

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Разработка методов диагностики и профилактики гидрогенераторов и силовых трансформаторов на Жигулевской ГЭС»

Студент(ка)

Е.И. Конопатин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.А. Романов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

Данная выпускная квалификационная работа посвящена разработке методов диагностики и профилактики гидрогенераторов и силовых трансформаторов Жигулевской ГЭС.

В ходе работы были выполнены анализ существующих методов диагностики состояния изоляции гидрогенераторов и силовых трансформаторов, анализ существующих датчиков для проведения измерений характеристик частичных разрядов, анализ схем измерения характеристик частичных разрядов. Рассмотрены разработка рекомендаций по подбору средств контроля состояния изоляции, методика выполнения диагностики, разработка схем подключения датчиков. Произведены обследование магнитной системы гидрогенератора, анализ состояния трансформатора фаза «А» типа ОРЦ-135000/500-77У1, тепловизионное обследование электрооборудования, осциллографирование. Расчетная часть проекта состоит из 55 листов формата А4, включает 7 разделов, содержит 2 таблицы, 9 рисунков и 4 приложения.

Графическая часть проекта выполнена на 6 листах формата А1.

Содержание

Введение	5
Анализ существующих методов диагностики состояния изоляции мощных электрических машин и трансформаторов	6
Разработка рекомендаций по подбору средств контроля состояния изоляции	16
Особенности предлагаемой методики диагностики изоляции по характеристикам частичных разрядов	16
Особенности сигнала от частичного разряда	16
Способы фиксации сигнала от частичных разрядов	18
Анализ и обработка характеристик частичных разрядов	21
Рекомендации по подбору средств контроля состояния изоляции	26
Анализ существующих датчиков для проведения измерений характеристик частичных	28
Оптимальные области применения различных сенсоров	28
Выбор оптимальных сенсоров и мест их установки для крупных электрических машин	30
Анализ существующих схем измерения характеристик частичных разрядов	32
Схемы измерения характеристик частичных разрядов применяемые для электрических машин	32
Схемы измерения характеристик частичных разрядов применяемые для трансформаторов	38
Разработка схем подключения датчиков	38
Общие рекомендации при разработке схем подключения датчиков	38
Схемы подключения датчиков для измерения характеристик частичных разрядов в обмотках крупных электрических машин	42
Методика выполнения диагностики	46
Общие положения	46

Порядок поиска дефекта в обмотке электрической машины	47
Определение мест дефектов в изоляции обмотки трансформатора	49
Современное состояние, оценка возможностей и перспектив проведения электродинамических испытаний	51
Заключение	52
Список использованных источников	54
Приложение А	56
Приложение Б	61
Приложение В	69
Приложение Г	72

Введение

На Жигулевской ГЭС установлены 20 гидрогенераторов мощностью 125 МВА и 8 маслонаполненных трансформаторных групп мощностью фазы 135 МВА. Большая часть этой техники эксплуатируется уже достаточно длительное время – более 50 лет. В связи с этим возрастает вероятность выхода из строя одной или нескольких единиц такого оборудования. Не редко поломка гидрогенератора и, особенно, силового трансформатора приводит к значительным разрушениям, дорогостоящим восстановительным работам и ремонтам, а, иногда, и травматизму среди обслуживающего персонала. К тому же любая поломка оборудования ведёт к простоею его во время ремонта, и, как следствие, недовыработку электроэнергии, что также приводит к экономическим потерям.

Существующая на предприятиях система планово–предупредительного ремонта, учитывая большой срок службы оборудования, может не дать необходимые результаты. В связи с чем, требуется переходить на некоторый новый подход к диагностике и ремонту оборудования и аппаратов «по состоянию», а не «по графику». Такой подход в настоящих условиях необходим из технических и из экономических соображений.

Во-первых, это возможность достоверной диагностики на работающем оборудовании, то есть без вывода техники из эксплуатации, а, значит, исключение экономических потерь вследствие недовыработки электроэнергии.

Во-вторых, современные методы диагностики позволяют обнаружить дефект на ранних стадиях его развития и, тем самым, предотвратить дорогостоящий ремонт или ещё более дорогостоящую полную замену вышедшего из строя оборудования.

В-третьих, некоторые методы диагностики позволяют локализовать область дефекта, ремонтироваться будут только повреждённые участки изоляции, а не вся изоляция в целом.

1 Анализ существующих методов диагностики состояния изоляции мощных электрических машин и трансформаторов

Одним из основных элементов конструкции электрических машин и трансформаторов является изоляция обмоток. Она непрерывно подвержена таким разрушающим факторам, как: тепловые воздействия, вследствие длительного протекания токов, вибрационные из-за вибрации магнитопровода (для трансформаторов) и приводного механизма (для электрических машин), сильные механические воздействия, вследствие протекания пусковых токов и токов КЗ. Все эти факторы приводят к тому, что для электрических машин повреждение изоляции является наиболее частой причиной повреждения, а для трансформаторов повреждение изоляции обмоток стоит на втором месте после повреждения вводов.

В большинстве используемых в данный момент мощных электрических машинах применена термореактивная изоляция. Она образуется наматыванием на отдельные стержни витков слюдинитовых лент на стекловолокнистой подложке с последующей пропиткой и запечкой обмотанных стержней в пресс-формах. На рисунке 1.1. показано устройство изоляции паза статора обмотки генератора.

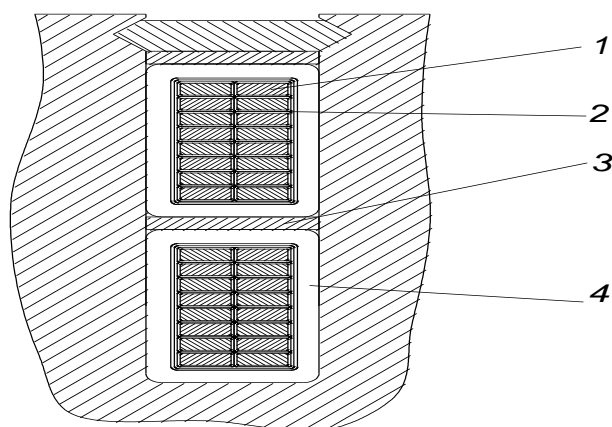


Рисунок 1.1-Устройство изоляции паза обмотки статора генератора

Изоляция элементарных проводников 2 предотвращает замыкание отдельных элементарных проводников 1 витков обмотки фазы. Витковая изоляция 3 защищает от замыкания отдельные витки секции, а корпусная изоляция 4 предотвращает замыкание токоведущей обмотки на заземлённый корпус.

В трансформаторах применяют бумажно-масляную изоляцию. Её подразделяют на продольную и главную. На рисунке 1.2 показано устройство главной изоляции обмоток трёхфазного трансформатора на 110 кВ. Она состоит

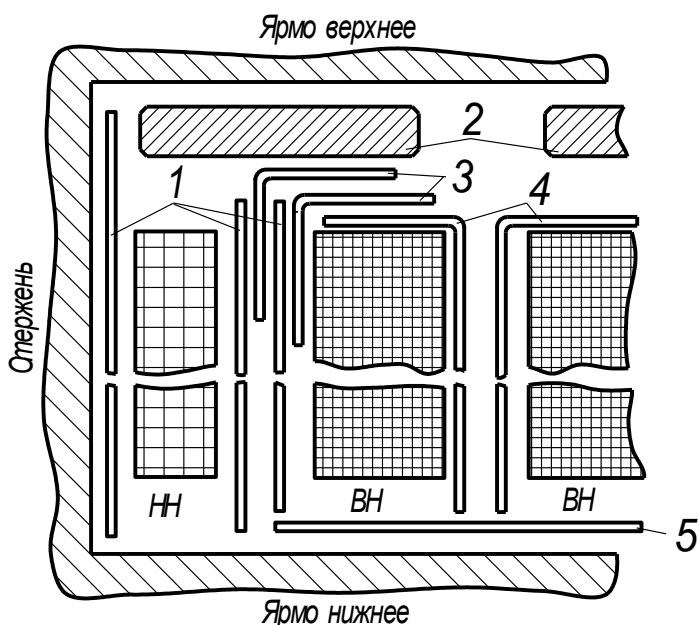


Рисунок 1.2- Устройство главной изоляции фазы силового трансформатора

из собранных из пластин электрокартона изоляционных цилиндров 1, угловых шайб 3, междуфазных цилиндрических перегородок 4 и барьера 5, а также из масляных каналов и промежутков, образованных элементами конструкции трансформатора. Изоляционные цилиндры предназначены для предотвращения замыкания обмоток фазы на корпус или между собой. Назначение угловых шайб состоит в том, чтобы усилить изоляцию верхних обмоток и предотвратить пробой на прессующее стальное кольцо 2 и ярмо. Назначение междуфазных перегородок – надёжно изолировать друг от друга соседние фазы, а барьера 5 – обмотки ВН от ярма. Продольная изоляция

обмотки включает в себя витковую изоляцию, изоляцию между катушками (дисками), элементами ёмкостной защиты и слоями обмотки. В витковую изоляцию входит изоляция обмоточного провода, образованная слоями кабельной бумаги пропитанной трансформаторным маслом. Изоляция между катушками обеспечивается масляным каналом, образованным изоляционными прокладками.

В процессе эксплуатации силовых трансформаторов и электрических машин их изоляция подвержена старению под действием различных разрушающих воздействий, основные из которых: ионизация, вибрация, механические воздействия, вследствие токовых перегрузок, перегревы, увлажнения и загрязнения. По мере старения изоляции в ней возникают местные расслоения, воздушные включения, увлажнённые или загрязнённые участки, пробивное напряжение которых намного ниже изначального значения. При сильном развитии таких дефектов происходит пробой изоляции и выход из строя единицы техники. Из этого следует, что совершенствование методов выявления и распознавания нарушения изоляции на ранней стадии – важное средство повышения надёжности работы, а, следовательно, и снижения издержек эксплуатации мощных электрических машин и трансформаторов.

Наиболее эффективным методом выявления повреждений изоляции является её визуальный осмотр, но такой способ невозможно применять так часто, как этого хотелось. Это связано с тем, что подавляющее большинство силовых трансформаторов – маслонаполненные, и для осмотра обмотки придётся слить масло и поднять активную часть, а для полного осмотра обмотки электрической машины придётся демонтировать ротор. В любом случае неизбежны: отключение оборудования, трудоёмкие разборка и сборка и длительный простой единицы техники, а на электростанциях - блока «генератор-трансформатор» в целом.

Для того, чтобы узнать, нет ли в изоляции ослабленных участков, при её изготовлении, перед и после ремонтов, и в ходе профилактических работ трансформаторы и крупные электрические машины испытывают повышенным

напряжением промышленной частоты. При таких испытаниях сильно ослабленные участки изоляции, если они есть, пробиваются, после чего следует вывод оборудования из работы и дорогостоящий ремонт.

Очевидно, что для эффективной и относительно недорогой диагностики необходимо использовать неразрушающие методы, основанные на распознавании косвенных признаков дефектов и оценке состояния изоляции по комплексу таких признаков.

В энергетике накоплен значительный опыт выявления дефектов изоляции с применением такого подхода: измерение сопротивления изоляции мегомметром, измерение характеристик частичных разрядов, а для трансформаторов добавляются измерение $\text{tg}\delta$ и ёмкости изоляции, газохроматографический контроль растворённых в масле газов и тепловизионный контроль. Большое значение в оценке состояния изоляции электрических машин и трансформаторов является анализ режимов работы и результатов эксплуатационного контроля, а также предыдущих ремонтов и причин выходов из строя.

В соответствии с инструкциями по эксплуатации силовых трансформаторов и гидрогенераторов во время работы контролируется их режим в части нагрузки, рабочих напряжений и соответствия этих параметров допустимым для данного устройства. Непрерывный контроль допустимости режима осуществляется АСУ ТП. Фиксируются продолжительность и кратность перегрузок и перенапряжений в зависимости от требований к данному оборудованию при необходимости проводятся обследования его состояния.

В штатный контроль состояния входят осмотр оборудования с выявлением внешних признаков неисправностей (течи масла, трещины в изоляторах, загрязнения и увлажнения изоляции, видимые искрения и т.д.), измерения уровня масла в трансформаторе с помощью штатного маслоуказателя закреплённого на торцовой стенке расширителя и измерение

температуры различных частей трансформатора и гидрогенератора с применением термосигнализаторов.

Измерение сопротивления изоляции мегаомметром позволяет определить лишь грубые дефекты изоляции: сквозной прогар, сильное увлажнение или загрязнение изоляции, посторонние предметы на токоведущих частях.

Однако в применении к отысканию местных дефектов изоляции этот метод может рассматриваться лишь как вспомогательный, так как с его помощью могут быть выявлены наиболее грубые дефекты.

У трансформаторов измерения проводятся с использованием зажима «экран» для измерений по зонам. Измерения сопротивления изоляции у машины, выведенной в капитальный ремонт, производится для каждой фазы или ветви по отношению к корпусу при соединённых с корпусом остальных фазах или ветвях.

Сложность достоверного определения температуры обмотки (по её сопротивлению постоянному току) снижает ценность сопротивления изоляции как параметра оценки состояния обмотки.

Одним из косвенных методов оценки состояния изоляции является определение коэффициента абсорбции. Коэффициентом абсорбции называют отношение сопротивлений обмотки измеренных через определённые разные промежутки времени. Обычно это отношение сопротивлений, измеренных через 15 и 60 секунд или 1 и 10 минут после приложения напряжения

$$(K_{abc} = \frac{R_{60''}}{R_{15''}} \text{ или } K_{abc} = \frac{R_{10'}}{R_1}).$$

Этот параметр теоретически не зависит от геометрических размеров изоляции и гораздо меньше зависит от температуры обмотки, однако неоднозначность его изменения от загрязнения и увлажнения изоляции позволяет использовать этот параметр только в качестве вспомогательного.

Измерение характеристик частичных разрядов – это эффективный метод выявления дефектов изоляционных конструкций высокого напряжения. По определению, принятому Международной электротехнической комиссией

(МЭК), частичным разрядом (ЧР) называется электрический разряд, частично шунтирующий изоляцию между электродами. Он возникает вследствие ионизации газа или жидкого диэлектрика и может происходить на поверхности раздела двух сред и внутри изоляции. Возникновение и развитие ЧР зависит от типа диэлектрика и конструктивных особенностей изоляции объекта.

Частичные разряды в изоляции являются непосредственным следствием наличия в ней неоднородностей, создающих локальные зоны с превышением пробойных значений по напряжённости электрического поля для вещества неоднородности или окружающий дефект изоляции.

Измерения характеристик ЧР производятся, как на работающем, так и на отключенном от общей сети оборудовании. Наиболее эффективны измерения ЧР при повышенном, по сравнению с рабочим, напряжении. Такие измерения производятся на отключенном оборудовании с подачей напряжения от внешней испытательной установки (в западной литературе такое испытание называется «стресс-тест»).

В нашей стране вопросы измерения характеристик ЧР наиболее проработаны на БП «Электросетьсервис», НПО «Техносервис-электро», АО «Фирма ОРГРЭС», и институте АО «СибНИИЭ. Разработаны конструкции различных датчиков, как стационарных, так и переносных, анализаторов характеристик, ведутся разработки экспертных программных систем для автоматизированного анализа.

Помимо электрических, в исследовании трансформаторов применяются и акустические методы обнаружения и отыскания места ЧР, проработка и внедрение которых также производятся во многих странах мира (для крупных электрических машин этот метод мало применим из-за сильных акустических помех от самой машины и от приводного механизма или турбины).

Тангенс угла потерь и ёмкость изоляции, измеряемые на переменном напряжении промышленной частоты, позволяют выявить увлажнение и загрязнение изоляции на более ранней стадии, чем, например, измерение сопротивления изоляции.

Хотя между такими характеристиками изоляции, как сопротивление, тангенс угла потерь, ёмкость на различных частотах, прирост ёмкости, восстанавливающееся напряжение, существует связь, определяемая схемой замещения измеряемого объекта, ни одна из этих величин не оценивает однозначно состояния изоляции контролируемого объекта. Так величина $\text{tg}\delta$, измеряемая на промышленной частоте, зависит не только от увлажнённости изоляции, но и от свойств масла, залитого в трансформатор, от конфигурации изоляции и соотношения объёмов масла и твёрдой изоляции. Это делает критерии отбраковки по этой величине «размытыми», оценку состояния приближённой и приводит к тому, что во многих случаях диагноз ставится на основе сравнения результатов измерений с предыдущими данными.

Выявление с помощью измерений $\text{tg}\delta$ некоторых опасных дефектов (в том числе разрядов в изоляции) успешно только тогда, когда измерения проводятся на напряжении не ниже рабочего.

Даже приближённая оценка состояния изоляции трансформатора имеет большое значение, и измерения $\text{tg}\delta$ широко распространены в мире, выпускается много типов различной аппаратуры для её измерений. Определение $\text{tg}\delta$ и ёмкости изоляции входят в программу обследования трансформаторов.

Тепловизионный контроль, т.е. контроль нагрева трансформатора с внешней поверхности позволяет выявить дефекты внешних контактных соединений, повышенный нагрев отдельных участков поверхности бака и перегревы в баках контакторов и избирателей РПН. С помощью тепловизионной аппаратуры успешно выявляются нагревы внутри высоковольтных вводов.

Тепловизионный контроль находит широкое распространение, как в нашей стране, так и за рубежом. Имеется достаточно чувствительная отечественная и зарубежная аппаратура для термографии, однако пока не решена задача выявления с её помощью внутренних дефектов трансформаторов.

Термографический метод исследования трансформаторов очень важен, так как легко позволяет обнаружить скрытые дефекты во вводах, трансформаторах тока и трансформаторах напряжения, установленных на силовых трансформаторах и рядом с ними.

Газохроматографический анализ растворённых в масле газов входит в состав физико-химического метода диагностики состояния изоляции обмоток. Метод основан на том, что вследствие электрических, термических и кавитационных явлений в изоляции электрических аппаратов протекают физико-химические процессы разрушения материала изоляции, по конечным продуктам которого можно судить о значении энергетического воздействия и степени разрушения изоляции. Применительно к жидкой углеводородной изоляции, какой являются минеральные масла, а в прочем и другим органическим жидкостям, применяемым в качестве пропиточных – эти виды воздействия инициируют химические процессы разрыва связей С – Н, С – С с образованием углеводородных радикалов, которые при участии кислорода и воды, всегда присутствующих в изоляции, продуцируют широкую гамму новых химических соединений. Мощные электрические разряды приводят к образованию углерода и воды. Термическое воздействие на бумагу инициируют процессы дегидратации, приводящие к образованию воды и соединений фуранового ряда, самое информативное из которых считается фурфурол. Наличие кислорода и повышенная температура определяют протекание окислительных реакций углеводородов изоляции. Для предотвращения окисления трансформаторных масел в них добавляют антиоксидант: 2,6-дитрет-бутил-р-крезол. Снижение содержания антиоксиданта является существенной характеристикой состояния жидкой изоляции и протекающих в ней химических процессов.

Сущность физико-химической диагностики трансформаторов состоит в определении причин образования или превращения в жидкой изоляции тех или иных химических соединений.

По результатам анализа состава масла выносится диагноз для исследуемой единицы оборудования. Диагноз выносится на основе опытного исследования большого количества трансформаторов различных типов, конструкций их изоляции, степени износа, количества ремонтов и т.д.

Различают «основной» газ, концентрация которого по отношению к граничной максимальна, «характерные» газы, концентрация которых находится в пределах 0,1 – 1,0 граничной, и «нехарактерные» газы, концентрация которых менее 0,1 граничной.

Критерий скорости нарастания газов в масле при превышении концентрации газов за граничные значения является решающим при отключении трансформатора.

В настоящее время известно, что данные о растворённых в масле газах сами по себе не всегда дают достаточную информацию о состоянии изоляции в целом. Сроки ремонтов, предыдущие повреждения и другие данные являются важной частью информации, необходимой для оценки. Критерии оценки вырабатываются сравнением результатов исследований, повреждённых и «здоровых» трансформаторов, трансформаторов с развивающимися дефектами, лабораторных моделей анализом статистики.

К отрицательным качествам этого метода диагностики можно отнести невозможность локализовать область дефекта или хотя бы указать степень опасности дефекта. И самое главное – это то, что аппаратура для непрерывного контроля газосодержания масла даже по малому числу компонент (1-3 газов) – дорогостоящая.

Анализ наиболее распространённых методов диагностики состояния изоляции обмоток крупных электрических машин и трансформаторов показывает, что наиболее перспективным методом диагностики с использованием характеристик ЧР, так как, не смотря на относительную дороговизну диагностического оборудования, этот метод имеет значительные преимущества.

Во-первых, измерения характеристик ЧР во время работы оборудования позволяют отключить его в случае превышения уровня ЧР определённых допустимых границ, что позволяет значительно продлить срок безопасного использования сильно изношенного оборудования. Это очень актуально для отечественных энергосистем, большая часть оборудования которых работает уже более 20 лет. К тому же, расчёты показывают, что продление срока службы на 20 – 30 лет даёт большую экономическую выгоду, чем замена оборудования на новое.

Во-вторых, возможность измерения характеристик ЧР без отключения оборудования, при помощи стационарных датчиков и экспертных компьютерных систем, позволяет значительно снизить временные и материальные затраты на диагностику.

В-третьих, данный метод позволяет локализовать дефект, то есть определить, какая часть обмотки фазы или шина трансформатора содержит дефект, или указать номер стержня с дефектом в обмотке электрической машины. Более достоверна локализация на отключенном оборудовании при испытаниях от постороннего источника.

Метод диагностики изоляции подходит как для генераторов, так и для трансформаторов. Он особенно удобен для использования на электрических станциях. Так как главная схема любой электростанции состоит из блока «генератор - трансформатор» или «генератор - блочный трансформатор», то на ней может быть установлена единая система контроля состояния изоляции обмоток по характеристикам ЧР.

2 Разработка рекомендаций по подбору средств контроля состояния изоляции

2.1 Особенности предлагаемой методики диагностики изоляции по характеристикам частичных разрядов

Для оценки качества изоляционных конструкций, а также для выявления в ней дефектов и установления степени их опасности на заводах-изготовителях и в эксплуатации используется целый комплекс испытаний. Все испытания принято разделять на две группы: собственно, испытания изоляции (в дальнейшем будем именовать их испытаниями) и контроль характеристик изоляции (в дальнейшем диагностика).

К первой группе относятся испытания повышенным напряжением. Эту группу называют разрушающими испытаниями, так как при наличии в изоляции дефектов во время испытаний может произойти пробой или разрушение дефектного участка. Вторая группа испытаний заключается в измерениях различных характеристик изоляции ($\text{tg}\delta$, $\Delta\text{tg}\delta$, токи абсорбции, ёмкости при различных температурах и частотах, уровень ЧР) и называется неразрушающими испытаниями (диагностика изоляции), поскольку испытания производятся, при напряжениях, не превышающих максимальных рабочих напряжений, при этом полагают, что опасность повреждения и пробоя изоляции исключается.

Представленные методы измерений обеспечивают новые виды диагностики состояния изоляции электрооборудования и определения мест дефектов, не допуская ухудшения состояния изоляции при испытаниях.

2.2 Особенности сигнала от частичного разряда

Следует отметить, что измеряемый сигнал имеет амплитудно-временные и энергетические характеристики, отличные от характеристик собственно ЧР т.к. распространение импульса ЧР от места дефекта по обмотке или токопроводу и далее к заземляющим элементам или устройствам

присоединения связано с искажением сигнала. То есть измеряется некоторый образ ЧР, зависящий от множества факторов (характера и места дефекта, типа изоляции электрооборудования, характеристик измерительных устройств, уровня внешних и внутренних помех).

Выявление сигналов ЧР во внешних цепях является сложной инженерной задачей из-за паразитного влияния внешних помех (короны, коммутаций, наводок от других цепей).

Для обнаружения сигналов ЧР в условиях эксплуатации измерения сигналов осуществляется высокочастотной схемой с полосой частот выше 1 МГц и постоянной времени контроля $T_{сх} = T_{чр}$, чем обеспечивается регистрация не Q , а его первой или даже второй производной:

$$\Delta I_{чр} \approx \frac{\partial Q}{\partial t}, \quad (2.1)$$

$$\Delta U_{чр} \approx \frac{\partial I}{\partial t}. \quad (2.2.)$$

Для измерений Q из-за необходимости интегрирования полоса частот находится в диапазоне килогерц. Наоборот, измерение $\frac{\partial Q}{\partial t}$ и $\frac{\partial I}{\partial t}$ в полосе мегагерц обеспечивает благоприятное соотношение сигнал/помеха в области измеряемых частот.

Ионизационные процессы в высоковольтной изоляции, относящиеся к ЧР, характеризуются возникновением очень коротких импульсов. Через последовательно включенную к дефекту ёмкость очень малой величины (0.1 пФ) сигнал передаётся на высоковольтный или «земляной» электроды изоляционной конструкции. Изоляционная конструкция для короткого импульса в большинстве электрических аппаратов является неоднородной

длинной линией с волновым сопротивлением - $10 \div 100$ Ом. Следовательно, однополярный импульс напряжения на ёмкости передаётся на линию дифференцированным (постоянная времени цепочки $0.1 \div 1$ нс).

Это означает, что импульс ЧР для объекта испытания становится двуполярным. Для одной полярности импульса заряд ЧР может быть определён по выражению

$$Q = \int_0^{\tau} i(t) dt \approx \frac{U}{Z} \cdot \tau, \quad (2.3)$$

где τ - длина импульса от ЧР;

Z – импеданс контура съёма сигнала;

U – амплитуда импульса от ЧР.

Мощность ЧР определяется выражением

$$P = \int_{Q_1}^{Q_2} Q \cdot n(Q) dQ, \quad (2.4)$$

где $n(Q)$ – распределение числа импульсов за период промышленной частоты от величины кажущегося заряда;

Q_1, Q_2 – заданные пределы интегрирования.

При зажигании ЧР, от точки возникновения ЧР, с координатой $x=0$, в обе стороны длинной линии распространяется электромагнитная волна, при этом имеется волна зарядов – $Q(x-ct)$, электрического $E(x-ct)$ и магнитного $H(x-ct)$ полей.

2.3 Способы фиксации сигнала от частичных разрядов

Пробой газового включения, т.е. ЧР, порождает короткий (2-200 нс) импульс, и поскольку ЧР проявляется как совокупность волн, то он может быть

и зафиксирован по одной из трёх указанных волн. Для определения количественных характеристик волн применяются:

- измерения сигнала разности потенциалов между двумя точками на металлических поверхностях – для $Q(t,x)$;
- измерение при установке соединительной ёмкости (C) – для $E(x,t)$;
- измерения антенной ($1L$) – для $H(x,t)$.

Следовательно, возникает техническая проблема, какая конструкция датчиков должна быть, какой способ (по H , Q или E) возможен и оптимален для данного объекта испытаний. При этом нужно найти компромисс между:

- уровнем измеряемого сигнала и его характеристиками, с одной стороны;
- с другой стороны, требуется учитывать возможность технической реализации способа, стоимость, безопасность и т.д.

Средствами измерений электрической составляющей являются ёмкости, при этом ёмкость может быть образована:

- подключением конденсатора к высоковольтной жиле;
- наложением некоторой пластины между «землёй» и высоковольтной жилой, что образует также некоторый конденсатор.

Измерительный элемент (ИЭ) для таких измерений – полный волновой измерительный импеданс типа ПВИ-24. Он состоит из мало индуктивной ёмкости 1000 пФ на 20 кВ с подключаемым к нему измерительным импедансом, соединённым с кабелем 50 Ом. Такой датчик часто ещё называют «генераторный сенсор».

Данный ИЭ практически полностью передаёт параметры сигнала – фронт и ширину импульса. Коэффициент передачи по амплитуде, измеренный экспериментально, $K_a=0,44$.

Элементом измерения магнитной составляющей является виток (петля), в котором изменяющийся магнитный поток от импульсного тока ЧР создаёт ЭДС. При этом возможны две крайние ситуации использования:

- один виток с большой площадью – одновитковый магнитный диполь ($1L$). Этот датчик ещё называют «луп-антенна»;

- много витков с ферромагнитным сердечником (датчик типа СТ) – высокочастотный измерительный трансформатор тока (ВЧТТ).

Очевидно, что при определённой собственной индуктивности датчика он будет обладать и интегрирующими свойствами, что определяет его полосу пропускания. Коэффициенты передачи, полученные экспериментально:

- 1) для диполя антенны $K_a=0,035$;
- 2) для датчиков типа СТ $K_a=0,085$.

Заряды от тока ЧР на высоковольтной жиле при движении волны наводят на заземлённых стенках, на которые замыкается электрическое поле, заряд противоположного знака. Таким образом, заряды наводятся везде, по пути распространения электромагнитной волны на некотором фиксированном расстоянии, длина которого порядка линейной длины волны электромагнитного импульса ($\lambda=c\cdot\tau$, где c – скорость волны, τ - ширина импульса). Плотность распределения зарядов повторяет форму импульса напряжения. Таким образом, из-за различной плотности зарядов на поверхности заземлённой части оборудования (на баке трансформатора, шине заземления, корпусе электрической машины) возникает мгновенная разность потенциалов между двумя её точками. Однако, так как импульс движется, то изменяется и разность потенциалов между рассматриваемыми точками. В результате между выбранными точками возникает сигнал, функционально зависящий от основного сигнала. Измеряемый сигнал является дифференциалом от основного сигнала.

Установлено, что коэффициент передачи для двухточечного гальванического контакта в случае, если расстояние между контактами около 300 мм – $K_a = 0,0075$.

В качестве измерительных элементов в этом случае используются:

- Двухточечный гальванический сенсор (датчик типа ГМР), имеющий в точках контактов постоянные магниты, чем обеспечивается возможность подключения к «железным» оболочкам оборудования;

- Измерительное сопротивление (датчик типа RC), подключающийся в месте разрыва заземлённых токоведущих цепей.

В ряде случаев, для образования «искусственного пути» для волны зарядов, используется устанавливаемое между шинами заземления (параллельно высоковольтным проводам) мало индуктивное переносное заземление. Измеряя в нём токи или разность потенциалов, можно фиксировать $Q(t,x)$.

2.4 Анализ и обработка характеристик частичных разрядов

Каждый дефект даёт более или менее одинаковые по амплитуде импульсы. По этой причине дефект будет давать на распределении $n(Q)$ некоторую моду. Мода характеризуется следующими параметрами:

- максимальной амплитудой, Q – соответствующее «правому хвосту» моды;
- числом импульсов на период в максимуме – n моды;
- формой, т.е. статистическими моментами (дисперсией, мерой асимметрии и эксцесса).

Пример обработки сигнала измеренного на фазах обмотки крупного гидрогенератора показан на рисунке 2.1. На рисунке обозначены моды, относящиеся к данной фазе, которые обозначены следующим образом:

- α - наибольшие по амплитуде ЧР (на фазе А);
- β - меньшие на фазе В;
- γ и Δ - самые маленькие на фазе С.

Обработка распределений $n(Q)$, после того как были определены градуировочные коэффициенты для установленных датчиков, производится с учётом следующих обстоятельств (имея в виду, что стабильность ЧР, т.е. значений n , во время измерений не изменится):

- при анализе $n(Q)$ с нескольких сенсоров для идентификации потока импульсов из одного источника (предполагаемого дефекта, находящегося в

фиксированном месте и характеризующегося собственными \bar{Q} и \bar{n}), основным параметром является \bar{n} , значение \bar{Q} будет изменяться из-за затухания амплитуды импульса, при его прохождении по обмотке;

- с учётом \bar{n} , шкалу Q распределения $n(Q)$ с каждого сенсора следует разделить на моды и отождествить эти моды с «предполагаемым дефектом» (дефект обозначается буквами α , β , γ и т.д.);

- анализируя амплитуды Q для определённого \bar{n} , выбирается именно тот сенсор, на котором сигнал \bar{Q} является максимальным, место расположения сенсора – точка дефекта, по характеристикам Q и n , определяется мощность дефекта в данной точке. Анализируя характеристики дефекта, осциллограмму, место дефекта можно определить и природу дефекта (т.е. определить разновидность источника разрядной активности: корону, искрение или ЧР).

Характеристики ЧР не являются постоянными, исходя, уже из собственно физической природы явления ЧР, при этом изменения могут происходить с уменьшением амплитуды импульса или с её увеличением. Однако более важным является то, как изменяется мощность ЧР, т.к. именно мощность является тем фактором, который даёт представление о том, как быстро идёт разрушение изоляции.

В условиях эксплуатации, когда приложенное напряжение почти постоянно, имеется изменение ЧР активности от времени. При этом понятно, что, если со временем имеется рост, то, следовательно, имеет место прогресс в разрушении изоляции, и её пробой становится реальным. Наоборот, если ЧР стабильны во времени, то оснований для принятия мер по устранению дефекта нет.

Известно, что наиболее важной характеристикой ЧР является динамика изменения значений Q , n , и P во времени. Именно тот дефект, который имеет значительную динамику, более опасен, чем с большими абсолютными величинами, но более стабильный. Однако для выявления динамики требуется значительное время (несколько месяцев или даже лет периодического

наблюдения), по этой причине эквивалентный смысл «динамики развития во времени» имеет «динамика изменения характеристик ЧР от приложенного к изоляции напряжения»

На рисунке 2.1 показана исходная информация от ЧР-активности на фазах обмотки гидрогенератора, а также при измерении на удалении от соединительных шин.

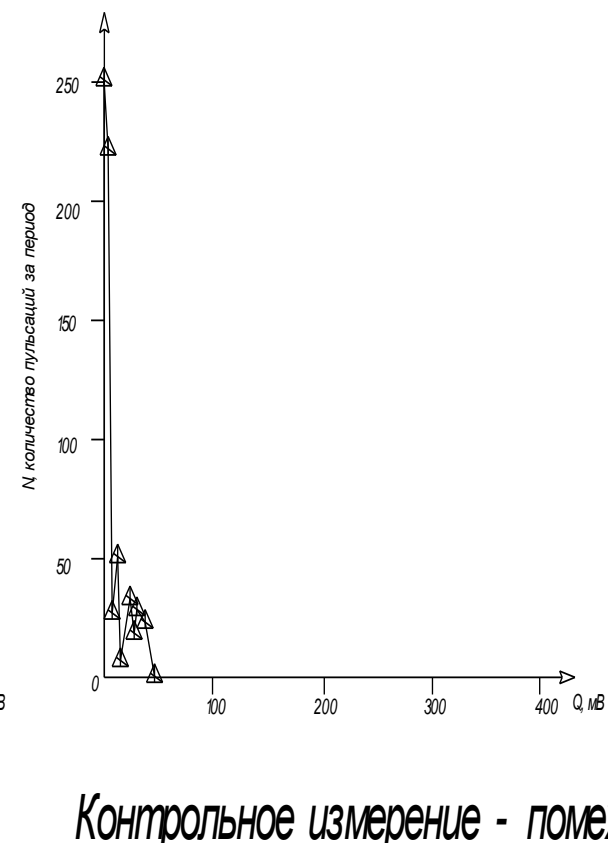
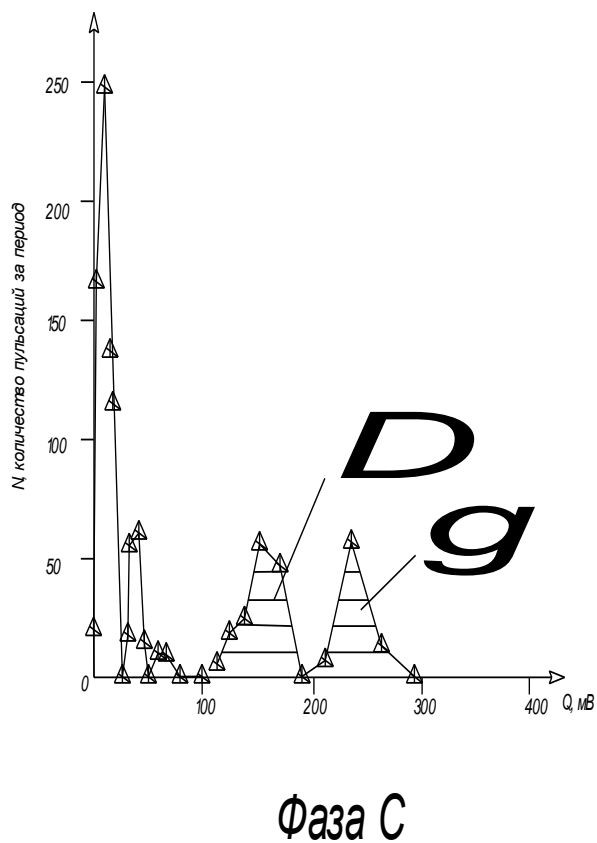
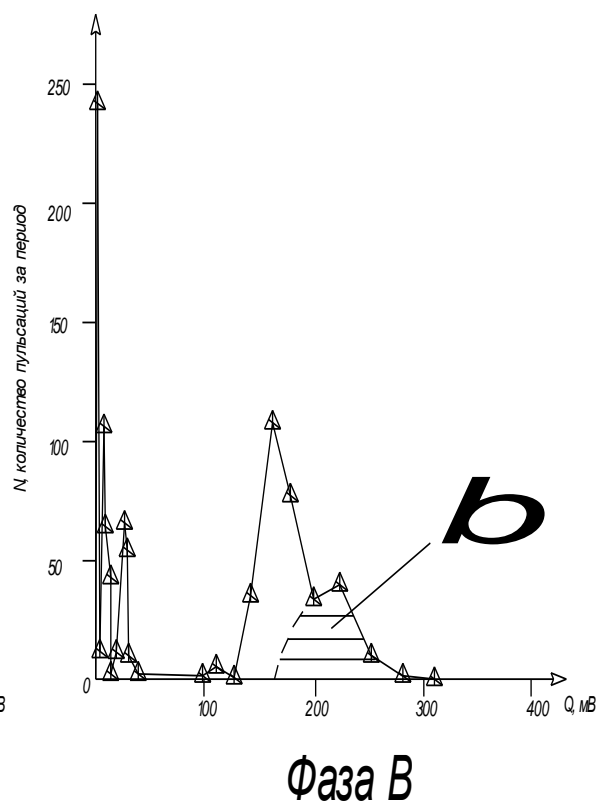
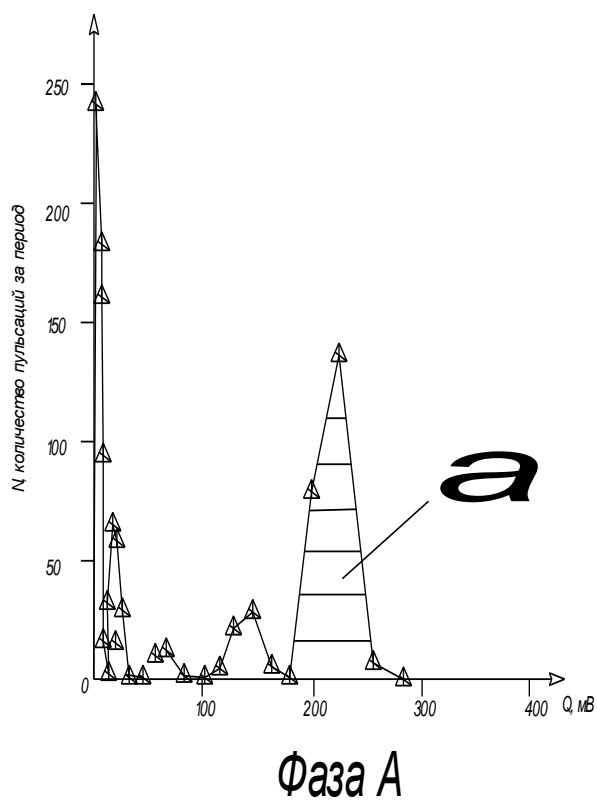


Рисунок 2.1- Исходная информация от ЧР-активности на фазах обмотки ГГ и при измерении на удалении от шин (помеха).

При этом нужно иметь в виду, что корреляция между ними является качественной и нельзя делать какие-то количественные оценки.

Сопоставление ЧР активности в двух видах испытаний является необходимым, так как они обладают сходными, но все-таки разными свойствами:

- испытания от постороннего источника позволяют установить градуировочные коэффициенты, локализовать дефекты, определить динамику ЧР при перенапряжении, при изменениях от постороннего источника проверяется изоляция «относительно земли», во всех измерениях нет влияния помех;
- измерения на рабочем напряжении позволяют получать на фоне помех и перенаводок данные о ЧР в изоляции «относительно земли», но также и для изоляции «виток-виток»; динамика в этом случае может быть только во времени.

Данные об изменении характеристик «во времени» обычно получаются в результате периодического наблюдения (например, каждые две недели или месяц) за оборудованием находящимся непосредственно в работе, а данные о динамике изменения характеристик ЧР от величины приложенного напряжения обычно получают во время испытаний от постороннего источника напряжения при выводе оборудования в ремонт.

Таким образом, после определения нескольких потенциальных дефектов (их места в обмотке и величин \bar{Q} , \bar{n} на характеристике $n(Q)$) важно рассмотреть характер изменения от величины испытательного напряжения $U_{\text{исп}}$ следующих зависимостей:

$$\bar{Q}(U_{\text{исп}}); \bar{n}(U_{\text{исп}}); P(U_{\text{исп}}).$$

Вторым важным обстоятельством является способность данной изоляции «переносить» перенапряжения, т.е. информация о том, каким образом изменяются характеристики ЧР после приложения повышенного, по сравнению с рабочим, напряжения. При этом могут возникнуть новые очаги

ЧР с большими, чем ранее, величинами \bar{Q} и \bar{p} , но также могут и интенсифицироваться «старые» дефекты. Таким образом, сопоставление характеристик ЧР до и после повышенного напряжения позволяет делать следующие заключения:

если $|n; Q; P|_{до} < |n; Q; P|_{после}$ - состояние изоляции ухудшенное,

если $|n; Q; P|_{до} \geq |n; Q; P|_{после}$ - состояние изоляции удовлетворительное.

2.5 Рекомендации по подбору средств контроля состояния изоляции

Вышеописанные методики съёма и обработки сигнала от ЧР могут быть осуществлены при помощи измерительных комплексов. Комплекс должен содержать: необходимый набор датчиков, подобранных в зависимости от конструкции исследуемого оборудования, анализатор ЧР (отдельное электронное устройство) преобразующий сигнал от датчиков в распределение числа импульсов (n) в единицу времени (или за период напряжения промышленной частоты) от величины амплитуды импульса ЧР (Q), персональный компьютер с соответствующим программным обеспечением, для обработки информации с анализатора и выдачи диагноза.

Анализатор сигнала, используемый в измерительном комплексе, должен содержать в своей конструкции несколько входов для нескольких датчиков, или если датчиков слишком много (10 – 12 и более) вместе с анализатором должен использоваться многоканальный коммутатор высокочастотных сигналов, способный объединить сигналы с нескольких датчиков для подачи на анализатор ЧР.

Программное обеспечение персонального компьютера - «экспертная программа» должна быть способна наглядно и в доступной форме предоставлять обслуживающему персоналу информацию о характеристиках от всех подключенных датчиков, иметь возможность создавать отчётные документы (протоколы и заключения, как в электронном виде, так и на бумаге).

Датчики могут находиться постоянно на оборудовании или присоединяться только на момент измерений, в зависимости от периодичности измерений и трудоёмкости установки и снятия датчиков.

На мой взгляд можно и нужно вводить всю информацию в локальную систему контроля и управления гидрогенераторов, входящих в АСУ-ТП.

В случае организации непрерывного контроля за состоянием изоляции оборудования (измерения каждый день или раз в несколько дней) целесообразно установить стационарные датчики на оборудовании, разместить коммутатор и анализатор в ближайшем от диагностируемого объекта подходящем месте (отапливаемый шкаф), а компьютер с экспертной программой разместить на пульте управления станцией (или подстанцией). В случае, если производится только первичная диагностика на наличие частичных разрядов в изоляции обычно вся измерительная техника располагается на переносном столе или передвижной тележке вблизи исследуемого оборудования.

3 Анализ существующих датчиков для проведения измерений характеристик частичных разрядов

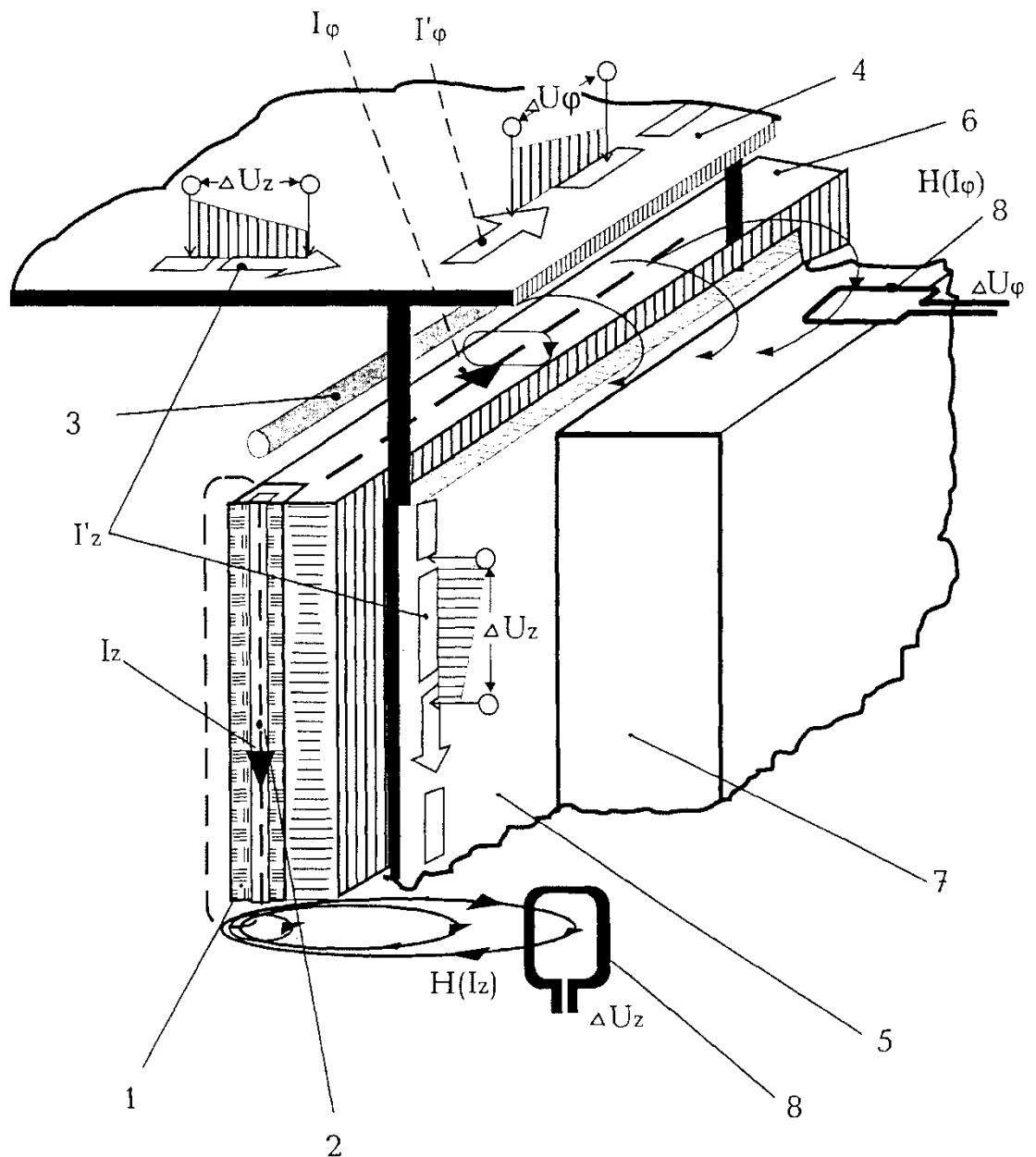
3.1 Выбор оптимальных сенсоров и мест их установки для крупных электрических машин

Цилиндрическое сечение статора, с выделением стали, токоведущих частей и мест установки сенсоров условно даны на рисунке 3.3.

Во-первых, следует учитывать конструктивные особенности сенсоров. Вторым моментом, который необходимо учитывать при измерении ЧР (это относится к крупным машинам), является факт очень сильного затухания сигнала при его прохождении. Практические результаты по измерению ЧР на статорной обмотке диаметром ≈ 15 м (гидрогенератор), когда луп-антенны были установлены на расстоянии ≈ 5 м друг от друга, таковы, что от дальнего ЧР сигнал фиксируется с чувствительностью ≈ 10 мВ, а через 5 метров сигнал от этого ЧР уже не различается. Вот, если место ЧР между сенсорами, то импульсы от ЧР фиксируются уверенно.

Таким образом, если от места ЧР до сенсора расстояние 5-10 м, сигнал можно не зафиксировать, и это определяется конструкцией обмотки и её размерами. Поэтому чрезвычайно важным является расстояние между источником ЧР и сенсором его фиксирующим.

Фиксированными относительно конструкции машины являются сенсоры емкостного типа, а также СТ-сенсоры. Они устанавливаются главным образом на линейные вводы и на линейные части лобовых дуг. Эти места оптимальны для данных сенсоров.



1 - паз; 2 - стержень; 3 - лобовая дуга; 4 - воздухоразделительный щит; 5 - цилиндрический корпус; 6 - железо статора; 7 - корпус; 8 - луп-антенна; I_z - токи в осевом направлении; Γ_z - наведённые токи от I_z на корпусе; ΔU_z - разность потенциалов от токов I_z ; I_ϕ - токи по лобовым дугам; Γ_ϕ - наведённые токи от I_ϕ ; ΔU_ϕ - разность потенциалов от токов Γ_ϕ ; $H(I_z)$ - магнитное поле от I_z .

Рисунок 3.3 -Схема построения изоляции и конструкции типичного узла электрической машины

В отличие от вышеуказанных, сенсоры типа луп-антенны и двухточечного гальванического контакта могут быть установлены в любом месте обмотки, сверху и снизу, ориентировано для I_z или I_y составляющих (в соответствии с рисунком 3.3). Это даёт практическое средство для локализации ЧР в крупных электрических машинах.

Наиболее оптимальным комплектом датчиков является сочетание нескольких луп-антенн, установленных около лобовых частей обмотки статора и датчиков типа СТ68М (высокочастотный трансформатор тока) устанавливаемых на «нулевых» выводах в обхват токоведущих частей.

Датчики типа СТ68М предназначены для определения общего уровня электроразрядной активности, а луп-антенны предназначены для более точного определения места дефекта: наименования дефектной параллельной ветви, фазы.

Такие датчики наиболее эффективны для регистрации электромагнитных сигналов от электроразрядных процессов в изоляции электрических машин, так как имеют рабочий диапазон частот 0,5 – 300 МГц и обеспечивают высокий уровень отношения сигнал – шум. Помехи от электромагнитных рабочих процессов в активной части гидрогенератора в данном частотном диапазоне съёма сигналов отсутствуют. К тому же, при установке этих датчиков не требуется электрического присоединения к токоведущим частям обмотки, т.е. не требуется нарушения изоляции обмотки.

3.2 Выбор оптимальных сенсоров и мест их установки для трансформаторов

Для диагностики состояния изоляции силовых трансформаторов по ЧР используют следующие типы датчиков:

- высокочастотные датчики (VHF – сенсоры), полоса частот которых 3÷20 МГц., устанавливаются на ПИН-вывод высоковольтного ввода, через ёмкость которого высокочастотный сигнал от импульсных явлений от разряда, выводится на измерительный блок;

- ультравысокочастотные датчики (UHF – сенсоры), которые являются высокочастотными антеннами и внедряются в бак трансформатора, через имеющиеся люки, фланцы или вентили, полоса частот таких датчиков 15÷100 МГц.

- тонкоплёночные многослойные датчики типа TMP (SPHF – сенсоры), которые применяются как устанавливаемые на момент измерений, так и для постоянных систем, полоса частот таких датчиков 1÷50 МГц.

Перечисленные выше датчики имеют следующие информационные характеристики.

VHF–сенсоры (съём сигналов через ПИН-вывод) позволяют фиксировать разрядные явления в окрестности ввода, т.е. собственно во вводе, на отводах и зоне экранных колец. От удалённых участков сигналы приходят с ослаблением. Сигналы с некоторых точек активной части не фиксируются вообще. Локализация зоны дефекта указанными датчиками невозможна.

UHF-сенсоры (антенны, встраиваемые в бак) фиксируют высокочастотный фон в активной части, выполняют роль индикатора – наличия или отсутствия разрядов в активной части. Количественные измерения и локация такими датчиками невозможны.

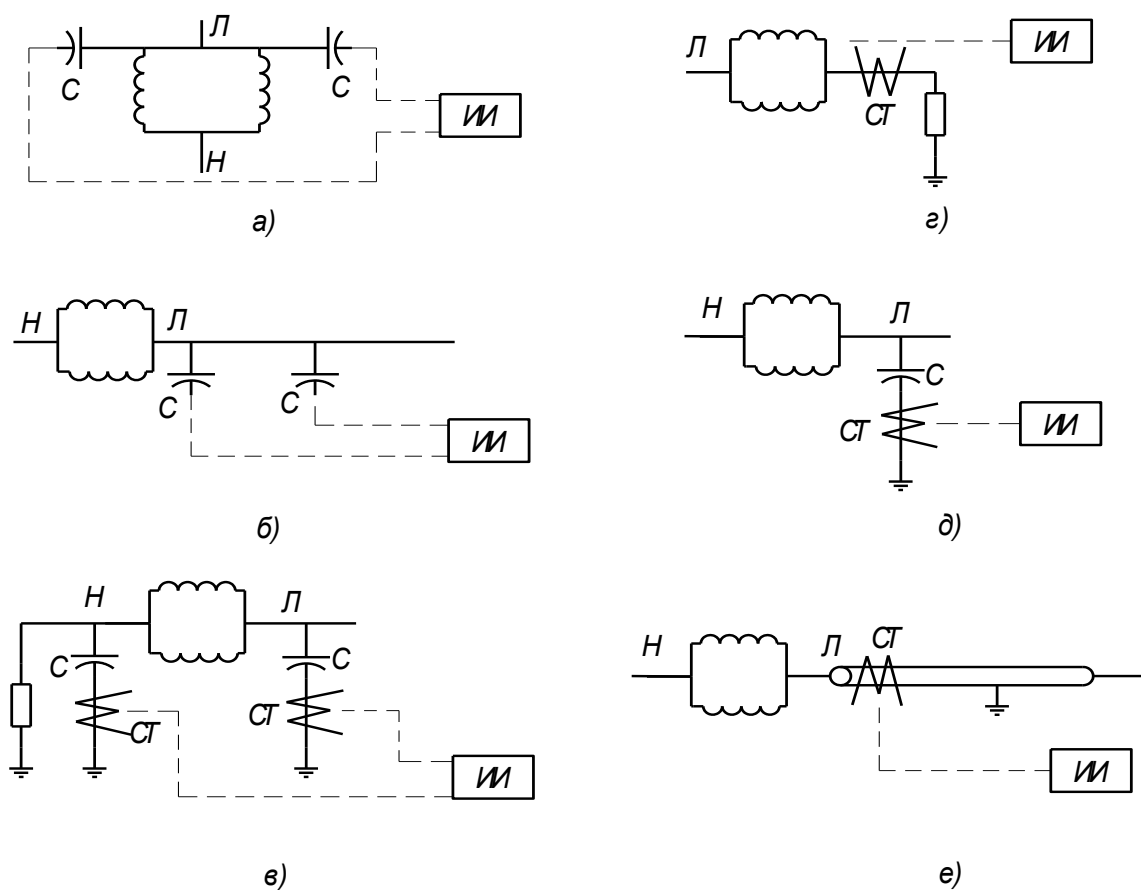
SPHF-сенсоры (съём сигналов с датчиков, устанавливаемых на бак трансформатора – двухточечный гальванический контакт) обладают наибольшей информативностью, т.к. позволяют фиксировать все разрядные явления в активной части, а также позволяют проводить их локацию. По этой причине данные датчики предпочтительнее VHF и UHF типов.

Оптимальным комплектом датчиков применительно к трансформаторам является сочетание нескольких SPHF-сенсоров, устанавливаемых на поверхность бака трансформатора в определённых местах (для локации ЧР внутри бака трансформатора) и нескольких VHF–сенсоров, присоединяемых к выводам ПИН вводов трансформатора (для обнаружения дефектов во вводах и определения общего уровня электроразрядной активности в трансформаторе и осуществления градуировки схемы измерения).

4 Анализ существующих схем измерения характеристик частичных разрядов

4.1 Схемы измерения характеристик частичных разрядов, применяемые для крупных электрических машин и силовых трансформаторов

Существуют различные схемы и методы измерения характеристик ЧР, как непосредственно в работе, так и при выводе в ремонт. На рисунке 4.1. представлены наиболее распространённые схемы непосредственных измерений.



Л – линейный ввод испытываемой обмотки; Н – нейтраль обмотки;

ИИ – измерительные инструменты; СТ – датчик типа СТ (трансформатор тока); С – соединительный конденсатор.

Рисунок 4.1 - Схемы измерения характеристик ЧР непосредственно в работе электрической машины

В схемах рисунок 4.1.а и рисунок 4.1.б сигнал от ЧР снимается с помощью соединительных конденсаторов С ёмкостью 80 пФ соединяемых с кабелем 50 Ом. Конденсаторы устанавливаются около линейных вводов и могут присоединяться по двум разным схемам: дифференциальной схеме (рисунок 4.1.а) - по одному конденсатору на параллельную ветвь фазы или последовательной (рисунок 4.1.б) – два конденсатора на линейном вводе на некотором расстоянии друг от друга. Такие схемы измерения позволяют фиксировать сигнал от ЧР расположенных главным образом около линейных вводов в диапазоне частот от 40 МГц до 350 МГц. Дифференциальное включение конденсаторов позволяет исключить помехи, идущие от удалённых источников. В отличие от дифференциального включения, последовательно включенные конденсаторы чувствительны к внутренним помехам таким как, например, искрения щёток заземления вала ротора. Полученный сигнал передаётся на анализатор амплитуды пульсаций с возможностью сфазирования пульсаций.

На схеме рисунок 4.1.в изображена другая схема съёма сигнала, в которой сигнал снимается с высокочастотных трансформаторов тока, подключенных через соединительные конденсаторы ёмкостью 10 пФ к линейному и нулевому выводу, а также с датчика типа CN&C включенного между нейтралью машины и её заземлением. Комбинация разных измерительных методов в этой схеме усиливают достоверность результатов измерений. Сигнал можно фиксировать в диапазоне частот от 10 кГц до 30 МГц и выше.

Существуют также и упрощенные варианты этой схемы (рисунок 4.1.д), где устанавливается только один конденсатор и трансформатор тока на линейный вывод или рисунок 4.1.г, где трансформатор тока установлен между нейтралью генератора и заземлением трансформатора. Такие схемы менее защищены от различных помех. Сигнал помехи отсеивается экспертами при анализе частотных спектров снимаемого сигнала. Сигнал снимается примерно в таком же частотном диапазоне, что и в предыдущей схеме.

Кроме электрических измерений характеристик ЧР применяются также и измерение физико-химического состава проб воздуха из машины озоновыми датчиками. Однако такой метод менее чувствителен по сравнению с электрическими измерениями.

Ни один из описанных выше методов не даёт практической возможности для локации мест частичных разрядов в работе. Единственным известным случаем локации ЧР является применение ёмкостных сенсоров, устанавливаемых на полюсные наконечники или в межполюсное пространство ротора гидрогенератора. Сигналы с сенсоров на роторе передаются на приёмники, расположенные на статоре. С помощью такой схемы измерений можно локализовать места ЧР с точностью до паза.

Для измерений характеристик и локации ЧР при выводе электрической машины в ремонт используют сходные методы. Обычно измерительные инструменты, такие как различные анализаторы ЧР, радио измерители помех или осциллографы, присоединяются к токоведущим частям через соединительные конденсаторы. На рисунке 4.2 изображены такие схемы испытания обмотки электрической машины.

В случае, изображённом на рисунке 4.2.а к одному концу испытываемой обмотки присоединяется источник питания, а ко второму – через соединительный конденсатор ёмкостью 1000 пФ соответствующий индуктивный измерительный элемент (трансформатор тока, луп-антенна и т.д.). Измерительным инструментом в данном случае является анализатор амплитуды пульсаций. Чувствительность такой системы зависит главным образом от полосы пропускания детектора ЧР (обычно это 10 кГц – 300 кГц).

Более сложной является схема представленная на рисунке 4.2.б. Согласно ней к обоим концам испытываемой обмотки присоединяются по два соединительных конденсатора, один на 0,1 мкФ (съём сигнала на частоте ≈ 10 кГц), второй на 250 пФ (съём сигнала на частоте ≈ 130 кГц). Источник переменного напряжения присоединяется к линейному выводу. Низкочастотные сигналы (10 кГц) соответствуют удалённым от выводов

обмотки ЧР, а высокочастотные измерения чувствительны к ЧР расположенных около выводов обмотки. Однако, с помощью такой схемы надёжно фиксируются ЧР расположенные около выводов обмотки, так как низкочастотные сигналы чувствительны к накладываемым в обмотке помехам.

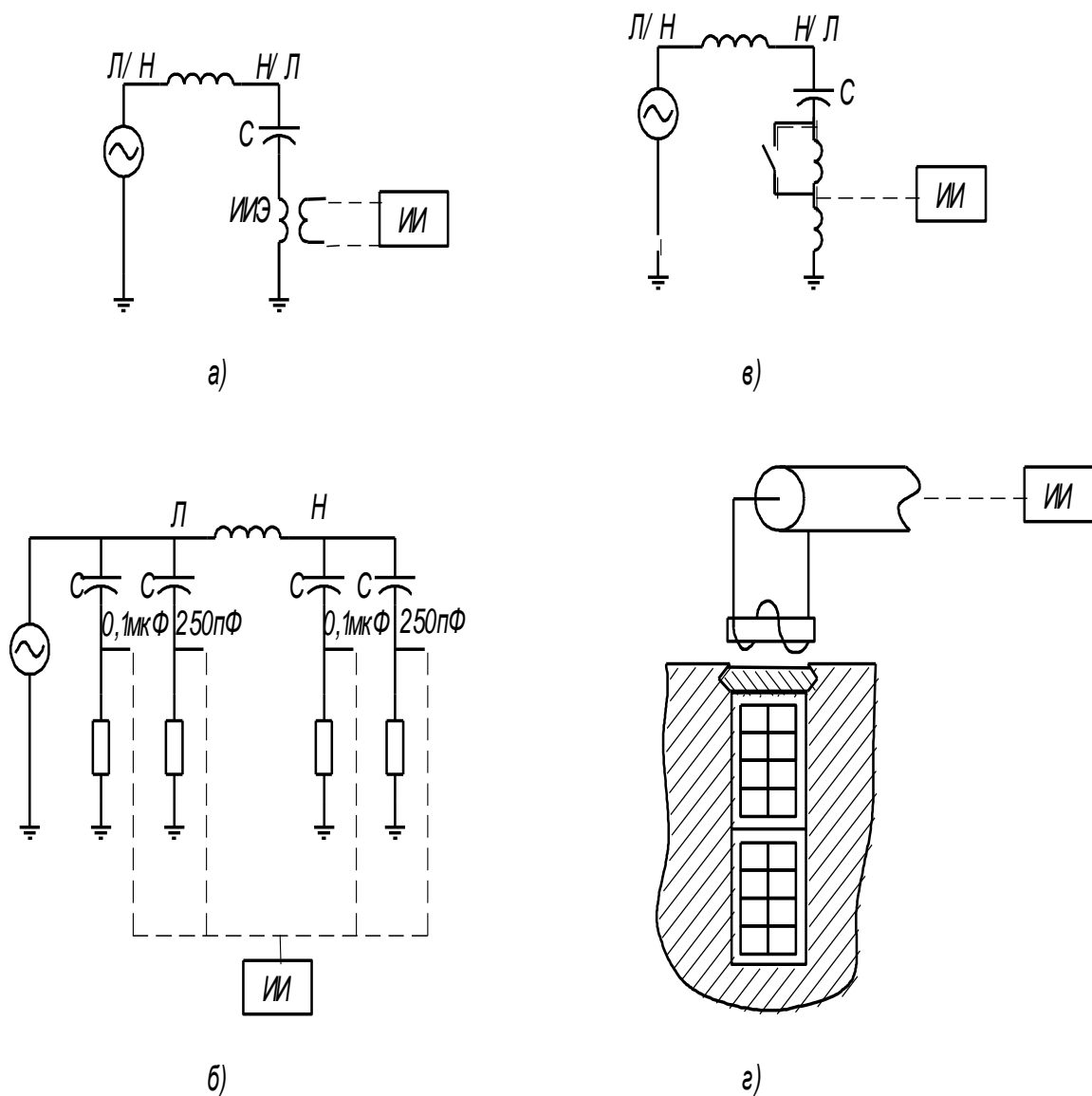


Рисунок 4.2 - Схемы измерения характеристик ЧР при выводе машины в ремонт

Л – линейный ввод испытываемой обмотки; Н – нейтраль обмотки;

ИИ – измерительные инструменты; С – соединительный конденсатор;

ИИЭ – индуктивный измерительный элемент.

Применяется также схема (рисунок 4.2.в), в которой также, как и в схеме рисунок 4.2.а один конец обмотки присоединяется к источнику переменного напряжения, а второй конец обмотки, через соединительный конденсатор 1000 пФ и последовательно включенную переменную индуктивность, к коаксиальному кабелю 185 Ом. Показания снимаются при помощи измерителя радиопомех в диапазоне частот 15 кГц – 30 МГц. Измерения по такой схеме следует производить на разных частотах, так как измерения на одной частоте могут привести к неверному толкованию результатов.

Известны также способы точной локации мест ЧР в пазу. Согласно одного из них, при подаче на одну исследуемую фазу обмотки напряжения поперёк каждого паза этой фазы по очереди накладывается электромагнитный щуп, состоящий из катушки на ферритовом сердечнике (рисунок 4.2.г). Концы катушки через коаксиальный кабель присоединяются к электронному вольтметру или осциллографу. Для устранения помех, идущих из ЧР расположенных в других пазах, применяют два щупа соединённых по дифференциальной схеме и расположенных на разных концах паза. Сигнал от ЧР можно снимать как на низких частотах (порядка десятков килогерц) так и на высоких (порядка 5 МГц).

Для локации ЧР используют и акустические датчики, которыми также обследуют каждый паз для обнаружения места повышенной разрядной активности. Типичный диапазон частот - от 36 до 44 кГц. Акустический метод удобно использовать в комплексе с измерениями электромагнитным щупом. Совместное применение двух этих методов – надёжное средство точной локации мест ЧР.

4.2 Схемы измерения характеристик частичных разрядов, применяемые для трансформаторов

Обычно для измерения характеристик ЧР в изоляции трансформаторов используются измерительные сопротивления, присоединяемые через соединительные конденсаторы, а в некоторых случаях и без них, к высоковольтным шинам, к устройствам ПИН вводов, шинам заземления трансформаторов.

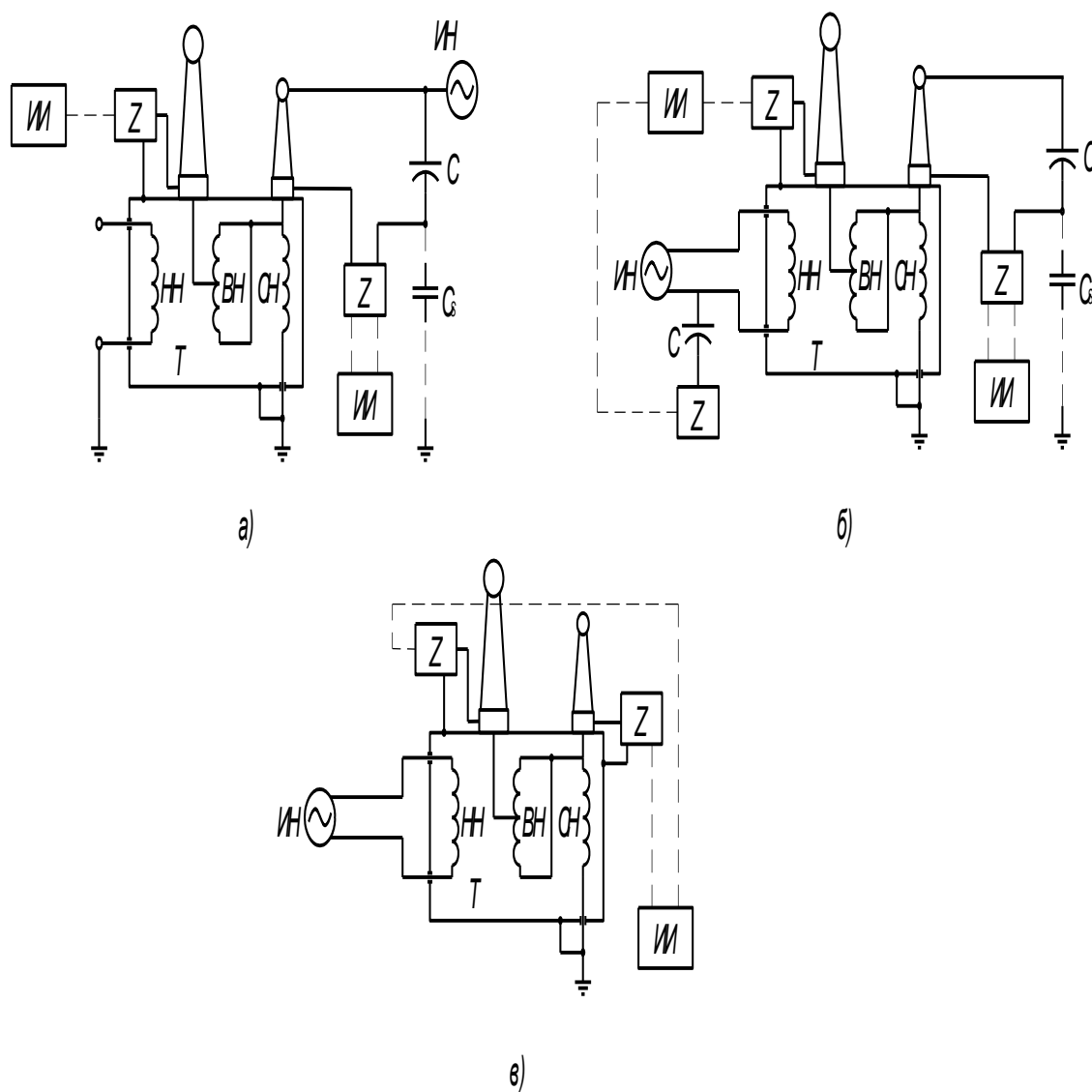


Рисунок 4.3 - схемы измерения характеристик ЧР применяемые для трансформаторов

Т – трансформатор; НН, СН, ВН – обмотки низкого, среднего и высокого напряжения, соответственно; Z – измерительное сопротивление (импеданс); ИИ – измерительные инструменты; ИН – посторонний источник переменного напряжения; С – соединительный конденсатор; СS – паразитные ёмкости.

На рисунке 4.3. представлены некоторые схемы измерения ЧР в трансформаторах. Согласно схеме, рисунок 4.3.а, трансформатор возбуждается со стороны обмотки СН. Измерительные инструменты ИИ подключаются через измерительные сопротивления Z к выводам ПИНов и к самой питающей сети. Измерительными инструментами могут являться анализаторы потока импульсов, анализаторы амплитуды пульсаций или осциллографы. При возбуждении трансформатора от ВЛ подобные схемы измерений могут оказаться неэффективными, так как наблюдается высокий уровень практически не устраняемых помех от короны на проводах ВЛ и высокочастотной связи.

Более эффективными являются схемы испытаний при возбуждении трансформатора со стороны обмотки НН от постороннего источника (например, дизель-генератора со вспомогательным трансформатором). Подключив измерительное сопротивление в цепь питания обмотки НН (рис.4.3.б) можно измерить уровень помех источника питания.

Описанные выше схемы позволяют только определить интенсивность ЧР в изоляции той или иной обмотки трансформатора. Для локализации мест ЧР применяются электроакустические детекторы с различными частотными полосами.

5 Разработка схем подключения датчиков

5.1 Схемы подключения датчиков для измерения характеристик частичных разрядов в обмотках крупных электрических машин

Как следует из анализа повреждений обмоток электрических машин, основное число их имеет место на участке от линейного стержня (полный потенциал) до потенциала соответствующего 0.6 от полного, т.е. зона риска 30-40% от всех стержней обмотки. Размещение и количество датчиков зависит от индивидуальных размеров и конструкции исследуемой машины. Рассмотрим, для примера, схему установки датчиков на крупные гидрогенераторы (128 МВА), установленные на Жигулевской ГЭС.

Обмотка статора этих гидрогенераторов волновая, состоит из 1512 стержней с термореактивной изоляцией, уложенных в 756 пазах. Обмотка имеет шесть выводов и четыре параллельные ветви на фазу. Параллельные ветви обмотки рассредоточено распределены по окружности статора для уменьшения односторонних тяжений в случае нарушения равномерности воздушного зазора. Соединение параллельных ветвей обмотки между собой производится на сборных круговых шинах, расположенных в верхней части статора. Нулевые и линейные выводы генератора также подсоединены к этим шинам.

Как уже говорилось ранее, наиболее подходящий комплект датчиков для измерений ЧР на крупных электрических машинах состоит из нескольких луп-антенн и нескольких датчиков типа СТ установленных на нулевых выводах машины. При использовании луп-антенны, измерения практически тождественны сигналам в районе 5-10 пазов и имеется слабое влияние удалённых пазов. Обводные шины для сигналов от ЧР представляет собой длинную линию, и это приводит к тому, что имеет место значительная перенаводка сигнала с фазы на фазу, с фазы на нуль и т.д.

Особенности конструкции, размеры статора таковы, что практически невозможно обеспечить доступ к верхней части статорной обмотки, тогда

датчики (типа луп-антенны) устанавливаются в нижней части статорной обмотки напротив головок стержней. Естественно, было бы идеальным проконтролировать все 756 головок, но на практике это не реально. Поэтому для контроля выбираются лишь те нижние головки стержней, которые относятся к 30-40% обмотки, находящихся под полным напряжением. К таким стержням относятся несколько стержней соответствующих началу каждой параллельной ветви. Так как к изоляции этих стержней в процессе работы генератора прикладывается практически полное напряжение, вероятность возникновения в них дефектов выше, чем в остальных стержнях.

Таблица 5.1 - Номера пазов для установки луп-антенны на каждую ветвь.

Фаза обмотки	Ветвь обмотки	Граничные пазы для установки луп-антенны на каждую ветвь
А	C1/1	97
	C1/2	286
	C1/3	475
	C1/4	664
В	C2/1	160
	C2/2	349
	C2/3	538
	C2/4	729
С	C3/1	34
	C3/2	223
	C3/3	412
	C3/4	601

В связи с этим около определённых пазов каждой параллельной ветви каждой фазы следует разместить луп-антенну (всего 12 луп-антенн, примерно через каждые 4 м по окружности статора). Схему привязки отпаек

параллельных ветвей в соответствии с номерами пазов см. на рисунке 5.1. В таблице 5.1 приведены граничные пазы для установки луп-антенн на каждую параллельную ветвь каждой фазы статорной обмотки гидрогенераторов Жигулевской ГЭС.

Кроме этого, на каждый из трёх нулевых выводов следует установить датчик типа СТ (высокочастотный трансформатор тока) для определения общего уровня электроразрядной активности. Структура системы съёма сигналов изображена на рисунке 5.1.

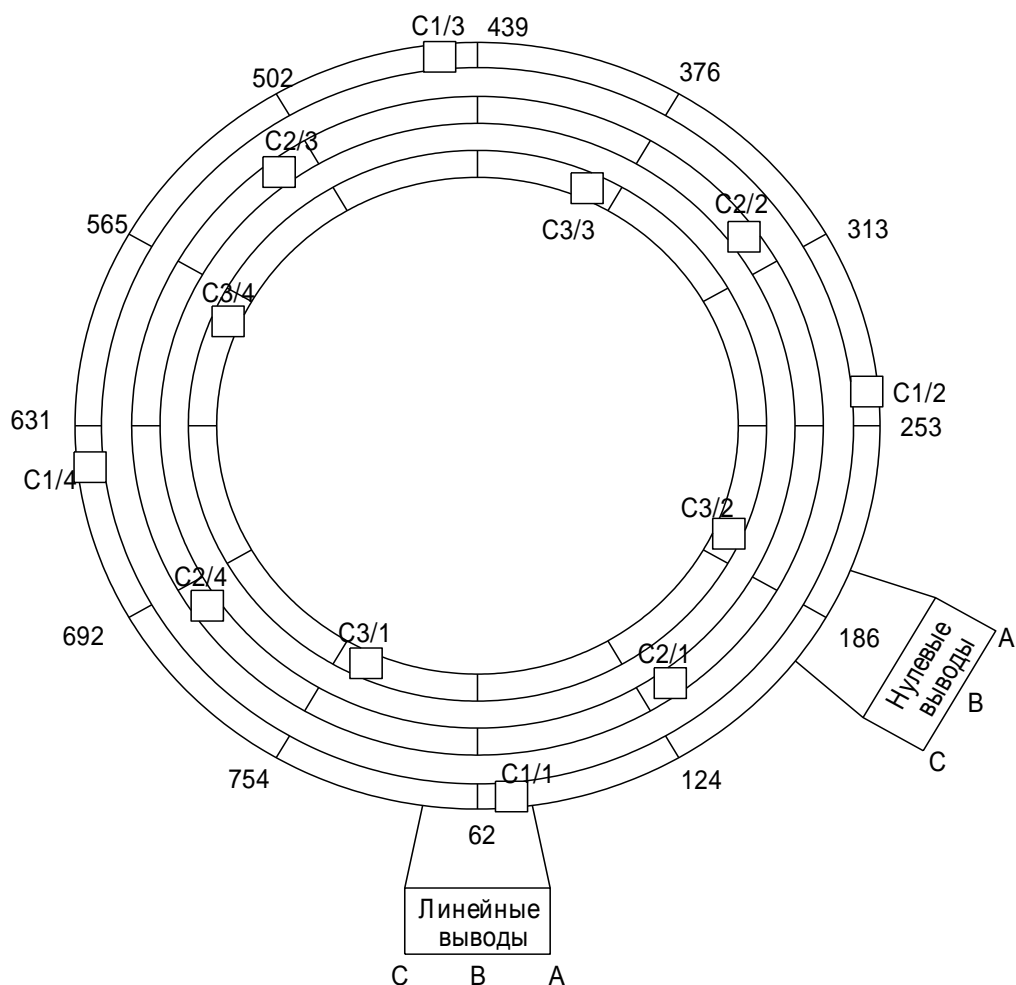


Рисунок 5.1 - Привязка отпаек, соответствующих началу параллельной ветви для каждой фазы (с соответствующими обозначениями С1/1 и т.д.) нанесённых на диаграмму в соответствии с номерами пазов

5.2 Схемы подключения датчиков для измерения характеристик частичных разрядов в обмотках трансформаторов

Как и в обмотках электрических машин, повреждения изоляции обмоток трансформаторов чаще всего происходит в наиболее нагруженных частях обмотки – узлах вводов и в ближних к отводам обмотки катушкам. Поэтому при поведении диагностики трансформаторов, особенно в отсутствие информации о повреждениях или о разрядных явлениях, следует устанавливать по несколько датчиков типа ТМР на поверхность бака трансформатора в районе карманов всех вводов (особенно, ВН и СН), а также в районе катушек присоединяемым к отводам обмоток. Естественно, что конкретные места размещения датчиков на поверхности того или иного типа трансформаторов являются сугубо индивидуальными, зависящими от конструкции бака, схемы соединения обмоток и особенностей внутреннего устройства ОИ. Для градуировки используемых датчиков следует использовать датчики типа СТ присоединяемым к выводам ПИН вводов трансформатора.

Если информация о наиболее повреждаемых частях исследуемого типа трансформатора уже имеется, то можно сократить количество датчиков, устанавливаемых на баке трансформатора, оставив несколько датчиков в районе наиболее повреждаемых частей изоляции обмотки и по одному датчику около мест, где ЧР встречаются реже или их появление и развитие связано с нормальным старением обмотки.

Следует отметить, что помимо ЧР в изоляции обмоток трансформаторов, часто появляющимся дефектом являются искровые и дуговые процессы в активной части, в элементах крепления и шунтах. Разрядные явления в элементах крепления (искры и дуги) имеют достаточно длинный временной интервал от возникновения до развития (месяцы, годы). По этой причине для их обнаружения достаточным является периодический контроль, а не постоянное наблюдение (мониторинг).

Для примера, рассмотрим схему установки датчиков на поверхность баков трансформаторов АОРЦТ 135/500/220, установленных на Жигулевской

ГЭС. На группах трансформаторов 6ТГ, 7ТГ и 8ТГ в течение нескольких лет проводились регулярные испытания разрядной активности. При этом измерения выполнялись на узлах вводов и в ряде узлов активной части.

Полученные при измерениях данные обрабатывались таким образом, чтобы определить наличие ЧР в изоляции и искровые явления в магнитопроводе. Наибольшая мощность ЧР была зафиксирована в точке, относящейся к карману ввода 220 кВ.

В трёх группах автотрансформаторов, с ростом температуры в весенне-летний период, были проведены измерения с учащённой периодичностью. Измерения показали высокий уровень активности ЧР в районе обмотки СН.

Анализ повреждений и результатов многолетней диагностики трансформаторов АОРЦТ 135/500/220 показал на наличие двух потенциальных зон повреждений:

- обмотка СН – наиболее высокий риск повреждений;
- обмотка ВН – меньший риск повреждений.

В ходе ремонта данных трансформаторов был замечен налёт из порошка цеолита на элементах конструкции. Вероятней всего это и было причиной таких сильных повреждений изоляции обмотки СН, так как цеолит, находящийся на внутренней стороне обмотки, способен выделить влагу. Эмульгированный слой влаги становится очагом возникновения интенсивных ЧР. При возникновении нескольких мощных очагов с ЧР-активностью в витковой межкатушечной изоляции, возникает высокая степень вероятности перехода ЧР в пробой масляного промежутка и возникновения дугового разряда, т.е. повреждения обмотки СН. Следует указать, что данный процесс имеет случайный характер, т.е. может возникнуть спонтанно в любой момент времени, при наличии внешних воздействий. Разрядные явления наиболее вероятны в области высокого потенциала, в районе верхнего и нижнего экранного кольца.

Наблюдения за обмоткой ВН в течение длительного времени показали, что в этой обмотке тоже имеют место ЧР. Однако интенсивность этих явлений

значительно меньше, чем в обмотке СН. Можно предположить, что в данной обмотке будут явления, соответствующие нормальному старению. Эти явления, динамика их роста, может быть зафиксированы периодическим контролем.

Следует отметить, что приведённый пример системы съёма сигнала разработан в условиях уже имеющейся информации о типичных местах повышенной разрядной активности в трансформаторах такого типа. Если при обследовании любого другого типа трансформаторов такой информации нет, следует использовать гораздо большее количество датчиков (чем три или шесть).

Таблица 5.2-Возможные зоны дефектов автотрансформаторов АОРЦТ 135/500/220

Риск повреждения	Узел с дефектом	Обозначение датчиков для контроля дефектов	Приоритет по необходимости контроля
Высокий риск повреждения спонтанного характера	Верхняя катушка СН	А	Приоритет №1 Опасный дефект требует непрерывного контроля
	Нижняя катушка СН	В	
Заметный риск повреждений, детерминированный характер развития	Обмотка ВН, отводы и ввод 500 кВ	С	Приоритет №2 Опасный дефект требует периодического (1 раз в 6 месяцев) контроля
Малый риск повреждений	магнитопровод, шпильки креплений, шунты	d, e, f	Приоритет №3 Менее опасный дефект. Достаточен периодический контроль

*ВАРИАНТЫ СХЕМ РАЗМЕЩЕНИЯ ДАТЧИКОВ КОНТРОЛЯ НАИБОЛЕЕ ВЕРОЯТНЫХ ДЕФЕКТОВ
НА БАКЕ ТРАНСФОРМАТОРА АОРЦТ 135/500/220*

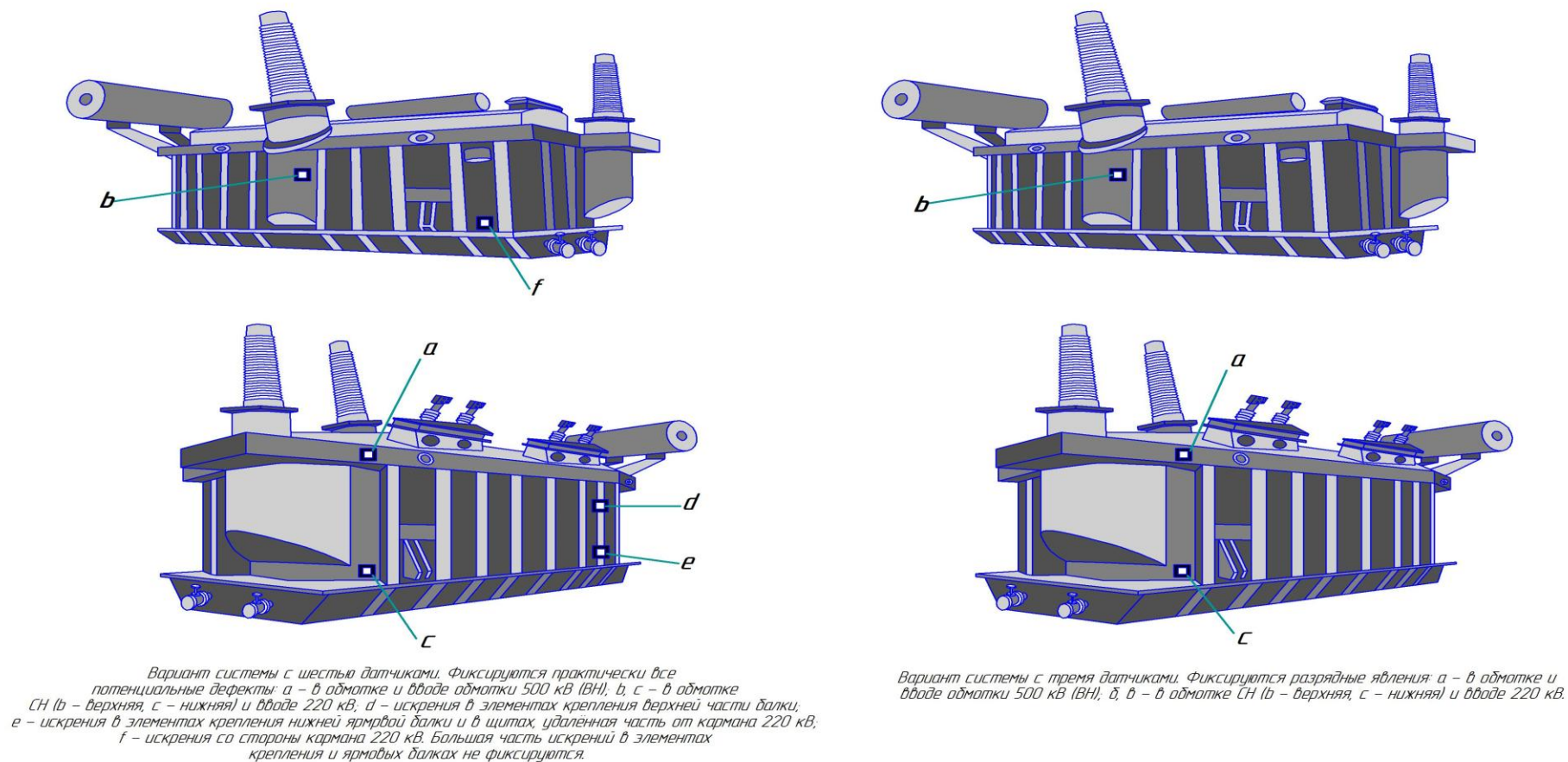


Рисунок 5.2 – Варианты схем размещения датчиков наиболее вероятных дефектов на баке трансформатора

6 Методика выполнения диагностики

6.1 Общие положения

Областью применения предлагаемой методики диагностики является электротехническое оборудование (ЭТО) номинального напряжения выше 3 кВ, как находящегося под рабочим напряжением в эксплуатации, так и выведенное в ремонт.

Задачами измерения характеристик ЧР являются:

- обнаружение дефектов с уровнями ЧР выше нормированных в изоляции обмотки исследуемого оборудования;
- определение степени опасности выявленных дефектов и наблюдение за развитием этих дефектов в процессе эксплуатации для предупреждения аварийного отключения и для своевременного вывода в ремонт;
- определение места дефекта в изоляции для составления карты целенаправленных ремонтов;
- диагностика состояния, вновь вводимого в работу ЭТО (после ремонта или нового) как в демонтированном состоянии, например, с выведенным ротором – для локализации дефектов, так и в собранном – для контроля качества монтажа и оценки предпусковых параметров изоляции.

Полный цикл диагностики включает следующие основные этапы:

Во-первых, Экспресс-контроль ЭТО, находящегося в работе, на наличие или отсутствие ЧР с $n_i(Q_i)$ и P выше установленного предела, в результате обследованное ЭТО делится на две группы:

- первая группа – исправная с удовлетворительным состоянием изоляции, которая не требует относительно частого контроля при нормальных условиях эксплуатации, и для которой можно не проводить профилактического ремонта и испытаний повышенным напряжением – «норма»;
- вторая группа – с неудовлетворительным состоянием изоляции, которая требует более частого периодического контроля, причём с измерением

количественных характеристик ЧР $n_i(Q_i)$ специальными анализаторами – «ухудшенное состояние».

Во-вторых, периодические измерения характеристик ЧР $n_i(Q_i)$ на второй группе работающего ЭТО, т.е. находящегося в «ухудшенном состоянии». По абсолютным значениям этих характеристик и по динамике их изменения оценивается состояние изоляции, и при превышении установленных критериев, принимается решение о выводе того или иного оборудования из эксплуатации для выполнения 3-го этапа работ по определению мест дефектов. В результате определяется ЭТО с предаварийным состоянием изоляции, которое необходимо выводить из эксплуатации для локализации мест дефекта и выполнении восстановительного ремонта.

В-третьих, контроль характеристик ЧР при подаче напряжения от постороннего источника и нахождение мест дефектов.

Для осуществления первого этапа диагностики измерительное устройство (анализатор, осциллограф и т.д.) с соответствующим измерительным элементом подключается к объекту испытаний, к его металлической оболочке. При превышении первичной уставки параметров ЧР (Q, n) производится классификация технического состояния ЭТО.

Периодическая диагностика ЭТО под рабочим напряжением (второй этап) заключается в измерении количественной характеристики ЧР $n_i(Q_i)$ с помощью специального анализатора, с последующим пересчётом на компьютере этой зависимости в параметр интенсивности

$$P = \int_{Q_1}^{Q_2} Q \cdot n(Q) dQ, \quad (6.1)$$

по которому оценивается состояние изоляции и динамика его изменения.

6.2 Порядок поиска дефекта в обмотке электрической машины

При поиске мест дефектов в изоляции статорных обмоток следует учитывать то, что сигнал, возникший в одной части обмотки может «перенавестись» на другие элементы обмотки. Например, при расположении источника импульсов (ЧР) в нижней части обмотки крупного гидрогенератора сигнал перенаводится:

- на соседние стержни других фаз через конструктивные ёмкости;
- проходит по собственному стержню в верхнюю часть обмотки.

Далее соседние стержни передают сигнал также «вверх», в верхней части импульсы «бегут» через ёмкости между головками или переходят на обводные шины. Следовательно, анализируя величины сигналов «перенаводок» на линейные фазы и нуль, можно предположить, где расположено место ЧР.

Приведу пример для крупного гидрогенератора с $U_{\text{ном}} = 13,5$ кВ:

Испытание фазы А, $U_{\text{исп}} = 12$ кВ. При измерениях с помощью анализатора потока импульсов на распределении $n(Q)$ зафиксированы моды. При этом сигналы с $\bar{n} = 10 \div 15$ имп/пер. имеют место на линейных выводах, а также на двух луп-антеннах, установленных по обе стороны от нулевых выводов на ветвях С1/1 и С1/2 (см. рис. 5.1.).

Сигналы с сенсоров:

- С1/1 (80 паз) – 18 мВ;
- С1/2 (269 паз) – 16 мВ.

Амплитуды приблизительно равны, это означает, что источник ЧР примерно на равном расстоянии от луп-антенн. Такое возможно, если ЧР между С1/1 и С1/2, т.е. в районе пазов 160-200.

Сигналы с линейных выводов (паз 60):

- фаза «А» – 500 мВ;
- фаза «В» – 600 мВ.

Указанные сигналы практически равны между собой, но в 10 раз меньше, чем на нулевом вводе. Это означает, что сигнал из точки ЧР распространился

до участка линейных вводов, при распространении «перенавёлся» на все обводные шины, в начале которых и находятся линейные вводы.

С учётом данных обстоятельств можно сказать, что место дефекта в районе - паза на обводной шине или месте подсоединения шины к линейному выводу в данном участке.

После приблизительного выяснения мест дефектов по сигналам перенаводок следует процедура детального поиска, т.е. обнаружение номеров стержней с дефектом. При этом используют луп-антенну, установленную на оперативной штанге соответствующего напряжения и подключенную к анализатору потока импульсов. Луп-антенну по очереди подносят ко всем стержням фазы. Для каждого стержня строится $n(Q)$, по максимуму Q и мощности ЧР определяется место дефекта.

6.3 Определение мест дефектов в изоляции обмотки трансформатора

Обмотка маслонаполненного трансформатора менее доступна для измерений, нежели обмотка крупной электрической машины, так как она скрыта внутри металлического бака под слоем трансформаторного масла. Поэтому, не вскрывая бака, нельзя указать точное место дефекта (например, какой-либо конкретный виток). При использовании схемы, предложенной в п.п. 5.3. отыскание дефектов возможно с точностью до части обмотки фазы (верхняя, средняя, нижняя), наименования ввода или отвода обмотки с дефектом. Если какой-либо из установленных датчиков при подаче испытательного напряжения имеет в распределении $n(Q)$ максимумы (моды), то внутри трансформатора в районе этого датчика находится потенциальный дефект. Рассмотрев частотные спектры сигналов от близко расположенных датчиков можно более точно указать место потенциального дефекта по наибольшей амплитуде мод имеющих приблизительно одинаковые \bar{n} . К тому же, анализируя форму распределения $n(Q)$ можно распознать характер дефекта:

ЧР или искрения в активной части, так как искрения обычно имеют большую амплитуду и меньшее количество импульсов за период, им соответствуют длинные, пологие участки в распределениях $n(Q)$.

После приблизительного выяснения места положения дефекта следует подъём колокола и дальнейшее более детальное обследование обмотки визуально и при помощи термографов.

7 Современное состояние, оценка возможностей и перспектив проведения электродинамических испытаний

В советский период развития электротехнической отрасли проблеме обеспечения электродинамической стойкости к токам короткого замыкания (КЗ) силовых трансформаторов уделялось гораздо большее внимание чем в настоящий период. Начиная с 1 июля 1986 года, ГОСТ 11677-85 требовал проведения испытаний на стойкость при коротком замыкании (КЗ) силовых трансформаторов всех мощностей и классов напряжения.

Таким образом, в проблеме электродинамических испытаний в современных условиях сложилась парадоксальная ситуация, заключающаяся в том, что внимание руководителей отрасли к вопросам электродинамической стойкости силовых трансформаторов ослабляется в условиях, когда происходит ежегодное увеличение примерно на 200 единиц количества трансформаторов единичной мощностью свыше 80 МВ-А, отработавших более 25 лет. Кроме того, доля мощных и сверхмощных трансформаторов и особенно автотрансформаторов с учетом современных тенденции развития электроэнергетики нашей страны значительно возрастает.

Заключение

В ходе данной выпускной квалификационной работы были произведены анализы современных методов диагностики и профилактики электротехнического оборудования на Жигулевской ГЭС. Применение современных методов диагностики состояния изоляции крупных электрических машин и трансформаторов имеет значительные экономические преимущества по сравнению с традиционными методами. Во-первых, это возможность достоверной диагностики на работающем оборудовании, то есть без вывода техники из эксплуатации, а, значит, исключение экономических потерь вследствие невыработки электроэнергии. Во-вторых, современные методы диагностики позволяют обнаружить дефект на ранних стадиях его развития и, тем самым, предотвратить дорогостоящий ремонт или ещё более дорогостоящую полную замену вышедшего из строя оборудования. В-третьих, некоторые методы диагностики позволяют локализовать область дефекта, что приводит к снижению стоимости ремонта из-за того, что ремонтироваться будут только повреждённые участки изоляции, а не вся изоляция в целом.

Список использованных источников

1. Правила устройства электроустановок - 7-е издание. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2008. – 701 с.
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации - 15-е изд. перераб. и доп. – СПб.: Изд. Деан, 2010.- 352 с.
3. Алексеев, Б.А. Определение состояния (диагностика) крупных гидрогенераторов / Б.А. Алексеев. - 2-е изд., перераб. и доп. – М.: НЦ ЭНАС, 2006.- 144 с.
4. Михеев, Г.М. Электростанции и электрические сети. Диагностика и контроль электрооборудования / Г.М. Михеев. - М.: НЦ ЭНАС, 2010.- 298 с.
5. Вахнина, В.В. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учебно-методическое пособие для практических занятий и курсового проектирования / В.В. Вахнина, А.Н. Черненко. – Тольятти: ТГУ, 2007. – 54 с.
6. Вахнина, В.В. Проектирование осветительных установок: учебное пособие / В.В. Вахнина, О.В. Самолина, А.Н. Черненко. – Тольятти: ТГУ, 2008. – 91 с.
7. Вахнина, В.В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие / В.В. Вахнина. – Тольятти: ТГУ, 2006. – 69 с.
8. Романов, А.А. Жигулевская ГЭС. Эксплуатация средств релейной защиты и автоматизированного управления / А.А. Романов.-Самара: Издательский дом «Агни», 2013. – 448с.
9. Романов, А.А. Жигулевская ГЭС. Эксплуатация электротехнического оборудования/А.А.Романов.- Самара: Издательский дом «Агни», 2012. – 544 с.
10. Аветиков, Г.В. Импульсное дефектографирование трансформаторов при испытаниях на электродинамическую стойкость/Г.В. Аветиков, Левицкая Е.И., Попов Е.А.- М.: Электротехника, 1978, №4.

11. Алексеев, Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов / Б.А. Алексеев. - М.: НЦ ЭНАС, 2002. - 216 с.
12. Объем и нормы испытаний электрооборудования/ Под общей редакцией Б.А.Алексеева, Ф.Л.Когана, Л.Г.Мамиконянца. – 6-е изд. – М.: НЦ ЭНАС, 2006. – 256 с.
13. Алексенко, Г.В. Испытания высоковольтных и мощных трансформаторов и автотрансформаторов: В 2 т.//Г.В. Алексенко, А.К. Ашрятов, Е.С. Фрид-М.; Л.: Госэнергоиздат. - (Трансформаторы; Вып.8). Т.2. – 1997. – 832 с.
14. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок (с изменениями и дополнениями) – М.: КНОРУС, 2010. - 168 с.
15. Приборы и средства диагностики электрооборудования и измерений в системах электроснабжения: справочное пособие/под ред. В.И. Григорьева. - М.: Колос, 2006.- 272 с.
16. РД 34.45-51.300-97 (6-е издание с изм. и доп. 2006 г.). Объем и нормы испытаний электрооборудования.
17. ГОСТ 20074-83 Электрооборудование и электроустановки. Метод измерения характеристик частичных разрядов.
18. РД 34.46.303-98 Методические указания по подготовке и проведению хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов.
19. РД 153-34.0-46.302-00 Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворённых в масле.
20. Грунтович, Н.В. Комплексное техническое диагностирование электротехнического оборудования - основа системы ремонтов "по состоянию"/ Н.В. Грунтович, Н.И. Грачек.- 2003, № 7, с.67-69.

21. Фоменков, А.П. Использование тепловизионных систем диагностики для предупреждения аварий оборудования./ А.П. Фоменков.- Энергетик. 2002, № 3, с.46.

22. Software System for Finding the Incipient Faultsin Power Transformers [Электронный ресурс] / Nikolina Petkova. – Режим доступа: <http://www.temjournal.com/content/42/01/temjournal4201.pdf>, свободный. – Загл. сэкрана. – Яз. англ.

23. Research on Multi Diagnosis Methods for Hydro-Generator Sets [Электронный ресурс] /Xiyang Chen. – Режим доступа: <http://proceedings.asmedigitalcollection.asme.org/proceeding.aspx?articleid=1644365>, свободный. - Загл. сэкрана. – Яз. англ.

24. Effect of stresson transformer insulation [Электронный ресурс] / Kapril Gandhi – Режим доступа: <http://ijecse.org/wp-content/uploads/2012/08/Volume-1Number-3PP-896-900.pdf>свободный. - Загл. сэкрана. – Яз. англ.

25. Partial Discharge Theory [Электронный ресурс] /V. Vahidinasab. – Режим доступа:<http://www.wseas.us/elibrary/conferences/2005tenerife/papers/502-464.pdf>, свободный. – Загл. сэкрана. – Яз. англ.

26. Partial Discharge Testing for Power [Электронный ресурс] /Bert Grespan – Режим доступа: <http://www.kinectrics.com/Solutions/Pages/Partial-Discharge-Testing-for-Power-Transformers.aspx>, свободный. – Загл. сэкрана. – Яз. англ.

Приложение А

Пример обследования трансформатора

Паспортные данные трансформатора и его вводов

Паспортные данные трансформатора и его вводов приведены в табл. А.1 и А.2

Таблица А.1- Паспортные данные трансформатора

Показатель	Данные трансформатора
Тип	ОРЦ-13 5000/500-77У1
Заводской номер	105550
Диспетчерское обозначение	2ТГ фаза А
Завод изготовитель	ЗТЗ
Год изготовления	1978
Год ввода в эксплуатацию	1980
Число фаз	1
Номинальная мощность трансформатора, МВА	135
Номинальное напряжение, кВ, обмотки: ВН НН	$525\sqrt{3}$ 13,8
Номинальный ток, А, обмотки: ВН НН	445 3260
Потери холостого хода, кВт	125±15%
Напряжение КЗ между обмотками, %: ВНном.-НН	13,3±10%
Конструкция магнитопровода	Шихтованный, трехстержневой
Система охлаждения	Ц
Масло /способ защиты масла от увлажнения	ТКп / пленочная
Полная масса трансформатора, т	180
Масса масла, т	31
Масса съемной части, т	6,245
Масса активной части, т	120

Таблица А.2 - Паспортные данные трансформатора

Показатели	Фаза В
Тип	ГМТПА-3 0-500/1000 У1
Заводской номер	4-51589
Чертеж	2ШЦ 800.087
Завод- изготовитель	ЗАО Московский завод «Изолятор»
Год изготовления	06.93
Год ввода в эксплуатацию	02.95
Марка залитого масла	ГК
Защита масла	Герметичный
Масса, кг	3220

Анализ режимов работы и особенности эксплуатации обследуемого трансформатора

Трансформатор 2ТГ ф. «А», типа ОРЦ-135000/500-77У1 (зав. № 105550), установлен на Жигулевской ГЭС в 1980 году. Нагрузка трансформатора не превышает номинальной при нормальном режиме работы. Уровни напряжений по сторонам трансформатора не превышают допустимых значений. Сведения о близких коротких замыканиях на трансформаторе, превышающих расчетные значения, отсутствуют.

Объем и периодичность эксплуатационных проверок, испытаний и ремонтов

В процессе эксплуатации трансформатора проводились периодические проверки и испытания в объемах, регламентированных нормативными документами, в том числе «Объемом и нормами испытания электрооборудования», «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей» и др.

Периодичность проведения хроматографических и физико-химических анализов масла из бака трансформатора и ввода 500 кВ соответствует требованиям «Объема и нормам испытания электрооборудования».

Периодичность измерения $\text{tg}\delta$ изоляции обмоток, сопротивления изоляции трансформатора и ввода 500 кВ, а также сопротивлений обмоток постоянному току соответствуют требованиям.



Рисунок А.1 - Общий вид трансформатора, установленного на Жигулевской ГЭС



а)



б)

Рисунок А.2. - Состояние покраски бака расширителя трансформатора со стороны ВН (а) и со стороны НН (б)



Рисунок А.3- Манометр давления масла на вводе трансформатора



Рисунок А.4 – Воздушный фильтр

Приложение Б

Основные результаты обследования фазы двухобмоточного трансформатора типа 135000/500 – 77У1

Результаты обследования трансформатора для проведения комплексного анализа сведены в таблицы. Б.1- Б.14.

Таблица Б.1- Изоляционные характеристики обмоток

Дата	t _{из} °C	Измеренные значения сопротивлений при схеме измерения											
		ВН			НН1			НН2			НН3		
		tgδ, %	R _о МОм	C, пФ	tgδ, %	R _о , МОм	C, пФ	tgδ, %	R _о МОм	C, пФ	tgδ, %	R _о МО м	C, пФ
Паспорт	32	0,20	1400	13730	0,6	4000	8130	0,6	4000	7950	0,7	4000	8200
Монтажные 21.06.79	28	0,1	3500	11530	0,2	10000	6680	0,2	10000	6620	0,2	10000	6710
31.03.08	13	0,31	2500	13045	0,29	20000	7542	0,30	20000	7361	0,34	20000	7651
20.12.15	34	0,05	18000	12261	0,30	19000	7528	0,23	17000	7347	0,22	15000	7629

Таблица Б.2 - Изоляционные характеристики обмоток приведенные к 32^о

Дата	T _i m °C	Измеренные значения сопротивлений при схеме измерения							
		ВН		НН1		НН2		НН3	
		tgδ, %	R МОм	tgδ, %	R МОм	tgδ, %	R МОм	tgδ, %	R МОм
Паспорт	32	0,144	2278	0,431	6508	0,431	6508	0,503	6508
Монтажные 21.06.79	28	0,080	4842	0,160	13834	0,160	13834	0,160	13834
31.03.08		0,376	1882	0,352	15056	0,364	15056	0,413	15056
20.12.15		0,034	31763	0,204	33527	0,156	29998	0,149	26469

Таблица Б.3 – Расчетное влагосодержание обмоток

Параметр	Расчетное влагосодержание обмоток %			
	ВН	НН1	НН2	НН3
Расчетное значение, %	<0,5%	<0,5%	<0,5%	<0,5%
Предельно допустимое Значение	2,0			

Таблица Б.4 – Сопротивление обмоток постоянному току

Сопротивление обмотки НН1 постоянному току				
Дата	t °С	R _{из} , Ом	R _{пр} к32°С, Ом	ΔR%
Паспорт	32	0,00362	0,00362	0,00
Монтажные 21.06.79	65	0,00408	0,00363	0,31
22.12.15	35	0,00355	0,00351	3,02
Предельно допустимое значение				<5,0
Сопротивление обмотки НН2 постоянному току				
Дата	t°С	К _{зм} Ом	R _{пр} к32°С, Ом	ΔR%
Паспорт	32	0,00365	0,00362	0,00
Монтажные 21.06.79	65	0,00408	0,00363	0,31
22.12.15	35	0,00355	0,00351	3,02
Предельно допустимое значение				<5,0
Сопротивление обмотки НН3 постоянному току				
Дата	t°С	R _{из} Ом	R _{пр} к32°С, Ом	ΔR%
Паспорт	32	0,00353	0,00362	0,00
Монтажные 21.06.79	65	0,00408	0,00363	0,31
22.12.15	35	0,00353	0,00349	3,57
Предельно допустимое значение				<5,0

Таблица Б.5- Потери холостого хода

Дата	Подано напряжение на выводы фаз								
	НН1			НН2			НН3		
	U, В	I, А	P _{bc} , Вт	U, В	I, А	P _{ac} , Вт	U, В	I, А	P _{ab} , Вт
Заводские	380	0,32	89,1	380	0,32	89,1	380	0,32	89,1
Монтажные	380	0,32	90,0	380	0,32	90,0	380	0,32	90,0
08.08.03	220	0,245	48,0	220	0,245	48,0	220	0,245	48,0

Дата	Подано напряжение на выводы					
	НН1		НН2		НН3	
	P _{прив} , Вт	P, % от исх.	P _{прив} , Вт	P, % от исх.	P _{прив} , Вт	P, % от исх.
Заводские	89,1	100,0	89,1	100,0	89,1	100,0
Монтажные	90,0	101,0	90,0	101,0	90,0	101,0
16.10.03	135,6	152,2	135,6	152,2	135,6	152,2
Предельно допустимое значение	-	<130	-	<130	-	<130

Значения потерь холостого хода, приведенные к напряжению 380В

Таблица Б.6 - Сопротивления короткого замыкания трансформатора

Дата	Схема измерения	U _к , пасп. %	Z _{кисх.} Ом	Z _к , изм.	Z _к , %
10.04.00	ВН-НН			86,28	-
20.12.15	ВН-НН	13,3	86,28	86,50	0,22
Предельно допустимое значение					<3

Таблица Б.7 - Изоляционные характеристики ввода 500кВ трансформатора

Дата	Тизм °С	Заводской номер	t _g δ _b %	C _b пФ	tgδ ₂ %	C ₂ пФ	RMOM
Заводские	20		0,42	642	0,39	49386	1500
Монтажные	15		0,64	610	0,20	44957	3500
04.08.06	25		0,59	627	0,19	44957	6000
26.06.07	26		0,62	653	0,15	42553	4900
20.12.15	29		0,67	651	0,12	44705	15000
Предельно допустимое значение			<1,0	Увеличение на 5%	<1,5	-	>500

Таблица Б.8 - Хроматографические анализы газов

Место отбора пробы	Дата Отбора	Концентрация растворенных в масле газов, ppm							CO ₂ /CO*
		H ₂	CH ₄	CO	CO ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂	
Бак	13.02.95	отс.	5,4	490	980	3,6	1,9	отс.	2,00
	14.01.05	2,1	18,5	482	2852	3,2	5,4	0,02	5,92
	10.03.05	отс.	21,0	351	3048	3,8	5,0	0,18	8,69
	14.08.06	отс.	16,6	428	1890	4,0	7,4	отс.	4,42
	26.12.06	отс.	15,6	368	2228	3,3	5,7	0,14	6,06
	28.03.07	11,0	23,8	339	2379	7,4	7,8	0,22	7,03
	01.08.07	9	14,6	314	1959	4,5	7,7	0,54	6,24
	12.12.07	3,9	17,8	279	2379	4,9	5,8	0,42	8,52
	14.05.08	9	32,2	324	2984	9,3	11,2	0,22	9,21
	22.07.08	6,2	33,6	298	3171	7,9	11,1	0,33	10,64
	20.10.08	8,2	31,1	363	2937	7,4	8,6	0,11	8,09
	12.03.09	11,5	32,6	361	3044	8,2	9,6	0,25	8,43
	27.08.09 после рем. сист. охл.	3,2	37,0	413	3076	8,9	11,5	отс.	7,45
23.12.15	16	27,9	409	2048	6,2	6,9	0,3	5,01	
Граничные концентрации		100	100	500	4000	100	50	10	5...13

Примечание. * Соотношение CO₂/CO является дополнительным параметром, уточняющим дефект в трансформаторе при превышении граничных значений газов, растворенных в масле согласно РД 153-34.0-46.302-00.

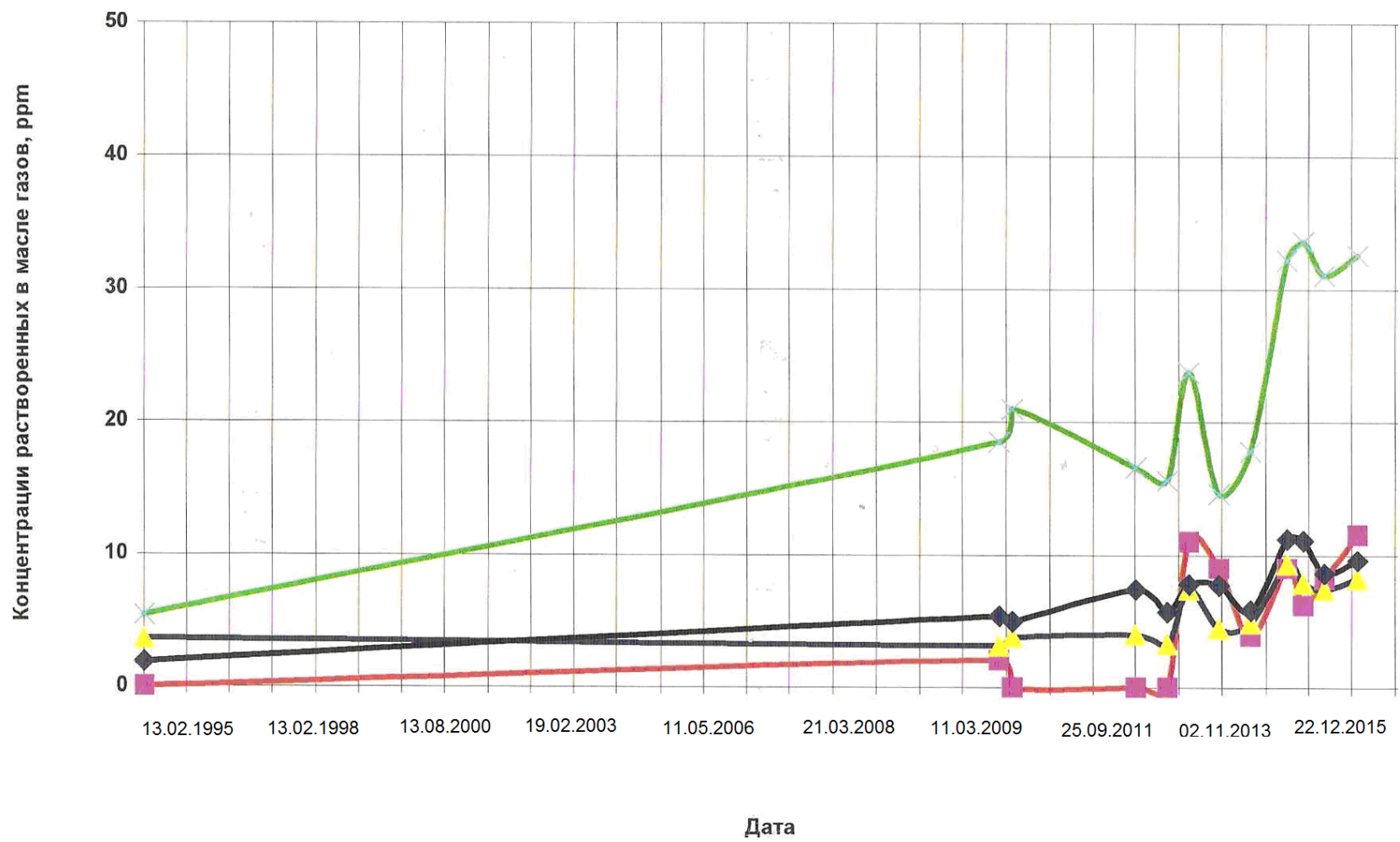
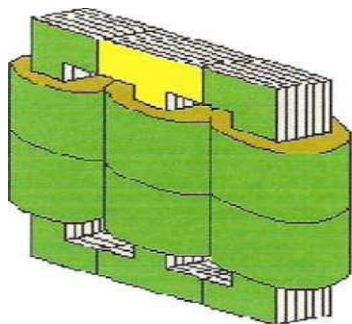


Рисунок Б.1 - Графики изменения концентраций основных диагностических газов в масле из бака трансформатора

Таблица Б.9 - Вибрационное обследование

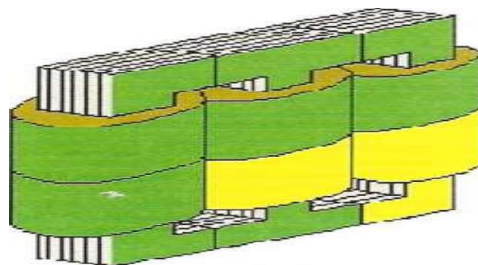
Узел трансформатора	Результаты обследования
Обмотки	Выявлено незначительное снижение прессовки обмоток ННг иННз
Крепление конструкции	Общее крепление конструкции находится в удовлетворительном состоянии. Состояние прессовки указано на рисунке 9.2

ВН0,96 0,92 0,94



0,91 0,95 0,97

0,94 0,91 0,96



0,98 0,92 0,89

Общее состояние трансформатора -0.93

Общее состояние стали - 0.92, меди - 0.92, конструкции - 0.96

Рисунок Б.2 -Состояние прессовки обмоток

Таблица Б.10 - Акустическое обследование

В результате акустического обследования активной части трансформатора в режиме нагрузки источников электрических разрядов не обнаружено

Таблица Б.11 - Измерение уровня частичных разрядов

Частичных разрядов в изоляции, искровых (дуговых) разрядов в магнитной системе трансформатора выше уровня помех не обнаружено

Таблица Б.12- Тепловизионное обследование

Узел трансформатора	Результаты обследования
Ввод 500кВ	Распределение температуры по поверхности фарфоровой покрышки ввода носит типичный характер. Аномальных нагревов не обнаружено
Контактные соединения вводов 500кВ и 13,8кВ	Дефектов контактных соединений не обнаружено
Разъем бака	Нагрев болтового соединения разъема бака $\Delta T=3,4^{\circ}\text{C}$

Таблица Б.13- Состояние системы охлаждения трансформатора

Заключение	значение параметров для охладителей (относительная эффективность)
уровень масла норма	Размер газовой подушки составляет 1/3 уровня маслорасширительного БАКА
Охладители трансформатора норма	Перепад температур на входе и на выходе из охладителя составляет $1,2^{\circ}\text{C}$.

Таблица Б.14 - Состояние шинопровода встроенного трансформатора

Заключение	Значение параметров
Шина «О» вывода трансформатора	Превышение температуры контактного соединения $60,16^{\circ}\text{C}..$ (Термограмма № 1)

Заключение:

- Состояние активной части трансформатора «НОРМА» Состояние вводов «НОРМА»;
- Состояние системы охлаждения трансформатора «НОРМА»;
- Состояние болтового соединения разъема бака «НОРМА» с отклонением;
- Состояние контактного соединения шины «О» вывода «НОРМА» со значительными отклонениями

Аналогично провожу данные исследования по другим фазам трансформатора:

Заключение:

- состояние активной части трансформатора «НОРМА»;
- состояние вводов «НОРМА»;
- состояние системы охлаждения трансформатора «НОРМА»

Приложение В

Осцилографирование

Первый этап измерений заключался в сравнении потока импульсов между фазами группы трансформаторов посредством прибора РИП. На фазе В поток импульсов очень высок - до 6000 импульсов за минуту.. Обнаружив дефектную фазу приступили к локации дефекта с помощью осциллографа.



Рисунок В.1 - Установка датчиков МР-У и РИП на карман ввода 500 кВ



Рисунок В.2 - Установка датчиков на трансформатор

Осциллограмма при измерении с нескольких точек приведена на Рисунках В.3 - В.6.

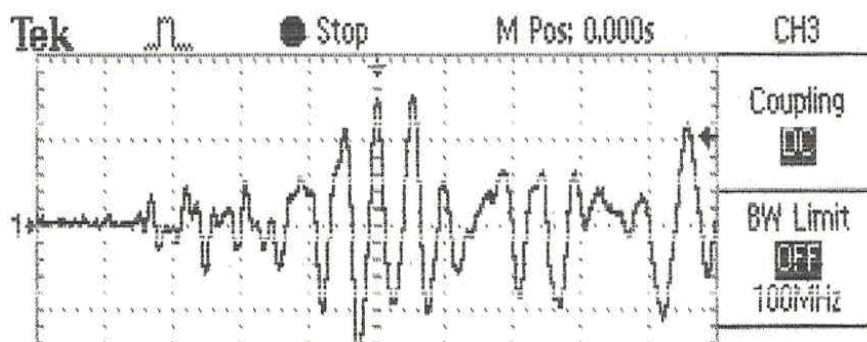


Рисунок В.3 -Сенсоры установлены:

- 1) ТМР-У карман ввода 500 кВ;

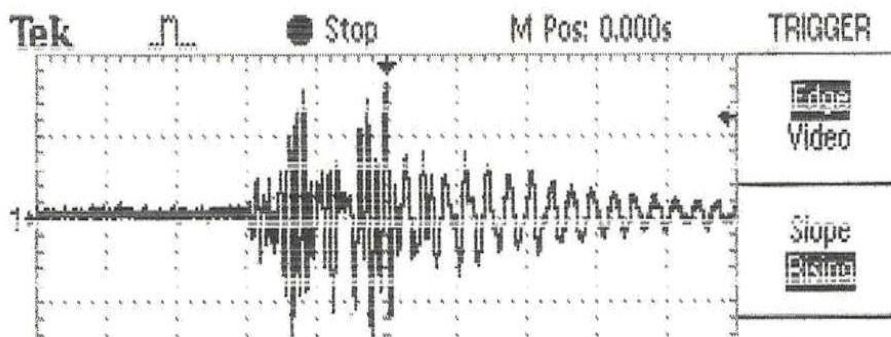


Рисунок В.4- Сенсоры установлены:

- 1 - ТМР-У карман ввода 500 кВ;

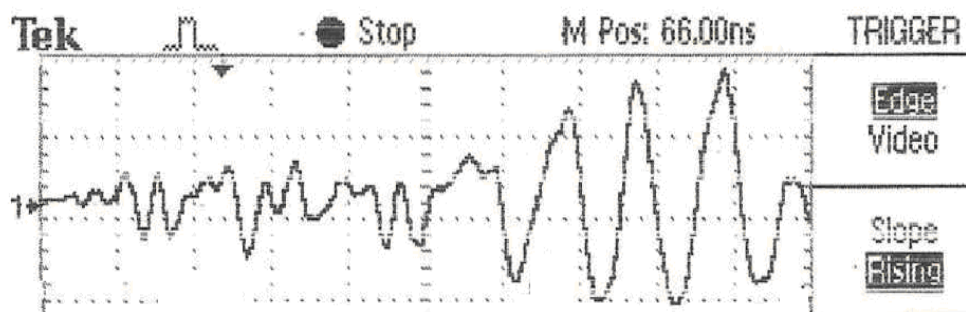


Рисунок В.5 - Сенсоры установлены:

1) TMP-У карман ввода 500 кВ;

Основной сигнал-луч 1 (ввод 5GQкВ) — это наведенный сигнал от второго луча.

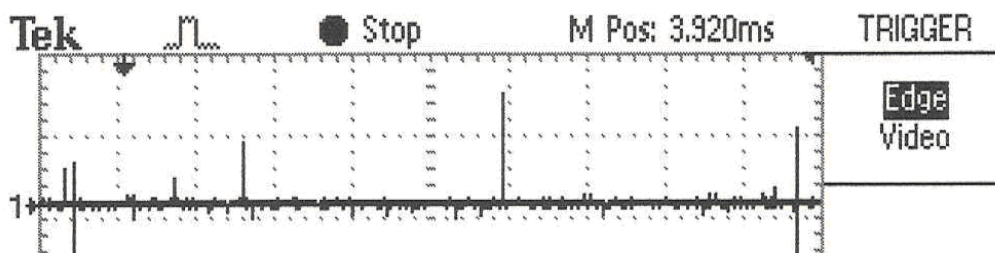


Рисунок В.6-Сенсоры установлены:

1) TMP-У карман ввода 500 кВ;

Заключение:предположительно зона разрядного явления находится на внутренней поверхности фарфора, имеют место поверхностные частичные разряды, вероятно по возможным отложениям тяжелых фракций масла, образовавшихся в результате хранения.

Техническое состояние– ухудшенное.

Рекомендации:с учетом изложенного рекомендовано провести замену ввода.

Приложение Г

Пример обследования магнитной системы гидрогенератора ГЭС

Методика проведения испытаний

Подать напряжение, обеспечив нужные показания на контрольных приборах, прогреть статор в течении 20 минут. Далее измерять температуру каждые 5 минут. Определить зоны повышенного и пониженного нагрева. На 15, 30 и 45 минутах снять теплокарты прогрева с порогом чувствительности не ниже 1 С.

1. Геометрические параметры магнитной системы.

Днар - наружный диаметр магнитопровода статора = 1488 см;

Двн - внутренний диаметр магнитопровода статора = 1430 см;

Д_{ср} - средний диаметр статора = 1458 см;

h- высота сердечника статора = 200 см;

Пк - количество вентиляционных каналов = 36 шт.;

h_к- высота вентиляционных каналов = 1 см;

h_з- высота зуба = 13,4 см;

h_{сн}- ширина спинки статора = 15,6 см;

к - коэффициент использования магнитного потока = 0,95;

п - число витков намагничивающей обмотки;

В_{раб.} - рабочий уровень индукции магнитного поля 1,4 Тл;

U' - напряжение на один виток намагничивающей обмотки;

/ - круговая частота = 50 Гц;

H - напряженность магнитного поля (намагничивающая сила) = 700 ампер/метр.

1) Расчёт намагничивающей обмотки.

2.1 Эффективная высота сердечника статора

$$H_{\text{эф}} = k(h - n_k \times L_k) = 0,95 (200 - 36 \times 0,1) = 155,8 \text{ см.} \quad (\text{Г.1})$$

2.2 Сечение магнитопровода

$$S = H_{\text{эф}} \times h_{\text{сн}} = 2430 \text{ см}^2. \quad (\text{Г.2})$$

2.3 Индукция магнитного поля $B_0 = 1,4$ тесла

2.4 Напряжение на один виток намагничивающей обмотки

$$U^1 = 4.44 \times f \times S \times B_0 \times 10^{-4} = 74 \text{ В/вит.} \quad (\text{Г.3})$$

2.5 Вес активной стали статора /без зубцов/ :

$$G = \pi \times D_o \times S \times 7.8 \times 10^{-6} = 86 \text{ тонн,} \quad (\text{Г.4})$$

$$D_0 = D_{\text{Нар}} - h_{\text{сп}} = 1472.4 \text{ см.} \quad (\text{Г.5})$$

2.6 Необходимая для испытания полная намагничивающая сила:

$$F = \pi \times D_{\text{ср}} \times H = 14.58 \times 3.14 \times H = \quad (\text{Г.6})$$

$$= 4578.12 \times H = 32047 \text{ (А} \times \text{витков),}$$

$$D_{\text{ср}} = (1486 + 1430) / 2 = 1458 \text{ см.} \quad (\text{Г.7})$$

$$H = 700 \text{ А/м}$$

Таблица Г.1- Ориентировочная удельная намагничивающая сила (напряжённость магнитного поля $H = (\text{А} / \text{м})$):

Индукция Тл	Значение удельной намагничивающей силы для различных марок стали					
	Э 41 (1511)	Э 42 (1512)	Э 43 (1513)	Э 310 (3411),	Э 320 (3412)	Э 330 (3413)
				Вдоль проката	Поперёк проката	
1,0	200 - 270			130 – 150	200 – 220	
1,4	600 - 800			200 – 500	450 – 700	

2.7 Ожидаемый ток в намагничивающей обмотке

$$I_H = 1.05 \cdot F/n, \quad (\Gamma.8)$$

где 1.05 - коэффициент рассеивания, n - полное число витков намагниченной обмотки.

2.8 Расчёт количества витков, в намагничивающей обмотке, исходя из фактически имеющихся кабелей с различным поперечным сечением S^* при плотности тока 7 А/мм^2

$$n = 1.05 \cdot F/I_H, \quad (\Gamma.9)$$

$$n_1 = 33650 / 700 = 48 \text{ витков } (S_1^* = 120 \text{ мм}^2), \quad (\Gamma.10)$$

$$n_2 = 33650 / 1050 = 32 \text{ витка } (S_2^* = 150 \text{ мм}^2), \quad (\Gamma.11)$$

$$n_3 = 33650 / 1295 = 26 \text{ витков } (S_3^* = 185 \text{ мм}^2), \quad (\Gamma.12)$$

$$n_4 = 33650 / 1680 = 20 \text{ витков } (S_4^* = 240 \text{ мм}^2). \quad (\Gamma.13)$$

3. Для намагничивающих обмоток используют провод марок ПР; ПРГ; РШН; применение свинцового или бронированного кабеля не допустимо. Обмотка должна быть изолирована от активной стали

Таблица Г.2 - выбор кабеля в зависимости от сечения.

Сечение кабеля мм^2	120	150	185	240
n витки	48	32	26	20
Общая длина намотки, $l(\text{м})$	278,4	185,6	150,8	116

Используемая плотность тока 7 А/мм

Контрольную обмотку наматывают под углом 90° к намагничиваемой обмотке. Число витков выбирают возможно малым (1-2), для снижения напряжения подводимого к приборам.

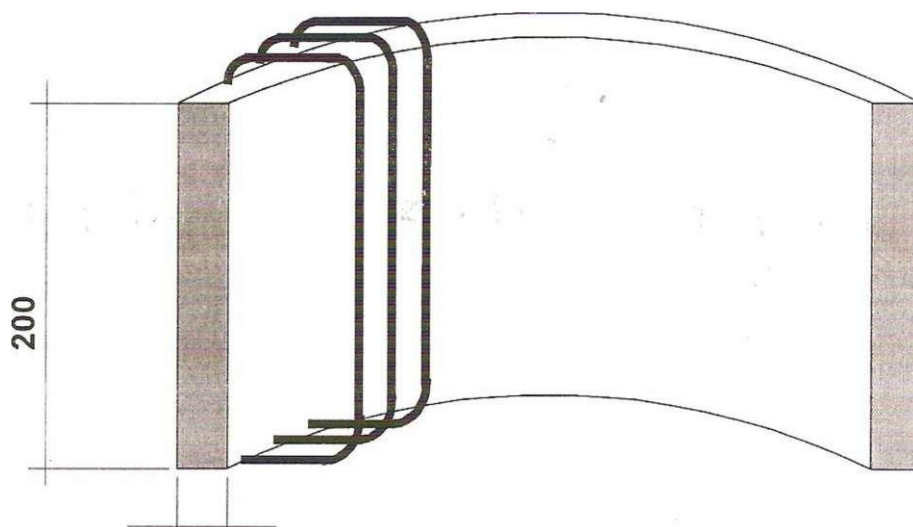


Рисунок 1.1- Наматывание контрольной обмотки

$$P=(200+15.6)\times 2=431,2 \text{ см.}$$

С учетом обмотки и угла изгиба кабеля принимаем длину витка равной 5.8 м. Приборы должны быть класса точности не ниже 0,5 ваттметр - малокосинусный.

3.1 Обработка результатов испытаний.

Величина магнитной индукции во время испытаний определяется

$$B_{\text{исп}} = U_{\text{к}} 10^{-4} / 4.44 \times f \times n_{\text{к}} \times S, \quad (\Gamma.10)$$

где $U_{\text{к}}$ - напряжение на контрольной обмотке

n - количество витков контрольной обмотки;

f - частота подводимого напряжения, Гц;

S - площадь поперечного сечения спинки статора, см^2

Расчёт потерь. Для схемы измерений, показанной на рисунке Г.2, при которой ваттметр включен через трансформатор тока к первичной цепи с коэффициентом трансформации K_T и к цепи напряжения контрольной обмотке мощность потерь в магнитной системе выразится следующей зависимостью

$$P_1 = K_1 \times K_2 \times P_0, \quad (\text{Г.11})$$

где P_0 - показания ваттметра;

K_1 - коэффициент трансформации трансформатора тока;

K_2 - отношение числа витков первичной и контрольной обмотки.

Удельная мощность потерь в магнитопроводе статора

$$P_{уд} = \frac{P_1}{G}, \quad (\text{Г.12})$$

где $P_{уд}$ - не должна превышать 3,9 кВт тонну согласно таблице Г.3.

Таблица Г.3 - Допустимые удельные потери

Марка стали	Допустимые удельные потери Вт/кг В спинке при индукции.	
	1,0	1,4
Э41 (1511)	2,0	4,0
Э42 (1512)	1,8	3,6
Э43 (1513)	1,6	3,2
Э43А (1514)	1,5	2,9
Э320 (3412)-вдоль проката	1,4	2,7
Э320 (3412)-поперёк проката	1,7	3,3
Э320 (3413)-вдоль проката	1,2	2,3
Э320 (3413)-поперёк проката	2,0	3,9

Удельные потери приведенные к расчётной индукции 1,4 тесла

$$P_{1,4}^1 = P_{уд} \times (B_{расч}/B_{исп})^2 = P_{уд} \times (1,4/B_{исп})^2. \quad (Г.13)$$

Продолжительность испытаний при величине магнитной индукции 1,4Тл составляет 45 мин. Если индукция отличается от нормируемой величины, то время испытания изменяется обратно пропорционально квадрату индукции по формуле

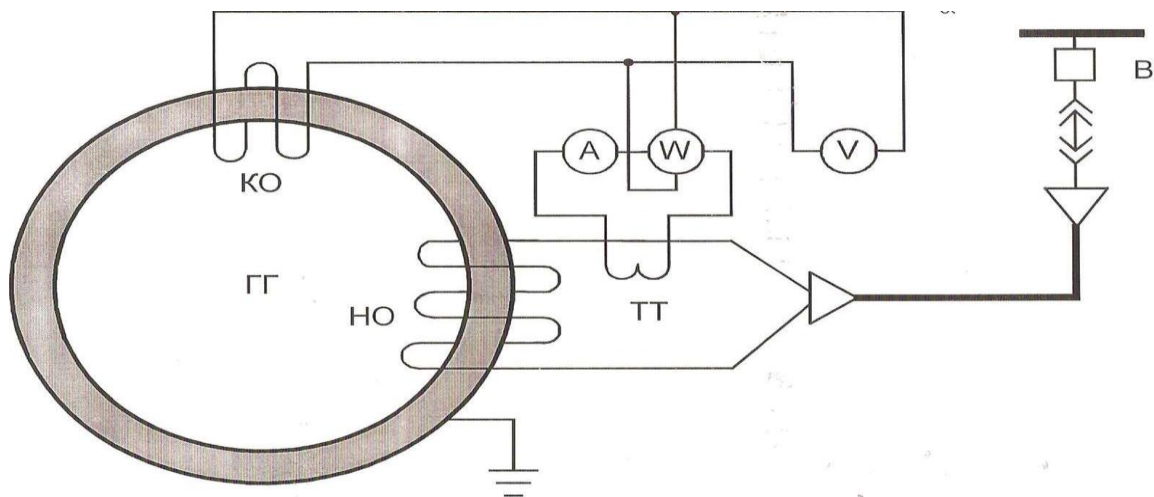
$$T_{исп} = 45 \times (1,4/B_{исп})^2, \quad (Г.14)$$

где $B_{исп}$ - фактическая величина индукции. Температура стали контролируется тепловизором.

Наибольшее превышение температуры не должно превышать $\Delta T_{тах}$ (таблице.Г. 4) в конце испытаний.

Таблица Г.4 - Наибольшее превышение температуры в $\Delta t^{\circ}C$

Марка стали	Э41 (1511)	Э43 (1513)	Э310 (3411)	Э320 (3412)	Э320 (3413)
	Э42 (1512)	Э43А (1514)	Вдоль проката		Поперёк проката
Наибольшее превышение температуры $\Delta t^{\circ}C$	22 $^{\circ}C$	17 $^{\circ}C$	18 $^{\circ}C$		25 $^{\circ}C$



- В - Выключатель.
- НО - Намагничивающая обмотка. W_1 .
- КО - Контрольная обмотка. W_2 .
- ГГ - Гидрогенератор.
- ТТ - Трансформатор тока.
- А - Амперметр.
- В - Вольтметр.
- W - Малокосинусный ваттметр.

Рисунок.Г.2- Схема испытаний активной стали ГГ на нагрев

Подбор кабеля необходимой длины и сечения из имеющихся в наличии можно провести из параметров, приведенных в таблице.Г.5

ТаблицаГ.5 - параметры для выбора кабеля необходимой длины

Число витков первичной обмотки, n_1	48	32	26	20
Сечение кабеля, S , мм	120	150	185	240
Общая длина кабеля, l , мм	279	186	151	116

Расчеты проводились для выбора кабеля индукционной намотки различных сечений, обеспечивающих решение поставленной задачи.

Результаты испытаний:

Магнитные системы гидрогенератора находятся в хорошем состоянии.