2 Обследование проводится в три этапа.

Первый этап – контрольные обследования, первичная диагностика под рабочим напряжением при этом проводится:

а) анализ эксплуатационной документации;

б) измерение общей разрядной активности трансформатора.

Второй этап – расширенные обследования, проводятся под рабочим напряжением в случае выявления отклонений в техническом состоянии трансформатора по результатам первичной диагностики и включает:

а) контроль характеристик электроразрядных процессов в изоляции активной части трансформатора и их локацию электромагнитным методом, при этом контролируются:

– частичные разряды в главной изоляции;

– частичные разряды в основной изоляции высоковольтных вводов;

– электроразрядные и искровые процессы в изоляционных элементах элементов крепежа и раскрепления активной части;

– электроразрядные процессы (дуговые) в магнитной системе трансформатора.

б) тепловизионное обследование, которое включает:

– анализ состояния активной части по характеру распределения тепловых потоков в трансформаторе и по результатам анализа термографических информационных функций;

– контроль теплового состояния вводов и оценка $tg\delta$ неэлектрическим методом;

– контроль эффективности работы маслоохладителей и состояния маслонасосов и адсорберов.

в) анализ гармоник токов в цепи заземления однофазных трансформаторов;

г) контроль характеристик трансформаторного масла, при этом осуществляется контроль:

– концентрации газов в масле (ГХ-анализ);

– концентрации воды в масле, включая растворенную H_2O и сольватированную H-OH;

– общего газосодержания;

– концентрации антиокислительной присадки в масле;

– концентрации фурановых соединений в масле.

Третий этап – комплексные обследования, в объем данных обследований включаются:

а) обследования в объеме второго этапа;

б) на отключенном трансформаторе в объеме в соответствии с РД 34.45-51.300, а именно:

– измерение сопротивления изоляции обмоток;

– омическое сопротивление обмоток;

– изоляция обмоток трансформатора и вводов;

– tgδ и емкость обмоток трансформатора и вводов;

– определение состояния магнитопровода по Zк;

– измерение потерь Х.Х. и К.З.

По результатам обследования третьего этапа проводится сравнение заводских, пусконаладочных и периодических измерений с измерениями второго и третьего этапов для разработки заключений и рекомендаций по дальнейшей эксплуатации трансформатора.

Л.2.3 Обследования при работе на повышенной мощности проводятся в объеме расширенных обследований с сопоставлением данных в соответствии с приложением К (таблица К.3).

Л.3 Проведение измерений

Диагностика трансформаторов проводится по следующим видам измерений, представленных на рисунке Л.1.

Примечания

1 Результаты диагностических работ по второму этапу имеют более информативный характер при выполнении измерений на рабочем напряжении в двух режимах загрузки трансформатора по мощности:

- от 70% до 100% мощности от номинальной;
- на «холостом ходу».

2 Для определения влагосодержания в бумажном остове и определения зоны частичного разряда (в масляном канале или по поверхности твердой изоляции) целесообразно проведение отбора проб масла и измерение ЧР в двух режимах по температуре масла (определенной заводской инструкцией):

- минимальной;
- максимальной.

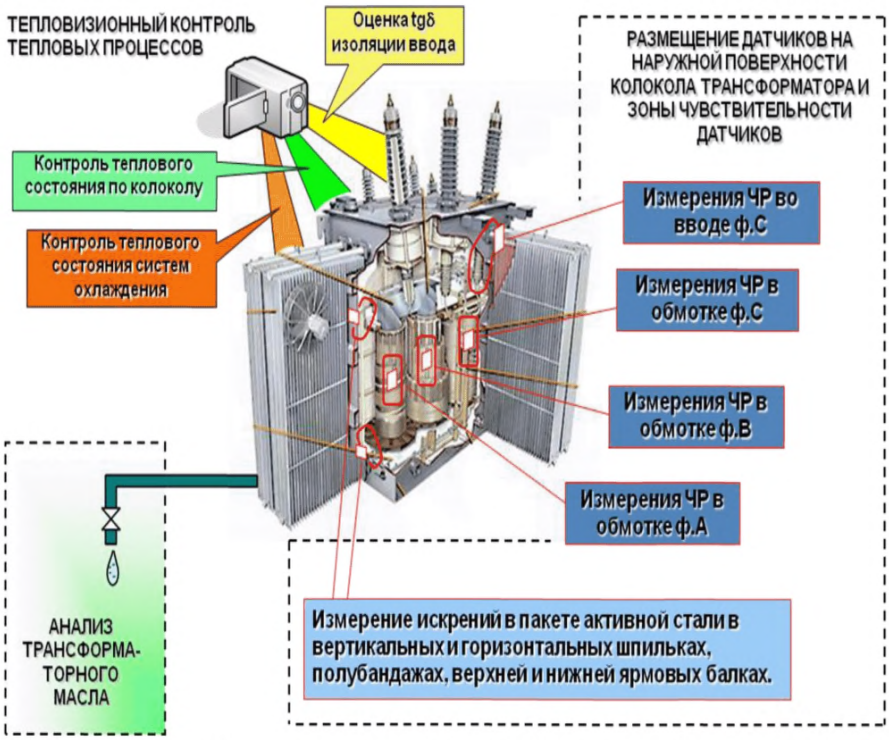


Рисунок Л.1 – Применение различных методов диагностики для определения технического состояния трансформатора

Л.4 Измерения разрядной активности на трансформаторе

Схема измерения разрядной активности и локации их зон дана на рисунке Л.2.

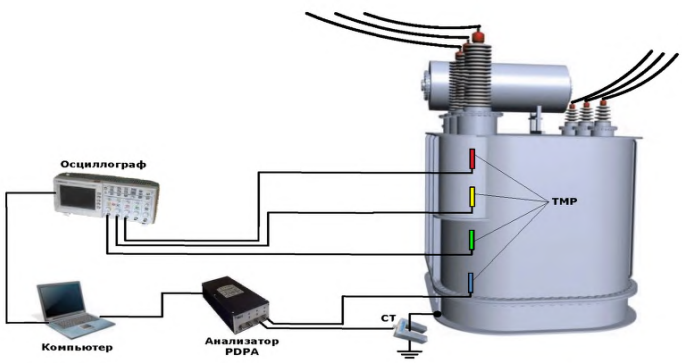
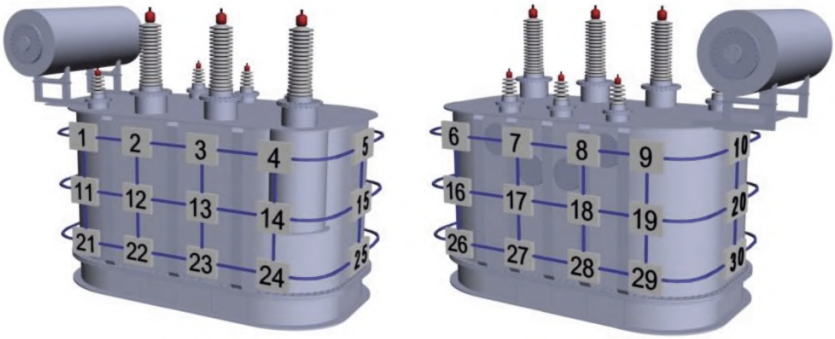


Рисунок Л.2 – Блок-схема измерения разрядной активности и выполнения локации зон с наличием разрядов

Измерения производятся в следующей последовательности:

- измерение разрядной активности по контрольным точкам рисунок Л.3;
- выполняется локация зон разрядов по анализу осциллограмм.



Сторона ВН **Сторона НН**

Рисунок Л.3 – Схема мест установки датчиков на баке трансформатора

Л.5 Анализ информации

После проведения первого этапа обследований по всему парку трансформаторов АС определяются трансформаторы, имеющие дефекты и требующие дополнительных измерений для точного определения места и характера дефектов.

По результатам второго этапа обследований определяется степень опасности дефектов и, в связи с этим – время, объем и место проведения ремонта, включая:

а) время вывода трансформатора в ремонт:

– при отсутствии дефектов – вывод в ремонт согласно графика;

– при наличии дефекта – вывод в ремонт в течение одного года с измерениями разрядной активности трансформатора один раз в три месяца для отслеживания динамики развития дефекта;

– при критическом дефекте – вывод в ремонт в течение трех месяцев при установленном мониторинге;

– при дефекте, связанном с возможностью повреждения трансформатора – немедленный вывод из работы.

б) объем ремонта определяется в зависимости от вида дефекта, то есть предоставляется карта ремонта с указанием места повреждения и рекомендациями по его устранению;

в) место проведения вероятного ремонта определяется совместно с АС.

Измерения в объеме третьего этапа проводятся по вновь вводимым трансформаторам, вышедшим из ремонта со сливом масла и поднятием колокола, а так же после замены вводов.

Л.6 Документы, предоставляемые по результатам обследования

По результатам выполнения работ на АС направляется технический отчет, включающий заключение и протоколы в соответствии с приложениями Б, Г, Д, Е, Ж, И, К настоящих МУ:

- заключение (1/0х/год-объект) о техническом состоянии и ресурсе (где х – номер визита на обследуемый объект.);

- протокол (2/0х/год-объект) анализа эксплуатационной документации и проф.испытаний;

- протокол (3/0х/год-объект) измерений и локации ЭРА;

- протокол (4/0х/год-объект) тепловизионного контроля;

- ротокол (5/0х/год-объект) результатов ГХ-анализа растворимых в масле газов;

- протокол (6/0х/год-объект) вибрационного контроля по баку трансформатора;

- протокол (7/0х/год-объект) анализа спектра токов в цепи заземления.

Л.7 Заключение о техническом состоянии

Форма заключения приведена в таблице Л.1.

Т а б л и ц а Л.1 – Образец заключения о техническом состоянии

Узлы и агрегаты трансформатора				Измерения на рабочем напряжении								Данные по профилактическим испытаниям, выполняемым на станции					Состояние узлов	Итоговое состояние	Примечания
				Разрядная активность	Масло					Тепловизионный контроль	Вибрация	R изоляции	tgδ изоляции	tgδ масла	R=	Zk			
					ГХ	Мутность	Фурановые	H_2O	Ионол										
Активная часть	Обмотки	ВН	A	Н	Н		Н	Н	Н	Н		Н	Н	Н	Н	Н			
			B	Н								Н	Н		Н				
			C									Н	Н		Н				
		СН	A	Н								Н	Н		Н				
			B	Н								Н	Н		Н				
			C	Н								Н	Н		Н				
		НН	A	Н								Н	Н		Н				
			B	Н								Н	Н		Н				
			C									Н	Н		Н				
	Главная изоляция			Н								Н	Н		Н				
	Магнитопровод			Н								Н	Н		Н				
	Крепления активной части			Н								Н	Н		Н				
Вводы		ВН	A	Н	Н					Н		Н	Н	Н				Н	
			B	Н	Н					Н		Н	Н	Н				Н	
			C	Н	Н					Н		Н	Н	Н				Н	
		СН	A	Н	Н					Н		Н	Н	Н				Н	
			B	Н	Н					Н		Н	Н	Н				Н	
			C	Н	Н					Н		Н	Н	Н				Н	
РПН (ПБВ)				Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	
Система охлаждения		насосы								Н							Н		
		радиаторы																	
		маслопроводы								Н							Н		
		маслоохладители								Н							Н		
		адсорберы								Н							Н		

Условные обозначения:

Рабочее – Норма с отклонениями.

Рабочее – Норма со значительными отклонениями.

- Норма.

- Ухудшенное.

- Предаварийное.

В сопроводительных документах отразить паспортные данные:

- тип трансформатора _____;
- диспетчерский номер_____;
- фазу_____;
- заводской номер_____;
- техническое состояние трансформатора и его узлов;
- условия дальнейшей эксплуатации и рекомендации;
- назначаемый срок надежной эксплуатации.

Приложение М
(рекомендуемое)

Типовая техническая программа по обследованию шунтирующих реакторов

М.1 Общие положения

Определение технического состояния шунтирующих реакторов производится на основании результатов комплекса диагностических работ на работающем ШР и при необходимости – на выведенном в ремонт. Обследование строится поэтапно, где объем и необходимость работ по каждому следующему этапу определяется результатами работ предыдущего этапа, что позволяет экономить средства на проведение ремонта.

М.2 Виды обследований

В данной программе применяются подходы, обеспечивающие приемлемую надежность диагноза реакторов при минимальных затратах на их выполнение за счет следующих видов диагностики:

- контрольного – измерения на рабочем напряжении в контрольных точках и режимах (100% охват всего парка оборудования);

- расширенного – с увеличением числа измеряемых характеристик по используемым видам диагностики на рабочем напряжении;

- комплексного – включающего измерения на рабочем напряжении и на отключенном ШР.

М.3 Этапы обследований и содержание работ

М.3.1 Регулярные обследования.

Обследования проводится по следующим этапам:

М.3.1.1 Первый этап – контрольные обследования, проводится первичная диагностика под рабочим напряжением, а именно:

– анализ эксплуатационной документации;

– измерение общей разрядной активности ШР.

М.3.1.2 Второй этап – расширенные обследования, проводятся под рабочим напряжением в случае выявления отклонений в техническом состоянии ШР по результатам первичной диагностики и включает:

а) контроль характеристик электроразрядных процессов в изоляции активной части ШР и их локацию электромагнитным методом, при этом контролируются:

– частичные разряды в главной изоляции;

– частичные разряды в основной изоляции высоковольтных вводов;

– электроразрядные и искровые процессы в изоляционных элементах, элементах крепежа и раскрепления активной части;

– электроразрядные процессы (дуговые) в магнитной системе ШР.

б) тепловизионное обследование, которое включает:

– анализ состояния активной части по характеру распределения тепловых потоков в ШР и по результатам анализа термографических информационных функций;

– контроль эффективности работы маслоохладителей и состояния маслонасосов и адсорберов.

в) анализ гармоник токов в цепи заземления ШР;

г) контроль характеристик трансформаторного масла, при этом осуществляется контроль:

– концентрации газов в масле (ГХ-анализ);

– концентрации воды в масле, включая растворенную H_2O и сольватированную H-OH;

– общего газосодержания;

– концентрации антиокислительной присадки в масле;

– концентрации фурановых соединений в масле.

М.3.1.3 Третий этап – комплексные обследования, в объем данных обследований включаются:

- обследования в объеме второго этапа;
- на отключенном ШР в объеме в соответствии с РД 34.45-51.300.

М.4 Методы диагностики

Определение технического состояния ШР и их систем производится на основании результатов нескольких основных независимых видов диагностики:

– контроля уровня электроразрядной активности и локации зон ЭРА при вариации температуры;

– тепловизионного контроля;

– контроля параметров трансформаторного масла;

– вибро-диагностики;

– анализа эксплуатационной документации и профиспытаний;

– анализа спектра токов в цепи заземления бака ШР.

При этом выполняются обследования активной части ШР (магнитопровод, обмотка), высоковольтный ввод и системы охлаждения.

М.4.1 Контроль уровня элекроразрядной активности

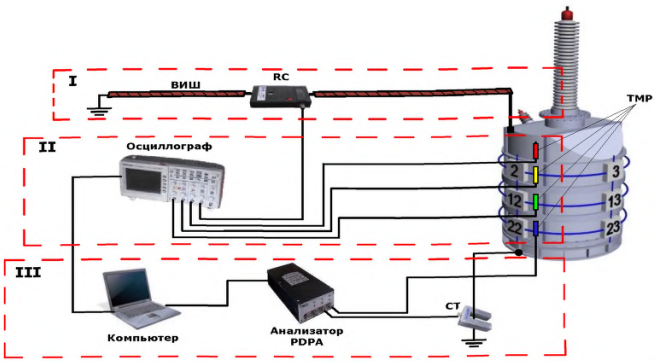
Электроразрядная активность является индикатором числа и степени развитости дефекта в электрической изоляции. Характеристики разрядных явлений, главным образом, динамика (их цикличность, зависимость от температуры окружающей среды) при анализе всего потока импульсов на рабочем напряжении за длительный период времени (от шести до десяти месяцев) позволяет оценивать техническое состояние изоляции.

М.4.1.1 Проведение измерений

В соответствии с принципиальной схемой измерений, представленной на рисунке М.1, производится контроль:

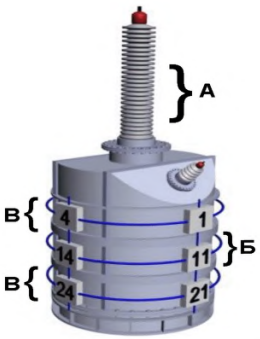
– разрядной активности по контрольным точкам (рисунок М.2) по распределениям n(Q);

– выполняется локация зон разрядов и определение формы разрядного явления по анализу осциллограмм в соответствии с приложением Б.



I – Измерение ЧР активности в вводах; **II** – Локация дефектов по баку; **III** – Измерения n(Q); датчиком СТ контролируются токи в цепи заземления

Рисунок М.1 – Применение измерительного комплекса ДКЧР для контроля разрядной активности (PDPA+TMP2) и локации (осциллограф + TMP5 + ВИШ)



Точка 1 – около нулевого вывода в верхней части

Рисунок М.2 – Расположение точек установки датчиков для измерений электроразрядной активности с бака шунтирующего реактора

М.4.1.2 Размещение датчиков на колоколе реактора при проведении объемной локации представлены на рисунке М.2. Следует выделить наиболее характерные области:

- электроразрядные явления в изоляции ввода (зона А);

- электроразрядные явления в изоляции обмоток (зона Б);

- искрения в элементах крепления магнитопровода (зона В).

С учетом указанных обстоятельств контроль разрядной активности проводят по 12 зонам бака шунтирующего реактора рисунок М.2.

М.4.1.3 Критерии оценки

Оценка технического состояния производится в соответствии с таблицей М.1.

Т а б л и ц а М.1 – Оценка технического состояния по характеристикам сигналов от электроразрядной активности

Техническое состояние	Предполагаемая зона дефекта			
	Изоляция ввода (фиксация импульсов от ЧР с использованием ВИШ)	Изоляция отводов и высоковольтной части обмотки по наличию ЧР (измерения ТМР)	Искрения в активной части (датчик ТМР)	
			Токонесущая система	Магнитопровод и система экранов
Рабочее - Норма	Менее 200мВ	Менее 100 мВ	При амплитуде меньше 50мВ n менее 40имп/пер.	При амплитуде меньше 50мВ n менее 60имп/пер.
Рабочее – Норма с отклонениями	от 0,2В до 0,5В	от 0,1В до 0,3В	При амплитуде меньше 100мВ n менее 80имп/пер.	При амплитуде меньше 100мВ n менее 120имп/пер.
Рабочее – Норма со значительными отклонениями	от 0,5В до 2В	от 0,3В до 1В	При амплитуде меньше 200мВ n менее 100имп/пер.	При амплитуде меньше 200мВ n менее 200имп/пер.
Ухудшенное	Более 2В	Более 1В	При амплитуде более 200мВ n более 100имп/пер.	При амплитуде более 200мВ n более 200имп/пер.

М.4.2 Методы и средства тепловизионного контроля шунтирующих реакторов и их вводов. Данный раздел относится к измерению температурных полей поверхностей баков шунтирующих реакторов и их вводов. Измерения выполняются на рабочем напряжении в условиях эксплуатации.

М.4.2.1 Основные положения тепловизионного контроля

Оценка теплового состояния ШР и контактов токоведущих частей проводится путем сравнения измеренных значений температуры между фазами ШР, а также с заведомо исправными участками, в зависимости от условий работы, и может осуществляться:

- по нормированным температурам нагрева (превышениям температуры);
- по избыточной температуре;
- по динамике изменения температуры во времени.

Значительный объем практических измерений, выполненный на электрооборудовании при различных погодных условиях, показывает, что в плане повышения обнаружительной способности при выявлении дефектных ШР необходимо соблюдение целого ряда условий. Последнее связано с уровнем тепловыделений в конструкции и низким температурным контрастом обусловленным, как предельной чувствительностью тепловизоров и их временной нестабильностью, так и влиянием оптических свойств поверхности и воздействием окружающей среды.

М.4.2.2 Оценка технического состояния

Оценка технического состояния проводится в соответствии с таблицей М.2.

Т а б л и ц а М.2 – Оценка технического состояния ШР по тепловизионному контролю

Техническое состояние	Избыточная температура во вводах	Бак	
		Локальный перегрев, избыточная температура	Коэффициент дефектности, $K_{дис}$
Рабочее - Норма	менее 0,5°С	менее 3°С	менее 1,2
Рабочее – Норма с отклонениями	от 0,5°С до 1,2°С	от 3°С до 5°С	от 1,2 до 1,4
Рабочее – Норма со значительными отклонениями	более 1,2°С	более 5°С	более 1,4

М.4.3 Контроль характеристик трансформаторного масла шунтирующих реакторов Анализы проб масла из баков реакторов следует проводить в соответствии с требованиями по:

- РД 34.04-46.303;

- РД 153-34.046.302;

- Д 34.45-51.300.

М.4.3.1 Оценка технического состояния.

В таблице М.3 дана упрощенная оценка технического состояния маслонаполненного электрооборудования по контролю проб масла по газохроматографии и влагосодержанию, более полная оценка дана в РД 153-34.0-46.302.

Т а б л и ц а М.3 – Оценка технического состояния по результатам ГХ-анализа с учетом относительной концентрации

Техническое состояние	Для бака, относительная концентрация			
	По H_2	По C_2H_2	По C_2H_6, CH_4, C_2H_4	CO_2/CO
Рабочее - Норма	Менее 0,3	Менее 0,3	Менее 0,4	–
Рабочее – Норма с отклонениями	от 0,3 до 0,7	от 0,3 до 0,7	от 0,4 до 0,7	–
Рабочее – Норма со значительными отклонениями	от 0,7 до 1	от 0,7 до 1	от 0,7 до 1	Более 13
Ухудшенное	Более 1	Более 1	Более 1	Менее 5

По каждому анализу проводятся также определения признаков дефекта по соотношению растворенных в масле газов, на основе построения графиков в соответствии с РД 153-34.0-46.302, для выявления:

- наличия ЧР;

- дуговых явлений;

- слабых термических дефектов;

- сильных термических дефектов.

М.4.4 Виброконтроль шунтирующих реакторов

Рекомендуется использовать виброконтроль для оценки снижения усилий прессовки обмоток и магнитопровода активной части ШР, и изменения вибрационных характеристик элементов системы охлаждения.

Виброконтроль следует проводить в соответствии с РД ЭО 0410 в части измерения вибрации трансформатора.

М.4.4.1 Измерение вибрационных характеристик производят на поверхности бака вдоль периметра по его высоте по точкам, указанным на рисунке М.2. Точки измерений выбирают с использованием следующих принципов:

- точки должны располагаться между ребрами жесткости;

- расстояние между точками не должно превышать 1м.

Для каждой точки определяется спектр виброскоростей (по FFT преобразованию).

М.4.4.2 Оценка технического состояния проводится путем сопоставления спектрального состава виброскорости в одинаковых точках баков разных фаз в соответствии с таблицей М.4.

Т а б л и ц а М.4 – Оценка технического состояния ШР по контролю вибрации по виброскорости с анализом спектра (измеряется в дБ)

Техническое состояние	Разность уровня вибрации бака в сравнении с эталонным		
	На частоте 100Гц	На частоте 150Гц	На частоте 200Гц
Рабочее - Норма	Менее 4	Менее 5	Менее 6
Рабочее – Норма с отклонениями	от 4 до 8	от 5 до 10	от 6 до 10
Рабочее – Норма со значительными отклонениями	Более 8	Более 10	Более 10

М.4.5 Анализ спектров токов в цепи заземления шунтирующих реакторов рекомендуется использовать для оценки состояния прессовки обмотки и сердечника. При появлении вибрации активной части изменятся величины импеданса между током в цепи заземления и напряжения на ШР.

М.4.5.1 Измерение тока в цепи заземления бака проводится низкочастотным датчиком СТ с контролем осциллограммы в соответствии с приложением Б рисунок.Б.1. Для определения спектрального состава тока приводится его FFT-преобразование. Одновременно (через емкости "эталона" – конденсатора связи ТН или ТТ) фиксируется FFT тока в цепи заземления, где установлен ШР (в случае необходимости, измеряется ток в нулевом выводе ШР во вторичных цепях). Определяется коэффициент корреляции (k) в диапазоне частот от 45Гц до 500Гц.

М.4.5.2 Критерии оценки технического состояния

Оценка технического состояния проводится в соответствии с таблицей М.5 по величине коэффициента корреляции между током в цепи заземления испытуемого объекта и током в цепи заземления "эталонного" объекта.

Т а б л и ц а М.5 – Оценка технического состояния ШР.

Техническое состояние	Коэффициент корреляции (k)
Рабочее - Норма	более 0,85
Рабочее – Норма с отклонениями	от 0,85 до 0,6
Рабочее – Норма со значительными отклонениями	менее 0,6

М.5 Анализ информации

После проведения первого этапа обследований по всему парку шунтирующих реакторов АС определяются ШР, имеющие дефекты и требующие дополнительных измерений для точного определения места и характера дефектов.

По результатам второго этапа обследований определяется степень опасности дефектов и, в связи с этим – время, объем и место проведения ремонта, включая:

а) время вывода ШР в ремонт:

– при отсутствии дефектов – вывод в ремонт согласно графика;

– при наличии дефекта – вывод в ремонт в течение одного года с измерениями разрядной активности ШР один раз в три месяца для отслеживания динамики развития дефекта;

– при критическом дефекте – вывод в ремонт в течение трех месяцев при установленном мониторинге;

– при дефекте, связанном с возможностью повреждения ШР – немедленный вывод из работы.

б) объем ремонта определяется в зависимости от вида дефекта, то есть предоставляется карта ремонта с указанием места повреждения и рекомендациями по его устранению;

в) место проведения вероятного ремонта определяется совместно с АС.

Измерения в объеме третьего этапа проводятся по вновь вводимым ШР вышедшим из ремонта со сливом масла и поднятием колокола, а так же после замены вводов.

М.6 Документы, предоставляемые по результатам обследования

По результатам выполнения обследования ШР на АС направляется Технический отчет, включающий Заключение и Протоколы в соответствии с приложениями Б, В, Г, Д, Е, Ж, И, настоящих МУ, а именно:

- заключение (1/0х/год-объект) о техническом состоянии и ресурсе. (где х – номер визита на обследуемый объект);

- протокол (2/0х/год-объект) анализа эксплуатационной документации и проф.испытаний;

- протокол (3/0х/год-объект) измерений и локации ЭРА;

- протокол (4/0х/год-объект) тепловизионного контроля

- протокол (5/0х/год-объект) результатов ГХ-анализа растворимых в масле газов;

- протокол (6/0х/год-объект) вибрационного контроля по баку ШР;

- протокол (7/0х/год-объект) анализа спектра токов в цепи заземления.

Приложение Н
(рекомендуемое)

Техническая программа обследования силовых кабельных линий класса напряжения от 110кВ до 500кВ

Н.1 Общие положения

Н.1.1 По настоящей программе предполагается выполнение диагностики, главным образом под рабочим напряжением, по освидетельствованию технического состояния и определению ресурса силовых кабельных линий класса напряжения от 110кВ до 500кВ с использованием:

- термографии;
- газохроматографии, растворенных в масле газов;
- измерений характеристик частичных разрядов;
- тангенса угла диэлектрических потерь в изоляции.

Н.1.2 При необходимости часть обследования производится на выведенном в ремонт оборудовании.

Н.1.3 Диагностика выполняется персоналом участка высоковольтных испытаний и измерений АС, при необходимости, с привлечением специалистов специализированных диагностических предприятий.

Определение технического состояния кабельных линий ,как с вводами в начале и в конце КЛ, так и с встроенными кабельными вводами в силовой трансформатор, производится на основании результатов комплекса диагностических работ на работающем кабеле и при необходимости – на выведенном в ремонт.

Диагностика выполняется поэтапно, объем и необходимость работ по каждому следующему этапу определяется результатами работ предыдущего этапа, что позволяет значительно экономить время и средства на проведение диагностики и ремонта.

Объектами диагностики могут быть:

– КЛ напряжением от 220кВ до 500кВ высокого давления (с бумажно-масляной изоляцией);

– КЛ напряжением от 110кВ до 220кВ среднего давления (с бумажно-масляной изоляцией);

– КЛ напряжением от 110кВ и более с изоляцией из сшитого полиэтилена (по указанному типу изоляции имеется небольшой опыт эксплуатации и практически отсутствуют методы диагностики и критерии отбраковки).

Н.2 Этапы обследований и содержание работ

Обследование кабельной линии и определение её ресурса предусматривает несколько этапов работ.

Н.2.1 Первый этап – диагностика под рабочим напряжением в объеме контрольного обследования, включает:

– анализ эксплуатационной документации ;

- анализ масла, выполненный персоналом АС в соответствии РД 34.45-51.300 и заводской документации;

– измерения характеристик электроразрядных процессов с двух сторон кабельной линии в районах концевых кабельных муфт.

Н.2.2 Второй этап – в случае выявления отклонений в техническом состоянии КЛ по результатам работ первого этапа, проводится расширенное обследование, включающее:

– локацию зоны ЧР с определением электрической длины по измерениям прямого и отраженного импульса от ЧР;

– тепловизионное обследование концевых и соединительных кабельных муфт, и трассы кабельной линии при наличии доступа;

– топографические измерения разрядной активности вдоль трассы кабельной линии.

Н.2.3 Третий этап – в случае, если по результатам работ первого и второго этапов выявлены значительные отклонения в техническом состоянии КЛ и

требуется вывод в ремонт, проводится комплексное обследование, включающее в себя:

– отбор проб масла для проведения ГХ – анализа;

– проведение рефлектометрических измерений.

Н.3 Обследование на рабочем напряжении в объеме контрольного

Н.3.1 Состав и объемы контрольных обследований:

- проведение анализа эксплуатационной документации в части измерений, выполненных АС по кабельным линиям, имеющим отклонения от требований РД 34.45-51.300 и заводской документации с целью выявления признаков дефектов в предшествующий период эксплуатации.

- измерения характеристик ЧР в контрольных точках и контрольных режимах в зависимости от конструкции КЛ.

Н.3.2 Анализ эксплуатационной документации

Анализ статистики отказов по кабельным линиям показывает, что основными причинами повреждений являются:

– наличие локальных дефектов в кабельных муфтах напряжением от 110кВ до 500кВ, связанных с газовыми включениями в конденсаторной изоляции;

– механические повреждения изоляции, связанные с монтажом или эксплуатацией (для сшитого полиэтилена самым важным является отсутствие увлажнения полиэтилена из-за повреждения наружной полихлорвиниловой оболочки);

– недостаточная пропитка бумаго-масляной изоляции или недостаточная дегазация масла при вводе в работу после монтажа или ремонта для кабельной линии с бумаго-масляной изоляцией;

– ослабление контактных соединений, как следствие повышенный нагрев и температурная деструкция изоляции.

Основное внимание при анализе эксплуатационной документации следует уделять:

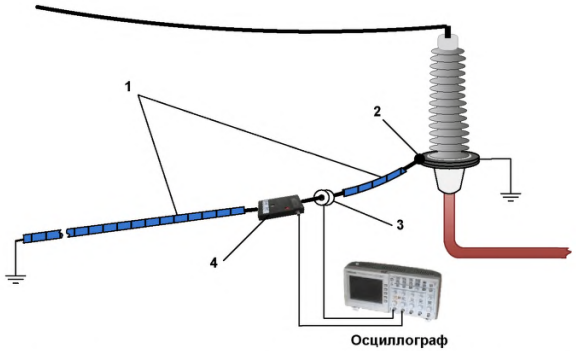
- сроку эксплуатации;

- условиям прокладки (тоннель, грунт и т.д.), перепадам по высоте, длине участков кабельной линии и количеству муфт;

- анализу масла на влагосодержание и ГХ-анализ из кабельной линии, концевых, стопорных и соединительных муфт.

Н.3.3 Измерения характеристик ЧР

Для кабельных линий напряжением от 110кВ до 500кВ измерения проводятся с двух сторон на концевых муфтах. Для измерения используются датчики типа RC-2 со специальным высокочастотным шунтом (ВИШ) и датчиком типа СТ (высокочастотный трансформатор тока), по схеме приведенной на рисунке Н.1, так же измерения можно провести с помощью датчиков типа TMP-D по схеме, приведенной на рисунке Н.2.

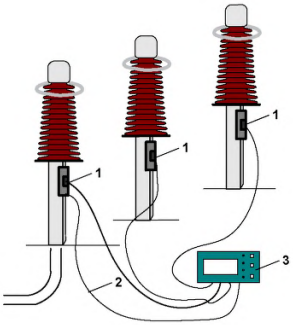


1 – специальный шунт (ВИШ); 2 – контактное соединение; 3 – датчик типа СТ-45; 4 – датчик типа RC-2

Рисунок Н.1 – Блок-схема измерений характеристик ЧР на концевых муфтах для кабеля напряжением от 110кВ до 500кВ

Данный вид измерений может показать наличие или отсутствие разрядов в кабельной линии и примерно определить расстояние до места ЭРА при относительно короткой длине кабельной линии (до 100 метров) по схеме, указанной

на рисунке Н.3. Характерная осциллограмма от ЧР в кабельной линии приведена на рисунке Н.4.



1 – двухканальный датчик TMP-D и датчик TMP-2; 2 – кабель РК; 3 – осциллограф; 4 – кабельная линия 110кВ-500кВ; 5 – ввод трансформатора; 6 – силовой трансформатор

Рисунок Н.2 – Схема измерения ЭРА в кабельной линии с концевых муфт с обеих сторон с помощью датчиков типа TMP

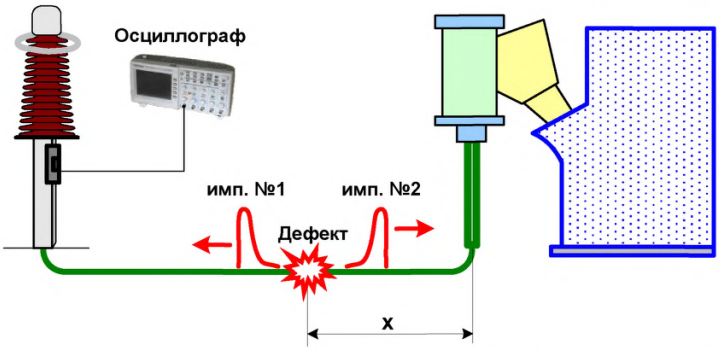


Рисунок Н.3 – Определение координаты дефекта в кабельной линии при осциллографировании со стороны РУ

При осциллографировании определяется временной интервал «τ» между приходом «импульса .№1» и «импульса.№2» рисунок Н.3.

Расстояние до зоны дефекта (физическая длинна) оценивается по формуле

$$X = v \cdot \tau , \qquad (Н.1)$$

где v – скорость электромагнитной волны в КЛ;

$v=1,6\cdot10^{8}$ м/сек;

τ – временной интервал между приходом импульса. №1 и импульса. №2.

При этом длина отсчитывается от противоположного конца кабельной линии относительно проводимых измерений.

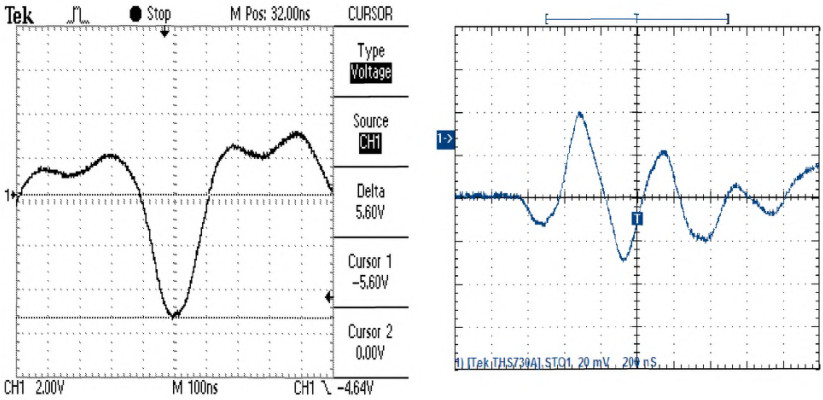


Рисунок Н.4 – Характерные осциллограммы от ЧР в кабельной линии

Н.3.4 Принятие решения о техническом состоянии по результатам контрольных обследований. Оценка технического состояния изоляции кабельной линии проводится в соответствии с таблицей Н.1.

Т а б л и ц а Н.1 – Оценка технического состояние изоляции кабельных линий по результатам контроля разрядных явлений

Классификация в соответствии с РД 34.45-51.300	Классификация технического состояния	Степень развития дефекта в соответствии с ГОСТ 20911	Величины максимальных амплитуд частичных разрядов, Кл	
			В бумажно-масляной изоляции	В полиэтиленовой изоляции
	Ухудшенное	Критический дефект	Более 5000пКл	Более 500пКл
Исправное состояние	Рабочее - Норма со значительными отклонениями	Значительный дефект	от 1000пКл до 5000 пКл	от 100пКл до 500пКл
	Рабочее - Норма с отклонениями	Малозначительный дефект	от 500пКл до 1000пКл	от 50пКл до 100пКл
	РАБОЧЕЕ - НОРМА	Отсутствие явных дефектов	Менее 500пКл	Менее 50пКл

Н.3.5 Рекомендации по результатам обследований.

Н.3.5.1 Дальнейшая эксплуатация выполняется без увеличения объема обследований в случаях, если по результатам контроля разрядной активности и анализа эксплуатационной документации оборудование не имеет отклонений. Периодичность обследований определяется графиком.

Н.3.5.2 Если хотя бы по одному методу контроля зафиксирован дефект, классифицируемый как отклонение от нормы, то выполняются дополнительные измерения в соответствии с этапом номер два.

Н.3.6 Документирование результатов контрольных обследований

По результатам обследований составляется протокол, в котором отражается техническое состояние КЛ, рекомендации по дальнейшей эксплуатации и срок надежной эксплуатации.

Н.4 Расширенное обследование на рабочем напряжении

Н.4.1 Состав и объем расширенных обследований:

1) контроль разрядной активности, включающий:

а) распределение интенсивности ЧР;

б) проведения топографических измерений вдоль КЛ для:

- локализации зон с наличием разрядных явлений;

- определение формы разрядных явлений

2) тепловизионный контроль;

3) Топографическая локация

На КЛ, рекомендованных к расширенным обследованиям, проводится анализ термограмм для зон с наличием аномалий и нормальными участками.

Для локализации зон ЭРА применяются электрические методы топографической локации, при этом в данной точке трассы КЛ фиксируются амплитуды импульсов и число импульсов от ЧР на период промышленной частоты 50Гц вдоль трассы кабельной линии. Данный метод позволяет локализовать зону ЧР, оценить величину кажущегося разряда ЧР и определить форму разряда.

TMP-D, TMP-2 или TMP-Y) используются в осциллографических измерениях.

Схема локации места дефекта по изменению уровня амплитуды ЧР вдоль кабельной линии приведена на рисунке Н.5.

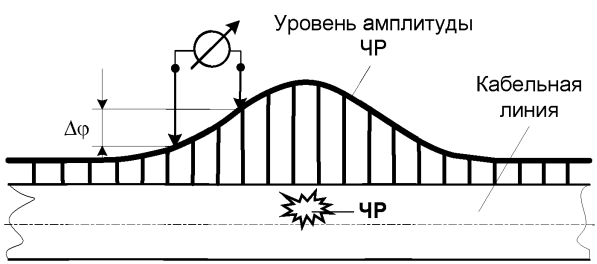


Рисунок Н.5 – Диаграмма распределения уровней амплитуды ЧР вдоль трассы кабельной линии

В зависимости от величины сигнала от источника ЭРА, типа изоляции кабеля и определенного места дефекта, определяется степень опасности дефекта для нормальной эксплуатации оборудования.

Н.4.2 Тепловизионный контроль

Тепловизионный контроль кабельных линий уложенных в грунте сводится к контролю доступных участков концевых, стопорных и соединительных муфт и маслоподпитывающих устройств. Тепловизионное измерение диссипационных потерь на участках линии позволяет выявить участки с локальными зонами нагрева, т.е. с повышенными значениями tgδ. Фрагмент измерений показан на рисунке Н.6.

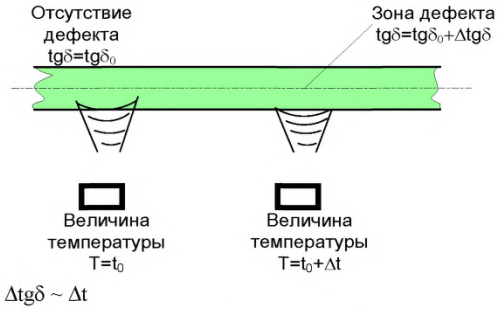


Рисунок Н.6 – Тепловизионное измерение диссипационных потерь на участках линии

Для повышения достоверности тепловизионных измерений участки поверхностей трубопровода покрываются однородным покровом с известной излучательной способностью. Указанный метод с хорошей точностью определяет локальную величину tgδ для участка КЛ величиной 1 м. При практических измерениях точность контроля величины tgδ участка КЛ, составляет ±0,02%. Таким образом, применение данного метода позволяет выделить участки КЛ с повышенными значениями tgδ.

По анализу термограмм имеется возможность определения локального tgδ на данном участке КЛ, то есть определить наиболее развитый дефект кабельной изоляции, имеющий диссипационные явления.

Определение таких зон позволяет установить в этих местах точки отбора проб масла на ГХ-анализ и контролировать процесс развития дефекта еще одним методом (с помощью ГХ-анализа масла).

Н.4.3 Анализ результатов расширенных обследований и оценка технического состояния

Н.4.3.1 Принятие решения по результатам контроля разрядной активности проводится после расширенного обследования в соответствии с таблицей Н.1.

Н.4.3.2 Принятие решения по результатам тепловизионного контроля

Для КЛ, по которым рекомендовано расширенное обследование, выполняется обработка термограмм с определением:

- наличия зон повышенных диссипационных явлений;

- наличия аномалий.

Результаты расширенного обследовании КЛ представлены на рисунке Н.7.

Н.4.4 Рекомендации по результатам расширенного обследования

Н.4.4.1 Эксплуатация без вывода КЛ из работы.

Эксплуатация выполняется без увеличения объема обследований в случаях, если дополнительные методы диагностики не подтверждают наличие дефекта.

Н.4.4.2 Диагностика на выведенной в ремонт КЛ проводится, если при обследовании различными методами дефект классифицируется как значительный.

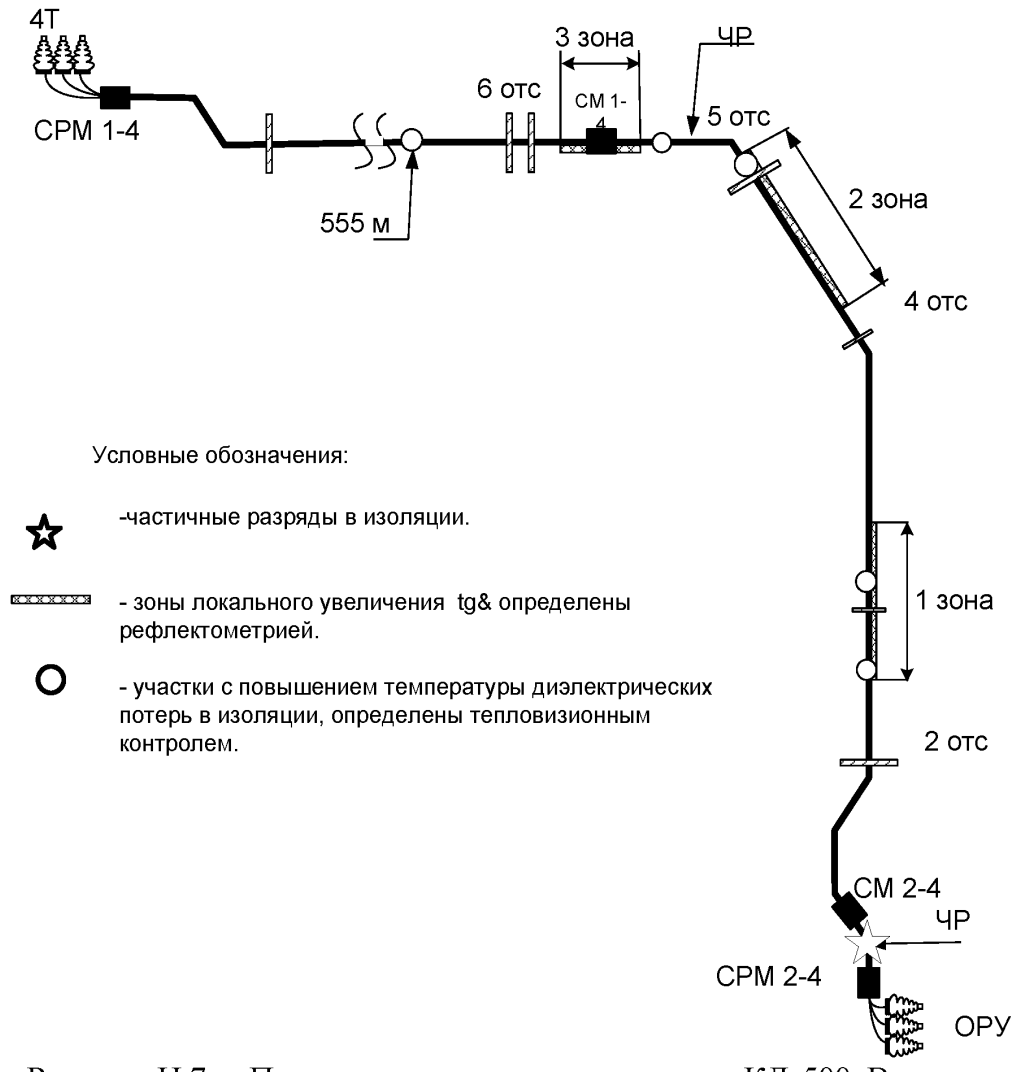


Рисунок Н.7 – Пример результатов диагностики КЛ 500кВ – трасса кабельной линии с указанием результатов диагностики

Н.5 Измерения на выведенной в ремонт кабельной линии

Н.5.1 Объем обследований

На выведенной в ремонт КЛ производится:

- отбор проб масла на ГХ – анализ;
- рефлектометрия.

Н.5.2 Проведение ГХ-анализа масла

Рекомендуется использовать ГХ-анализ, как метод контроля состояния изоляции, дополняющий результаты измерений ЧР, термограмм, физико-химических и электрических характеристик масла. При этом: если обнаружено ухудшение одного из основных электрических, термографических и физико-химических параметров, и при этом динамика изменения концентраций основных диагностических газов положительная, то состояние изоляции может быть оценено как Ухудшенное. Определение производится для всех элементов маслонаполненных кабельных линий на напряжение от 110кВ до 500кВ и для концевых муфт (вводов в трансформаторы и РУ). Пробы масел марок С-220, 5-РА, МН-3 и МН-4 и изоляционной жидкости марки ПМС должны удовлетворять требованиям норм указанных в таблицах Н.2 и Н.3.

Т а б л и ц а Н.2 – Нормы на показатели изоляционных характеристик масел марок С-220, МН-3 и МН-4 и изоляционной жидкости марки ПМС

Показатель качества масла	Для вновь вводимой линии			В эксплуатации		
	С-220,5РА	МН-3, МН-4	ПМС	С-220,5РА	МН-3, МН-4	ПМС
Пробивное напряжение в стандартном сосуде, кВ, не менее	45	45	35	42,5	42,5	35
Степень дегазации (растворенный газ), процент, не более	0,5	1,0		0,5	1,0	
Растворенный в масле водород, процент по объему	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

Испытание проб масла и изоляционной жидкости производят при вводе в эксплуатацию, через один год, затем через три года и в последующем один раз в шесть лет. Кроме того, если значения электрической прочности и степени дегазации масла МН-4 соответствуют нормам, а значения tgδ, измеренные по методике ГОСТ 6581, превышают указанные в таблице Н.2.

Допускается для МНКЛ низкого давления производить отбор проб масла из коллектора, а при неудовлетворительных результатах из баков давления.

Т а б л и ц а Н.3 – Тангенс угла диэлектрических потерь масла и изоляционной жидкости (при 100°С), процент не более

Срок работы кабельных линий	Класс напряжений	
	от 110 до 220 кВ	от 330 до 500 кВ
При вводе в работу	0,5/0,8*	0,5/-
В эксплуатации в течение первых 10 лет	2,0	2,0
В эксплуатации от 10 до 20 лет	3,0	-
В эксплуатации свыше 20 лет	5,0	-
* В числителе указано значение для масел марок С-220 и 5-РА, в знаменателе – для МН-3, МН-4 и ПМС.		

Н.5.3 Проведение рефлектометрии

Рефлектометрия проводится на ответственных КЛ, это измерение требует согласованной работы оперативного персонала (диспетчера) и диагностирующей организации по включению и выключению кабельной линии во время измерений. Блок схема проведения рефлектрометрии представлена на рисунке Н.8.

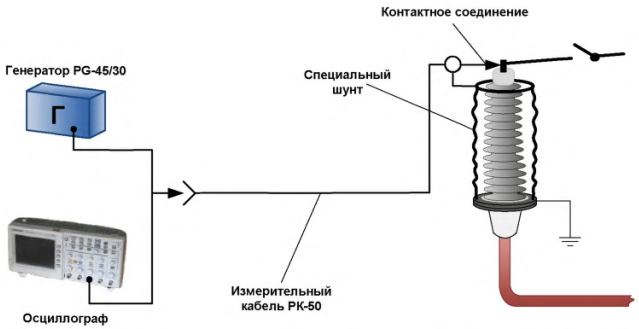


Рисунок Н.8 – Блок-схема проведения рефлектометрии для определения электрических координат неоднородностей в КЛ (муфт, дефектов теплового характера и т.д.)

С помощью специального шунта в кабельную линию вводится сигнал от генератора и в течение пятнадцати минут после отключения КЛ производится серия измерений (~ около 1000) рефлектометром (типа Textronix 520). Фиксируются рефлектограммы отраженных импульсов от неоднородностей в кабельной линии и их изменение сразу после снятия напряжения с кабельной линии. По изменению неоднородностей во времени определяются дефекты в изоляции.

Отраженные сигналы от муфт постоянны и практически не изменяются во времени, а дефекты в изоляции имеют затухающий характер.

Н.5.4 Анализ результатов обследований и оценка технического состояния

Анализ результатов полученных по трем этапам диагностики КЛ (в соответствии с настоящими МУ) позволяет оценить техническое состояние и выдать итоговое заключение по дальнейшей эксплуатации, которое может заключаться в следующем:

– эксплуатация без ограничений;

– эксплуатация с периодическим контролем;

– мониторинг с использованием нескольких методов диагностики;

– проведение профилактических мероприятий (дегазация, вакуумирование и т.д.).

Вариант формы представления результатов диагностики с указанием совпадения зон дефектов, определенных различными методами, представлен на рисунке Н.7.

Н.7 Оформление результатов выполненных работ

Результаты измерений заносятся в протоколы.

По результатам измерений выдается Заключение, в котором определяются возможные дефекты, степень их опасности.

На основании заключения выдаются рекомендации по условиям дальнейшей эксплуатации, проведению корректирующих и ремонтных мероприятий.

Библиография

[1] IEEE-Std 1434-2000 Trial Use Guide to the Measurement of Partial Discharges in Rotating Machinery

[2] IEC 60270 (2000) Методы испытаний высоким напряжением. Измерения частичных разрядов

Лист согласования

МУ «Диагностика силовых трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов»

Заместитель директора по производству и эксплуатации АЭС – директор Департамента инженерной поддержки ОАО "Концерн Энергоатом"	_____ подпись	Н.Н. Давиденко
Заместитель директора Департамента инженерной поддержки ОАО "Концерн Энергоатом"	_____ подпись	С.А. Немытов
Главный технолог Департамента инженерной поддержки ОАО "Концерн Энергоатом"	_____ подпись	В.Г. Самовичев
Нормоконтролер	_____ подпись	

Лист визирования

МУ «Диагностика силовых трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов»

Генеральный директор ООО "ДИАКС"	_____	д.т.н. Ю.П. Аксенов
Главный инженер	_____	И.В. Ярошенко
Нормоконтролер	_____	С.А. Лошакова

Приложение 4 к указанию
ОАО «Концерн Энергоатом»
от «__» ____ 2009 №__

Открытое акционерное общество
«Концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях»

(ОАО «Концерн Энергоатом»)

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель Генерального директора –
директор по производству и эксплуатации
АЭС ОАО «Концерн Энергоатом»
_____Ю.В. Конышев

«17» 09. 2009г.

ДИАГНОСТИКА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ, АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ, ШУНТИРУЮЩИХ РЕАКТОРОВ И ИХ ВВОДОВ

Методические указания

1.3.3.99.0038-2009

Лист согласования

МУ «Диагностика силовых трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов»

Заместитель директора по производству и эксплуатации АЭС – директор Департамента инженерной поддержки ОАО "Концерн Энергоатом"	подпись	Н.Н. Давиденко
Заместитель директора Департамента инженерной поддержки ОАО "Концерн Энергоатом"	подпись	С.А. Немытов
Главный технолог Департамента инженерной поддержки ОАО "Концерн Энергоатом"	подпись	В.Г. Самовичев
Нормоконтролер	подпись	