


Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
Амурский государственный университет  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический  
Кафедра Энергетики  
Направление подготовки 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) образовательной программы  
Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


  
Н.В. Савина  
«07» 06 2018 г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

на тему: Диагностика состояния электроэнергетического оборудования

Исполнитель

студент группы 6420м

  
02.06.18  
подпись, дата

А.Н. Николаев

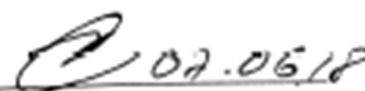
Руководитель

доцент, канд. техн. наук

  
подпись, дата

А.Н. Козлов

Руководитель научного  
содержания программы  
магистратуры  
профессор, д.т.н.

  
07.06.18  
подпись, дата

Н.В. Савина


Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

  
подпись, дата

А.Н. Козлов

Рецензент

  
подпись, дата

С.В. Лашков

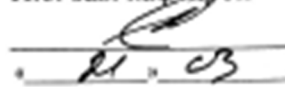
Благовещенск 2018

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина  
« 21 » 03 2018г

ЗАДАНИЕ

К магистерской диссертации студента Николаев Антона Николаевича  
Тема магистерской диссертации Динамика процессов электроэнергетического обслуживания

(утверждено приказом от 29.10.2018 № 2651-пз)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 02.06.2018
3. Исходные данные к магистерской диссертации: исходные данные были взяты в фирме эксплуатационной практики № 1110, Фирма Энерго Инвест ДЭС
4. Содержание магистерской диссертации (перечень подлежащих разработке вопросов):  
Анализ работы центра динамической трансформатора 35 кВ, линия ДЭС 1 УЛ.
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1 лист: Динамика процесса 35 кВ, линия ДЭС 1 УЛ. 2 листа: Структурная и логическая диаграмма 35 кВ, линия ДЭС 1 УЛ
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов)

7. Дата выдачи задания 01.03.2018

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов Александр Николаевич,  
кандидат технических наук, доцент

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 01.03.2018

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 109 стр., 37 рисунков, 31 таблиц.

ТЕПЛОВОЙ МЕТОД КОНТРОЛЯ, ДИАГНОСТИКА,  
ТРАНСФОРМАТОР, ДЕФЕКТЫ, УЛЬТРАЗВУКОВАЯ ДЕФЕКТОСКОПИЯ  
ВИБРОДИАГНОСТИКА, АКУСТИЧЕСКАЯ ДИАГНОСТИКА, МАСЛО, ХАРГ

Данная магистерская диссертация является заключительным этапом в изучении дисциплин, положенных в основу курса обучения по специальности «Электроэнергетические системы и сети»

В магистерской диссертации были описаны различные методы диагностики и произведены работы по обследованию трансформатора 5Т типа ТРДНС-32000/35-72У1 установленного на территории электростанции «Зейской ГЭС» филиала ПАО «РусГидро» При проведении проверки методами диагностики, выявлены появляющиеся дефекты и предприняты необходимые мероприятия по повышению эксплуатационной надежности трансформатора.

## СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	7
Введение	8
1 Основные понятия и положения технической диагностики	11
2 Дефекты электрооборудования	16
3 Тепловые методы контроля	18
3.1 Основные приборы для обследования оборудования ТМК	19
4 Диагностика маслonaполненного оборудования	25
4.1 Основное оборудования для анализа состава масла	31
5 Вибродиагностика	35
6 Акустические методы контроля	45
6.1 Основные типы оборудования для ультразвуковой дефектоскопии	47
7 Обследованию трансформатора 5т типа ТРДНС-32000/35-72У1	49
7.1 Паспортные данные трансформатора и условия эксплуатации	49
7.1.1 Паспортные данные трансформатора	49
7.1.2 Анализ повреждаемости и наиболее характерных дефектов трансформаторов типа ТРДНС-32000/35	52
7.1.3 Анализ режимов работы и особенности эксплуатации обследуемого трансформатора	54
7.1.4 Объем и периодичность эксплуатационных проверок, испытаний и ремонтов	55
7.2 Оценка технического состояния систем трансформатора	56
7.2.1 Результаты внешнего осмотра	56
7.2.2. Результаты хроматографического анализа газов, растворенных в масле из бака трансформатора	62
7.2.3 Состояние изоляции активной части	63
7.2.3.1 Изоляционные характеристики обмоток трансформатора	63
7.2.3.2 Влагосодержание твердой изоляции трансформатора	66
7.2.3.3 Деструкция твердой изоляции трансформатора	67

7.2.4	Оценка состояния масла из бака трансформатора	68
7.2.5.	Оценка состояния активной части	68
7.2.5.1	Состояние обмоток трансформатора	69
7.2.5.2	Состояние магнитопровода трансформатора	73
7.2.5.3	Вибрационное обследование трансформатора	75
7.2.6.	Оценка состояния вводов	80
7.2.7	Оценка состояния переключателя РПН	81
7.2.7.1	Токоведущая цепь переключателя РПН	81
7.2.7.2	Состояние трансформаторного масла из контактора РПН	81
7.2.8	Внешние контактные подсоединения вводов обмоток	82
7.2.9.	Анализ результатов локации частичных и других электрических разрядов	83
7.2.9.1	Акустическое обследование бака трансформатора	83
6.2.9.2	Измерение частичных разрядов (ЧР) путем сканирования высокочастотного электромагнитного излучения	88
7.2.10	Система охлаждения масла	92
7.2.11	Система защиты и очистки масла	96
7.2.12	Бак трансформатора	97
7.3	Заключение по результатам обследования	97
7.3.1	Активная часть	97
7.3.2	Твердая изоляция активной части трансформатора	98
7.3.3	Масло в баке трансформатора	98
7.3.4	Переключатель РПН	99
7.3.5	Высоковольтные вводы 35 и 6 кВ	99
7.3.6	Система охлаждения	99
7.3.7	Система защиты и очистки масла	100
7.3.8	Контактные соединения отводов обмоток, вводов трансформатора	100
7.3.9	Бак трансформатора	101

7.3.10 Контрольно-измерительная аппаратура	101
Заключение	102
Библиографический список	105
Приложение 1	110
Приложение 2	114
Приложение 3	128
Приложение 4	134

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ОД – объект диагностирования;

ТД – техническая диагностика

НК – неразрушающий контроль

ТМК – тепловой метод контроля

ЛЭП – линия электропередач

РД – руководящий документ

РУ – распределительное устройство

ТТ – трансформатор тока

ТН – трансформатор напряжения

ЗТЗ – запорожский трансформаторный завод

ХАРГ – хроматографический анализ газов

ЧР – частичный разряд

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы исследования.** В настоящее время экономическое ситуация в энергетике России заставляет увеличивать сроки эксплуатации оборудования. Около 60% действующего оборудования отработало свой эксплуатационный срок, и требует замены. На сегодняшний день, 40% оборудования имеет средний возраст от 18 лет, и требуют проведение капитального ремонта.

Для продления срока жизни оборудования, а также, его дальнейшего эксплуатирования необходимо точное и своевременное диагностирование, то есть определение технического состояния. Решение данной проблемы связано с внедрением различных методов диагностики оборудования, а также его постоянным мониторингом. Различные мероприятия дают возможность выявить неисправность в работе электрооборудования, дать оценку состояния исследуемого объекта.

Надежность системы и оборудования во многом зависит от конструктивных особенностей и качества изготовления. В ходе длительной эксплуатации и внешних воздействий происходит процесс старения материалов, снижается надежность системы, поэтому необходимы профилактический контроль, восстановление элементов и узлов и проверка работоспособности.

Для реализации современных методов диагностики требуется интеллектуальное дорогостоящее оборудование и высококвалифицированные специалисты. Но получаемые результаты – раннее обнаружение развивающихся дефектов и принятие соответствующих мер, не доводящих ситуацию до аварийной – предотвращают возможный ущерб или, по крайней мере, заметно его минимизируют, что в итоге окупает затраты на диагностику.

**Цель исследования** – диагностика состояния электротехнического оборудования условиях ограниченной информации, и как следствие, повышение надежности и оценка остаточного ресурса системы



Задачи, рассматриваемые в диссертации:

- обзор литературы по диагностике;
- поиск места отказа или неисправности;
- распознавание состояния технической системы в условиях ограниченной информации;
- прогнозирование технического состояния оборудования;
- обработка данных, измерений;
- разработка рекомендаций для работы с диагностируемым оборудованием.

**Объект исследования** – трансформатора 5Т типа ТРДНС-32000/35-72У1 (зав. № 120905), изготовленного в августе 1983 года на Запорожском трансформаторном заводе («ЗТЗ») и установленного на территории электростанции п. Светлый в декабре 1983 года

**Предмет исследования** – качество и надежность бесперебойность электроснабжения электроэнергетического оборудования ПАО «РусГидро» - «Зейская ГЭС» УК

**Научная гипотеза.** Повышение надежности бесперебойной работы электрооборудования является своевременное распознавание назревающей проблемы в условиях ограниченной информативности. Это позволяет повысить надежность работы электрической системы в целом и оценить остаточный ресурс оборудования. В ходе длительной эксплуатации и внешних воздействий происходит процесс старения материалов, снижается надежность системы, поэтому необходимы профилактический контроль, восстановление элементов и узлов и проверка работоспособности.

**Научная новизна результатов, полученных в диссертационной работе, заключается в следующем:**

Обоснована эффективность применения диагностического обследования, новых приборов для контроля за состоянием электрооборудования для надежного состояния электрооборудования.

**Практическая значимость и реализация результатов исследования:**

В результате обработки и анализа полученных результатов дано заключение о состоянии трансформатора, его отдельных систем и узлов. Разработаны рекомендации по дальнейшей эксплуатации обследуемого трансформатора, а также по необходимым техническим мероприятиям для повышения его эксплуатационной надежности.

Основные положения, выносимые на защиту:

- анализ режимов работы обследуемого трансформатора, результатов его ремонтов, а также эксплуатационных измерений, испытаний и проверок;
- внешний осмотр;
- отбор проб масла для проведения газохроматографического и физико-химического анализа масла из бака и РПН;
- расчет влагосодержания твердой изоляции;
- вибрационное обследование бака;
- измерение уровня частичных разрядов в изоляции активной части;
- акустическое обследование с целью локации источников электрических разрядов;
- тепловизионное обследование бака трансформатора, оборудования системы охлаждения и регенерации масла, а также другого оборудования;
- электрические испытания.

Протоколы измерений, анализов и обследований специализированными методами представлены в Приложениях 1-5-7 к настоящему отчёту.

Все измерения, анализы, а также оценка состояния трансформатора выполнены в соответствии с рекомендациями, действующих руководящих документов и методических указаний [1-13], и опытом проведения подобных работ, накопленного ООО НТЦ «ЭДС» и другими специализированными организациями [16-17].

# 1 ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ПОЛОЖЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ

Техническое диагностирование – процесс установления технического состояния оборудования. Под такой проверкой подразумевается определение степени исправности технического устройства, за счет сравнения полученных данных с параметрами, установленными в технической документации.

Согласно ГОСТ 20911–89, техническая диагностика определяется как «область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния объектов». Объект, состояние которого определяется, называется объектом диагностирования, а процесс исследования ОД — диагностированием. Основная цель технической диагностики является в первую очередь определение состояния технической системы в условиях ограниченной информации, и как следствие, повышение надежности и оценка остаточного ресурса оборудования. Различные технические системы имеют разную структуру и назначение, нельзя ко всем системам применять один и тот же вид технической диагностики.[10]

Алгоритмы распознавания в технической диагностике частично основываются на диагностических моделях, устанавливающих связь между состояниями технической системы и их отображениями в пространстве диагностических сигналов. Важной частью проблемы распознавания являются правила принятия решений.

Вид технической диагностики определяется следующими условиями:

- 1) назначением объекта (сфера использования, условия эксплуатации и т. д.);
- 2) экономической целесообразностью;
- 3) сложностью объекта (сложностью конструкции, количеством контролируемых параметров и т. д.);

4) степенью опасности появления аварийной ситуации и последующем отказе оборудования.

При выборе диагностических параметров преимущество отдается тем, которые удовлетворяют требованиям достоверности и полноте информации о техническом состоянии системы в данных условиях эксплуатации. На практике обычно используют не одно, а несколько диагностических параметров одновременно. Диагностическими параметрами могут быть параметры рабочих процессов (мощность, напряжение, ток и др.), сопутствующих процессов (шум, вибрация температура, и др.) и геометрические величины (люфт, зазор, биение и др.). [33]

В свою очередь диагностические параметры должны обладать следующими свойствами:

- 1) чувствительностью;
- 2) шириной изменения;
- 3) однозначностью;
- 4) стабильностью;
- 5) информативностью;
- 6) доступностью и удобством измерения.

Чувствительность диагностического параметра — это отношение его приращения к соответствующему изменению структурного параметра. Чем больше значение этой величины, тем чувствительнее диагностический параметр к изменению структурного параметра.

Однозначность диагностического параметра определяется монотонно возрастающей или убывающей зависимостью его от структурного параметра в диапазоне от начального до предельного изменения структурного параметра, т. е. каждому значению функционального параметра соответствует одно-единственное значение диагностического параметра, а, в свою очередь, каждому значению диагностического параметра соответствует одно-единственное значение функционального параметра.[25]

Стабильность определяется дисперсией его значения при многократных измерениях в неизменных условиях при одном и том же значении структурного параметра.

Широта изменения — диапазон изменения диагностического параметра, соответствующий заданной величине изменения функционального параметра; таким образом, чем больше диапазон изменения диагностического параметра, тем выше его информативность.

Информативность — определяется удельным весом определенных им отказов диагностированного объекта.

Доступность и удобство измерения диагностического параметра на прямую зависят от конструкции объекта диагностирования и диагностического средства (прибора).[22]

Диагностические параметры подразделяются на три типа:

1. Параметры информационного вида, представляющие объектную характеристику;
2. Параметры, представляющие текущую техническую характеристику элементов объекта;
3. Параметры, представляющие собой производные нескольких параметров.

К диагностическим параметрам, представляющим собой производные нескольких параметров, относятся, прежде всего, такие как:

1. Максимальная температура наиболее нагретой точки трансформатора при любой нагрузке;
2. Динамические характеристики или их производные.

В основном выбор диагностических параметров зависит от определенного оборудования и метода диагностирования, используемого для этого оборудования.[23]

Современную диагностику электрооборудования (по назначению) условно можно разделить на три основных направления:

1. Параметрическая диагностика;

2. Диагностика неисправностей;
3. Превентивная диагностика.

Параметрическая диагностика — это контроль нормируемых параметров оборудования, обнаружение и определение их опасных изменений.

Используется она для защиты и управления оборудованием, а диагностическая информация содержится в отклонении величин этих параметров от номинальных значений.

Диагностика неисправностей — это вида и величины дефекта после появления неисправности. Такая диагностика является частью работ по обслуживанию или ремонту оборудования и выполняется по результатам контроля его параметров.

Превентивная диагностика — это обнаружение всех возможных опасных дефектов на их начальной стадии развития, наблюдение за их развитием и составление прогнозов состояния оборудования. [18]

Современные системы диагностирования включают в себя все три направления технической диагностики, чтобы сформировать наиболее полную и достоверную оценку состояния оборудования.

Таким образом, к результатам диагностики можно отнести:

1. Определение состояния диагностируемого оборудования (оценка состояния оборудования);
2. Выявление вида дефекта, его масштабы, место расположения, причин появления, что служит основой для принятия решения о последующей эксплуатации оборудования (выводе в ремонт, дополнительном обследовании, продолжении эксплуатации и т. п.) или о полной замене оборудования;
3. Прогноз о сроках последующей эксплуатации — оценка остаточного ресурса работы электрооборудования. [19]

Следовательно, можно сделать вывод, что для предупреждения образования дефектов или выявления на ранних стадиях и поддержания эксплуатационной надежности оборудования необходимо применять контроль оборудования в виде системы диагностики.

По общей классификации, все методы диагностирования электрооборудования можно разделить на две группы, также называемые методами контроля: методы неразрушающего и разрушающего контроля.

Неразрушающий контроль – это контроль параметров и свойств объекта, при котором по завершению обследования не нарушается пригодность объекта к эксплуатации. Такие методы имеют ряд преимуществ. Они не требуют выведения объекта из работы, являются основными при проведении диагностики состояния оборудования и элементов конструкций, требующих особой надежности.

Применяются следующие методы неразрушающего контроля:

- ультразвуковая дефектоскопия;
- цветная и магнитнопорошковая дефектоскопия;
- акустическая эмиссия;
- измерение твердости металла;
- визуальный и измерительный контроль;
- ультразвуковая толщинометрия;
- вибродиагностика.

Разрушающий контроль – это контроль параметров и свойств объекта, при котором по завершению обследования возможно нарушение пригодности объекта к эксплуатации. Данный метод позволяет контролировать качество материалов, конструкций и их элементов, определять предел прочности и надежности. Преимущество разрушающего контроля состоит в том, что он позволяет получать количественные характеристики материалов.[17]

## 2 ДЕФЕКТЫ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Оценка технического состояния электрооборудования является важнейшим элементом всех основных аспектов эксплуатации электростанций и подстанций. Одной из ее основных задач является выявление факта исправности или неисправности оборудования.

Принято считать исправным оборудование, состояние которого соответствует всем установленным нормативными документами требованиям, в противном случае — неисправным.

Переход изделия из исправного состояния в неисправное происходит вследствие дефектов. Слово дефект употребляется для обозначения каждого отдельного несоответствия оборудования.[11]

Дефекты в оборудовании могут возникать в разные моменты его жизненного цикла: при изготовлении, монтаже, настройке, эксплуатации, испытаниях, ремонте — и иметь различные последствия.

Обычно выделяют четыре основные категории или степени развития дефекта:

1. Нормальное состояние оборудования (дефекты отсутствуют);
2. Дефект в начальной стадии развития (наличие такого дефекта не оказывает явного влияния на работу оборудования);
3. Сильно развитый дефект (наличие такого дефекта ограничивает возможность эксплуатации оборудования или сокращает его жизненный срок);
4. Дефект в аварийной стадии развития (наличие такого дефекта делает эксплуатацию оборудования невозможной или недопустимой).

Как следствие выявления таких дефектов, в зависимости от степени их развития, принимаются следующие возможные решения (мероприятия) по их устранению:

1. Заменить оборудование или его части;
2. Выполнить ремонт оборудования или его части (после этого провести обследование для оценки качества выполненного ремонта);



3. Оставить в эксплуатации, но уменьшить время между периодическими обследованиями (учащенный контроль);

4. Провести другие дополнительные испытания.

При выявлении дефектов и принятии решений по дальнейшей эксплуатации электротехнического оборудования не стоит забывать и о вопросе достоверности и точности полученной информации о состоянии оборудования.

Любой метод НК не обеспечивает полной достоверности оценки состояния объекта. Результаты измерений включают в себя ошибки, поэтому всегда существует вероятность получения ложного результата контроля.

Стоит заметить, что при любом виде НК можно выделить ряд факторов, влияющих на результаты измерений или анализ полученных данных.[26]

Условно можно разделить эти факторы на три основные группы:

1. Окружающая среда;

К данной группе можно отнести такие факторы, как метеоусловия (температура воздуха, влажность, облачность, сила ветра и т. д.), время суток.

2. Человеческий фактор;

Под человеческим фактором понимают квалификацию персонала, профессиональное знание оборудования и грамотное проведение непосредственно самого контроля.

3. Технический аспект.

Данный аспект подразумевает под собой информационную базу о диагностируемом оборудовании (материал, паспортные данные, год выпуска, состояние поверхности и т. д.).[45]

### 3 ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ

Тепловой метод контроля это один из видов неразрушающего контроля, основанный на фиксации и преобразовании инфракрасного излучения в видимый спектр. Главным условием применения диагностики с помощью тепловых МНК является наличие в диагностируемом объекте тепловых потоков.

Температура — самое универсальное отражение состояния любого оборудования. При практически любом, отличном от нормального режиме работы оборудования изменение температуры является самым первым показателем, указывающим на неисправное состояние. Температурные реакции при разных режимах работы в силу своей универсальности возникают на всех этапах эксплуатации электротехнического оборудования .

Инфракрасная диагностика является наиболее перспективным и эффективным направлением развития в диагностике электрооборудования.

Она обладает рядом достоинств и преимуществ по сравнению с традиционными методами испытаний, а именно:

1. безопасность рабочего персонала при проведении измерений;
2. не требуется отключение электрооборудования;
3. не требуется подготовки рабочего места;
4. большой объём выполняемых работ за единицу времени;
5. возможность определение дефектов на ранней стадии развития;
6. диагностика всех типов подстанционного электрооборудования;
7. малые трудозатраты на производство измерений;
8. достоверность и точность получаемых сведений.

Применение ТМК основано на том, что наличие большинства видов дефектов оборудования вызывает изменение температуры дефектных элементов и, тем самым, изменение интенсивности инфракрасного излучения, которое может быть зарегистрировано тепловизионными приборами.

ТМК для диагностики электротехнического оборудования на электрических станциях и подстанциях может использоваться для следующих видов оборудования:

- 1) генераторов (лобовых частей и активной стали);
- 2) изоляторов;
- 3) измерительных трансформаторов: ТТ и ТН;
- 4) разрядников и ОПН;
- 5) ошиновки РУ;
- 6) коммутационного оборудования: силовых выключателей, разъединителей;
- 7) контактных соединений;
- 8) силовых трансформаторов и их высоковольтных вводов;
- 9) ЛЭП и их конструктивных элементов (например, опоры ЛЭП) и т. д.

ТМК для высоковольтного оборудования как один из современных методов исследования и контроля был введен в «Объем и нормы испытаний электрооборудования РД 34.45–51.300–97» в 1998 году, хотя во многих энергосистемах применялся намного раньше.[9]

### **3.1 Основные приборы для обследования оборудования ТМК**

Для проведения обследования электрооборудования ТМК используется тепловизионный измерительный прибор (тепловизор). Согласно ГОСТ Р 8.619–2006,

Тепловизор это устройство для наблюдения за распределением температуры в реальном времени исследуемой поверхности. Распределение температуры отображается на дисплее в виде цветной картины, где разным цветом отображается определенная степень растределения теплоты. Наука об Изучении тепловых изображений называется термографией.

Тепловизоры бывают различных модификаций, но принцип работы и конструкции у них примерно одинаковы. Ниже, на рисунке 1 представлен внешний вид различных тепловизоров.



Рисунок 1 – Внешний вид тепловизора

Тепловизор — устройство для наблюдения за распределением температуры исследуемой поверхности. В настоящее время эти приборы используют в медицине, военных целях, металлургии, машиностроении, контроле утечки энергоресурсов.

Все тела, температура которых отлична от абсолютного нуля излучают электромагнитное излучение, за счет внутренней энергии тела. Диапазон тепловизионной аппаратуры охватывает следующие области волн: 8-14 мкм – область дальнего инфракрасного излучения и 3-5,5 мкм – среднего инфракрасного излучения. Именно этот диапазон используется для инфракрасного излучения, в основном для наблюдения объектов с температурой от  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $500\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

В энергетике используют измерительные тепловизоры, их преимущество в том, что они не только могут перевести инфракрасный спектр в видимый, но и на расстоянии измерить температуру исследуемого объекта.

Конструкция включает в себя электронно-оптическую систему для измерения потока излучения и вычисления температуры поверхности обследуемых конструкций. Приемник излучения сигнала используется для превращения инфракрасного излучения в полезную информацию.

Приемник сигнала обычно изготавливают из полупроводниковых материалов, в зависимости от воздействия теплового излучения меняется проводимость и тем самым изменяется сигнал на выходе приемника. После обработки сигнала на дисплее появляется тепловое изображение.

С помощью тепловизора можно увидеть утечки тепла, выявить дефекты на ранних стадиях, проводить профилактические мероприятия, повышать энергоэффективность и устойчивость работы оборудования. Данный метод обследования считается одним из наиболее эффективных для предотвращения выхода из строя оборудования. Такая диагностика позволяет найти слабое звено и вывести его в ремонт, тем самым сокращая затраты на эксплуатацию и повышая надежность работы оборудования и качество электроснабжения.

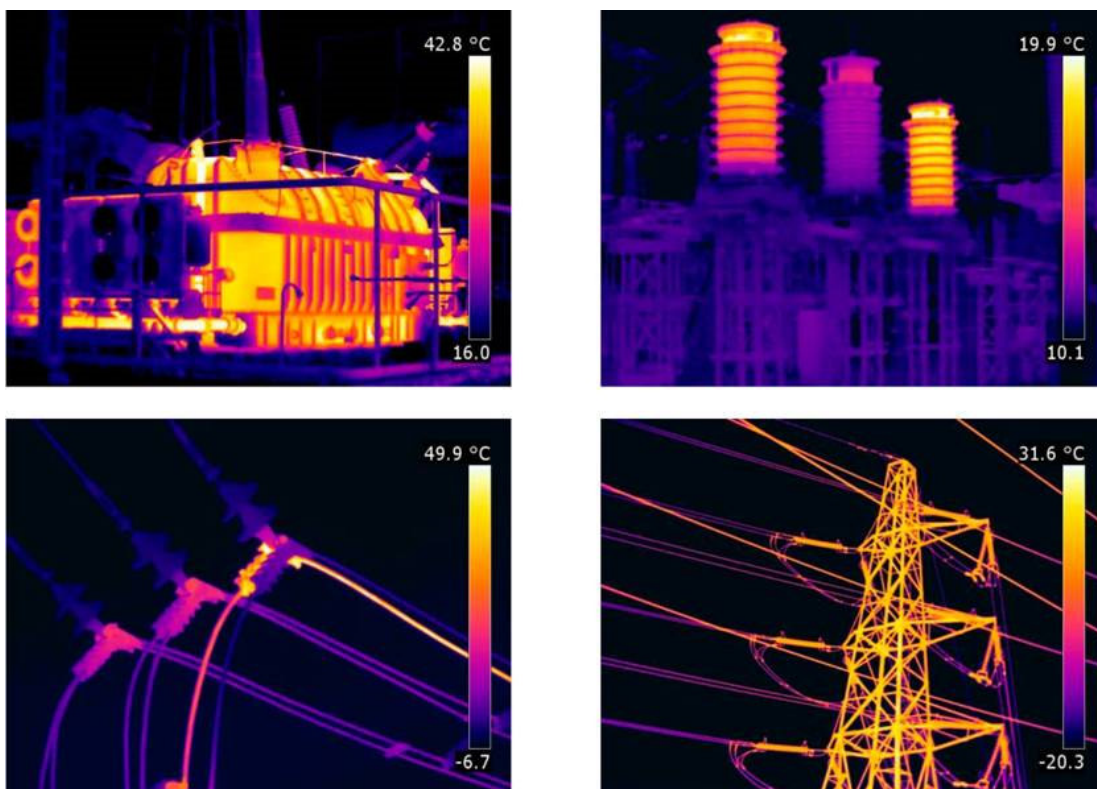


Рисунок 2 – ИК-диагностика

Энергоаудит стал неотъемлемой частью обследования предприятий и организаций которые связаны с затратами на топливо, энергию, энергоносители. Целью является выделение источников нерациональных потерь энергии и повышения их энергоэффективности, проведение комплексной программы энергосбережения. Один из главных инструментов, в которых стали тепловизионные обследования.

Тепловизор должен обладать высоким быстродействием - чем выше этот показатель, тем быстрее проводятся обследования и ниже будут затраты. Обладать высоким разрешением для рассмотрения мелких деталей находясь на

отдаленных расстояниях от объекта. Иметь широкий диапазон чувствительности к максимальной и минимальной температуре, тем больше можно провести исследовательских работ.

Стоит добавить, что тепловизор стоит не малых денег и чем больше в нем функций, тем дороже он обойдется. Тепловизоры используемые для энергоаудита, должны иметь сертификат проверки установленные «Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии». Для более точной оценки нужно применять другие приборы или методы. Тепловизор помогает выявить проблемные зоны, но при незначительных отклонениях в оборудовании обследование может не дать никаких результатов. К сожалению, можно получать информацию о температуре объекта только с поверхности тела. Использование прибора экономически выгоден на предприятиях, уделяющих должное внимание энергосбережению, а срок окупаемости прибора напрямую зависит от того сколько дефектов они смогут выявить.[9]

Также для бесконтактного измерения температуры используют пирометры, основной принцип основывается на измерении мощности теплового излучения преимущественно в инфракрасном диапазоне



Рисунок 3 – Внешний вид пирометра

Принципиальное отличие от тепловизоров заключается в том, что пирометры измеряют температуру в конкретной точке (до 1 см), а тепловизоры анализируют весь объект, показывая всю разность и колебания температур в любой его точке. При анализе результатов ИК-диагностики необходимо учитывать конструкции диагностируемого оборудования, способы, условия и продолжительность эксплуатации, технологию изготовления и ряд других факторов.

Виды дефектов оборудования на подстанциях, выявляемых с помощью ИК-диагностики:

Таблица 1 — Дефекты оборудования на подстанциях

Оборудование электростанций	Выявляемые неисправности
1	2
Генераторы	Межлистовая изоляция статора генератора; проверка элементов системы возбуждения; контроля при испытаниях железа статоров генераторов; поиск дефектов пайки в лобовых частях обмоток; нарушение работы систем охлаждения статоров.
Коммутационная аппаратура	Перегрев контактов рабочих токоведущих шин и дугогасительных камер; состояние внутри баковой изоляции; дефекты вводов; трещины на стержневых изоляторах.
Трансформаторы	Возникновение магнитных полей рассеивания в трансформаторе за счет нарушения изоляции отдельных элементов магнитопровода; проверки эффективности работы систем охлаждения трансформаторов; изменение внутренней циркуляции масла в баке трансформатора в результате шламообразования; нагревы внутренних контактных соединений обмоток.

Продолжение таблицы 1

1	2
КРУ, КРУН, токопроводы	Перегревы контактных соединений разъединителей; ТТ; выключателей; разъединителей; кабелей; токоведущих шин.
Вентильные разрядники и ОПН	Нарушение герметичности элементов; обрыв шунтирующих сопротивлений.
Кабели	Перегрев силового кабеля; контактных соединений.



#### 4 ДИАГНОСТИКА МАСЛОНАПОЛНЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Сегодня большинство силовых трансформаторов в системах электроснабжения всего мира исчерпала или приближается к запланированному сроку своей жизни. В связи с этим проблема оценки фактического состояния изоляции энергетического оборудования в процессе его эксплуатации является достаточно актуальной, особенно при отказе от методов планово-предупредительного обслуживания и переходе на обслуживание по реальному техническому состоянию. В настоящее время на подстанциях используют большое количество маслонаполненного оборудования, которое в качестве дугогасительной, охлаждающей среды используют масло

В настоящее время на подстанциях применяется и эксплуатируется маслонаполненное оборудование следующих видов:

- 1) силовые трансформаторы;
- 2) измерительные ТТ и ТН;
- 3) шунтирующие реакторы;
- 4) выключатели;
- 5) высоковольтные вводы;
- 6) маслонаполненные КЛ.

Масла уделяют особое внимание, под воздействием магнитных и электрических и полей происходит изменение молекулярного состава, а также, в условиях эксплуатации, изменение его объема. Что в свою очередь представляет опасность как для работы оборудования, так и для работающего персонала.[15]

Поэтому своевременная диагностика масла — залог долговечной работы оборудования.

Трансформаторное масло — минеральное масла высокой чистоты и низкой вязкости. Применяются для заливки силовых и измерительных трансформаторов, реакторного оборудования, а также масляных выключателей.

На территории Российской Федерации производятся следующие марки трансформаторных масел.

1. ГК II A - применяются в электрооборудовании всех классов напряжения;

2. ВК II A - то же;

3. МВТ III A - маломасляные выключатели;

4. Т-1500 У II A - электрооборудование напряжением до 500 кВ включительно;

5. ТКп II A - то же;

6. масло селективной очистки - электрооборудование напряжением до 200 кВ включительно;

7. ГК III A - то же.

В таблице 2 приведены наиболее часто используемые на сегодняшний день показатели качества трансформаторного масла.

Таблица 2 — Показатели качества трансформаторного масла

Показатель качества масла	Выявляемые неисправности
1	2
Электрическая прочность	Межлистовые замыкания статора
Содержание водорастворимых кислот	Перегрев контактов токоведущих шин, дугогасительных и рабочих камер; состояние изоляции внутри бака.
Кислотное число	Возникновение очагов магнитных полей рассеивания; оценка эффективности работы систем охлаждения.
Наличие механических примесей	Нарушение герметизации элементов; обрыв шунтирующих сопротивлений.
Температура вспышки в закрытом тигле	Перегрев внутренних и наружных контактных соединений; Ухудшение состояния изоляции обмоток.
Цвет масла	Пробой секций элементов.
Тангенс угла диэлектрических потерь масла	Перегревы контактных соединений.

1	2
Наличие растворенного шлама	Перегревы силовых кабелей; оценка пожароопасности кабелей.
Общее газосодержание масла	Перегревы контактных соединений выключателей; разъединителей; ТТ; кабелей; токоведущих шин и т. п.

Химический состав масла обусловлен свойством исходного нефтяного сырья и технологии производства. В среднем для маслonaполненного оборудования периодичность обследования и испытания оборудования составляют 1 раз в два (в четыре) года.

Электрическая прочность — характеристика диэлектрика, минимальная напряжённость электрического поля, при которой наступает электрический пробой. Все газы, а также все твёрдые и жидкие диэлектрики обладают конечной электрической прочностью.

Когда напряжённость электрического поля превышает электрическую прочность, диэлектрик начинает проводить электрический ток. Проводимость вызывается комбинацией ударной ионизации и туннельного просачивания; роль каждого из этих эффектов зависит от конкретного диэлектрика.

Информацию о наличии увлажнения масла может также дать его  $\text{tg } \delta$ , однако лишь при больших количествах влаги. Это можно объяснить малым влиянием на  $\text{tg } \delta$  масла растворенной в нем воды; резкий рост  $\text{tg } \delta$  масла происходит при возникновении эмульсии. В изоляционных конструкциях в основном влага находится в твердой изоляции. Между маслом и ней, а в негерметизированных конструкциях еще и между маслом и воздухом, постоянно происходит влагообмен. При стабильном температурном режиме наступает состояние равновесия, и тогда по масляному влагосодержанию можно оценить влагосодержание твердой изоляции.[10]

Под влиянием температуры, электрического поля, и окислителей масло начинает окисляться с образованием эфиров и кислот, и в дальнейшем старения — с образованием шлама.

Отложение шлама в бумажной изоляции ухудшает охлаждение, приводит к пробоям изоляции, поскольку шлам никогда не ложится равномерно.

Диэлектрическими потерями называют энергию, рассеиваемую в электроизоляционном материале под воздействием на него электрического поля. значения  $\text{tg } \delta$  нового масла характеризуется от состава и степени очистки. Ухудшение диэлектрических свойств приводит к снижению изоляционных свойств трансформатора в целом. Зависимость  $\text{tg} \delta$  от температуры — логарифмическая.

Старение трансформаторного масла определяется в его окислении. Под воздействием естественного старения электрическая прочность изоляции снижается годами и зависит от качества изоляционных материалов, конструктивных особенностей и условий эксплуатации. При нормальных условиях изоляция работает десятками лет. Изоляции класса А наиболее распространена. Максимальная температура доходит до 105 С, при которой служит изоляция примерно 7 лет. При превышении температуры на 8 С сверх максимальной срок службы сокращает изоляции вдвое. [11]

Ставит вопрос о необходимости контроля в процессе эксплуатации трансформаторов и выбор такого аналитического метода, который может обеспечить качественное и количественное определение содержащихся в трансформаторном масле соединений.

В большей степени к таким требованиям подходит хроматография, представляет собой метод комплексного обследования, объединяющий стадии разделения сложных веществ на отдельные компоненты. По результату проводится анализ и оценка состояния маслonaполненного оборудования. Испытания масла проводят в лаборатории и является узко профессиональной задачей, для чего у оборудования берутся пробы масла.

Методы определения регламентируют государственные стандарты.

Хроматографический анализ (ХАРГ) позволяет:

- отслеживать развитие процессов в оборудовании,

- выявлять дефекты на первичной стадии их развития, не обнаруживаемые традиционными способами,
- определять предполагаемый характер дефекта и степень имеющегося повреждения
- ориентироваться при определении места повреждения.

Проведение проверок методом ХАРГ трансформаторного масла для трансформаторов 110 кВ и выше – не реже 1 раза в пол года.

По результатам этих анализов проводится оценка состояния масла полненого оборудования.

Определение электрической прочности масла определяется ГОСТ 6581–75 проводится в специальном сосуд с нормированными размерами электродов при приложении напряжения промышленной частоты.

Потери в масле измеряются напряженностью переменного электрического поля, равного 1 кВ/мм ГОСТ6581–75.

Измерение производят при помещении пробы в специальный экранированный измерительный сосуд. Значение  $\text{tg } \delta$  определяется при температуре от 20 до 90 °С. Для некоторых масел при 70 °С. Сосуд помещается в термостат, хотя из-за этого значительно увеличивается время, затрачиваемое на испытания. Сосуд со встроенным нагревателем считается наиболее удобным.

Содержания механических примесей производится путем фильтрации пробы и дальнейшим взвешиванием осадка ГОСТ 6370–83.

Применяются два метода для определения количества воды, растворенной в масле. Метод, регламентирован ГОСТ 7822–75, основан на взаимодействии растворенной водой с гидрида кальция. Долю воды определяют по объему выделившегося водорода. Метод довольно сложен; результат не всегда воспроизводим. Более предпочтительный кулонометрический метод ГОСТ 24614–81, основан на взаимодействии между водой и реактивом Фишера. Реакцию проверяют в специальном аппарате при прохождении тока между электродами.

Кислотное число измеряют количеством гидроокисеткалия (в миллиграммах), затраченного для нейтрализации кислых соединений, извлеченных из масла раствором этилового спирта ГОСТ 5985–79.

Температура вспышки — наименьшая температура летучего конденсированного вещества, при которой пары испаряются над поверхностью вещества и способны вспыхнуть в воздухе под воздействием источника зажигания, хотя после удаления источника устойчивое горение не возникает. ГОСТ 6356–75 Масло нагревается в закрытом тигле, постоянно перемешивая; испытание смеси производится в определённые интервалы времени.

Малый объем внутреннего оборудования даже при незначительном повреждении способствует быстрому росту концентрации сопровождающийся выделением газов. В таком случае появление газов в масле связано с нарушением целостности изоляции вводов.

Газосодержание определяется путем извлечения газа из пробы масла, помещенной в вакуумированный сосуд. Это более точный и удобный метод — хроматографический. В этом методе могут быть дополнительно получены данные о содержании кислорода, который дает окислительные процессы в масле.[10]

Для оценки состояния маслонаполненного оборудования используются следующие газы:

- водород ( $H_2$ );
- метан ( $CH_4$ );
- этан ( $C_2H_6$ );
- этилен ( $C_2H_4$ );
- ацетилен ( $C_2H_2$ );
- угарный газ ( $CO$ );
- углекислый газ ( $CO_2$ ).

Кроме этого, всегда присутствуют азот и кислород, их концентрация изменяется в зависимости от герметичности корпуса трансформатора и могут

выделяться такие газы как пропан, бутен, бутан, и другие, но их исследование в диагностических целях не получило широкого распространения.

Концентрация различных газов предоставляет информацию о типе зарождающейся неисправности, а также о серьезности повреждения, как представлено в таблице 3.

Таблица 3 — Концентрация различных газов и их последствия

Типичный газ	Основные дефекты
водород (H <sub>2</sub> )	Электрические дефекты: искровые и дуговые разряды, частичные разряды.
метан (CH <sub>4</sub> )	Термические дефекты: нагрев масла и бумажно-масляной изоляции до температуры (400-600)°С или нагрев масла и бумажно-масляной изоляции с сопровождением разрядов.
этан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	Термические дефекты: нагрев масла и бумажно-масляной изоляции до температуры (300-400)°С.
этилен (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	Термические дефекты: нагрев масла и бумажно-масляной изоляции выше 600°С
ацетилен (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	Электрические дефекты: электрическая дуга, искрение.
угарный газ (CO)	Термические дефекты: старение и увлажнение масла или твердой изоляции.
углекислый газ (CO <sub>2</sub> )	Термические дефекты: старение и увлажнение масла, нагрев твердой изоляции или твердой изоляции.

#### 4.1 Основное оборудования для анализа состава масла

1. Влагомер — прибор, измеряющий абсолютное содержание влаги в процентном отношении ко всей массе газа или твердого материала (в том числе сыпучих), часто отождествляемый с прибором измерения влажности воздуха гигрометром, который является одним из видов влагомеров.



Рисунок 4 – Влагомер

2. Измеритель объемной доли газов - предназначен для измерений объемной доли газов (общего газосодержания), растворенных в трансформаторных маслах и представляет собой лабораторный цифровой прибор циклического действия. Принцип действия измерителя основан на десорбционно-термокондуктометрическом методе измерения.



Рисунок 5 – Измеритель объемной доли газов

3. Измеритель диэлектрических параметров трансформаторного масла - измеритель предназначен для автоматического измерения относительной



диэлектрической проницаемости ( $\epsilon$ ) и тангенса угла потерь ( $\text{tg } \delta$ ) трансформаторного масла и других жидких диэлектриков и представляет собой лабораторный прибор циклического действия.



 ЭЛЕКТРОНПРИБОР

Рисунок 6 – Измеритель диэлектрических параметров масла

4. Автоматический тестер трансформаторного масла — используется для измерения электрической прочности электроизоляционных жидкостей на пробой. Напряжение пробоя отражает степень загрязненности жидкости различными примесями.



Рисунок 7 – Тестер трансформаторного масла

5. Диагностика изоляции трансформаторов: определение старения или содержания влаги в изоляции трансформаторов.



Рисунок 8 – Диагностика изоляции трансформаторов

## 5 ВИБРОДИАГНОСТИКА

В каждой машине есть динамическая сила. Эти силы — источник не только шума и вибрации, но и дефектов, которые изменяют свойства сил и, соответственно, характеристики шума и вибрации. Можно сказать, что функциональная диагностика машин, не сменяя режима их работы — это изучение динамических сил, а не вибрации или шума. Последние просто содержат в себе информацию о динамических силах, но в процессе преобразования сил в вибрацию или шум часть информации теряется.

Еще больше теряется информации при преобразовании совершаемой ими работы в тепловую энергию. Говоря простыми словами, вибрация — это самый информативный и эффективный диагностический сигнал:

- силы, связанные с колебанием возникают непосредственно в месте появления дефекта, а любая машина «прозрачна» для вибрации;
- вибрация содержит максимальный объем диагностической информации;
- можно диагностировать на месте, не разбирая и не останавливая оборудование.

За последние десятилетия вибродиагностика стала основой контроля и прогноза состояния вращающихся механизмов. Причиной этого развития является большой объем диагностической информации, содержащейся в колебательных силах и вибрации машин, работающих как в номинальных, так и в специальных режимах. Техническим обеспечением вибрационной диагностики являются высокоточные средства измерения вибрации и цифровой обработки сигналов, возможности которых непрерывно растут, а стоимость снижается. [13]

Вибрационная диагностика, как и любая другая диагностика, включает в себя три основных направления:

- параметрическую диагностику;
- диагностику неисправностей;
- превентивную диагностику.

Параметрическая диагностика используется для управления оборудованием и аварийной защиты а диагностическая информация содержится в отклонений величин этих параметров от номинальных значений. Системы параметрической диагностики обычно включают в себя несколько каналов контроля различных процессов, в том числе вибрации и температуры отдельных узлов оборудования. Объем вибрационной информации в таких системах ограничен, т. е. вибрационный канал может контролировать только два параметра, а именно величину нормируемой низкочастотной вибрации и скорость ее нарастания. Вибрация обычно нормируется в стандартной полосе частот от 2 (10) Гц до 1000 (2000) Гц. Величина контролируемой низкочастотной вибрации не всегда определяет реальное состояние оборудования, но в предаварийной ситуации, когда появляются цепочки быстро развивающихся дефектов, их связь существенно вырастает. Это позволяет эффективно использовать средства аварийной защиты оборудования по величине низкочастотной вибрации. Наибольшее применение находят упрощенные вибрационные системы аварийной сигнализации. Такие системы используют для своевременного обнаружения ошибок персонала, управляющего оборудованием.

Диагностика неисправностей в данном случае — это вибрационное техническое обслуживание вращающегося оборудования, называемое виброналадкой. Выполняется по результатам контроля вибрации для обеспечения безопасного уровня вибрации высокооборотных ответственных машин со скоростью вращения  $\sim 3000$  об./мин и выше. Именно в высокооборотных машинах высокая вибрация снижает ресурс машины, с одной стороны, а с другой — чаще всего является следствием появления в машине или фундаменте больших дефектов. Выявление опасного роста вибрации машины в установившихся или переходных (пусковых) режимах работы с последующим определением и устранением причин этого роста является основной задачей виброналадки.

После обнаружения причин роста вибрации выполняется ряд работ, таких как балансировка, центровка, изменение колебательных свойств машины, а также замена смазки и устранение тех дефектов, которые повлекли за собой опасный рост вибрации.

Превентивная диагностика оборудования и машин — это обнаружение всех возможных опасных дефектов на начальной стадии развития, наблюдение за их протеканием и на этой основе долгосрочный прогноз состояния оборудования. Превентивная диагностика машин как одно из направлений в вибрационной диагностике начала формироваться лишь в конце 80-х годов прошлого века.

Главной задачей превентивной диагностики является не только обнаружение нарушения, но и нахождения зарождающихся дефектов. Значение любого вида из обнаруженных дефектов резко позволяет повысить достоверность прогноза, так как любой вид дефекта развивается со своей скоростью.

Системы превентивной диагностики состоят в измерении наиболее информативных процессов, протекающих в машине, средств или программного обеспечения для анализа измеряемых сигналов и программного обеспечения для распознавания и долгосрочного прогноза состояния машины. Наиболее информативным процессом считают тепловое излучение и вибрацию машины, а также потребляемый электродвигателем ток, используемым в качестве электропривода, и состав смазки. К настоящему времени не определены лишь наиболее информативные процессы, позволяющие с высокой достоверностью определять и прогнозировать состояние электрической изоляции в электрических машинах.

Превентивная диагностика, основана на анализе одного из сигналов, например, вибрации, имеет право на существование лишь в тех случаях, когда позволяет обнаружить абсолютное (более 90 %) число потенциально опасных видов дефектов на ранней стадии развития и дать прогноз безаварийной работы

машины на срок, достаточный для подготовки к текущему ремонту. Такая возможность в настоящее время может быть реализована не для всех типов машин и не для всех отраслей промышленности.

Большие успехи превентивной вибрационной диагностики связаны с прогнозированием состояния низкооборотного нагруженного оборудования, используемого, например, в металлургии, бумажной и полиграфической промышленности. Для такого оборудования вибрация не оказывает сильного влияния на его надежность, т. е. не требуется специальных мер по снижению вибрации и применяются довольно редко. В этой ситуации вибрационные параметры наиболее полно отражают состояние узлов оборудования, и с учетом доступности этих узлов для периодического измерения вибрации, превентивная диагностика дает наилучший эффект при минимальных затратах.

Для превентивной вибрационной диагностики наиболее трудно решаются вопросы для высокооборотных газотурбинных двигателей и машин возвратно-поступательного действия. Во втором случае полезный сигнал вибрации во много раз перекрыт вибрацией от ударных импульсов, возникающих при смене направления движения инерционных элементов, а в первом — шумом потока, который создает сильную вибрационную помеху в тех точках контроля, которые доступны для периодического измерения вибрации.[12]

Успехи превентивной вибрационной диагностики среднеоборотных машин со скоростью вращения от 300 до 3000 об./мин зависят от особенностей диагностируемых машин, типа и их работы в разных отраслях промышленности. Довольно просто решаются задачи прогноза и контроля состояния насосного и вентиляционного оборудования, особенно если в нем используются асинхронный электропривод и подшипники качения. Это оборудование применяется практически в любой промышленности и в городском хозяйстве и его перевод на обслуживание и ремонт по фактическому состоянию не требует больших финансовых и временных затрат.

Наибольшую востребованность превентивная диагностика заняла на транспорте, которые выполняются не в движении, а на специальных стендах.

Во-первых, диагностические интервалы между измерениями в этом случае не определяются реальным состоянием оборудования, а планируются по данным о пробеге. Во-вторых, нет контроля режима работы оборудования в этих интервалах, а любое нарушение условий эксплуатации может резко ускорить развитие дефектов. В-третьих, диагностика осуществляется не в номинальных режимах работы оборудования, в которых происходит развитие дефектов, а в специальных стендовых, в которых дефект может не изменять контролируемые параметры вибрации, либо изменять их не так, как в номинальных режимах работы. Все выше сказанное требует дополнительных доработок традиционных систем превентивной диагностики применительно к разным видам транспорта, проведения их опытной эксплуатации и обобщения полученных результатов. В большинстве случаев, подобная работа часто даже не планируется.

Работающий агрегат — это большой источник колебаний различной природы. Основные динамические силы, действующие в машинах роторного типа (а именно турбины, турбокомпрессоры, электродвигатели, генераторы, насосы, вентиляторы и т. д.), возбуждая их вибрацию или шум, представлены ниже. Из сил механической природы следует выделить:

1. Центробежные силы, определяемые неуравновешенностью вращающихся узлов;
2. Кинематические силы, определяемые неровностью взаимодействующих дуг с другими поверхностями и прежде всего трением в подшипниках;
3. Параметрические силы, определяемые в первую очередь переменной составляющей жесткости вращающихся узлов или опор вращения;
4. Силы трения, которые далеко не всегда считаются механическими, но в большинстве случаев они являются результатом суммарного действия множества микроударов с деформацией (упругой) контактирующих микронеровностей на поверхностях трения;
5. Силы ударного вида, появляющиеся при соприкосновении отдельных элементов трения, сопровождающемся их упругой деформацией.

Из сил электромагнитного происхождения в электрических машинах можно выделить:

1. Магнитные силы, определяемые изменениями магнитной энергии в определенном ограниченном пространстве, как правило, в ограниченном по протяженности участке воздушного зазора;
2. Электродинамические силы, определяемые взаимодействием электрическим током с магнитного поля;
3. Магнитострикционные силы, определяемые эффектом магнитострикции, т. е. при изменении состояния намагниченности тела его объём и линейные размеры изменяются.

Из сил аэродинамического происхождения следует выделить:

1. Подъемные силы, т. е. сила, перпендикулярная вектору скорости движения тела в потоке жидкостного давления на тело, например, лопасть рабочего колеса, движущаяся в потоке либо обтекаемая потоком;
2. Силы трения на границе потока и неподвижных частей машины (внутренней стенки трубопровода и т. п.);
3. Пульсации давления в потоке, определяемые его турбулентностью, срывом вихрей и т. п.

Ниже представлены примеры дефектов, выявляемых вибродиагностикой:

- 1) небаланс масс ротора;
- 2) расцентровка;
- 3) механическое ослабление (дефект изготовления или естественный износ);
- 4) задевания (затираания) и т. д.

Небаланс вращающихся масс ротора:

а) дефект в изготовлении вращающегося ротора или его элементов на заводе, при производстве ремонта на предприятии, удары при перевозке, плохое условие хранения;

б) при первичном монтаже произведена неправильная сборка оборудования или после выполненного ремонта;



с) наличие на вращающемся роторе изношенных, дефектных, сломанных, недостающих, недостаточно прочно закрепленных и т. д. деталей и узлов;

д) результат воздействия параметров технологических процессов и особенностей эксплуатации данного оборудования, приводящих к неравномерному нагреву и искривлению роторов.

Расцентровка:

Расцентровкой является нарушение соосности валов, положения центров осей подшипниковых опор, цилиндров, муфт, диафрагм турбин и т.д. Расцентровка определяется в: горизонтальной и вертикальной плоскостях, а величина отклонения измеряется в миллиметрах. Нормативы по отклонению или по пределам расцентровки зачастую указываются в паспорте оборудования. Качество центровки нескольких механизмов определяется правильностью монтажа линии вала агрегата, контролируемой по центрам опорных подшипников вала. Причин появления расцентровок в работающем оборудовании достаточно много. Это износ, технологические параметры, изменение свойств фундамента, искривление подводящих трубопроводов под воздействием изменения температуры на улице, изменение режима работы и т. д.

Механическое ослабление:

Достаточно часто под термином «механическое ослабление» понимается сумма нескольких различных дефектов, имеющих в конструкции или являющихся следствием особенностей эксплуатации. Чаще всего вибрации при механических ослаблениях вызываются соударениями вращающихся деталей между собой или соударениями подвижных элементов ротора с неподвижными элементами конструкции, например, с обоймами подшипников.

Механические ослабления, при изготовления, сборки и эксплуатации: большие свободные посадки деталей вращающихся роторов, сопряженные с наличием нелинейностей типа «люфт», имеющих место также и в муфтах, подшипниках, самой конструкции.

Механические ослабления, результат естественного износа конструкции, особенностей эксплуатации, следствием разрушения отдельных элементов конструкции. В эту же группу следует относить все возможные сколы, трещины дефекты в конструкции, фундаменте, увеличения зазоров, возникшие в процессе эксплуатации оборудования. Такие процессы тесно связаны с вращением валов.

Задевания:

Задевания и затирания элементов оборудования друг о друга, возникающие по различным причинам, имеют место в процессе работы оборудования достаточно часто. По своему происхождению эти дефекты, как мы уже только что отметили выше, могут быть разделены на две группы:

- нормальные конструктивные задевания и затирания в различном типе герметизирующих уплотнениях, используемых в насосах, компрессорах и т. д.;

- аварийные задевания, возникающие как итог, или даже последняя стадия, проявления в агрегате других дефектов состояния конструкции, например, износ опорных элементов, уменьшение или увеличение технологических зазоров и уплотнений, искривление конструкций.[17]

Задеванием чаще называют обычно процесс прямого контактирования вращающихся частей ротора с неподвижными элементами конструкции агрегата или фундамента.

Контактирование по своей физической сути может иметь локальный характер, но только на начальных стадиях. На последних стадиях своего развития задевание обычно происходит непрерывно в течение всего оборота.

Техническим обеспечением вибрационной диагностики являются высокоточные средства измерения вибрации и цифровой обработки сигналов, возможности которых непрерывно растут, а стоимость снижается.

Основные типы оборудования для вибрационного контроля:

1. Портативное оборудование;
2. Стационарное оборудование;
3. Оборудование для балансировки;

4. Диагностические системы;
5. Программное обеспечение.

По результатам замеров вибродиагностики составляются формы сигналов и спектры вибрации.

Сравнение формы сигналов, но уже с эталонной, можно осуществлять с помощью еще одной информационной спектральной технологии, основанной на узкополосном спектральном анализе сигналов. При использовании такого вида анализа сигналов диагностическая информация содержится в соотношении амплитуд и начальных фаз основной составляющей и каждой из кратных ей по частоте составляющих.

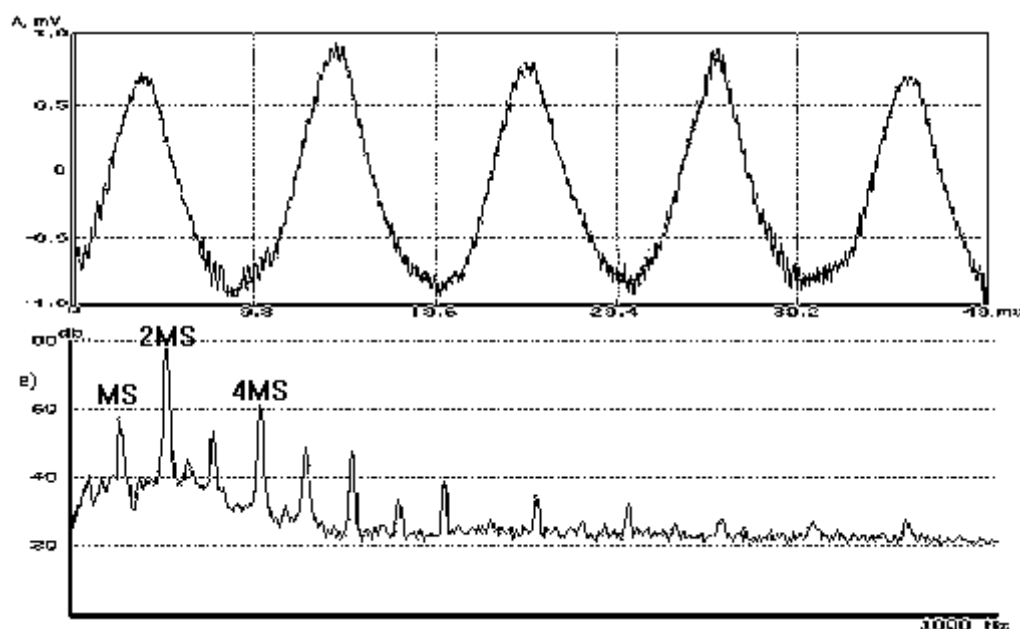


Рисунок 9 – Формы и спектры вибрации сердечника трансформатора, работающего в нормальном режиме

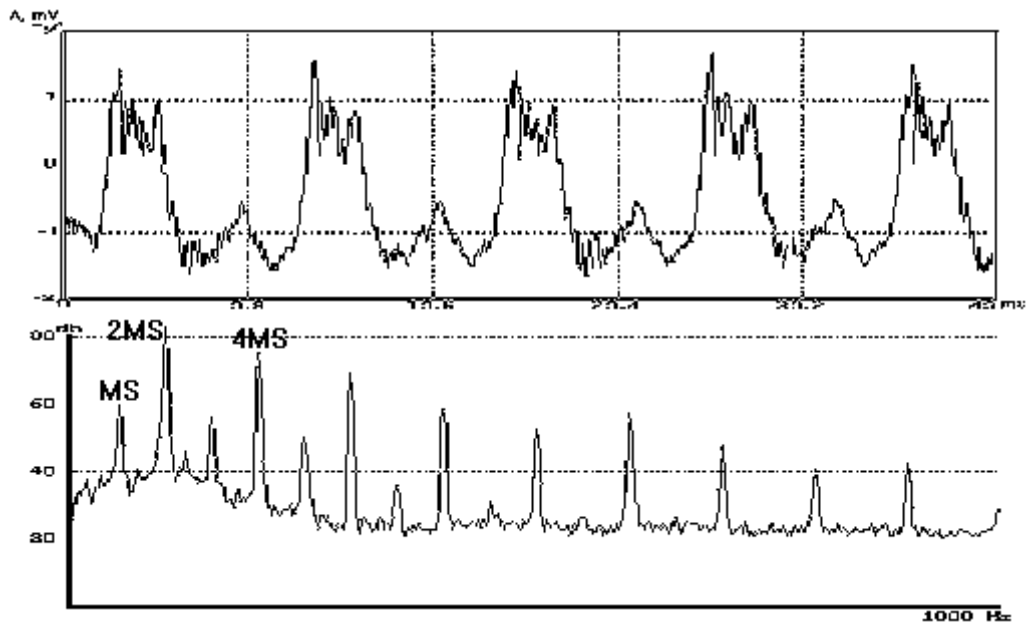


Рисунок 10 – Формы и спектры вибрации сердечника трансформатора при перегрузке

Спектры сигнала вибрации. Их анализ показывает, что появление магнитного насыщения активного сердечника сопровождается искажением формы и ростом составляющих вибрации на гармониках питающего напряжения.

## 6 АКУСТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ

Акустические методы основаны на регистрации параметров упругих колебаний, возбужденных в контролируемой конструкции. применяются для контроля изделий, радиоволны в материале которых затухают не сильно: диэлектрики.

Недостаток НК радиоволновым методом — низкая разрешающая способность устройств, в основе работы которых лежит данный метод, из-за малой глубины проникновения радиоволн.

Акустические методы неразрушающего контроля подразделяют на две большие группы: активные и пассивные методы. Активные методы основаны на излучении и приеме упругих волн, пассивные — только на приеме волн, источником которых является сам объект контроля, например, образование трещин сопровождается возникновением акустических колебаний, выявляемых акустико-эмиссионным методом.

Активные методы подразделяются на методы прохождения, отражения, комбинированные (использующие как отражение, так и прохождение), собственных колебаний.

Методы отражения основаны на анализе отражения упругих волн — импульсов от неоднородностей или границ объекта контроля, методы прохождения — на влиянии параметров объекта контроля на характеристики прошедших через него волн. Комбинированные методы объединяет влияние параметров объекта контроля как на отражение, так и на прохождение упругих волн. В методах собственных колебаний о свойствах объекта контроля судят по параметрам его свободных или вынужденных колебаний (их частотам и величине потерь).[7]

Таким образом, по характеру взаимодействия упругих колебаний с контролируемым материалом акустические методы подразделяют на следующие основные методы:

- 1) прошедшего излучения (теневой, зеркально-теневой);

- 2) свободных колебаний;
- 3) резонансный;
- 4) импедансный;
- 5) отраженного излучения (эхо-импульсный);
- 6) акустико-эмиссионный.

По характеру регистрации первичного информативного параметра акустические методы подразделяются на спектральный, частотный, амплитудный.

Акустические методы неразрушающего контроля решают следующие контрольно-измерительные задачи:

1. Метод прошедшего излучения выявляет глубинные дефекты типа нарушения сплошности, непропаев, непроклепа, расслоения;

2. Метод отраженного излучения обнаруживает дефекты типа нарушения сплошности, определяет их координаты, размеры, ориентацию путем прозвучивания изделия и приема отраженного от дефекта эхо-сигнала;

3. Резонансный метод применяется в основном для измерения толщины изделия (иногда применяют для обнаружения зоны коррозионного поражения, непропаев, расслоений в тонких местах из металлов);

4. Акустико-эмиссионный метод обнаруживает и регистрирует только развивающиеся или способные к развитию под действием механической нагрузки трещины (квалифицирует дефекты не по размерам, а по степени их опасности во время эксплуатации). Метод имеет высокую чувствительность к росту дефектов — обнаруживает увеличение трещины на (1...10) мкм, причем измерения, как правило, проходят в рабочих условиях при наличии механических и электрических шумов;

5. Импедансный метод предназначен для контроля клеевых, сварных и паяных соединений, имеющих тонкую обшивку, приклеенную или припаянную к элементам жесткости. Дефекты клеевых и паяных соединений выявляются только со стороны ввода упругих колебаний;

6. Метод свободных колебаний применяется для обнаружения глубинных дефектов.

Сущность акустического метода состоит в создании в месте повреждения разряда и прослушивании звуковых колебаний, возникающих над местом повреждения.

Акустические методы применяются не только к крупногабаритному оборудованию (к примеру, трансформаторам), но также и к такому оборудованию, как кабельная продукция.

В качестве акустического датчика используют датчики пьеза или электромагнитной системы, преобразующие механические колебания грунта в электрические сигналы, поступающие на вход усилителя звуковой частоты. Над местом повреждения сигнал наибольший.

Сущность ультразвуковой дефектоскопии заключается в явлении распространения в металле ультразвуковых колебаний с частотами, превышающими 20000 Гц, и отражения их от дефектов, нарушающих сплошность металла (трещин, раковин и пр.).

### **6.1 Основные типы оборудования для ультразвуковой дефектоскопии**

1. Осциллограф, позволяющий регистрировать осциллограмму сигнала и его спектр;

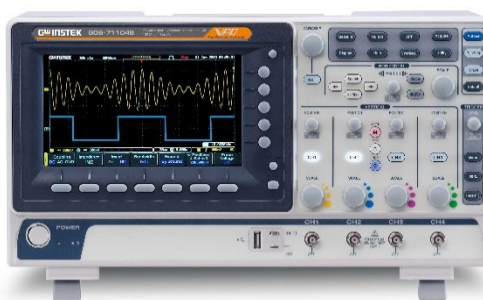


Рисунок 11 – Осциллограф регистрирующий

2. Ультразвуковой зонд, в котором используются гетеродинирование сигнала и прослушивание преобразованного спектра сигнала через наушники



Рисунок 12 – Зонд

3. Ультразвуковой модератор, который позволяет записать, замедлить и услышать ультразвуковой сигнал.



Рисунок 13 – Модератор



## 7 ОБСЛЕДОВАНИЮ ТРАНСФОРМАТОРА 5Т ТИПА ТРДНС-32000/35-72У1

Работы по обследованию трансформатора 5Т типа ТРДНС-32000/35-72У1 (зав. № 120905), изготовленного в августе 1983 года на Запорожском трансформаторном заводе («ЗТЗ») и установленного на территории электрокотельной п. Светлый в декабре 1983 года, проводились 10.10.2017 г в следующем объеме:

- анализ режимов работы обследуемого трансформатора, результатов его ремонтов, а также эксплуатационных измерений, испытаний и проверок;
- внешний осмотр;
- отбор проб масла для проведения газохроматографического и физико-химического анализа масла из бака и РПН;
- расчет влагосодержания твердой изоляции;
- вибрационное обследование бака;
- измерение уровня частичных разрядов в изоляции активной части;
- акустическое обследование с целью локации источников электрических разрядов;
- тепловизионное обследование бака трансформатора, оборудования системы охлаждения и регенерации масла, а также другого оборудования;
- электрические испытания.

### 7.1 Паспортные данные трансформатора и условия эксплуатации

#### 7.1.1 Паспортные данные трансформатора

Паспортные данные трансформатора приведены в таблице 4. Внешний вид трансформатора показан на рисунке 13.

Таблица 4 — Паспортные данные трансформатора

Показатели	Данные трансформатора
1	2
Тип	ТРДНС-32000/35-72У1

## Продолжение таблицы 4

1	2
Заводской номер	120905
Диспетчерское обозначение	5Т
Схема и группа соединения	Ун/Δ-Δ-11-11
Завод - изготовитель	«ЗТЗ» (г. Запорожье, Украина)
Год изготовления	Август 1983 г.
Год ввода в эксплуатацию	Декабрь 1983 г.
Число фаз	3
Номинальная мощность трансформатора, МВА	32,0
Номинальная мощность обмоток трансформатора, МВА: - ВН - НН <sub>1</sub> - НН <sub>2</sub>	32,0 (21,0 при откл. дутье) 16,0 (10,5 при откл. дутье) 16,0 (10,5 при откл. дутье)
Номинальное напряжение, кВ, обмотки: - ВН - НН <sub>1</sub> - НН <sub>2</sub>	36,750 6,300 6,300
Номинальный ток, А, обмотки: - ВН - НН <sub>1</sub> - НН <sub>2</sub>	503,0 1466,0 1466,0
Напряжение КЗ, % при сочетании обмоток, приведённое к мощности 16,0 МВА: - ВН <sub>1</sub> -НН, - ВН <sub>1</sub> -НН <sub>2</sub> - НН <sub>1</sub> -НН <sub>2</sub> - ВН <sub>1</sub> -НН <sub>1</sub> +НН <sub>2</sub> - ВН <sub>19</sub> -НН <sub>1</sub> +НН <sub>2</sub>	11,50 11,50 21,20 - -
Потери КЗ, кВт, при сочетании обмоток, приведённое к мощности 32,0 МВА: - ВН <sub>10</sub> -НН <sub>1</sub> +НН <sub>2</sub> - ВН <sub>1</sub> -НН <sub>1</sub> +НН <sub>2</sub> - ВН <sub>19</sub> -НН <sub>1</sub> +НН <sub>2</sub>	145,0 - -

Продолжение таблицы 4	
1	2
Ток XX, %	0,45
Потери XX, кВт	26,0
Расчетная тепловая постоянная времени, ч	4,1
Система охлаждения	Д с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла
Способ защиты масла от увлажнения	Воздухоосушитель
Тип переключающего устройства	РПН типа SDV1 -630-41 /41-W19-F Тип привода EM-1/19
Масса, т - полная масса трансформатора - масса масла - масса активной части - съемной части	 59,00 15,20 32,80 4,32



Рисунок 13 – Общий вид трансформатора 5Т

### **7.1.2 Анализ повреждаемости и наиболее характерных дефектов трансформаторов типа ТРДНС-32000/35**

Трансформаторы серии ТРДНС-35 кВ предназначены для питания собственных нужд (с. н.) энергоблоков 200-300 МВт электростанций.

Высшее напряжение этих трансформаторов имеет значения, например, 13,8 или 15,75 кВ, но в обозначении типа проставляют «35», так как, при относительно большой мощности, изоляционные промежутки между обмотками ВН и НН и соответственно все основные размеры и массы практически одинаковы для всех возможных высших напряжений.

Первоначально для собственных нужд использовали обычную серию ТРДН-35 кВ (ТРДН- 32000/35 и др. по ГОСТ 11920-66), разработанную на базе общих требований ГОСТ 11677-65, то есть без особых требований к трансформаторам с. н. в части стойкости при коротких замыканиях (КЗ) и ударных толчках нагрузки.

Стойкость при КЗ серии ТРДН-35 кВ определяли при расчетной мощности КЗ, принятой в ГОСТ 11677-65, равной 1,5 ГВА, то есть токи КЗ были занижены по отношению к фактическим токам КЗ, имеющим место при двустороннем питании от собственного генератора и от сети собственных нужд.

Второй фактор, не учтенный в серии ТРДН-35 кВ - это частые ударные толчки специфической нагрузки трансформаторов с. н., обусловленные запуском крупных электродвигателей, мощность которых сопоставима с мощностью питающей их обмотки НН1 или НН2.

После первых аварий трансформаторов серии ТРДН-35 кВ мощность КЗ приняли бесконечной, внесли в ГОСТ 11677-75 (-85) эту бесконечную мощность и требования по стойкости к толчкам нагрузки, а также ввели в обозначение типа букву С. Была разработана программа испытаний, имитирующих толчки нагрузки из-за частых запусков электродвигателей, подключенных к одной из обмоток НН1 или НН2, а также из-за менее частых запусков всех электродвигателей одновременно. В 70-х годах в НИЦ ВВА были

проведены испытания серии ТРДНС-35 кВ на соответствие указанным требованиям по стойкости к токам КЗ и ударным толчкам нагрузки. Это способствовало значительному повышению надежности серии ТРДНС-35 кВ, выпускавшейся на Запорожском трансформаторном заводе.

В процессе эксплуатации этих трансформаторов обнаружена недостаточная эксплуатационная надежность контактной системы переключающих устройств серии SDV (производства ГДР), которыми комплектуются указанные трансформаторы.

На ряде ГРЭС имели место аварийные повреждения трансформаторов ТРДНС-35 кВ одинакового характера, вследствие дефекта переключающего устройства.

Причиной повреждения трансформаторов являлся дефект конструкции элементов контактов избирателя. Из-за повышенного нагрева происходило подгорание контактов, газовыделение, ослабление междуфазного изоляционного промежутка с последующим возникновением трехфазного КЗ. Трансформаторы в результате аварии пришли в полную негодность.

В ряде энергосистем на основании результатов растворенных в масле газов производились вскрытия трансформаторов собственных нужд, при которых были обнаружены подгары контактной системы предизбирателя и втычных контактов выемной части контактора.

Распространённым типом дефектов переключателей РПН являются отказы приводов ЕМ-1. Шкаф привода не достаточно герметичен, вследствие чего возникает коррозия на его кинематических элементах, особенно на конечных выключателях, что приводит к их нестабильной работе и сбоям в работе самого привода - «застреваниям», «проскакиванием» положений, уходу за конечное положение. Несмотря на проведенную модернизацию, согласно эксплуатационного циркуляра надежность работы привода не является стопроцентной. Многое здесь зависит от уровня эксплуатации и основное здесь - обеспечение герметичности приводов.

Стоит заметить, что данные переключающие устройства производства «TRO» ГДР не выпускаются уже более 30 лет. После объединения Германии предприятие «TRO» вошло в состав компании «Maschinen-fabrik Reinhausen» («MR»). Данная компания неохотно занимается производством запчастей для продукции, бывшего «TRO».

### **7.1.3 Анализ режимов работы и особенности эксплуатации обследуемого трансформатора**

Трансформатор типа ТРДНС-32000/35-72У1, зав. № 120905, был изготовлен в августе 1983 г. на Запорожском трансформаторном заводе («ЗТЗ»), смонтирован и запущен в эксплуатацию на территории электростанции п. Светлой в декабре 1983 г., предназначен для электроснабжения водогрейных котлов мощностью 10 МВт.

Электростанция входит в состав филиала ПАО «РусГидро» Зейская ГЭС, обеспечивает более 60% потребителей п. Светлой, имеющих центральное отопление.

Нагрузка трансформатора ввиду особенностей работы котельной в летний период минимальная, составляет не более 10 МВт, в зимний период нагрузка может достигать 20 МВт, что составляет не более 60...65% от номинальной.

Со слов эксплуатационного персонала устройство РПН зафиксировано в одном положении и переключения под нагрузкой в последнее время не производятся. Для обеспечения требуемого уровня напряжения задействовано 11 положение переключателя.

Уровни напряжений на сторонах трансформатора не превышают предельно допустимых.

Данными о токах короткого замыкания, воздействовавших на обследуемый трансформатор, эксплуатационный персонал не располагает.

Температурные режимы соответствуют правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей. Перегревов трансформаторов не зафиксировано. Температура верхних слоев масла в летний период находится в пределах 40-45 °С.

#### **7.1.4 Объем и периодичность эксплуатационных проверок, испытаний и ремонтов**

В процессе эксплуатации трансформатора проводятся периодические проверки и испытания в объемах, регламентированных РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытания электрооборудования», «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей» (Утв. приказом Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. № 229) и местными инструкциями:

- физико-химические анализы масла из бака трансформатора и РПН проводятся в основном с периодичностью 1 раз в 1 -2 года;

- проводятся профилактические испытания при плановых текущих ремонтах. Периодичность измерений соответствует требованиям РД 34.45-51.300-97 «Объем и норм испытаний электрооборудования».

Сведений о проведении хроматографического контроля газов, растворенных в масле из бака трансформатора и РПН, в эксплуатационной документации не содержится.

Ежегодно проводится текущий ремонт в следующем объеме:

- расшиновка трансформатора, ревизия внешних контактных соединений;

- отбор проб масла на сокращенный физико-химический анализ;

- замена силикагеля в воздухоосушителе;

- проверка термосигнализаторов;

- устранение подтеков масла в системе охлаждения и разъёмных соединениях;

- ревизия, проверка в работе вентиляторов, пусковой аппаратуры системы охлаждения;

- чистка изоляции вводов от грязи и масла;

- проверка уровня масла в отсеках расширителя в соответствии с температурой верхних слоев масла;

- прокрутка переключателя РПН;

- восстановление лакокрасочного покрытия по необходимости.

Сведения о проведенных ремонтах и объемы дополнительных выполненных работ представлены ниже:

- 12.1983 г. Трансформатор смонтирован в ячейке 5Т;
- 07.2007 г. Текущий ремонт. Замена силикагеля в термосифонном фильтре.

## **7.2 Оценка технического состояния систем трансформатора**

### **7.2.1 Результаты внешнего осмотра**

Внешний осмотр трансформатора проводился: 10-11 октября 2017 г.

Бак трансформатора:

Состояние лакокрасочного покрытия бака трансформатора в целом следует признать удовлетворительным



Рисунок 14 — Состояние лакокрасочного покрытия

Выявлен сильный износ резиновых уплотнений (растрескивание) фланцевых соединений технологических лючков бака (рисунок 16). Тем не менее, капельные течи через резиновые уплотнения отсутствуют.



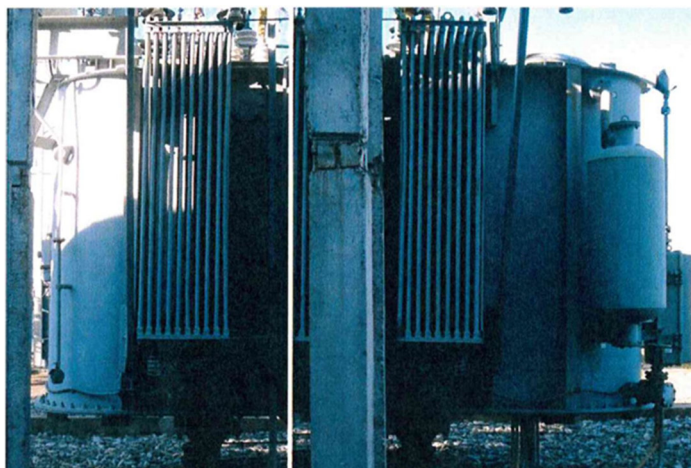


Рисунок 15 — Состояние лакокрасочного покрытия

Деформаций бака, значительных участков загрязнения поверхности подтеками масла, капельных течей через резиновые уплотнения в ходе обследования не выявлено.



Рисунок 16 — Технологических лючков

Система охлаждения:

При внешнем осмотре оборудования системы охлаждения выявлено следующее:

- в целом состояние оборудования (рисунок 17). Нарушения лакокрасочного покрытия, не выявлено (рисунок 17);
- выявлены подтеки масла в районе нижнего коллектора среднего радиатора со стороны ВН (рисунок 18);
- запорная арматура трубопроводов системы охлаждения в удовлетворительном состоянии. Замечаний не выявлено;
- замечания по состоянию вентиляторов обдува отсутствуют (рисунок 19).



Рисунок 17 – Состояние лакокрасочного покрытия радиаторов

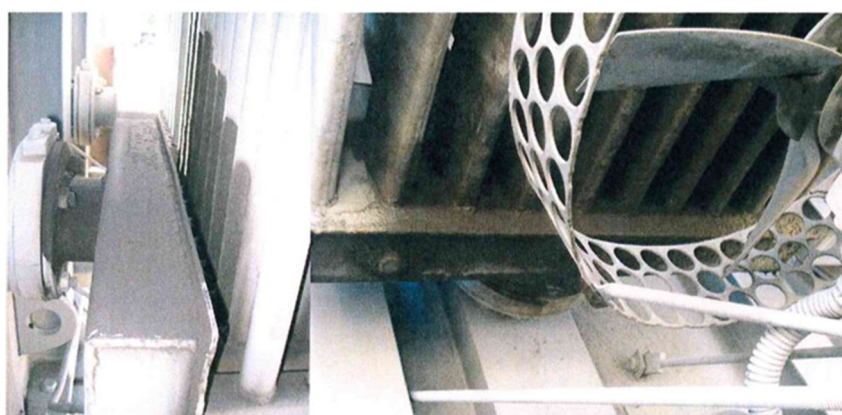


Рисунок 18 — Подтеки масла в районе нижнего коллектора среднего радиатора со стороны ВН

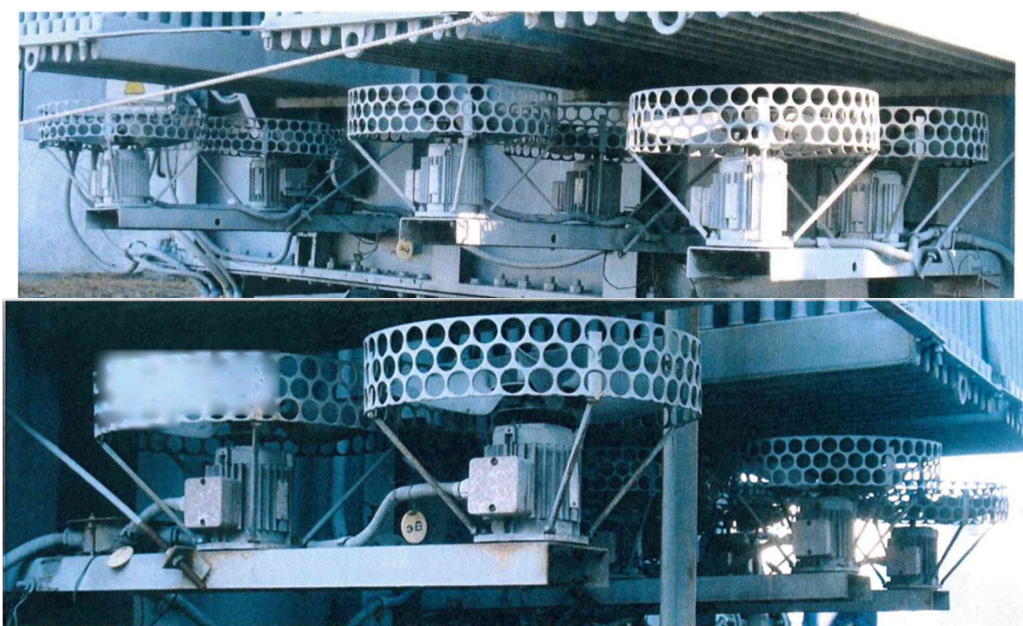


Рисунок 19 — Состояние вентиляторов обдува со стороны ВН и НН  
Состояние вводов:

Состояние фарфоровой изоляции вводов 35 и 6 кВ удовлетворительное. Значительного загрязнения поверхности, капельных течей масла через резиновые уплотнения, сколов и трещин не обнаружено (рисунок 20).

Тем не менее, стоит обратить внимание на запотевание масла в районе верхнего колпака ввода фазы В 35 кВ (рисунок 20).



Рисунок 20 — Состояние вводов 35 кВ фаз

Система защиты и очистки масла:

В результате внешнего осмотра системы защиты и очистки масла установлено следующее:

- внешнее состояние расширителя и выхлопной трубы в целом удовлетворительное. Признаков нарушения герметичности (течи масла, отпотевания сварных швов) не выявлено (рисунок 21);
- повреждения диафрагмы выхлопной трубы отсутствуют (рисунок 21);
- состояние термосифонного фильтра удовлетворительное. Замечаний не выявлено (рисунок 21);

- цвет силикагеля в воздухоосушителе не позволяет оценивать степень его увлажнения (рисунок 21);

- показания указателя уровня масла в расширителе в целом соответствуют температуре верхних слоев масла согласно показаний термосигнализаторов (рисунок 22).



Рисунок 21 — Состояние расширителя, выхлопной трубы и термосифонного фильтра

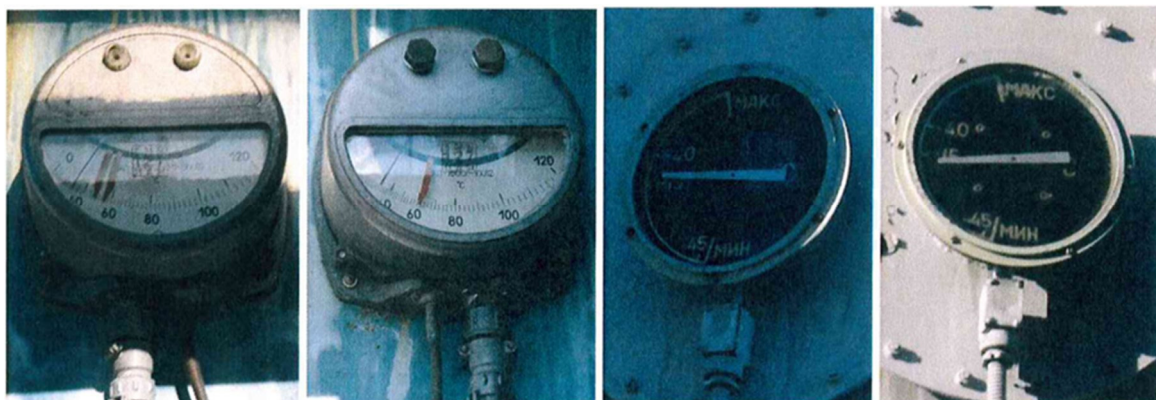


Рисунок 22 — Показания термосигнализаторов и указателей уровня масла

Контрольно-измерительная аппаратура:

Состояние контрольно-измерительной аппаратуры в целом рабочее (рисунок 22).

Коробки зажимов для присоединения контрольных кабелей, металлорукава находятся в исправном состоянии.

**Выводы:** в целом состояние бака трансформатора, оборудования системы охлаждения, защиты и очистки масла следует по результатам внешнего осмотра следует признать удовлетворительным.

Тем не менее, выявлен ряд замечаний:

- износ резиновых уплотнений (растрескивание) фланцевых соединений технологических лючков бака. Тем не менее, капельные течи через резиновые уплотнения отсутствуют;

- подтеки масла в районе нижнего коллектора среднего радиатора со стороны ВН;

- запотевание масла в районе верхнего колпака ввода фазы В 35 кВ;

- цвет силикагеля в воздухоосушителе не позволяет оценивать степень его увлажнения. Существенных замечаний по состоянию высоковольтных вводов 35 и 6 кВ не выявлено. Состояние контрольно-измерительной аппаратуры металлорукавов контрольных кабелей рабочее.

**Выводы:** в целом состояние бака, оборудования системы охлаждения, защиты и очистки масла следует по результатам внешнего осмотра следует признать удовлетворительным.

Выявлен ряд замечаний:

- износ резиновых уплотнений (растрескивание) фланцевых соединений технологических лючков бака. Тем не менее, капельные течи через резиновые уплотнения отсутствуют;

- подтеки масла в районе нижнего коллектора среднего радиатора со стороны ВН;

- запотевание масла в районе верхнего колпака ввода фазы В 35 кВ;

- цвет силикагеля в воздухоосушителе не позволяет оценивать степень его увлажнения.

Существенных замечаний по состоянию высоковольтных вводов 35 и 6 кВ не выявлено.

Состояние контрольно-измерительной аппаратуры, металлорукавов контрольных кабелей рабочее.

### **7.2.2. Результаты хроматографического анализа газов, растворенных в масле из бака трансформатора**

Хроматографический анализ газов, растворенных в масле, позволяет выявить дефекты на ранней стадии их развития, предполагаемый характер дефекта и степень имеющегося повреждения, поэтому данные ХАРГ являются первоочередными для выявления дефектов при диагностическом обследовании.

Сведений о проведении хроматографического контроля газов, растворенных в масле из бака, в эксплуатационной документации не содержится.

Причина отбора пробы и цель проведения испытаний: Комплексное диагностическое обследование.

Условия проведения испытаний:  $t = 23,0 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $W = 42\%$ ,  $P = 754 \text{ мм рт. ст.}$

Дата проведения испытаний: 17.10.2017 г.

Место отбора: Бак, контактор РПН. Отбор пробы масла выполнен 11.10.2017 г. при продолжительности работы в режиме нагрузки трансформатора порядка 20 ч при  $t_{\text{масла}}$  по термодатчикам —  $26...28 \text{ }^\circ\text{C}$  и  $t_{\text{воздуха}}$   $^\circ\text{C}$  в сухую погоду.

Марка жидкого электроизоляционного материала, № стандарта, определяющего технические требования к нему: Смесь Импортного ИСД (ТУ 38.101.890-81)+ ТКп ГОСТ 982- 68.

Стандарт на метод испытания: СТО 56947007-29.180.010.094-2011.

Результаты анализа представлены в таблице 5

Таблица 5 — Хроматографический анализ газов

Место отбора пробы	Дата отбора	Дата анализа	Концентрация растворенных в масле газов,ppm							CO <sub>2</sub> /CO
			H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	
Бак	11.10.17	17.10.17	0,2	1,7	75,0	790	6,8	0,2	отс.	10,5
Граничные концентрации			100	100	600	8000	100	50	10	5...13
РПН	11.10.17	17.10.17	23,5	15,8	315,0	2820,0	36,5	0,9	0,1	

Измерительная аппаратура: хроматограф газовый «Кристалл-2000М», зав. № 4535.

**Выводы:** на момент обследования концентрации газов, растворенных в масле из бака трансформатора, не превышают ориентировочных граничных значений и могут свидетельствовать об отсутствии развитых дефектов термического и электрического характера

### 7.2.3 Состояние изоляции активной части

#### 7.2.3.1 Изоляционные характеристики обмоток трансформатора

Результаты измерений изоляционных характеристик обмоток в процессе эксплуатации и при КДО приведены в таблицах 6-9.

Таблица 6 — Результаты измерений изоляционных характеристик

Зона или схема измерения	Дата	t <sub>изм</sub>	Значения изоляционных характеристик					Примечани е
			tgδ,%	C,пФ	R <sub>15</sub> МОм	R <sub>60</sub> МОм	K <sub>абс</sub>	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ВН- НН <sub>1</sub> +НН <sub>2</sub> +К	Заводские	46	—	—	—	—	—	Заводские
	15.11.1983	18	0,162	—	700	1050	1,50	Монтаж
	14.05.1991	—	0,250	—	3450	3800	1,10	—
	28.09.1994	35	0,120	9012	18000	22000	1,22	—
	15.05.1996	—	0,120	9150	13000	17000	1,31	—
	08.06.1999	—	—	—	25000	33000	1,32	—
	22.05.2013	—	—	—	50000	75000	1,50	—
	22.05.2015	—	—	—	—	6500	—	—
	24.06.2016	—	—	—	28000	34000	1,21	—
	22.06.2017	—	—	—	30000	45000	1,50	—
10.10.2017	—	—	—	12500	25000	2,00	КДО	

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
НН <sub>1</sub> - ВН+НН <sub>2</sub> +К	Заводские	46	0,300	—	1100	1500	1,36	Заводские
	15.11.1983	18	0,270	—	4600	5700	1,24	Монтаж
	15.05.1996	—	—	—	50000	75000	1,50	—
	08.06.1999	—	—	—	50000	90000	1,80	—
	22.05.2015	—	—	—	70000	84000	1,20	—
	24.06.2016	—	—	—	70000	94000	1,34	—
	22.06.2017	—	—	—	23000	31000	1,35	—
10.10.2017	10	0,357	8097	151000	161150	1,07	КДО	
НН <sub>2</sub> - ВН+НН <sub>1</sub> +К	Заводские	46	0,317	—	1000	1400	1,40	Заводские
	15.11.1983	18	0,260	—	4400	5400	1,23	Монтаж
	15.05.1996	—	—	—	50000	75000	1,50	—
	08.06.1999	—	—	—	60000	90000	1,50	—
	22.05.2015	—	—	—	69000	92000	1,33	—
	24.06.2016	—	—	—	70000	102000	1,46	—
	22.06.2017	—	—	—	25000	31000	1,24	—
10.10.2017	10	0,365	8383	149440	196000	1,31	КДО	
ВН+НН <sub>1</sub> +НН 2-К	10.10.2017	10	0,357	13660	37920	42960	1,13	КДО
ВН-К	10.10.2017	10	0,193	3715	47890	53510	U2	КДО
ВН-НН <sub>1</sub>	15.05.1996	—	—	—	750000	100000	0,13	—
	08.06.1999	—	—	—	—	>100000	—	—
	10.10.2017	10	0,270	2631	—	>100000	—	КДО
ВН-НН <sub>2</sub>	15.05.1996	—	—	—	750000	>100000	0,13	—
	08.06.1999	—	—	—	—	>100000	—	—
	10.10.2017	10	0,276	2753	—	>100000	—	КДО
НН <sub>1</sub> -НН <sub>2</sub>	15.05.1996	—	—	—	—	>100000	—	—
	08.06.1999	—	—	—	—	>100000	—	—
	10.10.2017	10	0,445	5930	—	>100000	—	КДО
НН <sub>1</sub> -К	10.10.2017	10	0,382	4873	46150	52870	1,15	КДО
НН <sub>2</sub> -К	10.10.2017	10	0,390	5038	120490	144500	1,20	КДО

Теперь изоляционные характеристики обмоток, приведенные к температуре 20°C

Предельно допустимое значение сопротивления изоляции было взято для трансформаторов на напряжение до 35 кВ



Таблица 7 — Результаты измерений изоляционные характеристики

Дата	t <sub>изм</sub> °C	ВН-		НН <sub>1</sub> - ВН+		НН <sub>2</sub> - ВН+		ВН+		Примечание
		НН <sub>1</sub> +НН <sub>2</sub> +К		НН <sub>2</sub> +К		НН <sub>1</sub> +К		НН <sub>1</sub> +НН <sub>2</sub> -К		
		tgδ,%	R <sub>60</sub> МОм	tgδ,%	R <sub>60</sub> МОм	tgδ,%	R <sub>60</sub> МОм	tgδ, %	R <sub>60</sub> МОм	
Заводские	46	0,079	3015	0,146	4307	0,155	4020	—	—	Заводские
15.11.1983	18	0,264	3504	0,285	5256	0,275	4979	—	—	Монтаж
28.09.1994	35	0,079	31240	—	—	—	—	—	—	—
10.10.2017	10	0,311	35240	0,471	10741 2	0,481	130641	0,43 6	28634	КДО
Предельно допустимое значение, МОм	20	—	300	—	300	—	300	—	300	—

Таблица 8 — Продолжение таблицы 7

Дата	Тизм °C	ВН-К		ВН-НН <sub>1</sub>		ВН-НН <sub>1</sub>		Примечание
		tgδ,%	R <sub>60</sub> МОм	tgδ,%	R <sub>60</sub> МОм	tgδ,%	R <sub>60</sub> МОм	
10.10.2017	10	0,254	35666	0,356	>66654	0,364	>66654	КДО
Предельно допустимое значение, МОм	20	—	300	—	300	—	300	—

Таблица 9 — Продолжение таблицы 7

Дата	Тизм °C	НН <sub>1</sub> -НН <sub>2</sub>		НН <sub>1</sub> -К		НН <sub>2</sub> -К		Примечание
		tgδ,%	R <sub>60</sub> МОм	tgδ,%	R <sub>60</sub> МОм	tgδ,%	R <sub>60</sub> МОм	
10.10.2017	10	0,587	66654	0,503	105387	0,514	96315	КДО
Предельно допустимое значение, МОм	20	—	300	—	300	—	300	—

**Выводы:** результаты измерений, проведенных при КДО, удовлетворяют требованиям РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования» [1].

На момент обследования значения сопротивлений изоляции  $R_{60}$ , приведенные к одной температуре, для всех схем измерения значительно выше заводских.

Абсолютные значения тангенса угла диэлектрических потерь изоляции обмоток в настоящее время не превышают 1% при температуре измерений 10 °С.

Сопротивления изоляции  $R_{60}$ , приведенные к температуре 20 °С, для всех схем измерения выше предельно допустимого значения 300 МОм.

Результаты измерений изоляционных характеристик, проводимых в эксплуатации, непредставительны, поскольку в протоколах отсутствуют, не представлены температуры изоляции масла при проведении замеров.

#### 7.2.3.2 Влагосодержание твердой изоляции трансформатора

В процессе эксплуатации допускается проводить оценку влажности твердой изоляции расчетным путем. Допустимое значение влажности твердой изоляции эксплуатируемых трансформаторов напряжением 110 кВ и выше - не более 2% по массе [1]. Влагосодержание твердой изоляции трансформаторов класса напряжения 35 кВ не нормируется [1].

Расчетная оценка влагосодержания твердой изоляции производилась по равновесному состоянию масла и бумаги.

Распределение влаги между маслом и бумажной изоляцией в трансформаторе зависит от температуры масла и активной части. При изменении температурного режима происходит перераспределение влаги в трансформаторе до наступления равновесного состояния. Таким образом, зная влагосодержание масла и его температуру во время отбора можно, приняв допущение, что система находится в равновесном состоянии, определить влагосодержание твердой изоляции.

Влагосодержание твердой изоляции, рассчитанное по равновесному состоянию масла и бумаги (использованы данные кривых равновесного состояния «ЕНW Weidmann», рисунок 23 составило не более 2,0%, что

соответствует границе бездефектного состояния и не снижает эксплуатационную надежность трансформатора.

Корректная оценка влагосодержания твердой изоляции по результатам измерения диэлектрических характеристик [12] затруднительна ввиду низкой температуры обмоток при проведении испытаний. Температура обмоток при измерениях составляла не более 10 °С.

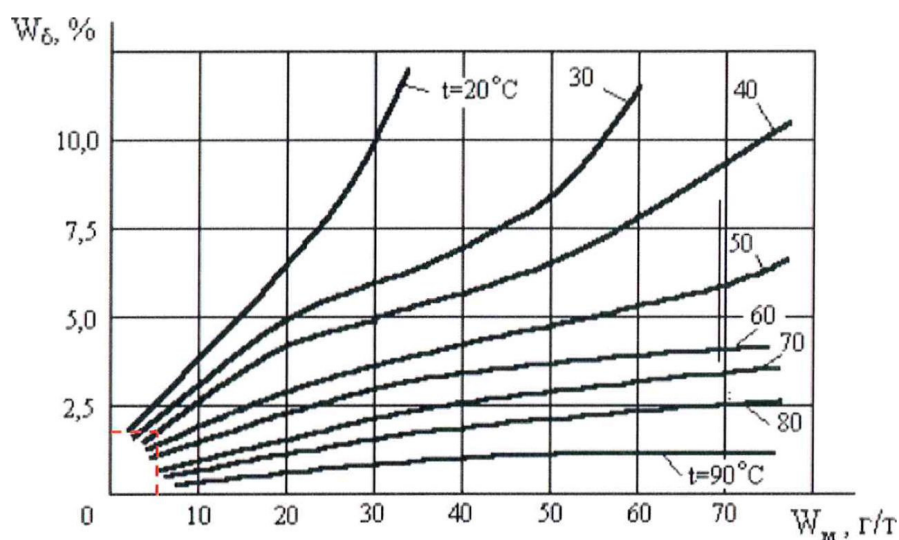


Рисунок 23 – Равномерное распределение влаги в изоляции

$W_{\delta}$  - влагосодержание бумаги;  $W_m$  - влагосодержание масла;  $t$  - температура масла

Выводы: увлажнения твердой изоляции, снижающего эксплуатационную надежность трансформатора не обнаружено.

### 7.2.3.3 Деструкция твердой изоляции трансформатора

Для оценки степени старения бумажной изоляции проводился анализ масла из бака на содержание фурановых производных, являющихся продуктами химической деструкции целлюлозы твердой изоляции, методом высокоэффективной жидкостной хроматографии.

Результаты анализов масла из бака на содержание фурановых производных приведены в таблице 10. Норма по СТО 70238424.27.100.053-2009

Таблица 10 — Содержание фурановых производных в масле из бака трансформатора

Место отбора пробы	Дата отбора	Концентрация производных фурана, растворенных в масле, мг/кг					
		5-Гидроксиметил фурурол (5НMF)	Фурфурол (2FAL)	2-Ацетил фуран (2ACF)	5-метил фурурол (5MEF)	Фурфуриловый спирт (2FOL)	Сумма произв.
Бак	11.10.2017	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05
Норма		—	<3	—	—	—	<5

Выводы: по результатам проведенного анализа концентрация фурановых производных в масле незначительна.

Уровень деструкции твердой изоляции соответствует сроку службы и условиям эксплуатации трансформатора и на момент обследования не достигает предельного значения.

#### 7.2.4 Оценка состояния масла из бака трансформатора

Сравнительная таблица параметров качества масла из бака и нормируемых показателей качества масла [1] приведена в таблице 11.

Результаты предыдущих анализов масла в эксплуатационной документации представлены в полном объеме.

Отбор пробы масла выполнен 11.10.2017 г. при продолжительности работы в режиме нагрузки трансформатора порядка 20 ч при  $t_{\text{масла}}$  по термодатчикам = 26...28 °С и  $t_{\text{воздуха}} = -2$  °С в сухую погоду.

Таблица 11 — Показатель качества масла

Дата отбора	Показатель качества масла						Примечание
	U <sub>пр</sub> кВ	Кислотное число, мг КОН/г	ВРК мгКОН/г	Темп. вспышки, °С	Влагосодержание		
					Качественно ГОСТ 1547-81	ГОСТ 7822-75, г/т	
1	2	3	4	5	6	7	8
27.05.05	70,0	0,006	отс.	136	отс.	—	—
29.05.06	58,8	0,018	отс.	140	отс.	—	—
16.07.08	48,0	0,016	отс.	141	отс.	—	—
18.07.08	64,4	0,004	отс.	139	отс.	—	—

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8
16.06.11	65,0	0,002	отс.	141	отс.	—	—
09.07.12	66,4	0,003	отс.	137	отс.	—	—
03.06.15	40,2	—	—	—	—	—	—
20.06.16	69,4	0,024	отс.	139	отс.	—	—
17.05.17	-	0,004	отс.	141	—	—	—
11.10.17	80,2	0,003	отс.	—	отс.	4,0	КДО
—	—	<0.1	0,014	Снижение > 5 °С	отс.	—	Норма[1]
—	>25	<0,25	—	>125	отс.	<30	Предельно допустимое значение [1]

Продолжение таблицы 11

Дата отбора	Показатель качества масла				Примечание
	Механические примеси, по ГОСТ 6370-83/ ГОСТ 17216-2001	Тангенс угла диэлектрических потерь при температуре, °С, %		Содержание антиокислительной присадки, %	
		70	90		
27.05.05	отс. / -	—	—	—	—
29.05.06	отс. / -	—	—	—	—
16.07.08	отс. /	—	—	—	—
18.07.08	отс. /	—	—	—	—
16.06.11	отс. /	—	—	—	—
09.07.12	отс. /	—	—	—	—
20.06.16	отс. / -	—	—	—	—
11.10.17'	отс. /	0,095	0,0237	0,19	КДО
—	Отсутствие/<13	—	122	>0,12	Норма[1]
—	Отсутствие/<13	—	152	—	Предельно допустимое значение [1]

Выводы: все показатели масла соответствуют требованиям РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования» [1].

### 7.2.5. Оценка состояния активной части

#### 7.2.5.1 Состояние обмоток трансформатора

Оценка токоведущей цепи обмоток производилась по результатам измерений сопротивления постоянному току, представленных в таблицах 12-14.

Результаты измерения сопротивления обмоток постоянному току, проведенного при КДО.

Сопротивление обмоток ВН постоянному току:

Максимальное различие сопротивлений обмоток постоянному току, измеренных в разных фазах  $\Delta R_{\text{мф max}}$ , рассчитано по формуле:

$$\Delta R_{\text{мф max, \%}} = \max \left( \left| \frac{R_{\text{изм.А}} - R_{\text{изм.В}}}{1/3 \sum R_{\text{изм}}} \right|, \left| \frac{R_{\text{изм.А}} - R_{\text{изм.С}}}{1/3 \sum R_{\text{изм}}} \right|, \left| \frac{R_{\text{изм.В}} - R_{\text{изм.С}}}{1/3 \sum R_{\text{изм}}} \right| \right) \cdot 100\%$$

Таблица 12 — Сопротивлений обмоток постоянному току

Дата	Т <sub>изм</sub> °С	№ положения РПН	Значение R <sub>изм</sub> Ом в фазе			ΔR <sub>max</sub> <sup>1</sup> , %, междуфазное	Примечание
			А	В	С		
1	2	3	4	5	6	7	8
15.11.1983	18	1	0,07760	0,07740	0,07850	1,42	Монтаж
		2	0,07580	0,07590	0,07660	1,06	
		3	0,07450	0,07420	0,07520	1,35	
		4	0,07250	0,07180	0,07320	1,95	
		5	0,07120	0,06940	0,07180	3,46	
		6	0,06930	0,06770	0,06990	3,25	
		7	0,06680	0,06590	0,06870	4,25	
		8	0,06610	0,06360	0,06640	4,40	
		9	0,06390	0,06360	0,06420	0,94	
		10	0,06380	0,06380	0,06380	0,00	
		11	0,06420	0,06420	0,06440	0,31	
		12	0,06580	0,06620	0,06640	0,91	
14.05.91	—	1	0,07875	0,07825	0,08131	3,91	—
		2	0,07699	0,07699	0,08302	7,83	
		3	0,07507	0,07527	0,07617	1,47	
		4	0,07343	0,07346	0,07523	2,45	
		5	0,07163	0,07177	0,07316	2,14	
		6	0,07019	0,07000	0,07163	2,33	
		7	0,06813	0,06825	0,06982	2,48	
		8	0,06673	0,06679	0,06824	2,26	
		9	0,06457	0,06432	0,06543	1,73	
		10	0,06448	0,06410	0,06516	1,65	
		11	0,06479	0,06439	0,06553	1,77	
		12	0,06673	0,06679	0,06750	1,15	

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8
28.09.94	35	1	0,07835	0,07943	0,08040	2,62	—
		2	0,07755	0,07794	0,07855	1,29	
		3	0,07596	0,07598	0,07665	0,91	
		4	0,07417	0,07434	0,07485	0,92	
		5	0,07256	0,07244	0,07331	1,20	
		6	0,07093	0,07097	0,07162	0,97	
		7	0,06906	0,06917	0,07031	1,81	
		8	0,06739	0,06745	0,06819	U9	
		9	0,06721	0,06522	0,06566	3,05	
		10	0,06719	0,06525	0,06533	2,97	
		11	0,06642	0,06541	0,06585	1,54	
		12	0,06922	0,06759	0,06815	2,41	
08.06.99	—	1	0,0755	0,0779	0,0783	3,71	—
		2	0,0752	0,0764	0,0764	1,60	
		3	0,0736	0,0744	0,0749	1,77	
		4	0,0720	0,0731	0,0733	1,81	
		5	0,0706	0,0712	0,0718	1,70	
		6	0,0686	0,0694	0,0701	2,19	
		7	0,0670	0,0677	0,0686	2,39	
		8	0,0646	0,0661	0,0665	2,94	
		9	0,0630	0,0636	0,0643	2,06	
		10	0,0637	0,0636	0,0640	0,63	
		11	0,0643	0,0640	0,0644	0,62	
		12	0,0657	0,0657	0,0664	1,07	
10.10.17	10	1	0,0746	0,0859	0,0751	15,15	КДО
		2	0,0732	0,0843	0,0736	15,16	
		3	0,0717	0,0827	0,0719	15,34	
		4	0,0702	0,0811	0,0705	15,53	
		5	0,0686	0,0794	0,0689	15,74	
		6	0,0671	0,0779	0,0672	16,10	
		7	0,0651	0,0763	0,0657	17,20	
		8	0,0636	0,0748	0,0640	17,61	
		9	0,0619	0,0725	0,0617	17,50	
		10	0,0619	0,0724	0,0615	17,72	
		11	0,0619	0,0727	0,0619	17,45	
		12	0,0634	0,0747	0,0638	17,82	
Предельно допустимое значение [1]						<2%	—

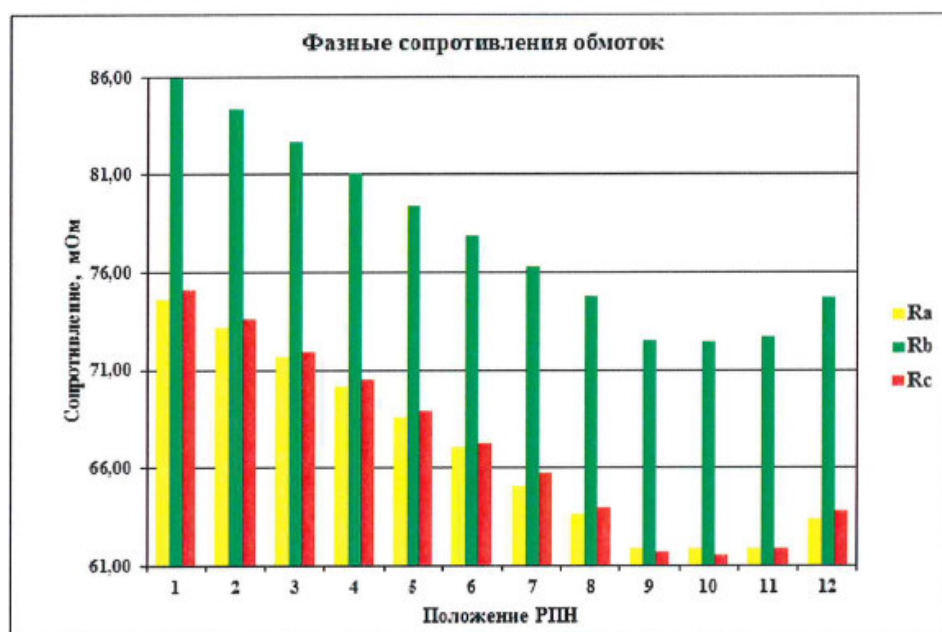


Рисунок 24 – Графическое представление сопротивления обмоток ВН постоянному току

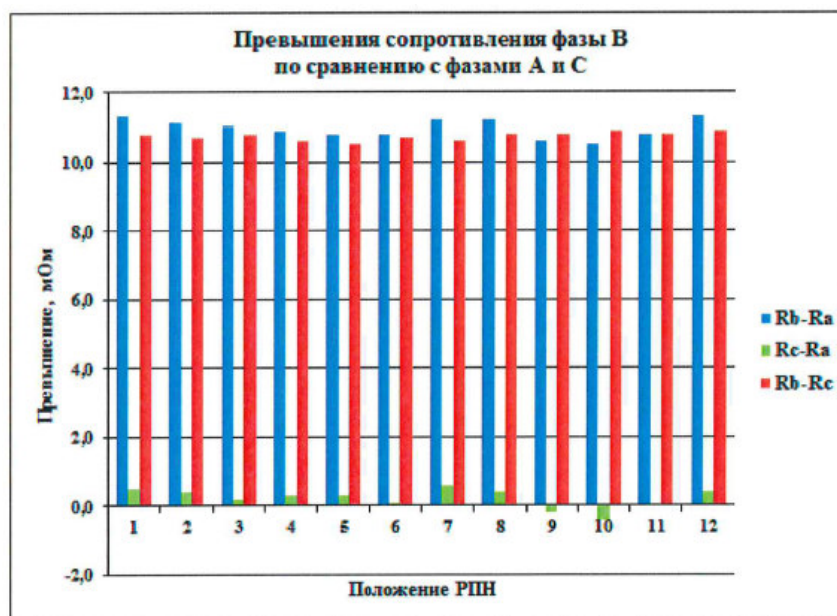


Рисунок 25 – Графическое представление превышение сопротивления фазы В обмотки ВН постоянному току

Таблица 13 — Сопротивление обмоток НН<sub>1</sub> постоянному току

Дата	Т <sub>изм</sub> °С	Значение R <sub>изм</sub> Ом, на выводах			ΔR <sub>max</sub> , %	Примечание
		a-b	b-c	c-a		
15.11.1983	18	0,00609	0,00609	0,00609	0,00	Монтаж
10.10.2017	10	0,00559	0,00562	0,00559	0,54	КДО
Предельно допустимое значение [1]					<2%	—



Таблица 14 — Сопротивление обмоток НН<sub>2</sub> постоянному току

Дата	Т <sub>изм</sub> °С	Значение R <sub>изм</sub> Ом, на выводах			ΔR <sub>max</sub> , %	Примечание
		a-b	b-c	c-a		
15.11.1983	18	0,00635	0,00633	0,00634	0,32	Монтаж
10.10.2017	10	0,00575	0,00576	0,00575	0,17	КДО
Предельно допустимое значение [1]					<2%	—

Выводы: результаты измерений сопротивлений обмоток НН<sub>1</sub> и НН<sub>2</sub> постоянному току удовлетворяют требованиям «Объем и нормы испытаний электрооборудования» [1]. Максимальная разница сопротивлений, измеренных на разных выводах, не превышает предельно допустимое значение 2%.

Результаты измерений сопротивлений обмоток ВН постоянному току не удовлетворяют требованиям РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования». Различия сопротивлений, измеренных в разных фазах на всех положениях переключателя РПН, составляют 15-17%. Стоит отметить, что превышение омических сопротивлений обмотки фазы В над фазами А и С, величина постоянная для всех положений РПН и равна порядка 10-12 мОм.

Принимая во внимание устройство и принципы работы переключателей РПН с реверсированием регулировочной обмотки, результаты тепловизионного обследования, наиболее вероятной причиной повышенного омического сопротивления постоянному току обмотки фазы В является недоброкачественный контакт присоединения отвода обмотки ко вводу.

#### 7.2.5.2 Состояние магнитопровода трансформатора

Эксплуатационные результаты измерений потерь холостого хода представлены в таблицах 15—16.

Результаты измерения потерь холостого хода, проведенного при КДО, представлены в Приложении 2.

Измеренные значения потерь холостого хода трансформатора представлены в таблице

Таблица 15 — Результаты измерений потерь XX

Дата	Подано напряжение на выводы фаз									$P_{\Sigma}^1, \text{Вт}$
	b и c			a и c			a и b			
	U, В	I, А	$P_{bc}, \text{Вт}$	U, В	I, А	$P_{ac}, \text{Вт}$	U, В	I, А	$P_{ab}, \text{Вт}$	
15.11.1983	392,0	0,340	73,00	392,0	0,500	108,00	392,0	0,350	74,00	127,50
10.10.2017	220,4	0,349	41,04	220,9	0,476	55,11	221,7	0,286	36,51	66,33

$$P_{\Sigma} = \frac{P_{a-b} + P_{b-c} + P_{a-c}}{2}$$

где,  $P_{\Sigma}$  - суммарные потери по всему магнитопроводу:

Таблица 16 — Отношение потерь XX трансформатора

Дата	Отношение потерь					
	$P_{ac/bc}$	$\Delta P_{ac/bc} \%$ от исх.	$P_{ac/ab}$	$\Delta P_{ac/ab} \%$ от исх.	$P_{ab/bc}$	$\Delta P_{ab/bc} \%$ от исх.
15.11.1983	1,479	0,00	1,459	0,00	0,986	0,00
10.10.2017	1,343	9,23	1,509	3,43	1,124	13,95
Предельно допустимое значение, % [1]	—	<5	—	<5	—	<5

Таблица 17 — Значения потерь, приведенные к  $U=380$

Дата	Потери XX, приведенные к напряжению заводских испытаний						$P_{\Sigma \text{прив.}}^2, \text{Вт}$	$P_{\Sigma \text{отн.}}^3, \%$
	$P_{\text{прив. bc}}$		$P_{\text{прив. ac}}$		$P_{\text{прив. ab}}$			
	Вт	%	Вт	%	Вт	%		
15.11.1983	73,00	100,0	108,0	100,0	74,0	100,0	127,5	100,0
10.10.2017	122,56	167,9	163,9	151,7	107,8	145,7	197,1	154,6
Предельно допустимое значение [1]	—	< 130	—	< 130	—	< 130	—	< 130

$$P_{\text{прив}} = P \left( \frac{U_{\text{зав}}}{U_{\text{изм}}} \right)^{1,9}$$

где,  $P_{\text{прив}}$  — значение потерь холостого хода приведенное к напряжению заводских измерений:

$P$  — измеренное значение потерь, Вт;

$U_{\text{зав}}$  — напряжение, при котором проводились заводские измерения;

$U_{\text{изм}}$  — напряжение, при котором проводились текущие измерения.

$$P_{\Sigma \text{прив}} = \frac{P_{\text{прив}_{a-b}} + P_{\text{прив}_{b-c}} + P_{\text{прив}_{a-c}}}{2}$$

где,  $P_{\Sigma}$  — суммарные потери по всему магнитопроводу:

$$P_{\text{отн}} = \frac{P_{\text{прив}}}{P_{\text{зав}}} \cdot 100\%$$

где,  $P_{\text{отн}}$  — значение потерь относительно заводских:

$P_{\text{зав}}$  — значение потерь, полученное при заводских испытаниях.

**Выводы:** результаты измерения потерь холостого хода не удовлетворяют требованиям РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования».

Рост потерь холостого хода по сравнению с исходными значениями составил от 45 до 67% для различных схем измерения.

Кроме того, зафиксировано недопустимое изменение соотношений потерь холостого хода.

Увеличение потерь может быть связано с наличием дефекта магнитной системы (в частности, распрессовки активной стали магнитопровода и снижением уровня межлистовой изоляции). Вместе с тем, нельзя исключать методическую ошибку (например, обусловленную остаточной намагниченностью магнитопровода при проведении опыта холостого хода) и (или) приборную погрешности при проведении измерений.

По результатам опыта холостого хода при пониженном напряжении короткозамкнутых витков и контуров, связанных с основным магнитным потоком, не предполагается.

### 7.2.5.3 Вибрационное обследование трансформатора

Вибрационного обследования бака трансформатора:

Вибрационное обследование бака проводилось с целью определения состояния прессовки обмоток и магнитопровода, а также общего состояния крепления конструкции трансформатора. Обследование базируется на замерах вибраций в двух режимах - холостого хода и нагрузки. Места установки вибродатчика на баке выбираются так, чтобы они располагались напротив

верхней и нижней частей обмотки фазы и «захватывали» часть обмотки и сердечника.

На основе анализов спектров вибросигналов, учета мощности целых и дробных гармоник в диапазоне от 10 до 1000 Гц может производиться: контроль уровня прессовки обмоток всех фаз трансформатора; определение относительного уровня прессовки магнитопровода трансформатора по зонам; выявление общего состояния элементов конструкции трансформатора.

Состояние трансформатора оценивается при помощи следующих коэффициентов: коэффициент прессовки обмоток; коэффициент прессовки магнитопровода; коэффициент общего крепления конструкции; обобщенный коэффициент состояния трансформатора.

Все эти коэффициенты рассчитываются как для всего трансформатора, так и для каждой фазы и для любой контролируемой точки.

Для всех коэффициентов заложен следующий качественный принцип - чем больше коэффициент отличается в меньшую сторону от единицы, тем хуже состояние. Максимальное значение коэффициента - единица, соответствующая идеальному состоянию данного параметра.

Замеры вибрации на обследуемом трансформаторе выполнялись в двенадцати точках на корпусе бака. Места установки вибродатчика на баке выбирались таким образом, чтобы они были напротив верхней и нижней частей обмотки фазы и «захватывали» часть обмотки и сердечника. Эти места схематически показаны точками на рисунке 26.

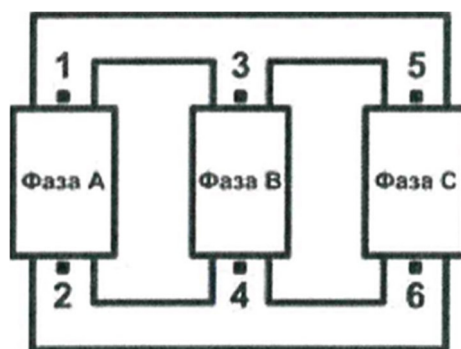


Рисунок 26 — Эскиз активной части трансформатора со стороны ВН

Номера рядом с квадратами (рисунок 29) указывают последовательность проведения замеров вибрации (со стороны вводов ВН) трансформатора. Далее замеры продолжаются на другой стороне трансформатора: 7 и 8 - верх и низ фазы С; 9 и 10 - верх и низ фазы В; 11 и 12 - верх и низ фазы А.

Переносной виброанализатор «Корсар+», регистрирует спектр вибросигнала с числом спектральных линий 400 и более в диапазоне до 1000 Гц. После записи полного цикла замеров вибрации в память виброанализатора эта информация переписывалась в компьютер, где производился ее анализ с помощью экспертной системы «Веста». В экспертной системе «Веста» предусмотрена возможность диагностики по одному режиму.

Условия проведения измерений показано в таблице 18

Таблица 18 — Условия проведения измерений

Дата	Режим работы трансформатора	t <sub>масла</sub> , °С	t <sub>воздуха</sub> , °С	Номера включенных вентиляторов охладителей	Примечание
10.10.2017 г.	Нагрузка 25%	-3	+26...+28	Откл.	—

Измерительная аппаратура представлена в таблице 50

Таблица 19 — Измерительная аппаратура

№	Тип прибора	Наименование	Заводской номер	Диапазон измерений	Класс точности (погрешности)	Сведения о поверке
1	Прибор для измерения и анализа вибрации	НПП «РОС» (г. Пермь)/ «Корсар+»	946	0,3... 100 мм/с 5...500 мкм 0,3... 100 м/с <sup>2</sup>	5%	Свидетельство № СП 1659606 До 14.06.2018
2	Вибропреобразователь однокомпонентный	НПП «ВиКонт» (г. Пермь)/ ВК-310 А	999	0,3... 100 мм/с 5...500 мкм 0,3... 100 м/с <sup>2</sup>	5%	

Результаты измерений:

Курсивом в таблицах отмечены значения параметров, свидетельствующие об ухудшении состояния элементов конструкции трансформатора.

Среднеквадратичное значение (СКЗ) виброскорости в точках замера представлено в таблице 20

Таблица 20 — Среднеквадратичное значение виброскорости в точках замера

Сторона трансформатора	Точка	СКЗ виброскорости в точках замера, мм/с					
		Фаза А		Фаза В		Фаза С	
		XX	PH	XX	PH	XX	PH
ВН	Верхняя	—	4,0	—	1,0	—	0,8
	Нижняя	—	0,5	—	2,1	—	0,7
НН	Верхняя	—	1,9	—	2,3	—	1,2
	Нижняя	—	2,2	—	0,8	—	3,9

Коэффициент прессовки обмоток трансформатора представлено в таблице 21

Таблица 21 — Коэффициент прессовки обмоток трансформатора

Сторона трансформатора	Точка	Коэффициент прессовки обмоток в фазе		
		А	В	С
ВН	Верхняя	0,93	0,99	0,88
	Нижняя	0,91	0,98	0,94
НН	Верхняя	0,97	0,96	0,89
	Нижняя	0,99	0,96	0,95

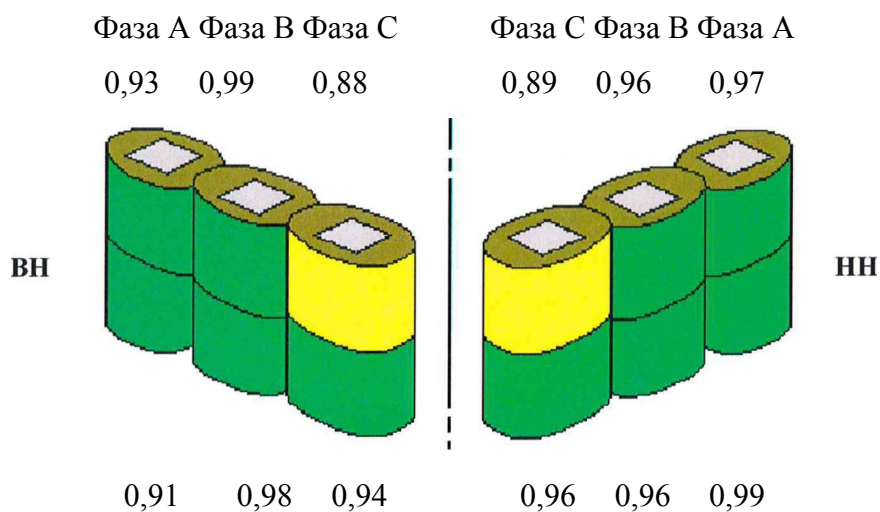
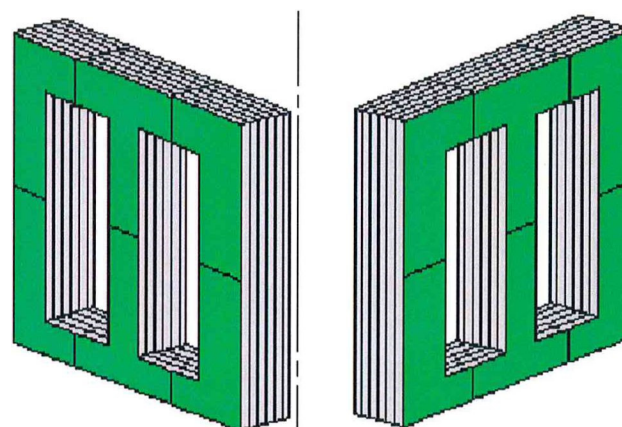


Рисунок 27 — Состояние прессовки обмоток трансформатора

Таблица 22 — Коэффициент прессовки магнитопровода трансформатора

Сторона трансформатора	Точка	Коэффициент прессовки магнитопровода в фазе		
		А	В	С
ВН	Верхняя	0,96	0,98	0,92
	Нижняя	0,96	0,99	0,99
НН	Верхняя	0,96	0,96	0,92
	Нижняя	0,97	0,98	0,99

Фаза А Фаза В Фаза С                      Фаза С Фаза В Фаза А  
 0,96   0,98   0,92                      0,92   0,96   0,96



0,96   0,99   0,99                      0,99   0,98   0,97

Рисунок 28 — Состояние прессовки магнитопровода трансформатора

Обобщенный коэффициент состояния трансформатора	0,94
Обобщенный коэффициент прессовки обмоток	0,93
Обобщенный коэффициент прессовки магнитопровода	0,95
Коэффициент общего крепления конструкции	0,97

Выводы: вибрационное обследование трансформатора показало, что общее состояние трансформатора оценивается как удовлетворительное.

Заметного снижения прессовки обмоток и магнитопровода не зафиксировано.

Выводы: вибрационное обследование трансформатора показало, что общее состояние трансформатора оценивается как удовлетворительное.

Заметного снижения прессовки обмоток и магнитопровода не зафиксировано.

#### **7.2.6. Оценка состояния вводов**

Оценка состояния внешних контактных соединений вводов производилась по результатам тепловизионного обследования.

Выводы: стоит обратить внимание на повышенный нагрев фарфоровой покрышки ввода 35 кВ фазы В. Превышение средней температуры фарфоровой покрышки ввода стержня фазы В над температурой вводов фаз А и С на 1,3 и 2,6 °С соответственно в режиме 25% нагрузки. Кроме того, выявлено запотевание масла в районе верхнего колпака ввода фазы В 35 кВ.

Дефектов вводов 6 кВ по результатам внешнего осмотра и тепловизионного обследования не выявлено.

#### **7.2.7 Оценка состояния переключателя РПН**

Оценка состояния регулятора РПН производилась по результатам измерений сопротивлений обмоток постоянному току, результатам физико-химического и хроматографического анализов масла.

##### **7.2.7.1 Токоведущая цепь переключателя РПН**

Результаты эксплуатационных измерений сопротивления постоянному току обмоток ВН, представлены в таблице 12.

Результаты измерения сопротивления обмоток ВН постоянному току, проведенного при КДО, приведены в приложении 2.

Выводы: различия сопротивлений постоянному току обмоток ВН, измеренных в разных фазах, на всех положениях переключателя РПН, превышают 2%.

Превышение омических сопротивлений обмотки фазы В над фазами А и С величина постоянная для всех положений РПН, в том числе и в номинальных (9-11 положения РПН), и составляет порядка 10-12 мОм. Кроме того, наблюдается характерная для бездефектного состояния закономерность изменения сопротивления постоянному току по ответвлениям в различных положениях переключателя. Тенденции к снижению абсолютного значения



сопротивления обмотки фазы В в результате многократной прокрутки переключателя РПН не наблюдалось.

Нарушений в работе привода РПН при проведении испытаний трансформатора не выявлено.

#### 7.2.7.2 Состояние трансформаторного масла из контактора РПН

Сведений о проведении хроматографического контроля газов, растворенных в масле из контактора РПН, в эксплуатационной документации не содержится.

Отбор пробы масла выполнен 11.10.2017 г. при продолжительности работы в режиме нагрузки трансформатора порядка 20 ч при  $t_{\text{масла по термодатчикам}} = 26..28 \text{ } ^\circ\text{C}$  и  $t_{\text{воздуха}} = -2 \text{ } ^\circ\text{C}$  в сухую погоду.

Результаты хроматографических анализов газов, растворенных в масле из контактора РПН представлено в таблице 23

Таблица 23 — Хроматографических анализов газов

Дата	Концентрация растворенных в масле газов, ppm						
	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>
11.10.2017'	235,0	15,8	315,0	2820,0	36,5	0,9	0,1

Результаты физико-химического анализа масла из контактора РПН представлено в таблице 24

Таблица 24 — Физико-химического анализа масла

Дата	Пробивное напряжение кВ (не менее)	Влагосодержание, г/т	Содержание механических примесей, К ПЧ	Температура вспышки в закрытом тигле °С	Кислотное число мг КОН/г	Значение tgδ при температуре	
						70°С, %	90°С, %
1	2	3	4	5	6	7	8
29.05.2006	62,8	-/отс.	-/отс.	139	0,004	—	—
18.07.2008	64,4	-/отс.	9/отс.	139	0,004	—	—

1	2	3	4	5	6	7	8
16.06.2011	43,6	-/отс.	-/отс.	—	—	—	—
09.07.2012	68,4	-/отс.	-/отс.	—	—	—	—
20.06.2016	65,2	-/отс.	-/отс.	—	—	—	—
11.10.2017'	61,0	16,0/-	11/ отс.	—	0,020	3,500	5,367
Предельно допустимое значение[1,11 ]	30	25/отс.	—	—	—	—	—

Выводы: хроматографический анализ газов, растворенных в масле из бака контактора, показывает распределение концентраций основных диагностических газов, свидетельствуют об отсутствии переключений под нагрузкой, что подтверждается результатами физико-химического анализа. Масло в баке контактора РПН чистое. Нагревных дефектов в токоведущей цепи контактора - ухудшение подсоединения контактора ко втычным контактам, ухудшение состояния главных контактов, не предполагается.

Значение пробивного напряжения масла выше предельно допустимого [2], предъявляемого к маслу из бака контактора устройства РПН типа SDV.

Влагосодержание масла из бака контактора РПН ниже предельно допустимого значения (25 г/т) для контакторов типа SDV согласно рекомендациям завода-изготовителя РПН «ТРО».

Тем не менее, стоит отметить повышенное значение tg масла в баке контактора, что свидетельствует о развитии процессов старения масла.

### **7.2.8 Внешние контактные подсоединения вводов обмоток**

Оценка состояния внешних контактных соединений вводов обмоток трансформатора производилась по результатам внешнего осмотра и тепловизионного обследования в приложении 3.

Выводы: выявлено превышение температуры внешнего контактного соединения ввода фазы В над температурой вводов фаз А и С на 2,9 и 4,5 °С соответственно в режиме 25% нагрузки. Избыточная температура токоведущего стержня фазы В, приведенная к 50% нагрузке, составляет порядка 8,4 и 20,3 °С.

В соответствии с РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования» дефект классифицируется как развившийся и необходимо принять меры по его устранению при ближайшем выводе электрооборудования из работы.

## **7.2.9. Анализ результатов локации частичных и других электрических разрядов**

### **7.2.9.1. Акустическое обследование бака трансформатора**

Акустическое обследование проводилось с целью выявления мест повышенной акустической активности и локации источников частичных и других электрических разрядов внутри бака трансформатора.

Разбивка поверхности бака на сектора приведена 29 рисунок 30

Результаты акустического обследования представлены в таблице 25.

Таблица 25 — Результаты акустического обследования

Сектор (высота)	Уровень сигнала, мВ (Па) в режиме нагрузки	Характер сигнала
3 (IV)	5(0,12)	Механический, $f_{max}= 44$ кГц
4 (III)	120 (3,00)	Электрический, $f_{max}= 100$ кГц
4 (IV)	80 (2,00)	Электрический, $f_{max}= 100$ кГц
5 (IV)	40(1,00)	Электрический, $f_{max}= 90$ кГц
10(III)	10(0,25)	Механический, $f_{max}= 53$ кГц
11(II)	20 (0,50)	Механический, $f_{max}= 48$ кГц
11 (IV)	20 (0,50)	Электрический, $f_{max}= 100$ кГц
12 (III)	20 (0,50)	Электрический, $f_{max}= 115$ кГц
12 (IV)	20 (0,50)	Электрический, $f_{max}= 100$ кГц

Акустического обследования трансформатора:

Измерения проводились с помощью акустических датчиков с частотным диапазоном 60- 130 кГц, чувствительностью 40 мВ/Па. В качестве

регистрирующего устройства использовался четырехканальный цифровой осциллограф. Для хранения результатов измерений использовался переносной компьютер. При обследовании датчики последовательно устанавливались через 40- 50 см по периметру трансформатора

В каждой точке записывалась осциллограмма ультразвуковых сигналов за два периода сетевой частоты. Осциллограмма сохранялась при наличии сигналов.

Акустические датчики вручную или с помощью резинового крепления устанавливаются в контрольной точке через смазку типа ЦИАТИМ.

При обследовании датчики последовательно устанавливались через 30-40 см по периметру трансформатора, на разных уровнях по высоте (через 40-50 см). Трансформатор при обследовании был разбит на 16 зон по периметру, привязка которых сделана к ребрам жесткости, и 4 уровня по высоте. Уровень с меньшим порядковым номером находится в нижней части бака, уровень с большим порядковым номером находится в верхней части поверхности бака трансформатора. Отсчет номеров секторов проводился от сектора в районе привода РПН и далее против часовой стрелки. В каждой точке записывалась осциллограмма ультразвуковых сигналов за два периода сетевой частоты. Осциллограмма сохранялась при наличии сигналов.

Опыт показал, что акустические сигналы могут иметь происхождение, не связанное с разрядами, например, виброудары незакрепленных деталей на трансформаторе, корона в воздухе на вводах, шум вентиляторов, вибрация магнитопровода.

Поэтому по частотному спектру акустических сигналов, привязке их к фазе напряжения, амплитуде и стабильности проводилась классификация вида дефекта.

Сигнал классифицируется как сигнал от разрядов по следующим признакам:

- импульсы синхронизованы с частотой сети;

- наличие сигнала на двух полуволнах сетевого напряжения, что проявляется на осциллограмме с разверткой 4мс/дел. при ширине экрана 10 делений как четыре повторения сигнала;

- сигнал имеет высокочастотный спектр, что определяется спектральными характеристиками сигналов при анализе осциллограмм. Спектр акустического сигнала определялся с помощью программы, прилагаемой к осциллографу, путем прямого цифрового преобразования Фурье.

Условия проведения измерений показано в таблице 26

Таблица 26 — Условия проведения

Дата	Режим работы трансформатора	t <sub>воздуха</sub> , °C	t <sub>масла</sub> , °C	Номера включенных вентиляторов охладителей	примечание
11.10.2017	Нагрузка 25%	-3	+26...+28	Откл.	—

Измерительная аппаратура показано в таблице 27

Таблица 27 — Измерительная аппаратура

№	Тип прибора	Наименование	Заводской номер	Диапазон измерений	Класс точности (погрешности)	Сведения о поверке
1	Осциллограф цифровой запоминающий четырехканальный	АСК-3107	2370845935	2 мВ...10 В 100 нс... 1 с	2,5%	—
2	Акустический датчик	—	2110	60-130 кГц, чувствительность 40 мВ/Па	—	—

Результаты измерений:

Разметка бака трансформатора на уровни (по высоте) и сектора (по периметру) приведена на рисунке 29

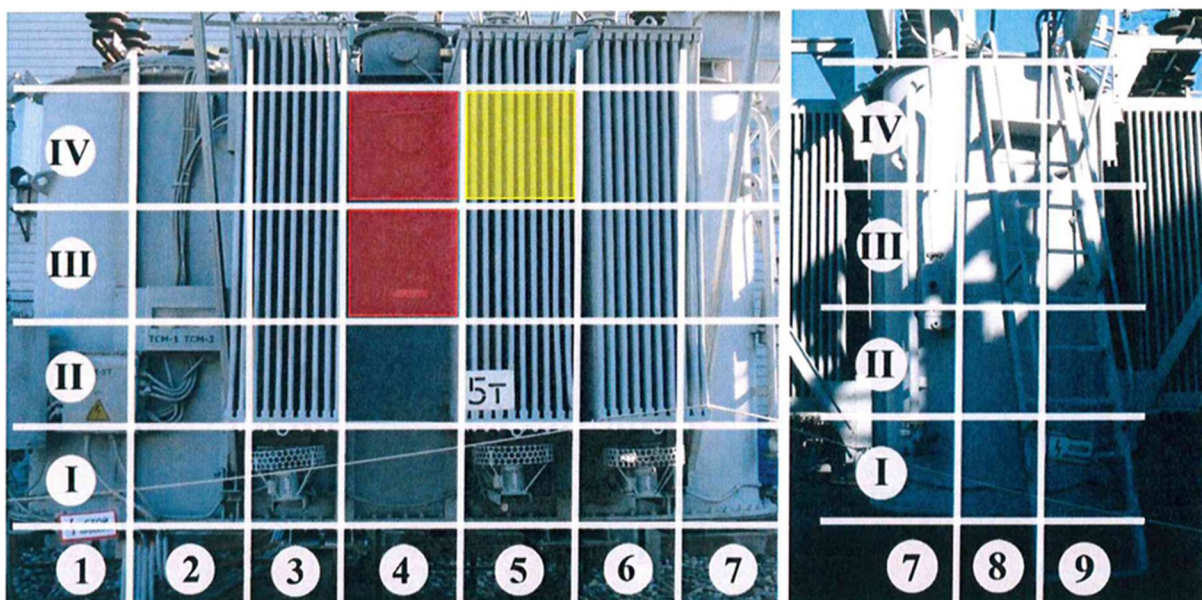


Рисунок 29 — Разметка бака трансформатора на зоны: сторона ВН

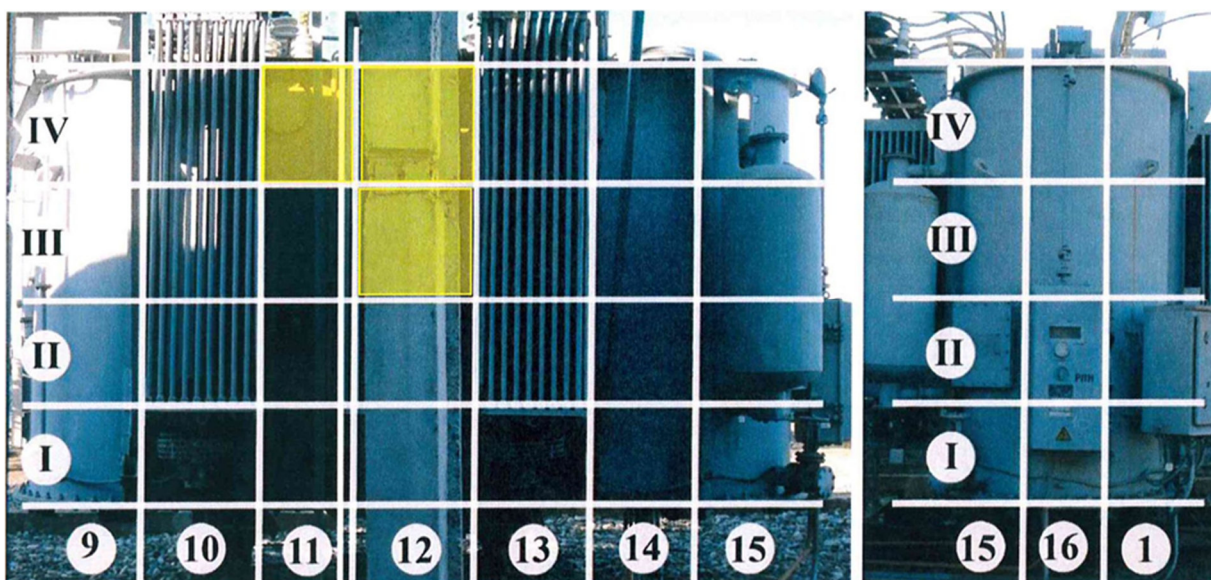


Рисунок 30 — Разметка бака трансформатора на зоны: сторона НН и торец фазы А

При акустическом обследовании обнаружено ряд зон с повышенным уровнем акустической активности (в зависимости от амплитуды сигналов выделены красной и желтой заливкой на рисунок 29). В таблице 25 приведены амплитуды наибольших обнаруженных сигналов.

На рисунке 31 приведена осциллограмма сигналов датчика, установленного в средней части бака со стороны ВН трансформатора (сектор 4, уровень III). На осциллограмме представлен участок сигнала

продолжительностью 2 периода промышленной частоты. Из рисунке 31 видно, что за один период тока (напряжения) происходит 2 основных акустических импульса, то есть сигнал имеет привязку к фазному напряжению. На рисунке 31 приведен спектр сигналов в области между красной и синей вертикальной линиями (рисунок 29).

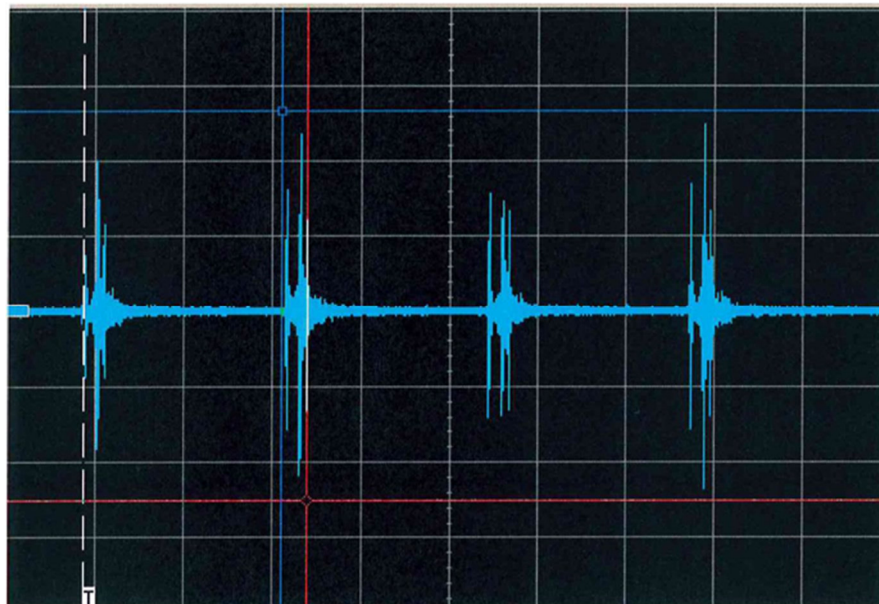


Рисунок 31 — Осциллограмма акустического сигнала с поверхности бака трансформатора в секторе 4 (III), чувствительность - 50 мВ/дел., развертка 4 мс/дел.

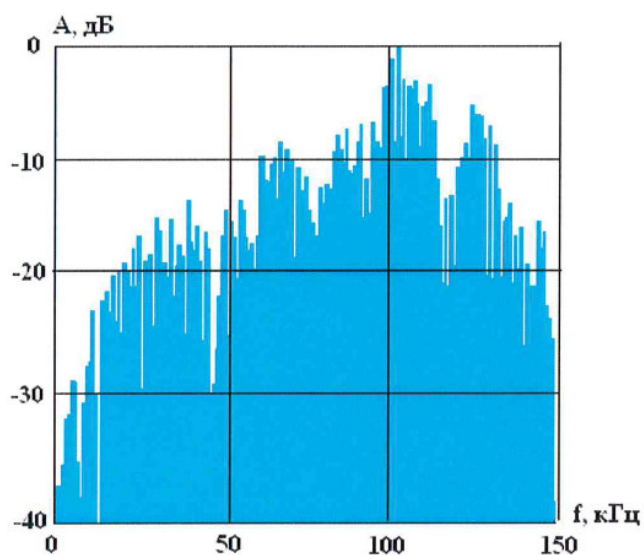


Рисунок 32 — Спектр акустического сигнала, зафиксированного в секторе 4 (III)

Спектр сигнала имеет максимальную амплитуду  $A_t$  на частоте 100 кГц, которая на рис. П5.3 принимается за 0 дБ, остальные амплитуды переводятся из милливольт в децибелы по формуле:  $A_i = 20 \lg [A_i / A_m]$ . Спектр высокочастотный и находится в области частотной характеристики датчика (60-130 кГц).

Амплитуда сигнала составляет порядка 120 мВ. Это позволяет утверждать, что источником сигнала являются электрические разряды значительной интенсивности.

По-видимому, сигналы в секторах 11 (IV), 12 (III) и 12 (IV) происходят от того же источника разрядов, так как эти сектора расположены симметрично со стороны ВН и НН трансформатора.

Сигналы в остальных обследованных секторах незначительны (не более 5-10 мВ) имеют низкочастотный спектр и характеризуют виброударные механические процессы.

**Выводы:** в результате обследования обнаружено ряд зон с повышенным уровнем акустической активности. Анализ уровней акустических сигналов по баку трансформатора указывает на то, что их источник расположен в средней части бака в зоне фаз А и В со стороны ВН трансформатора. Амплитуда сигналов составляет порядка 120 мВ и позволяет отнести их к разрядам сравнительно высокой интенсивности. При удалении от этих секторов амплитуда сигналов существенно уменьшается, спектр сигналов смещается в область низких частот.

7.2.9.2 Измерение частичных разрядов (ЧР) путем сканирования высокочастотного электромагнитного излучения

Частичные разряды в изоляции высоковольтного оборудования всегда сопровождаются не только электрическими, но и электромагнитными сигналами, которые могут быть зарегистрированы УКВ радио-сканером, расположенным вблизи контролируемого объекта.

При контроле силовых трансформаторов чувствительность зонда к сигналам ЧР от дефектов расположенных внутри металлического бака



оказывается ниже из-за экранирования сигналов баком. Однако высоковольтные вводы служат неплохими антеннами, что позволяет регистрировать сигналы ЧР и от внутренних дефектов трансформатора.

Принцип работы сканера «PDS100» заключается в измерении электромагнитного излучения от возможных источников разрядов на объекте (частичных, искровых, коронных и т.п.) в частотном диапазоне 50 МГц-1000 МГц. Полученные результаты интенсивности ЧР сравниваются с «фоновым» излучением на некотором удалении от объекта контроля и таким образом, определяется место с локальной неоднородностью электромагнитного фона, вызванное источником ЧР.

При обработке полученных результатов стоит обратить внимание что, сигналы ЧР в оборудовании с масляной, твердой и элегазовой изоляцией имеют частотный спектр до 1000 МГц, а сигналы короны в воздухе имеют верхнюю граничную частоту менее 300 МГц.

Условия проведения измерений показано в таблице 28

Таблица 28 — Условия проведения измерений

Дата	Режим работы трансформатора	$t_{\text{воздуха}},$ °C	$t_{\text{масла}},$ °C	Номера включенных вентиляторов охладителей	Примечание
11.10.2017	Нагрузка 25%	-3	+26...+28	Откл.	—

Измерительная аппаратура показано в таблице 29

Таблица 29 — Измерительная аппаратура

Тип прибора	Наименование	Заводской номер	Диапазон измерений	Класс точности (погрешности)	Сведения о поверке
1	2	3	4	5	6

1	2	3	4	5	6
Сканер электромагнитного излучения	«PDS1 00» (Doble Engineering Co. USA)	20 101127	50 МГц - 1000 МГц	—	—

Результаты измерений:

На рисунке 33-34 приведены графики зависимости от частоты интенсивности электромагнитного сигнала в децибелах вблизи бака по обследованным секторам. Обследование проводилось в нечетных секторах.

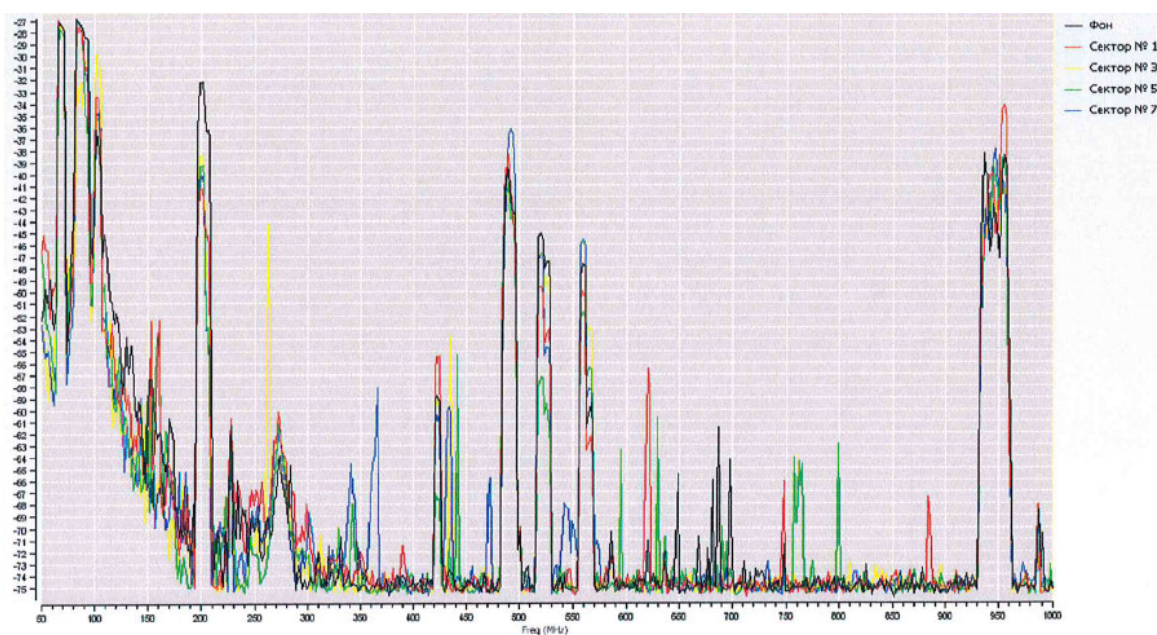


Рисунок 33 — Зависимость интенсивности электромагнитного сигнала от частоты в секторах №№ 1, 3, 5 и 7

За «фоновое» излучение принята электромагнитная активность при измерении на удалении (примерно 5 м) от трансформатора.

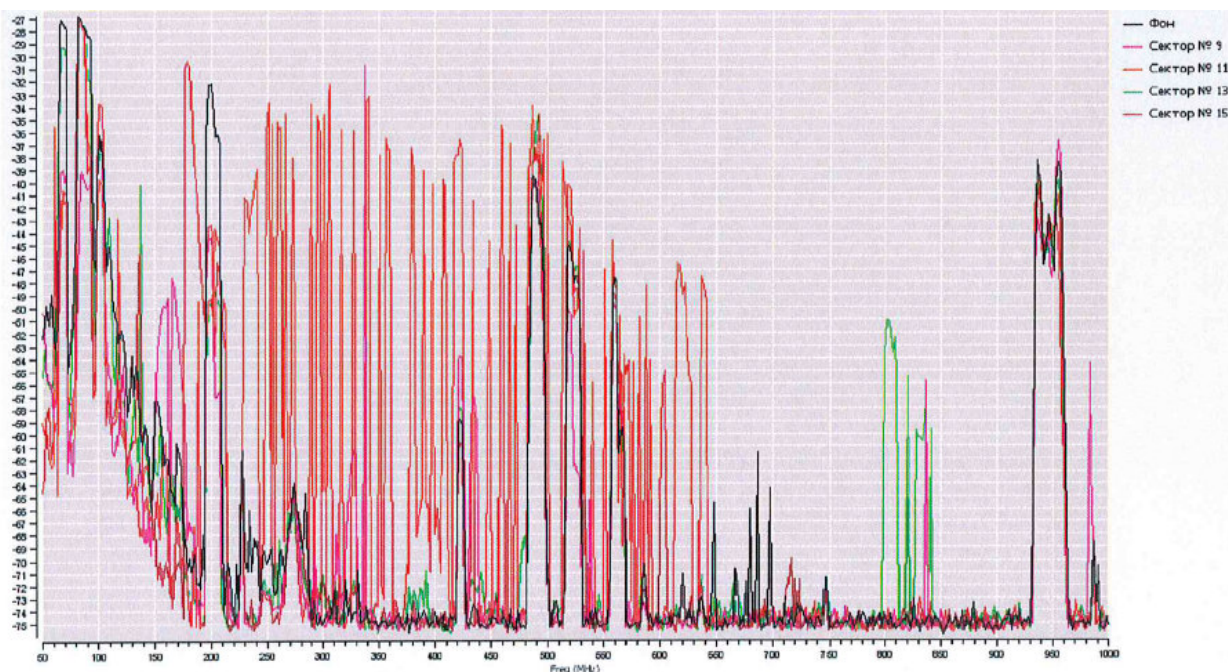


Рисунок 34 — Зависимость интенсивности электромагнитного сигнала от частоты в секторах №№ 9, 11, 13 и 15

В результате проведенного обследования выявлено:

- различие электромагнитного излучения от «фонового» в секторе № 11 (средняя часть бака со стороны НН трансформатора) составляет порядка 40 дБ;
- интенсивность электромагнитного излучения по остальным обследованным секторам в целом не имеет существенных различий и повторяет кривую фонового излучения.

**Выводы:** в результате измерения интенсивности ЧР путем электромагнитного сканирования зафиксирована разрядная активность в секторе № 11 (средняя часть бака со стороны НН трансформатора).

Результаты измерений могут свидетельствовать о разрядных процессах внутри бака трансформатора либо прибор зафиксировал сигнал, приходящий из вне трансформатора, например, наличие источника разрядной активности, на близлежащих участках гибкой ошиновки напряжением 6 кВ.

**Выводы:** в результате измерения интенсивности ЧР путем электромагнитного сканирования зафиксирована разрядная активность в средней части бака со стороны НН трансформатора.

Результаты измерений могут свидетельствовать о разрядных процессах внутри бака либо прибор зафиксировал сигнал, приходящий из вне, например, наличие источника разрядной активности, на близлежащих участках гибкой ошиновки напряжением 6 кВ.

#### **7.2.10 Система охлаждения масла**

Оценка состояния оборудования системы охлаждения производилась по результатам внешнего осмотра и тепловизионного обследования.

Тепловизионное обследование трансформатора:

Основная задача тепловизионного обследования - определение распределения температуры по поверхности бака трансформатора, вводов, контактных соединений, адаптеров встроенных трансформаторов тока, адсорбционных фильтров и оборудования системы охлаждения с целью выявления дефектов, вызывающих аномальный нагрев элементов трансформатора. В основу методики обследования положены рекомендации РД 153-34.0- 20.363-99 «Основные положения методики инфракрасной диагностики электрооборудования и ВЛ».

При тепловизионном обследовании последовательно снимаются термограммы поверхности бака по периметру и по всей высоте. Кроме того, более подробно снимаются термограммы в зоне разъема колокола или крышки бака.

При обработке термограмм сравниваются между собой нагревы отдельных фаз трансформаторов, динамика изменения нагрева во времени. Определяются локальные нагревы, после чего места их нагрева сопоставляются с расположением элементов активной части, а также прочих узлов трансформатора.

Тепловизионное обследование системы охлаждения, защиты и очистки масла производится путем снятия термограмм охладителей (если они доступны), термосифонных фильтров и расширителя.

Для трансформаторов с естественной циркуляцией масла ошибочное перекрытие кранов охладителей или засорение подводящих труб - проявляется

в заметно меньшей температуре нагрева охладителя по сравнению с работающими в нормальном режиме.

Снижение протока масла через термосифонные фильтры может быть вызвано зашламлением силикагеля, загрязнением войлочного фильтра силикагелевой пылью из-за засыпки непромытого маслом силикагеля, засорением подводящих труб, ошибочным перекрытием кранов подводящих труб. Дефект может быть выявлен сравнением профилей температуры термосифонных фильтров обследуемого трансформатора.

По поверхности термосифонных фильтров должно наблюдаться снижение температуры в сторону протока масла, перепад температуры поверхности фильтра с нормальным протоком масла обычно составляет 2-5 °С.

Не полная засыпка термосифонных фильтров силикагелем проявляется в виде наличия в верхней части фильтра равномерно нагретой области, температура которой близка к температуре бака трансформатора.

Тепловизионное обследование расширителей бака трансформатора и контактора РПН, а также выхлопной трубы (при ее наличии) проводится с целью определения работоспособности указателей уровня масла.

Для оценки состояния высоковольтных вводов их термограммы сравниваются между собой. Таким образом, а также путем сравнения характера нагрева вводов аналогичной конструкции определяются температурные аномалии.

Состояние контактных соединений оценивается путем сравнения измеренных температур между фазами и с предельно допустимыми значениями в соответствии с приложением 2 [I].

Условия проведения измерений показано в таблице 30

Таблица 30 — Условия проведения измерений

Дата	Режим работы трансформатора	$t_{\text{воздуха}}$ , °С	$t_{\text{масла}}$ , °С	Номера включенных вентиляторов охладителей	примечание
11.10.2017	Нагрузка 25%	-3	+26...+28	Откл.	

Измерительная аппаратура показано в таблице 31

Таблица 31 — Измерительная аппаратура

№	Тип прибора	Наименование	Заводской номер	Диапазон измерений	Класс точности (погрешности)	Сведения о поверке
1	Тепловизионная камера	«FLIR Systems / ThermoCAM P620	404002824	-40°C...+500°C	±2°C или + 2% от измеренной температуры	Свидетельство № СП 1685388 До 07.06.2018

Результаты измерений:

Разметка трансформатора по зонам показана на рисунке 29

Фотографии и термограммы поверхности бака трансформатора в режиме нагрузки приведены на рисунке 35-38.

Фотографии и термограммы расширителя бака трансформатора представлены в приложении 3 на рисунке 45.

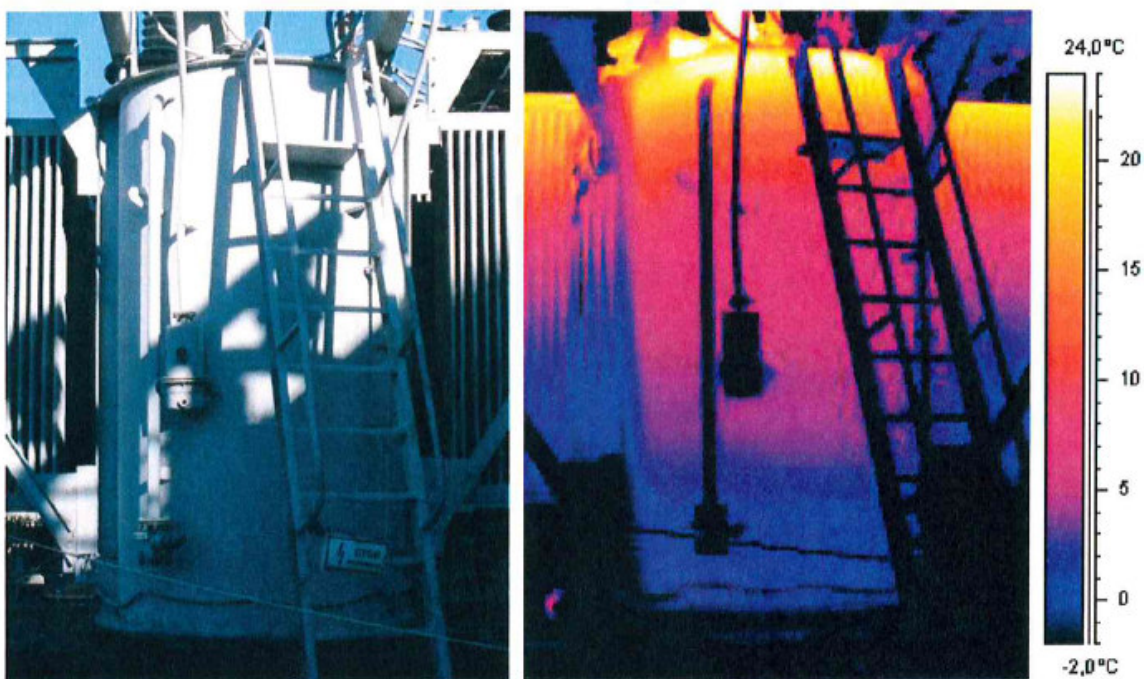
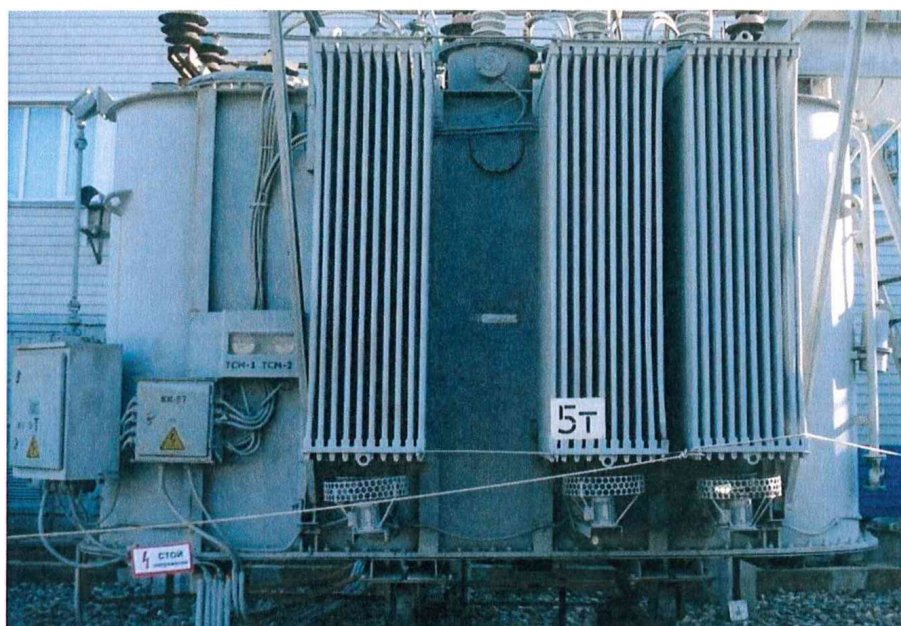


Рисунок 35 — Общий вид и термограмма поверхности бака



а)

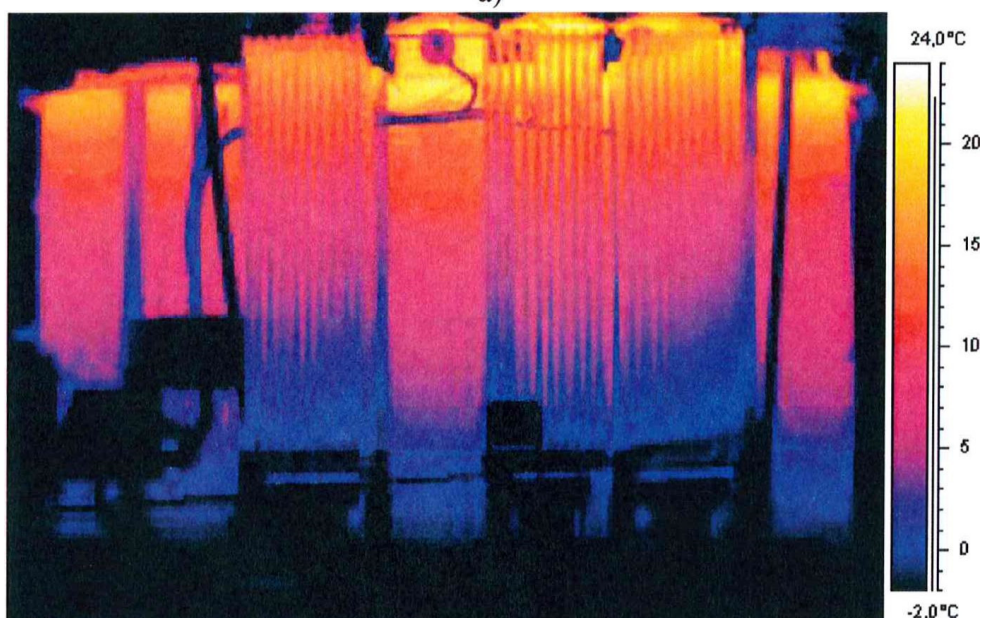
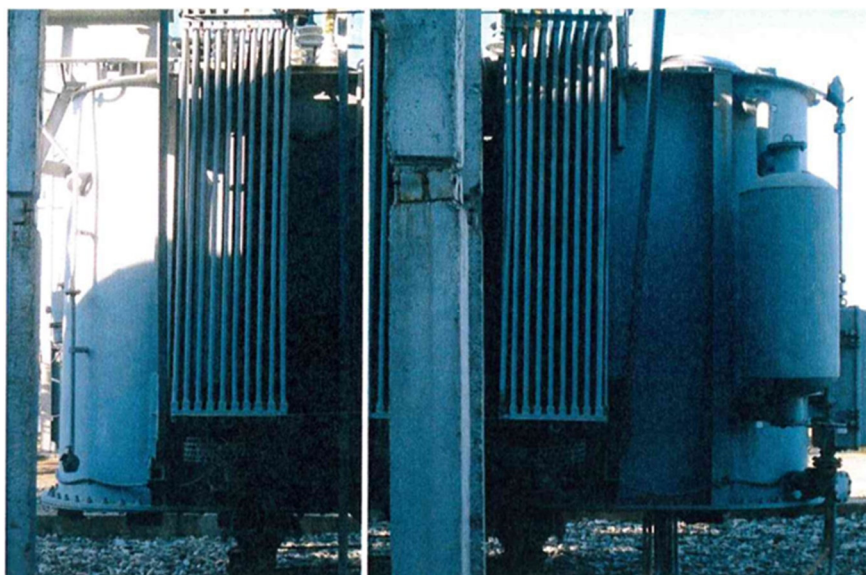


Рисунок 36 — Общий вид (а) и термограмма (б) поверхности бака со стороны ВН

Фотографии, термограммы вводов 35 и 6 кВ приведены на на рисунке 39-41.

Фотографии и термограммы радиаторов системы охлаждения бака представлены в приложении 3 на рисунке 42-43.

Фотография, термограмма и температурный профиль термосифонного фильтра приведены в приложении 3 на рисунке 44.



а)

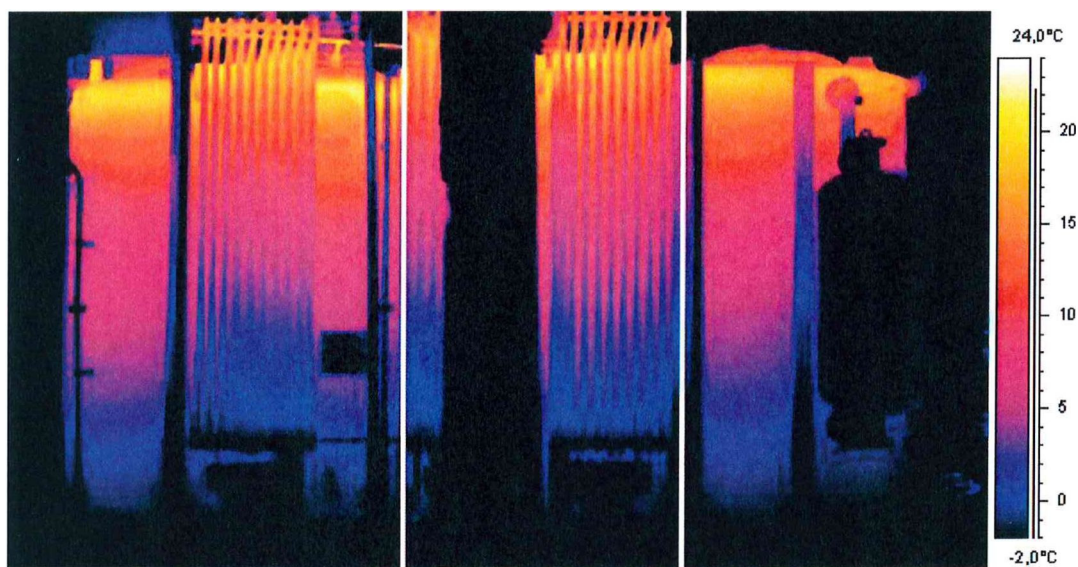


Рисунок 37 — Фотография (а) и термограмма поверхности бака со стороны НН

**Выводы:** по результатам тепловизионного обследования дефектов оборудования системы охлаждения масла не выявлено: перекрытых радиаторов не обнаружено, проток масла через все радиаторы нормальный.

#### 7.2.11 Система защиты и очистки масла

Оценка состояния оборудования системы защиты и очистки масла производилась по результатам внешнего осмотра и тепловизионного обследования в приложении 3.



Выводы: в результате обследования зафиксировано, что проток масла через термосифонный фильтр затруднен. Снижение протока масла через термосифонный фильтр может быть вызвано зашламлением силикагеля или загрязнением войлочного фильтра силикагелевой пылью.

Показания маслоуказателей соответствуют уровню масла в отсеках расширителя.

### **7.2.12 Бак трансформатора**

Оценка состояния бака производилась по результатам внешнего осмотра, вибрационного и тепловизионного обследования в приложении 7.

Выводы: по результатам вибрационного обследования общее состояние конструкции трансформатора оценивается как удовлетворительное.

Общее распределение температуры по поверхности бака в основном носит типичный характер для трансформаторов с системой охлаждения «Д». Зон аномальных нагревов, указывающих на наличие явно выраженных дефектов термического характера по корпусу бака, не выявлено.

## **7.3 Заключение по результатам обследования**

### **7.3.1 Активная часть**

Обследование показало, что состояние активной части - рабочее:

- результаты хроматографического анализа могут свидетельствовать об отсутствии развитых дефектов термического и электрического характера;
- по результатам вибрационного обследования заметного снижения прессовки обмоток и магнитопровода не зафиксировано, общее крепление конструкции находится в удовлетворительном состоянии;
- результаты измерения потерь опыта холостого хода при пониженном напряжении не позволяют однозначно оценить состояние магнитной системы трансформатора. Тем не менее, короткозамкнутых витков и контуров, связанных с основным магнитным потоком, не предполагается.

Тем не менее, состояние токоведущей цепи обмотки фазы В 35 кВ оценивается как ухудшенное. Принимая во внимание результаты тепловизионного обследования, измерения сопротивления обмоток

постоянному току, устройство и принципы работы переключателей РПН с реверсированием регулировочной обмотки, наиболее вероятной причиной повышенного омического сопротивления обмотки фазы В является недоброкачественный контакт присоединения отвода обмотки ко вводу (токоведущей шпильке ввода). **Дефект требует устранения при ближайшем выводе оборудования в ремонт.**

Кроме того, разрядная активность, выявленная в результате акустического обследования и измерения интенсивности ЧР путем электромагнитного сканирования также может быть обусловлена наличием дефекта в контактной системе трансформатора.

### **7.3.2 Твердая изоляция активной части трансформатора**

Состояние твердой изоляции трансформатора оценивается как рабочее.

Анализ полученной информации показал следующее:

- влагосодержание твердой изоляции составляет не более 2,0%, что соответствует границе бездефектного состояния и не снижает эксплуатационную надежность трансформатора;
- уровень деструкции не свидетельствует о процессах активного старения твердой изоляции;
- признаков заметного зашламления и загрязнения изоляции не обнаружено;
- результаты хроматографического анализа растворенных в масле газов, указывают на отсутствие частичных разрядов, вызванных дефектами твердой изоляции.

### **7.3.3 Масло в баке трансформатора**

Результаты физико-химического анализа масла из бака трансформатора по всем показателям соответствуют требованиям РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования».

Признаков серьезной деструкции масла и существенного снижения его диэлектрических свойств по результатам физико-химического анализа масла не выявлено.

### **7.3.4 Переключатель РПН**

Состояние переключателя РПН по результатам обследования - рабочее. Обследование показало:

- результаты измерений сопротивления обмотки ВН постоянному току (на всех положениях переключателя) могут указывать на отсутствие развитых дефектов в контактной системе переключателя на момент обследования - закономерность изменения сопротивления постоянному току по ответвлениям в различных положениях переключателя характерна для бездефектного состояния;

- хроматографический анализ газов, растворенных в масле из бака контактора, показывает - распределение концентраций основных диагностических газов, свидетельствуют об отсутствии переключений под нагрузкой. Нагревных дефектов в токоведущей цепи контактора - ухудшение подсоединения контактора ко втычным контактам, ухудшение состояния главных контактов, не предполагается;

- пробивное напряжение масла из контактора высокое, влагосодержание незначительное. Масло в контакторе отвечает всем установленным требованиям. Вместе с тем, повышенное значение  $\text{tg}\delta$  масла свидетельствует о развитии процессов старения масла;

- нарушений в работе привода РПН при проведении измерений сопротивления обмоток постоянному току не выявлено;

### **7.3.5 Высоковольтные вводы 35 и 6 кВ**

Состояние высоковольтных вводов трансформатора в целом рабочее.

Тем не менее, в результате тепловизионного обследования выявлен повышенный нагрев фарфоровой крышки ввода 35 кВ фазы В. Кроме того, выявлено запотевание масла в районе верхнего колпака ввода фазы В 35 кВ.

### **7.3.6 Система охлаждения**

Система охлаждения трансформатора находится в рабочем состоянии.

Снижения эффективности работы системы охлаждения, определяемой в целом температурой верхних слоев масла, по результатам обследования и анализа эксплуатационной документации не установлено.

Результаты обследования показали следующее:

- состояние лакокрасочного покрытия, резиновых уплотнений оборудования системы охлаждения удовлетворительное;
- тепловизионное обследование дефектов оборудования системы охлаждения масла не выявило.

### **7.3.7 Система защиты и очистки масла**

Состояние оборудования системы защиты и очистки масла в целом рабочее. Обследование показало:

- по результатам внешнего осмотра, тепловизионного обследования серьезных замечаний по состоянию расширителя не выявлено. Уровень масла в расширителе при осмотре соответствует температуре верхних слоев масла, определенной по показаниям термосигнализаторов;
- состояние выхлопной трубы удовлетворительное: признаков нарушения герметичности (течи масла, отпотевания сварных швов, повреждения диафрагмы) не выявлено;

Тем не менее, выявлены следующие замечания:

- цвет силикагеля в воздухоосушителе не позволяет оценивать степень его увлажнения;
- проток масла через термосифонный фильтр затруднен.

### **7.3.8 Контактные соединения отводов обмоток, вводов трансформатора**

- результаты измерений сопротивлений обмоток постоянному току, тепловизионного контроля, акустического обследования могут свидетельствовать об ухудшении контактного соединения токоведущего стержня и гибкого отвода ввода 35 кВ фазы В;

- дефектов отводов обмоток, внешних контактных соединений вводов 6 кВ по результатам тепловизионного обследования и измерения сопротивлений обмоток постоянному току не выявлено.

### **7.3.9 Бак трансформатора**

Состояние бака трансформатора - рабочее:

- деформации бака отсутствуют, капельных течей масла через резиновые уплотнения в ходе обследования не выявлено;

- состояние лакокрасочного покрытия удовлетворительное;

- зон аномальных нагревов по результатам тепловизионного обследования не выявлено.

### **7.3.10 Контрольно-измерительная аппаратура**

Состояние контрольно-измерительной аппаратуры (термосигнализаторов) рабочее. Металлорукава контрольных кабелей находятся в удовлетворительном состоянии

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты комплексного диагностического обследования трансформатора 5Т типа ТРДНС-32000/35-72У1 зав. № 120905, установленного на территории электростанции «Зейской ГЭС» филиала ПАО «РусГидро» показали, что состояние трансформатора рабочее и уровень обнаруженных дефектов в настоящее время не требуют проведения капитального ремонта.

Тем не менее, результаты измерений сопротивлений обмоток постоянному току, тепловизионного контроля, акустического обследования могут свидетельствовать об ухудшении контактного соединения токоведущего стержня и гибкого отвода ввода 35 кВ фазы В. Дефект требует устранения при ближайшем выводе оборудования в ремонт.

Кроме того, установлены и предполагаются следующие дефекты:

- цвет силикагеля в воздухоосушителе не позволяет оценивать степень его увлажнения;
- проток масла через термосифонный фильтр затруднен.

Учитывая уровень выявленных дефектов и особенности эксплуатации необходимо выполнить ряд мероприятий по повышению эксплуатационной надежности трансформатора.

При ближайшем выводе оборудования в ремонт провести ревизию токоведущего стержня и гибкого отвода ввода 35 кВ фазы В. До проведения ремонтных работ необходимо контролировать динамику развития дефекта по росту концентраций диагностических газов, растворенных в масле из бака трансформатора, в соответствии с РД 153-34.0-46.302-00 «Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле» и тепловизионного обследования в строгом соответствии с Приложением 3 РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования». Периодичность проведения хроматографического анализа установить - не реже 1 раза в 4 месяца, тепловизионного обследования

- 1 раз в месяц. При заметном развитии дефекта необходимо в срочном порядке вывести оборудование в ремонт.

При ближайшем текущем ремонте:

- устранить замечания, выявленные при внешнем осмотре;
- провести ревизию термосифонного фильтра, включая замену силикагеля на свежий, предварительно высушенный и промытый сухим маслом;
- заменить силикагель в воздухоосушителе на свежий, предварительно высушенный, и индикаторный силикагель для того, чтобы в дальнейшем корректно оценивать степень его увлажнения.

В дальнейшем продолжить профилактические испытания и измерения трансформатора, физико-химические анализы масла в объемах и сроки, установленные в [1].

Перечень дополнительных мероприятий для контроля за состоянием:

- учитывая длительный срок и особенности эксплуатации, оправдано контролировать его состояние по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле из бака и РПН — с периодичностью не менее 1 раза в 1-2 года;
- в дальнейшем для оценки влагосодержания твердой изоляции, наряду с измерением сопротивления изоляции рекомендуется проводить измерение тангенса диэлектрических потерь обмоток и отбор проб масла для определения его влагосодержания;
- учитывая особенности эксплуатации, конструктивные недостатки переключателей типа SDV необходимо периодически (не реже 1 -2 раз в год) проводить зачистку контактов переключателя РПН при выводе оборудования в ремонт. Для чего выполнять не менее 20- ти циклов переключений по всему диапазону (от первого положения в 19-е и обратно - один цикл). Кроме того дополнительно для улучшения состояния контактов реверсора выполнить не менее 20-ти циклов переключений из 12-го положения в 8-ое и обратно (при этом перемещаются контакты реверсора).

Учитывая результаты обследования продлить срок эксплуатации силового трансформатора 5Т типа ТРДНС-32000/35-72У1 зав. № 120905, установленного на территории электростанции «Зейской ГЭС» филиала ПАО «РусГидро» на 5 лет.



## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Объем и нормы испытаний электрооборудования. РД 34.45-51.300.97.— 6-е изд. М.: ЭНАС, 1998.
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации / М-во топлива и энергетики РФ, РАО «ЕЭС России»: РД34.20.501-95. М.: СПО ОРГРЭС, 1996.
3. Методические указания (временные) по диагностике развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле шунтирующих трансформаторов 500 кВ производства ОАО «Электрозавод». М.Е. Алпатов, И.П. Куликов, М.И. Латыш, 2009 г.
4. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле. РД 153- 34.0-46.302-00.
5. Методические указания по диагностике состояния изоляции высоковольтных вводов 110- 750 кВ. М.: Мосизолятор, 1994.
6. Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел. РД 34.43.105-89. М.: Союзтехэнерго, 1990.
7. Основные положения методики инфракрасной диагностики электрооборудования и дефектации его состояния. РД 153-34,0-20,363-99. М.: РАО «ЕЭС России», 2004.
8. Методические указания по определению содержания воды и воздуха в трансформаторном масле. РД 34.43.107-95. М., АО ВНИИЭ, 1996.
9. Сборник методических пособий по контролю состояния электрооборудования, /под ред. Ф.Л. Когана. М.: АО «Фирма ОРГРЭС», 1998.
10. ТУ16-90 (ИАЯК. 672000. 047ТУ).Реакторы масляные шунтирующие 500 и 750 кВ. Технические требования.
11. Типовая технологическая инструкция. Трансформаторы классов напряжения 110-1150 кВ мощностью 80 МВ А и более. Капитальный ремонт. СО 34.46.605-2005.М.:, 2005.

12. Методические указания по определению влагосодержания твердой изоляции обмоток силовых трансформаторов (шунтирующих трансформаторов) по результатам измерения диэлектрических характеристик. ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 г.

13. СТО 70238424.27.100.053-2009. Энергетические масла и маслохозяйства электрических станций и сетей. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.

14. Сви П.М. Методы и средства диагностики оборудования высокого напряжения. - М.: Энергоиздат, 1992.

15. Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. М.: ЭНАС. 2002.

16. Пат. 2387492 РФ. Способ очистки маслonaполненного силового электротехнического оборудования.

17. Долин А.П., Першина Н.Ф., Смекалов В.В. Опыт проведения комплексных обследований силовых трансформаторов. - Электрические станции, 2000, № 6, стр.46-52.

18. ГОСТ 3484.2-88. Трансформаторы силовые. Испытания на нагрев.

19. Ключев В.В. Экологическая диагностика одно из наиболее важных направлений развития неразрушающего контроля в 21-м веке // Контроль. Диагностика, 2000. №9. - С. 3-7.

20. Ключев В.И. Ограничение динамических нагрузок электропривода. - М.: Энергия, 1971.- 320 с.

21. Ковальский В.Н. Приборы для измерения параметров вибрации и удара. М.: Знание, 1984.

22. Коллакот Р. Диагностика повреждений: Пер. с англ.- М.: Мир, 1989.- 512 с.

23. Костюк А.Г. Динамика и прочность турбомашин.- М.: Машиностроение, 1982. 264 с.

24. Львович А.Ю. Основы теории электромеханических систем. Л.: Изд-во Ленингр. ун-та, 1973. -196 с.

25. Львович А.Ю. Электромеханические системы: Учеб. пособие. Л.: Изд-во Ленингр. ун-та, 1989. - 296 с.
26. Макаров Р.А. Средства технической диагностики машин. М.: Машиностроение, 1981.- 223 с.
27. Маслов Г.С. Расчеты колебаний валов.- М.: Машиностроение, 1980.- 151 с.
28. Мелешкин Г.А. Переходные режимы судовых электроэнергетических систем. Л.: Судостроение, 1971.- 344 с.
29. Методы теории чувствительности в автоматическом управлении. Под ред. Розенвассера Е.Н. и Юсупова Р.М. Л.: Энергия, 1971.- 344 с.
30. Мизун Ю.В., Мизун Ю.Г. Тайны будущего. Прогнозы на XXI век. -М.: Вече, 2001.-592 с.
31. Митин В.Н., Штейнвольф Л.И. Структурные матрицы цепных вибрационных систем. Динамика и прочность машин, вып.17. - Респ. межвед. научн.-техн. сборник. Харьков: Высша школа. Изд-во при Харьк. унте, 1973. -С. 3-7.
32. Михайлов-Михеев П.Б. Справочник по металлическим материалам турбино- и моторостроения.- М.;Л.: Машгиз, 1961. 838 с.
33. Мэнли Р. Анализ и обработка записей колебаний. Пер. с англ. М.: Машиностроение, 1972,- 368 с.
35. Напряжения и деформации в деталях паровых турбин. Под ред. Подгорного А.Н. Киев: Наук, думка, 1978. - 276 с.
36. Научно-технический отчет по теме №42890605 «Результаты торсиографирования валопровода стендовой установки с двигателем 8ЧН16,5/18,5». СПб.: ЦНИИ имени академика А.Н. Крылова, 1993. 25 с.
37. Неразрушающий контроль и диагностика: Справочник / Клюев В.В., Соснин Ф.Р., Ковалев А.В. и др.; Под ред. Клюева В.В. М.: Машиностроение, 2003,- 656 с.

38. Неразрушающий контроль. Россия. 1900-2000 г.г.: Справочник / Клюев В.В., Соснин Ф.Р., Румянцев С.В. и др.; Под ред. Клюева В.В. М.: Машиностроение, 2001.- 616 с.
39. Ольховский Г.Г. Энергетические газотурбинные установки.- М.: Энергоатомиздат, 1985.- 304 с.
40. Основы балансировочной техники: в 2 т. Под ред. Щепетильникова В.А. М.: Машиностроение, 1975.
41. Отчет о результатах обследования вибрации погружного центробежного насоса ЭЦН-5-125-1300 для добычи нефти на стенде ОАО «Борец».- М.: ИМАШ РАН, 1997. -16 с.
42. Отчет о НИР по теме «Вибродиагностическое исследование по определению вибрационных характеристик мощных насосных установок Новочебоксарского МП «Водоканал».- Чебоксары: Изд-во Чуваш, ун-та, 1995.- 19 с.
43. Отчет о НИР по теме №2/94-95 «Разработка, исследование и внедрение системы возбуждения со статическим возбудителем турбогенератора ТГ-4 Новочебоксарской ТЭЦ-3 ОАО «Чувашэнерго». Чебоксары: Изд-во Чуваш, ун-та, 1995. 45 с.
44. Отчет о НИР по теме №1/1 «Диагностика причин опасных повреждений ротора двигателя и зубчатой муфты ПЭН №3 ТЭЦ-2 ОАО «Чувашэнерго». Чебоксары: Центр «ДиПРО» при Чуваш, ун-те, 2001.- 18 с.
45. Охрана труда в машиностроении. Под ред. Юдина Е.Я. М.: Машиностроение, 1983. - 432 с.
46. Павлов Б.В. Акустическая диагностика механизмов. М.:
47. Машиностроение, 1971. 224 с.
48. Панов/со Я.Г., Губанова И.И. Устойчивость и колебания упругих систем: современные концепции, парадоксы и ошибки. М.: Наука, 1987.- 352 с.
49. Поляк Б. Т. Введение в оптимизацию. М.: Наука, 1983.- 384 с.
50. Попков В.И., Мышинский Э.Л., Попков О.И. Виброакустическая диагностика в судостроении. Л.: Судостроение, 1983.- 256 с.

51. Попов Е.П. Теория линейных систем автоматического регулирования и управления. М.: Наука, 1989.- 301 с.
52. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Утверж. Приказом Минэнерго РФ от 19.06. 2003 г. №229.
53. Разработка теоретических основ и расчеты динамики двигателей и трансмиссий промышленных тракторов. Универсальная программа «КИДИМ». Программная документация. №ГР 0187.0051370. -Харьков: Харьковский политехнический институт, 1990. 384 с.
54. РД 34.17.421-92. Типовая инструкция по контролю и продлению срока службы металла основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций.- М.: ОРГРЭС, 1992
55. Решетов А.А. Расчет крутильных колебаний валопровода дизель-редукторного агрегата на базе дизеля 8ЧН16.5/18.5 в составе рыболовного траулера «Балтика-2» / РР-0492.- Чебоксары: СКБ по двигателям большой размерности ЧДЗ, 1992.- 90 с.
56. Решетов А.А. Расчет крутильных колебаний системы двигатель 8ЧН16,5/18,5 карданный вал - муфта СТ.16.07.СБ - индукторный тормоз / РР-2793. Чебоксары: АО «Дизельпром» - СКБ по двигателям большой размерности, 1993. - 22 с.
57. Николаев А.Н. Диагностика как фактор повышения надежности электрооборудования : Вестник АмГУ, научно-теоретический журнал выпуск 81 2018
58. Николаев А.Н. Применение тепловизоров в энергетическом обследовании: АмГУ, современные проблемы энергетики, материалы Российской национальной научной конференции с международным участием часть 1 2017

## ПРИЛОЖЕНИЯ 1

### Анализы масла из бака и РПН

«Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле».

Состав газов в контакторе РПН характерен для устройства, не проводящего переключения под нагрузкой.

Физико-химических испытаний трансформаторного масла:

Причина отбора пробы и цель проведения испытаний: Комплексное диагностическое обследование.

Условия проведения испытаний:  $t = 24,0 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $W = 45\%$ ,  $P = 760 \text{ мм рт. ст.}$

Дата проведения испытаний: 17.10.2017 г.

Место отбора: Бак. Отбор пробы масла выполнен 11.10.2017 г. при продолжительности работы в режиме нагрузки трансформатора порядка 20 ч при  $t_{\text{масла}}$  по термодатчикам =  $26...28 \text{ }^\circ\text{C}$  и  $t_{\text{воздуха}} = -2 \text{ }^\circ\text{C}$  в сухую погоду.

Марка жидкого электроизоляционного материала, № стандарта, определяющего технические требования к нему: Смесь Импортного ИСД (ТУ 38.101.890-81)+ ТКп ГОСТ 982- 68.

Стандарт на метод испытания: СТО 56947007-29.180.010.094-2011.

Результаты анализа представлены в таблице 32

Таблица 32 — Результаты физико-химических испытаний

№№ п/п	Наименование показателя качества	Полученное значение показателя качества	Нормативное значение показателя качества РД	
			34.45-51.300-97, таблица 25.4	Предельное допустимое
1	2	3	4	5
1	Пробивное напряжение по ГОСТ 6581-75, кВ	80,2	—	25

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ 1

Анализы масла из бака и РПН

Продолжение таблицы 32

1	2	3	4	5
2	Кислотное число по ГОСТ 5985-79, мг КОН/г масла	0,003	0,10	0,25
3	Содержание водорастворимых кислот и щелочей по ГОСТ 6307-75, мг КОН/г масла	Отс.	0,014	—
4	Влагосодержание по ГОСТ Р МЭК 60814- 2013, мг/кг (г/т)	4,0	—	30
5	Температура вспышки в закрытом тигле по ГОСТ 6356-75, °С	—	<i>Снижение &gt;5° С</i>	125
6	Содержание механических примесей (класс чистоты по ГОСТ 17216-2001)	10	13	13
7	Тангенс угла диэлектрических потерь по ГОСТ 6581 -75, при 70/90 °С, %	0,095/0,237	—	—
8	Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 по РД 34.43.105-89, % массы	0,19	0,1	—

Выводы: физико-химический анализ показал, что все показатели качества масла удовлетворяют требованиям РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования».

Физико-химических испытаний трансформаторного масла:

Причина отбора пробы и цель проведения испытаний: Комплексное диагностическое обследование.

Условия проведения испытаний:  $t = 23,0\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $W = 42\%$ ,  $P = 754\text{ мм рт. ст.}$

Дата проведения испытаний: 17.10.2017 г.

Место отбора: Контактёр РПН. Отбор пробы масла выполнен 11.10.2017 г. при продолжительности работы в режиме нагрузки

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ 1

### Анализы масла из бака и РПН

трансформатора порядка 20 ч при  $t_{\text{масла}}$  по термодатчикам = 26...28 °С и  $t_{\text{воздуха}} = -2$  °С в сухую погоду.

Марка жидкого электроизоляционного материала, № стандарта, определяющего технические требования к нему: Эксплуатационное.

Стандарт на метод испытания: СТО 56947007-29.180.010.094-2011.

Результаты анализа представлены в таблице 33

Таблица 33 — Результаты физико-химических испытаний

№№ п/п	Наименование показателя качества	Полученное значение показателя качества	Нормативное значение показателя качества согласно СО 34.46.605-2005	
			Норма	Предельное допустимое
1	Пробивное напряжение по ГОСТ 6581-75, кВ	61,0	—	30
2	Кислотное число по ГОСТ 5985-79, мг КОН/г масла	0,020	—	—
3	Содержание водорастворимых кислот и щелочей по ГОСТ 6307-75, мг КОН/г масла	отс.	—	—
4	Влагосодержание по ГОСТ Р МЭК 60814- 2013, мг/кг (г/г)	16,0	—	—
5	Содержание механических примесей (класс чистоты по ГОСТ 17216-2001)	11	—	—
6	Тангенс угла диэлектрических потерь по ГОСТ 6581-75, при 70/90 °С, %	3,500 /5,367	—	—

Выводы: значение пробивного напряжения масла значительно выше предельно допустимого, предъявляемого к маслу из бака контактора устройства

РПН типа SDV. Остальные рассматриваемые показатели качества масла не нормируются.



## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ 1

### Анализы масла из бака и РПН

Влагосодержание масла в баке контактора приближено к предельно допустимому значению согласно инструкции завода-изготовителя «ТРО».

Измерения концентрации фурановых производных в масле:

Причина отбора пробы и цель проведения испытаний: Комплексное диагностическое обследование.

Условия проведения испытаний:  $t = 23,0 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $W = 48\%$ ,  $P = 762 \text{ мм рт. ст.}$

Дата проведения испытаний: 17.10.2017 г.

Место отбора: Бак. Отбор пробы масла выполнен 11.10.2017 г. при продолжительности работы В режиме нагрузки трансформатора Порядка 20 Ч при  $t_{\text{масла}}$  по термодатчикам =  $26...28 \text{ }^{\circ}\text{C}$  и  $t_{\text{воздуха}} = -2 \text{ }^{\circ}\text{C}$  в сухую погоду.

Марка жидкого электроизоляционного материала, № стандарта, определяющего технические требования к нему: Смесь Импортного ИСД (ТУ 38.101.890-81)+ ТКп ГОСТ 982- 68.

Стандарт на метод испытания: ГОСТ Р МЭК 61198-2013.

Результаты анализа представлены в таблице 34

Таблица 34 — Результаты измерения концентрации фурановых производных

Дата отбора	Дата анализа	Концентрация производных растворенных в масле, мг/кг					
		5 - гидроксиметил фурфулор (5НMF)	Фурфолор (2FAL)	2-ацетилфуран (2ACF)	5-метил фурфулор (5MEF)	Фурфуриловый спирт (2FOL)	Сумма производных.
11.10.2017	17.10.2017	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05	<0,05
Норма		—	<3	—	—	—	<5

Выводы: содержание фурфурола и суммы фурановых производных в масле из бака трансформатора ниже ориентировочных граничных значений.

Концентрация фурфурола не дает оснований предполагать глубокую деструкцию твердой изоляции.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2

### Электрические испытания трансформатора

Измерения потерь холостого хода трансформатора:

Измерение значения потерь холостого хода проводилось с целью выявления возможных витковых замыканий в обмотках, замыканий в элементах магнитопровода и замыканий магнитопровода на бак трансформатора.

Государственные стандарты:

ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия.

РД-34.45-51.300-97 «Объемы и нормы испытания электрооборудования»,  
Изд. 6 с изм. и доп. на 2006 г.

Сборник методических пособий по контролю состояния электрооборудования. АО «Фирма ОРГРЭС» под ред. Ф.Л. Когана.

Условия проведения измерений представлены в таблице 35

Таблица 35 — Условия проведения измерений

Дата	Режим/ продолжительность	$t_{\text{воздуха}} \text{ } ^\circ\text{C}$	$t_{\text{масла}} \text{ } ^\circ\text{C}$	Состояние атмосферы	Примечание
10.10.2017 г.	Отключен/ 20 часов	+6	+ 10...+12	Ясно	Трансформатор расшинован со всех сторон

Измерительная аппаратура представлена в таблице 36

Таблица 36 — Измерительная аппаратура

№	Тип прибора	Наименование	Заводской номер	Диапазон измерений	Класс точности (погрешность)	Сведения о поверке
1	Измеритель параметров изоляции	Вектор-2.0 М	1040	1 пФ... 1 мкФ $\text{tg}\delta \text{ } 10^{-5} \dots 100$	0,5% $1 \cdot 10^{-4} + 0,005$ $\cdot \text{tg}\delta$	Свидетельство № А А 6281684 До 19.06.2019

Результаты измерений:

Схема измерений тока и потерь холостого хода трансформатора приведена на рисунке 38.

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ 2  
Электрические испытания трансформатора

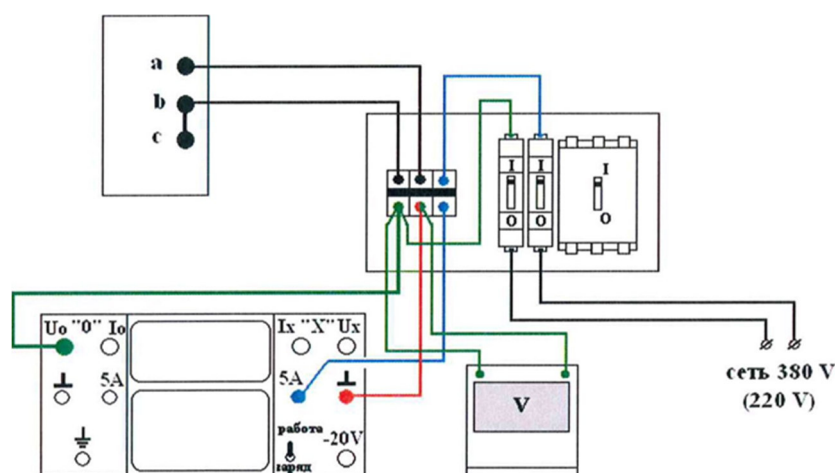


Рисунок 38 — Схема измерений тока и потерь холостого хода

Результаты измерений приведены в таблицах 37-39.

Измеренные значения потерь холостого хода трансформатора представлены в таблице 37

Таблица 37 — Измеренные значения потерь холостого хода

Дата	Подано напряжение на выводы фаз								
	b и c			a и c			a и b		
	U, В	I, А	P <sub>bc</sub> , Вт	U, В	I, А	P <sub>ac</sub> , Вт	U, В	I, А	P <sub>ab</sub> , Вт
15.11.1983	392,0	0,340	73,00	392,0	0,500	108,00	392,0	0,350	74,00
10.10.2017	220,4	0,349	41,04	220,9	0,476	55,11	221,7	0,286	36,51

Отношения потерь холостого хода трансформатора представлены в таблице 38

Таблица 38 — Отношения потерь XX трансформатора

Дата	Отношение потерь					
	P <sub>ac/bc</sub>	Δ P <sub>ac/bc</sub> % от исх.	P <sub>ac/ab</sub>	Δ P <sub>ac/ab</sub> % от исх.	P <sub>ab/bc</sub>	Δ P <sub>ab/bc</sub> % от исх.
1	2	3	4	5	6	7
15.11.1983	1,479	0,00	1,459	0,00	0,986	0,00
10.10.2017	1,343	9,23	1,509	3,43	1,124	13,95
Предельно допустимое значение, %	—	<5	—	<5	—	<5

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ 2  
Электрические испытания трансформатора

Значения потерь, приведенные к  $U=380$  В представлены в таблице 39

Таблица 39 — Значения потерь, приведенные к  $U=380$  В

Дата	Потери ХХ, приведенные к напряжению заводских испытаний						$P_{\Sigma \text{прив.}}^2, \text{Вт}$	$P_{\Sigma \text{отн}}^3, \%$
	$P_{\text{прив. bc}}$		$P_{\text{прив. ac}}$		$P_{\text{прив. ab}}$			
	Вт	%	Вт	%	Вт	%		
15.11.1983	73,00	100,0	108,0	100,0	74,0	100,0	127,5	100,0
10.10.2017	122,56	167,9	163,9	151,7	107,8	145,7	197,1	154,6
Предельно допустимое значение [1]	—	< 130	—	< 130	—	< 130	—	< 130

Выводы: рост потерь холостого хода по сравнению с исходными значениями составил более 30%, что не удовлетворяет требованиям РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования». Кроме того, рост соотношений потерь, измеренных в разных фазах, составил более 5%.

За исходные приняты значения, полученные при испытаниях трансформатора в 1983 году после монтажа.

Измерения изоляционных характеристик обмоток трансформатора:

Методика проведения измерений

Измерение изоляционных характеристик обмоток трансформатора проводилось с целью оценки состояния главной изоляции трансформатора.

Государственные стандарты:

ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия.

РД-34.45-51.300 -97«Объемы и нормы испытания электрооборудования»,  
Изд. 6 с изм. и доп. на 2006 г.

Сборник методических пособий по контролю состояния электрооборудования. АО «Фирма ОРГРЭС» под ред. Ф.Л. Когана.

Условия проведения измерений представлены в таблице 40

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ 2

Электрические испытания трансформатора

Таблица 40 — Условия проведения измерений

Дата	Режим/ продолжительность	$t_{\text{воздуха}} \text{ } ^\circ\text{C}$	$t_{\text{масла}} \text{ } ^\circ\text{C}$	Состояние атмосферы	Примечание
10.10.2017 г.	Отключен/ 20 часов	+6	+ 10...+12	Ясно	Трансформатор расшинован со всех сторон

Измерительная аппаратура представлена в таблице 41

Таблица 41 — Измерительная аппаратура

№	Тип прибора	Наименование	Заводской номер	Диапазон измерений	Класс точности (погрешность)	Сведения о поверке
1	2	3	4	5	6	7
1	Измеритель параметров изоляции	Вектор-2.0 М	1040	1 пФ... 1 мкФ $\text{tg}\delta \cdot 10^{-5}$ ... 100	0,5% $1 \cdot 10^{-4} + 0,005 \cdot \text{tg}\delta$	Свидетельство № А А 6281684 До 19.06.2019
2	Высоковольтный измерительный конденсатор	Вектор С	437	35,0 пФ	5,0 %	Свидетельство № 0798772 До 12.03.2017
3	Измеритель параметров изоляции	MEGGERM IT 520/2	1000-375/ 110411/ 1981	—	$\pm 5\%$ 1MG... 1TG при 5 кВ; $\pm 5\%$ 1MG...100GG при 500 В; $\pm 5\%$ 1MG...10GG при 50 В; $\pm 20\%$ 100Ш..ЛМП и 1TG...5TG при 5	Свидетельство № СП 1659607 До 15.06.2018

кВ; ±20%

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ 2  
Электрические испытания трансформатора

Продолжение таблицы 41

1	2	3	4	5	6	7
4	Высоковольтный разделительный трансформатор	ОЛ-1/Ю	147	—	—	Калибровка № СК 0142242 От 23.06.2017
5	Автотранспортная лаборатория	ЛАТР-2,5	—	—	—	—

Схемы измерений диэлектрических характеристик изоляции трансформатора приведены на рисунке 39

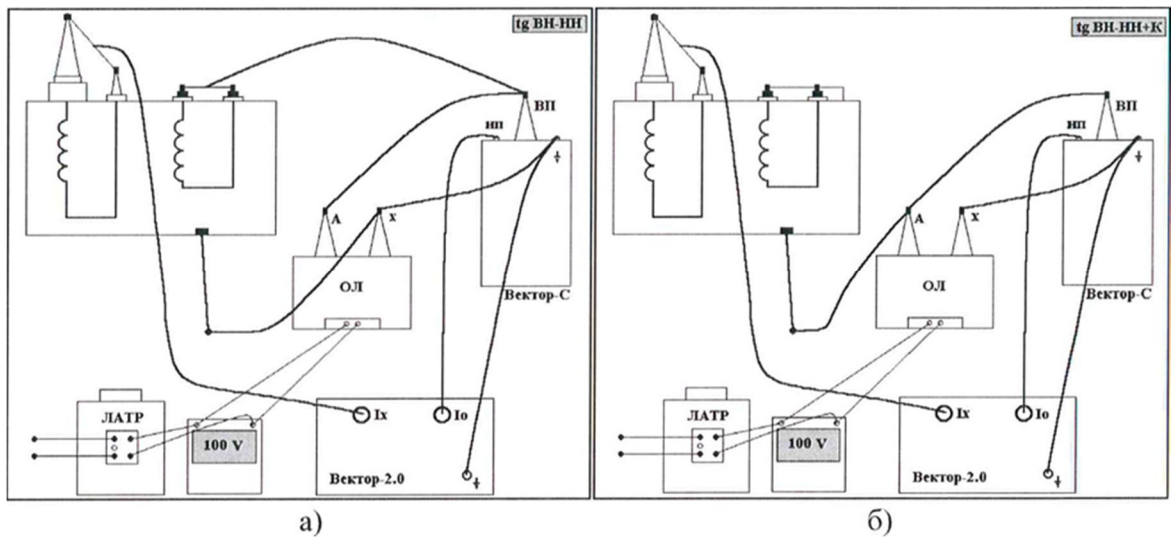


Рисунок 39 — Схема измерений по зонам изоляции без экрана (прямая схема) (а) и схемам изоляции (перевернутая схема) (б)

Результаты измерений приведены в таблицах 32—34

В соответствии со «Сборник методических пособий по контролю состояния электрооборудования под ред. Ф.Л. Когана» для трансформаторов не

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ 2

### Электрические испытания трансформатора

подвергавшихся нагреву и находящихся в нерабочем состоянии не менее, 20 ч за температуру обмотки принимают температуру верхних слоев масла.

В таблице 42 описано измерение сопротивления изоляции обмоток при схеме (в зоне ) измерения.

Таблица 42 — Измерение сопротивления изоляции обмоток

Дата	t <sub>изм</sub> , °C	Измерение значения характеристик при схеме (в зоне) измерения											
		ВН-НН-НН <sub>2</sub> +К			НН <sub>1</sub> -ВН+НН <sub>2</sub> +К			НН <sub>2</sub> -ВН+НН <sub>1</sub> +К			ВН+НН <sub>1</sub> +НН <sub>2</sub> -К		
		R <sub>15</sub> МОм	R <sub>60</sub> МО м	K <sub>абс</sub>	R <sub>15</sub> МО м	R <sub>60</sub> МО м	K <sub>абс</sub>	R <sub>15</sub> МО м	R <sub>60</sub> МО м	K <sub>абс</sub>	R <sub>15</sub> МО м	R <sub>60</sub> МО м	K <sub>абс</sub>
Заводские	46	73,00	100,0	108,0	100,0	74,0	100,0	127,5	100,0	73,00	100,0	108,0	100,0
15.11.1983	18	122,56	167,9	163,9	151,7	107,8	145,7	197,1	154,6	122,56	167,9	163,9	151,7
10.10.2017	10	—	130		130	—	130		130	—	130	—	130

Таблица 43 — Продолжение таблицы 42

Дата	t <sub>изм</sub> , °C	Измерение значения характеристик при схеме (в зоне) измерения									
		ВН-К			ВН-НН <sub>1</sub>			ВН-НН <sub>2</sub>			
		R <sub>15</sub> МОм	R <sub>60</sub> МОм	K <sub>абс</sub>	R <sub>15</sub> МОм	R <sub>60</sub> МОм	K <sub>абс</sub>	R <sub>15</sub> МОм	R <sub>60</sub> МОм	K <sub>абс</sub>	
10.10.2017	10	47890	53510	1,12	—	>100000	130	—	>100000	—	

Таблица 44 — Продолжение таблицы 42

Дата	t <sub>изм</sub> , °C	Измерение значения характеристик при схеме (в зоне) измерения								
		НН <sub>1</sub> -НН <sub>2</sub>			НН <sub>1</sub> -К			НН <sub>2</sub> -К		
		R <sub>15</sub> МОм	R <sub>60</sub> МОм	K <sub>абс</sub>	R <sub>15</sub> МОм	R <sub>60</sub> МОм	K <sub>абс</sub>	R <sub>15</sub> МОм	R <sub>60</sub> МОм	K <sub>абс</sub>

10.10.2017	10	47890	53510	1,12	—	>100000	130	—	>100000	
------------	----	-------	-------	------	---	---------	-----	---	---------	--

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ 2  
Электрические испытания трансформатора

В таблице описано сопротивление изоляции, приведённой к температуре 20°C

За исходные приняты значения, полученные при заводских испытаниях трансформатора. Предельно допустимое значение изоляции для трансформаторов на напряжение до 35 кВ включительно мощностью до 10 МВ-Л при температуре обмоток 20 °С.

Таблица 45 — Сопротивление изоляции, приведённой к температуре 20°C

Дата	t <sub>изм</sub> , °С	Значение сопротивления изоляции R <sub>60</sub> приведенная к температуре 20°C, при схеме (в зоне) измерения							
		ВН- НН <sub>1</sub> +НН <sub>2</sub> +К		НН <sub>1</sub> -ВН+НН <sub>2</sub> +К		НН <sub>2</sub> - ВН+НН <sub>1</sub> +К		ВН+НН <sub>1</sub> +НН <sub>2</sub> - К	
		в МОм	в % от исх.	в МОм	в % от исх.	в МОм	в % от исх.	в МОм	в % от исх.
Заводские	46	3015	100,0	4307	100,0	4020	100,0	—	—
15.11.1983	18	3504	116,2	5256	122,0	4979	123,9	—	—
10.10.2017	10	35240	1168,9	10741 2	2494,1	13064 1	3250,1	28634	—
Предельно допустимое значение, МОм	20	300	—	300	—	300	—	300	—

Таблица 46 — Продолжение таблицы 45

Дата	t <sub>изм</sub> , °С	Значение сопротивления изоляции R <sub>60</sub> приведенная к температуре 20°C, при схеме (в зоне) измерения					
		ВН-К		ВН-НН <sub>1</sub>		ВН-НН <sub>2</sub>	
		в МОм	в % от исх.	в МОм	в % от исх.	в МОм	в % от исх.



10.10.2017	10	35666	—	>66654	—	>66654	—
Предельно допустимое значение, МОм	20	300	—	300	—	300	—

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ 2

Электрические испытания трансформатора

Таблица 47 — Продолжение таблицы 45

Дата	t <sub>изм</sub> , °С	Значение сопротивления изоляции R <sub>60</sub> приведенная к температуре 20°С, при схеме (в зоне) измерения					
		НН <sub>1</sub> -НН <sub>2</sub>		НН <sub>1</sub> -К		НН <sub>2</sub> -К	
		в МОм	в % от исх.	в МОм	в % от исх.	в МОм	в % от исх.
10.10.2017	10	>66654	—	105387	—	96315	—
Предельно допустимое значение, МОм	20	300	—	300	—	300	—

Измерение тангенса угла диэлектрических потерь изоляции показано в таблице 48

Таблица 48 — Измерение тангенса угла диэлектрических потерь

Дата	t <sub>изм</sub> , °С	Измеренные значения характеристик при схеме (в зоне) измерения							
		ВН-НН <sub>1</sub> +НН <sub>2</sub> +К		НН <sub>1</sub> -ВН+НН <sub>2</sub> +К		НН <sub>2</sub> -ВН+НН <sub>1</sub> +К		ВН+НН <sub>1</sub> +НН <sub>2</sub> -К	
		tgδ, %	С, пФ	tgδ, %	С, пФ	tgδ, %	С, пФ	tgδ, %	С, пФ
Заводские	46	0,162	—	0,300	—	0,317	—	—	—
15.11.1983	18	0,250	—	0,270	—	0,260	—	—	—
10.10.2017	10	0,236	9088	0,357	8097	0,365	8383	0,357	13660

Таблица 49 — Продолжение таблицы 48

Дата	t <sub>изм</sub> , °С	Измеренные значения характеристик при схеме (в зоне) измерения		
		ВН- К	ВН- НН <sub>1</sub>	ВН- НН <sub>2</sub>

		tgδ, %	С, пФ	tgδ, %	С, пФ	tgδ, %	С, пФ
10.10.2017	10	0,193	3715	0,270	2631	0,276	2753

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ 2  
Электрические испытания трансформатора

Таблица 50 — Продолжение таблицы 48

Дата	t <sub>изм</sub> , °С	Измеренные значения характеристик при схеме (в зоне) измерения					
		НН <sub>1</sub> -НН <sub>2</sub>		НН <sub>1</sub> - К		НН <sub>2</sub> - К	
		tgδ, %	С, пФ	tgδ, %	С, пФ	tgδ, %	С, пФ
10.10.2017	10	0,445	5930	0,382	4873	0,390	5038

Значение tgδ приведенные к температуре 20°С показано в таблице 51

Таблица 51 — Значение tgδ приведенные к температуре 20°С

Дата	t <sub>изм</sub> , °С	Значение сопротивления изоляции R <sub>60</sub> приведенная к температуре 20°С, при схеме (в зоне) измерения							
		ВН-НН <sub>1</sub> +НН <sub>2</sub> +К		НН <sub>1</sub> -ВН+НН <sub>2</sub> +К		НН <sub>2</sub> -ВН+НН <sub>1</sub> +К		ВН+НН <sub>1</sub> +НН <sub>2</sub> -К	
		в %	в % от исх.	в %	в % от исх.	в %	в % от исх.	в %	в % от исх.
Заводские	46	0,079	100,0	0,146	100,0	0,155	100,0	—	—
15.11.1983	18	0,264	334,4	0,285	195,0	0,275	177,7	—	—
10.10.2017	10	0,311	393,7	0,471	321,6	0,481	311,2	0,436	—
Предельно допустимое значение, МОм	20	300	—	300	—	300	—	300	—

Таблица 52 — Продолжение таблицы 51

Дата	t <sub>изм</sub>	Значение сопротивления изоляции R <sub>60</sub> приведенная
------	------------------	---

	°C	к температуре 20°C, при схеме (в зоне) измерения					
		ВН-К		ВН-НН <sub>1</sub>		ВН-НН <sub>2</sub>	
		в %	в % от исх.	в %	в % от исх.	в %	в % от исх.
10.10.2017	10	0,254	—	0,356	—	0,354	—

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ 2  
Электрические испытания трансформатора

Таблица 53 — Продолжение таблицы 51

Дата	t <sub>изм</sub> , °C	Значение сопротивления изоляции R <sub>60</sub> приведенная к температуре 20°C, при схеме (в зоне) измерения					
		НН <sub>1</sub> -НН <sub>2</sub>		НН <sub>1</sub> -К		НН <sub>2</sub> -К	
		в %	в % от исх.	в %	в % от исх.	в %	в % от исх.
10.10.2017	10	0,587	—	0,503	—	0,514	—

Выводы: результаты измерений удовлетворяют требованиям РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования» [1].

На момент обследования значения сопротивлений изоляции R<sub>60</sub>, приведенные к одной температуре, для всех схем измерения значительно выше заводских.

Абсолютные значения тангенса угла диэлектрических потерь изоляции обмоток в настоящее время не превышают 1% при температуре измерений 10 °C.

Сопротивления изоляции R<sub>60</sub>, приведенные к температуре 20 °C, для всех схем измерения выше предельно допустимого значения 300 МОм.

Измерения сопротивления обмоток постоянному току:

Измерение сопротивления обмоток постоянному току проводилось с целью выявления неисправностей и дефектов в обмоточных проводах, в паяных соединениях обмоток, в контактных соединениях отводов трансформатора.

Государственные стандарты:

ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия.

РД-34.45-51.300-97 «Объемы и нормы испытания электрооборудования»,

Изд. 6 с изм. и доп. на 2006 г.

Сборник методических пособий по контролю состояния электрооборудования. АО «Фирма ОРГРЭС» под ред. Ф.Л. Когана.

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ 2

### Электрические испытания трансформатора

Таблица 54 — Условия проведения измерений

Дата	Режим/продолжительность	$t_{\text{масла}}$	$t_{\text{воздуха}}$	Состояние атмосферы	Примечание
10.10.2017 г.	Отключен/ 20 часов	+6	+ 10...+12	Ясно	Трансформатор расшинован со всех сторон

Измерительная аппаратура представлена в таблице 45

Таблица 55 — Измерительная аппаратура

№	Тип прибора	Наименование	Заводской номер	Диапазон измерений	Класс точности (погрешности)	Сведения о поверке
1	Измеритель сопротивления обмоток	ИСО-1	1036	2,0 мОм... 200 Ом	0,2%	Свидетельство № СП 1659606 До 14.06.2018

Результаты измерений:

Схема измерений сопротивлений обмоток трансформатора постоянному току приведена на рисунке 40

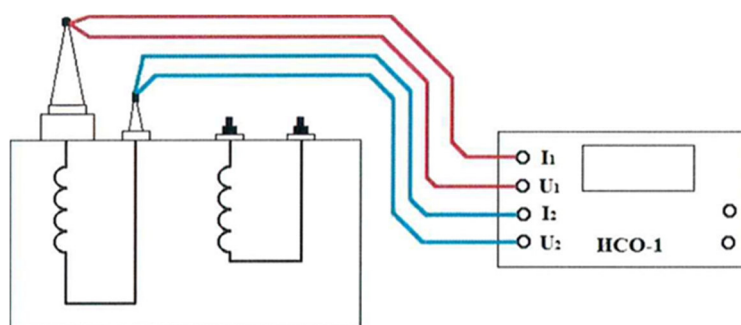


Рисунок 40 — Схема измерений сопротивлений обмоток трансформатора постоянному току прибором «ИСО-1»

Результаты измерений приведены в таблицах 46-48.

Сопротивление обмоток ВН постоянному току показано в таблице 46

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ 2  
Электрические испытания трансформатора

Таблица 56 — Сопротивление обмоток ВН постоянному току

Дата	$t_{\text{изм}}$ , °C	№ положения РПН	Значение $R_{\text{изм}}$ Ом в фазе			$\Delta R_{\text{max}}^1$
			A	B	C	
15.11.1983	18	1	0,07760	0,07740	0,07850	1,42
		2	0,07580	0,07590	0,07660	1,06
		3	0,07450	0,07420	0,07520	1,35
		4	0,07250	0,07180	0,07320	1,95
		5	0,07120	0,06940	0,07180	3,46
		6	0,06930	0,06770	0,06990	3,25
		7	0,06680	0,06590	0,06870	4,25
		8	0,06610	0,06360	0,06640	4,40
		9	0,06390	0,06360	0,06420	0,94
		10	0,06380	0,06380	0,06380	0,00
		11	0,06420	0,06420	0,06440	0,31
		12	0,06580	0,06620	0,06640	0,91
10.10.17	10	1	0,0746	0,0859	0,0751	15,15
		2	0,0732	0,0843	0,0736	15,16
		3	0,0717	0,0827	0,0719	15,34

	4	0,0702	0,0811	0,0705	15,53
	5	0,0686	0,0794	0,0689	15,74
	6	0,0671	0,0779	0,0672	16,10
	7	0,0651	0,0763	0,0657	17,20
	8	0,0636	0,0748	0,0640	17,61
	9	0,0619	0,0725	0,0617	17,50
	10	0,0619	0,0724	0,0615	17,72
	11	0,0619	0,0727	0,0619	17,45
	12	0,0634	0,0747	0,0638	17,82
Предельно допустимое значение [1]					<2%

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ 2  
Электрические испытания трансформатора

Максимальное различие сопротивлений обмоток постоянному току, измеренных в разных фазах- $\Delta R_{\text{мф. max}}$ , рассчитано по формуле:

$$\Delta R_{\text{мф max, \%}} = \max \left( \left| \frac{R_{\text{изм. A}} - R_{\text{изм. B}}}{1/3 \sum R_{\text{изм}}} \right|, \left| \frac{R_{\text{изм. A}} - R_{\text{изм. C}}}{1/3 \sum R_{\text{изм}}} \right|, \left| \frac{R_{\text{изм. B}} - R_{\text{изм. C}}}{1/3 \sum R_{\text{изм}}} \right| \right) \cdot 100\%$$

В соответствии со «Сборник методических пособий по контролю состояния электрооборудования, под ред. Ф.Л. Когана» для трансформаторов не подвергавшихся нагреву и находящихся в нерабочем состоянии не менее 20 ч за температуру обмотки принимают температуру верхних слоев масла.

Сопротивление обмоток НН постоянному току показано в таблице 47

Таблица 47 — Сопротивление обмоток НН постоянному току

Дата	$t_{\text{изм, } ^\circ\text{C}}$	Значение $R_{\text{изм}}$ , Ом на выводах			$\Delta R_{\text{max, \%}}$
		a-b	b-c	c-a	
15.11.1983	18	0,00609	0,00609	0,00609	—
10.10.2017	10	0,00559	0,00562	0,00559	0,54

Предельно допустимое значение [1]	<2%
-----------------------------------	-----

Сопротивление обмоток НН<sub>2</sub> постоянному току показано в таблице 48

Таблица 48 — Сопротивление обмоток НН<sub>2</sub> постоянному току

Дата	t <sub>изм</sub> , °С	Значение R <sub>изм</sub> , Ом на выводах			ΔR <sub>max</sub> , %
		a-b	b-c	c-a	
15.11.1983	18	0,00635	0,00633	0,00634	0,32
10.10.2017	10	0,00575	0,00576	0,00575	0,17
Предельно допустимое значение [1]					<2%

Выводы: результаты измерений сопротивлений удовлетворяют требованиям «Объема и норм испытаний электрооборудования» [1]. Максимальная разница сопротивлений, измеренных на разных выводах, не превышает предельно допустимое значение 2%.

#### Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ 2

#### Электрические испытания трансформатора

Результаты измерений сопротивлений обмоток ВН постоянному току не удовлетворяют требованиям РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования». Различия сопротивлений, измеренных на всех положениях переключателя РПН, превышают 2% и вероятнее всего обусловлены наличием дефекта в токоведущей цепи обмотки фазы В.

### ПРИЛОЖЕНИЯ 3

#### Тепловизионное обследование

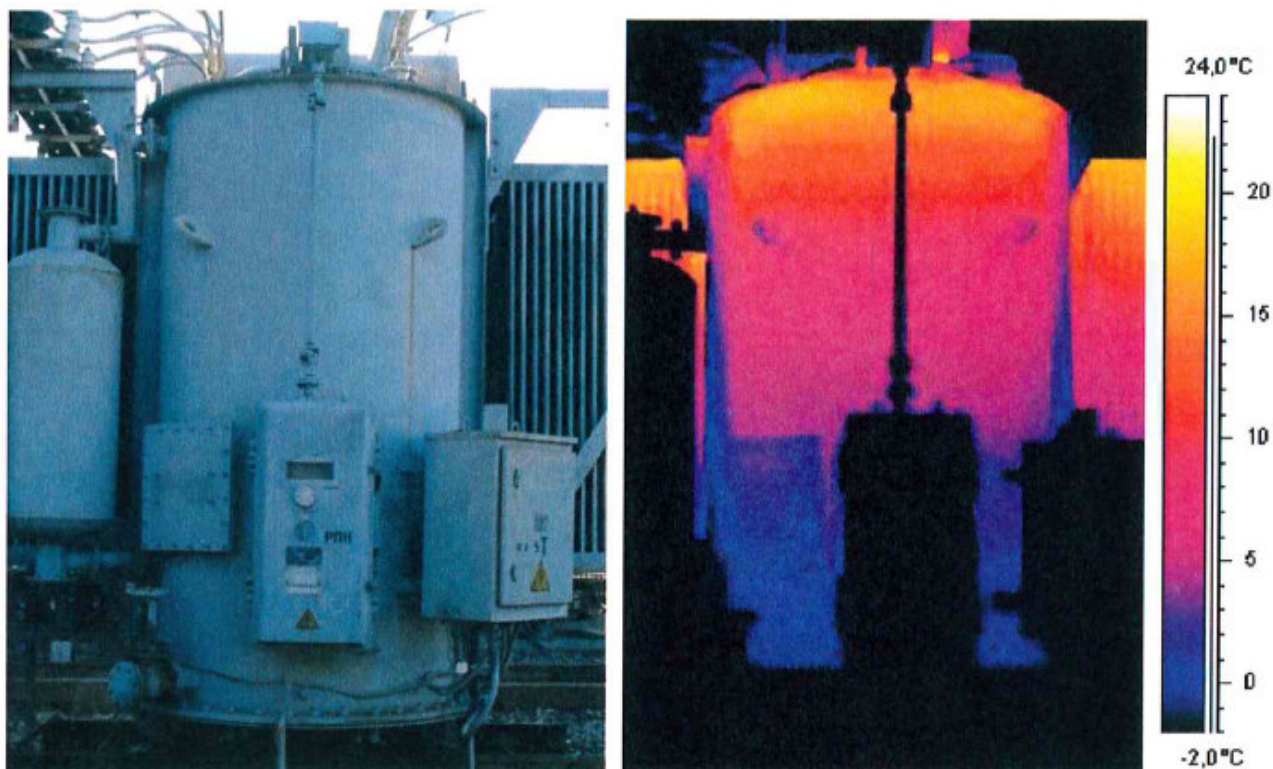


Рисунок 41 — Общий вид и термограмма поверхности бака со стороны торца фазы А



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ 3  
Тепловизионное обследование

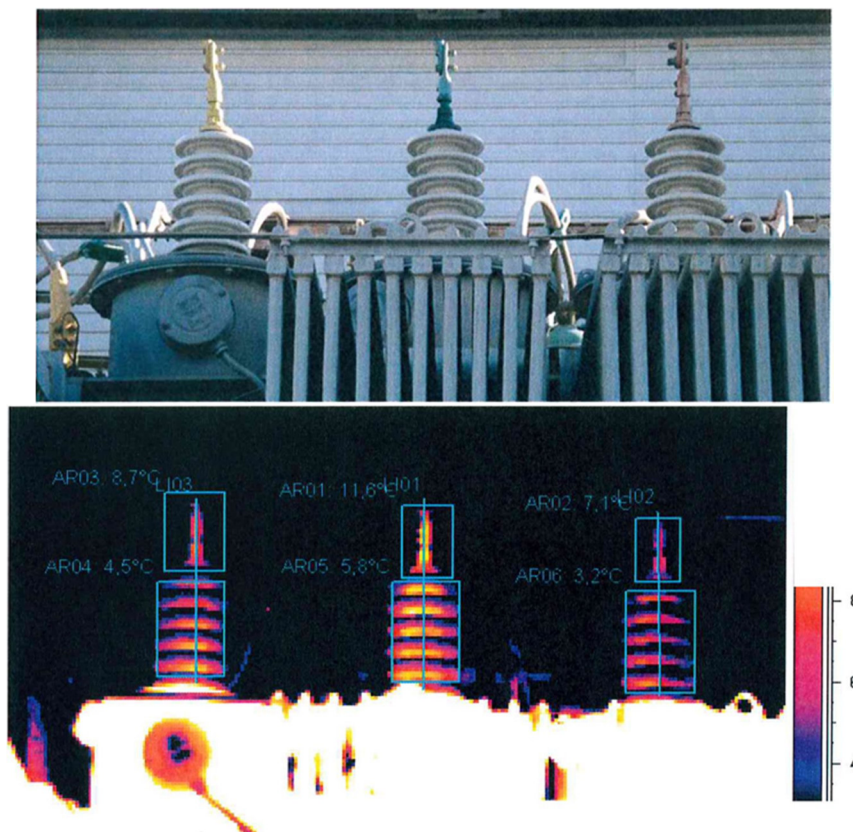


Рисунок 42 — Фотографии ,термограммы, и температурные профили , вводов 35 кВ фаз А, В, С (слева направо)

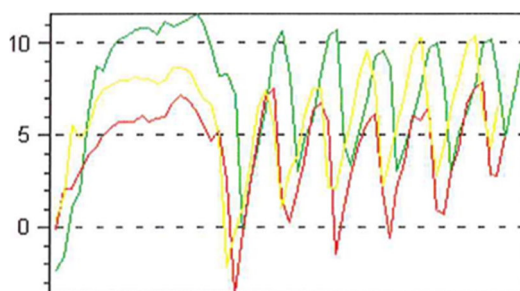


Рисунок 43 — Температурные профили (в) вводов 35 кВ фаз А. В. С (линии желтого, зеленого и красного цвета на графике соответственно)

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ 3  
Тепловизионное обследование

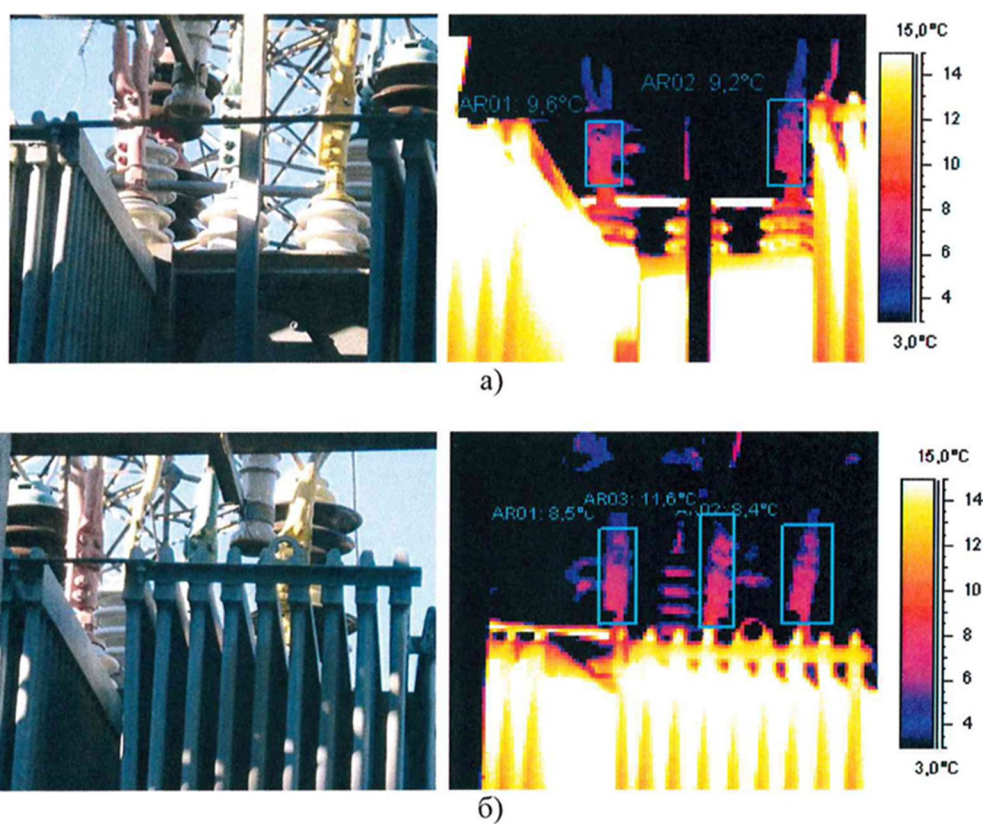


Рисунок 44 — Фотография и термограммы вводов 6 кВ НН<sub>1</sub> (а) и НН<sub>2</sub> (б)

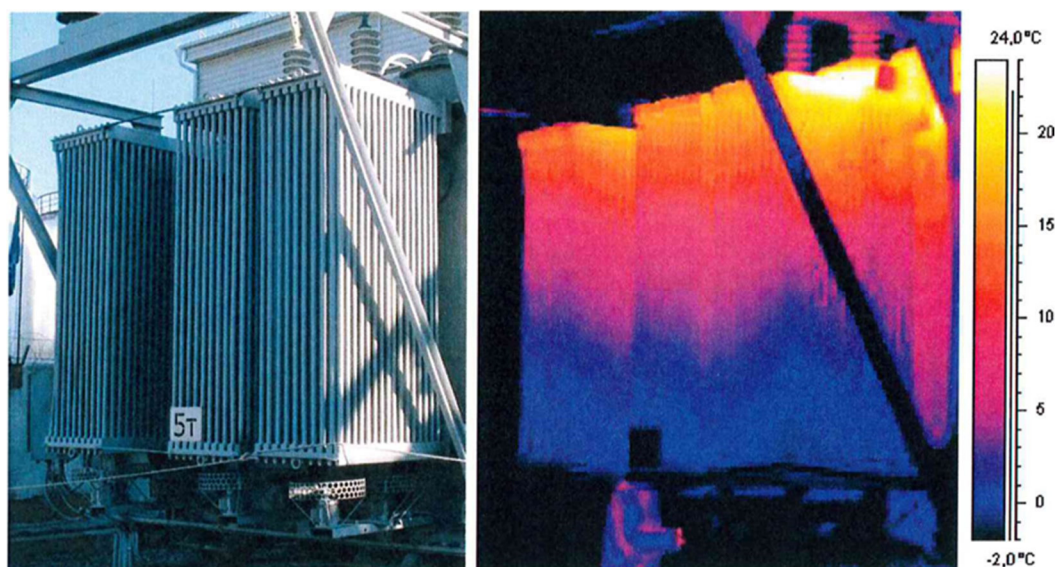


Рисунок 45 — Фотография и термограмма радиаторов системы охлаждения бака со стороны ВН

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ 3  
Тепловизионное обследование

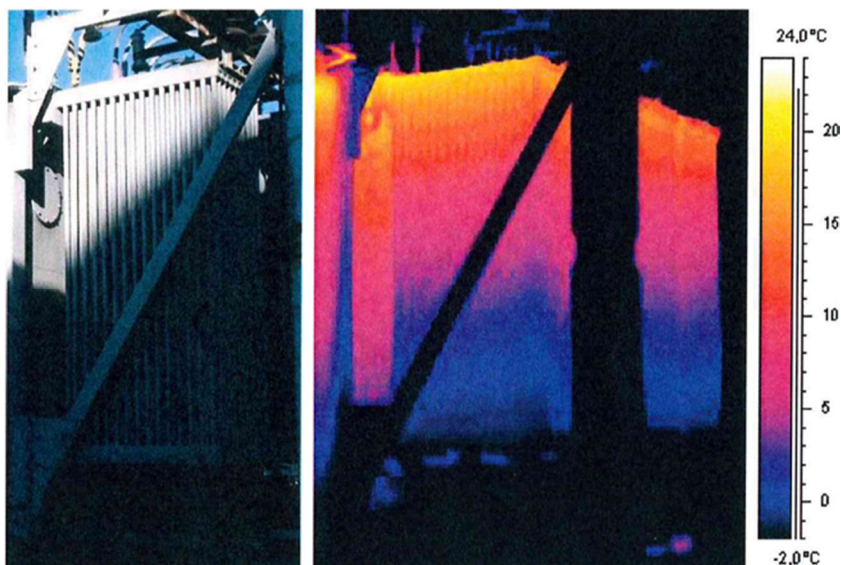


Рисунок 46 — Фотография и термограмма радиаторов системы охлаждения бака со стороны НН

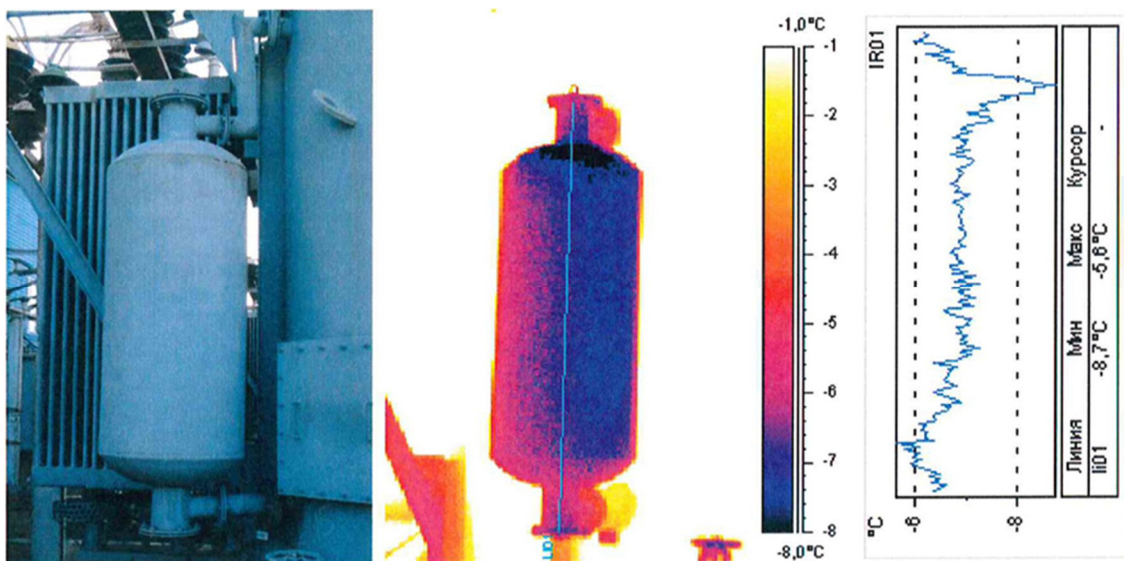


Рисунок 47— Фотография, термограмма, и температурный профиль, термосифонного фильтра

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ 3

### Тепловизионное обследование

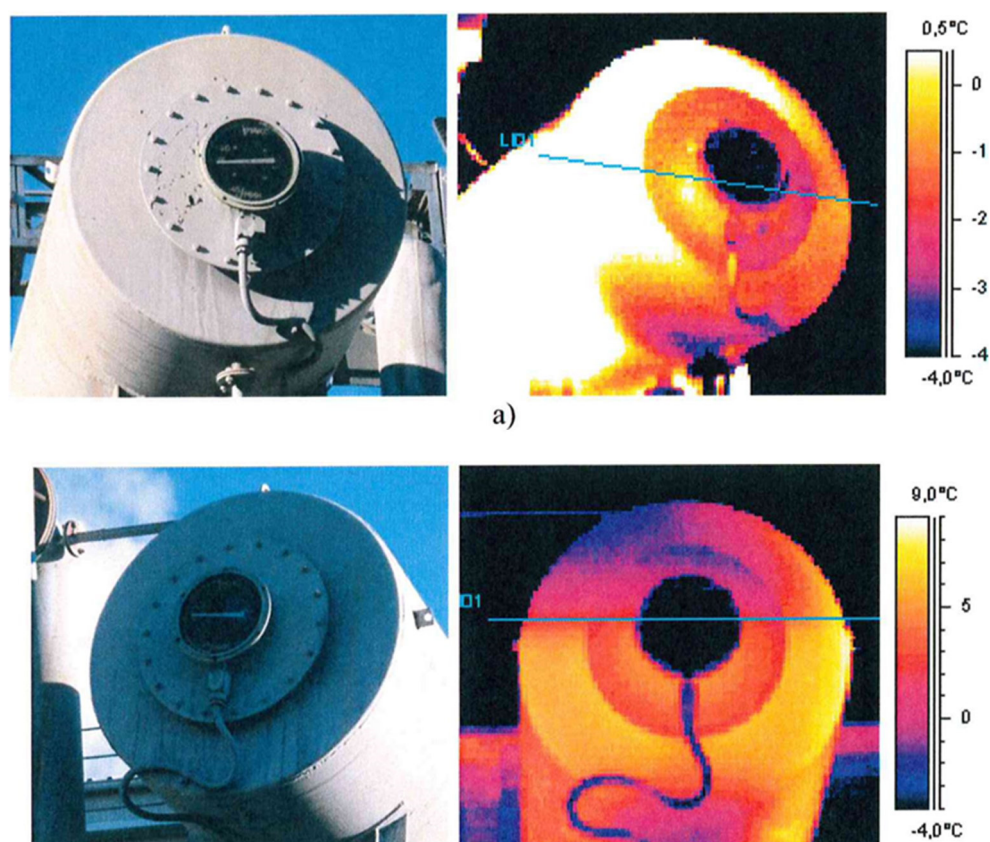


Рисунок 48 — Фотография и термограмма расширителя РПН и бака

Выводы: общее распределение температуры по поверхности бака трансформатора в основном носит типичный характер для трансформаторов с системой охлаждения «Д». Зон аномальных нагревов, указывающих на наличие явно выраженных дефектов термического характера по корпусу бака трансформатора, не выявлено.

Стоит обратить внимание на повышенный нагрев фарфоровой крышки и внешнего контактного соединения ввода 35 кВ фазы В.

Превышение средней температуры фарфоровой крышки ввода стержня фазы В над температурой вводов фаз А и С на 1,3 и 2,6 °С соответственно в режиме 25% нагрузки.

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ 3

### Тепловизионное обследование

Превышение температуры внешнего контактного соединения ввода фазы В над температурой вводов фаз А и С на 2,9 и 4,5 °С соответственно в режиме 25% нагрузки. Избыточная температура токоведущего стержня фазы В, приведенная к 50% нагрузке составляет порядка 8,4 и 20,3 °С.

В соответствии с РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования» дефект классифицируется как развившийся и необходимо принять меры по его устранению при ближайшем выводе электрооборудования из работы.

Характер нагрева ввода указывает на то, что подогрев происходит от токоведущего стержня. По-видимому, имеет место нагрев контактного соединения токоведущего стержня и гибкого отвода.

Дефектов внешних контактных соединений вводов 6 кВ не обнаружено.

Дефектов оборудования системы охлаждения масла не выявлено. Перекрытых охладителей не обнаружено, проток масла через все радиаторы нормальный.

В результате обследования зафиксировано, что проток масла через термосифонный фильтр затруднен. По поверхности термосифонных фильтров должно наблюдаться снижение температуры в сторону протока масла, перепад температуры поверхности фильтра с нормальным протоком масла обычно составляет 2-5 °С. В данном случае перепад температуры составляет не более 1 °С.

Показания маслоуказателей соответствуют уровню масла в отсеках расширителя.