

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

ИНСТИТУТ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование кафедры)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки)

Режимы работы электрических источников питания, подстанций, сетей и систем

(направленность (профиль))

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему «Модернизация существующего трансформаторного оборудования действующей трансформаторной подстанции ГПП 1 ООО «Тольяттинский Трансформатор»

Студент

К.А. Симаков

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный

А.Е. Бурмутаев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

руководитель

Руководитель программы д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« ____ » _____ 2018 г.

Допустить к защите

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

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« ____ » _____ 2018 г.

Тольятти 2018

Оглавление

Введение.....	4
1 Анализ существующего трансформаторного оборудования на ГПП-1 ООО «Тольяттинский Трансформатор»	9
1.1 Общие сведения о трансформаторном оборудовании.....	9
1.2 Анализ старения трансформаторного оборудования	16
1.3 Основные опасные факторы, воздействующие на трансформатор.....	20
1.3.1 Грозовые и коммутационные перенапряжения	20
1.3.2 Повышения рабочего напряжения	21
1.3.3 Ударные механические воздействия на обмотки, вследствие токов короткого замыкания	21
1.3.4 Токи намагничивания при электрических и механических переходных процессах.....	22
1.3.5 Сейсмические воздействия на трансформатор	22
1.3.6 Воздействие геомагнитных токов на трансформатор	23
1.3.7 Перегрузка трансформатора по току.....	23
1.4 Системы мониторинга и анализ надежности силового трансформатора.....	27
1.5 Анализ трансформаторного оборудования установленного на подстанции ООО «Тольяттинский Трансформатор»	31
1.5.1 Осмотр силового трансформатора ТРДН – 25000/110.....	31
1.5.2 Испытания трансформаторного масла силового трансформатора ТРДН – 25000/110.....	33
1.5.3 Испытания на измерение сопротивления изоляции трансформатора ТРДН – 25000/110	34
1.6 Вывод по главе 1	36
2 Исследование частичного разряда в изоляции силовых трансформаторов ..	37
2.1 Определение понятия частичного разряда	37
2.1.1 Условия образования частичного разряда.....	37
2.1.2 Физический процесс образования частичного разряда	38
2.1.3 Эксплуатационные условия образования частичного разряда	41

2.1.4 Первичные испытания на образование частичного разряда в изоляции эксплуатационные условия образования частичного разряда	45
2.2 Параметры частичных разрядов.....	46
2.2.1 Измерение величины частичного разряда	48
2.2.2 Определение типа источника сигналов частичных разрядов.....	49
2.2.3 Определение степени опасности частичного разряда.....	49
2.3 Методы определения частичного разряда	50
2.3.1 Электрический метод.....	51
2.3.2 Акустический метод	52
2.3.3 Химический метод	55
2.3.4 Электромагнитный метод.....	56
2.3.5 Термический метод	57
2.3.6 Оптический метод	57
2.4 Надежность методов оценки изоляции	57
2.5 Вывод по главе 2.....	58
3 Разработка мероприятия по внедрению системы диагностики и мониторинга для ГПП-1 «Тольяттинский Трансформатор».....	59
3.1 Функция систем мониторинга	59
3.2 Принцип построения системы диагностики и мониторинга	63
3.3 Производители систем мониторинга	66
3.3.1 Производители систем мониторинга для контроля трансформаторного масла	67
3.3.2 Производители систем мониторинга для контроля изоляции высоковольтных вводов	70
3.4 Экономическое обоснование мероприятия по внедрению системы диагностики и мониторинга.....	74
3.5 Вывод по главе III	78
Заключение	79
Список используемых источников.....	81

Введение

Электроэнергетика играет жизненно важную роль для промышленности в современном мире и в эффективности электроэнергетической инфраструктуры страны, оказывая сильное влияние на ее экономику. Перебои в подаче электроэнергии могут привести к нарушению электроснабжения, которое вызовет проблемы в работе аварийных служб, промышленных предприятий и к убыткам в экономике на миллиарды рублей.

В большинстве развитых стран система электроснабжения состоит из крупномасштабного комплекса компонентов предназначенных для производства и передачи электрической энергии от электростанций или других генерирующих объектов к электрическим подстанциям. Это осуществляется благодаря развитой сети передач взаимосвязанных линий.

Среди двух видов высоковольтных линий электропередач переменного тока и постоянного тока, предпочтение отдается высоковольтным линиям с переменного тока, за счет меньшей стоимости оборудования, требуемого для осуществления передачи электроэнергии.

Инженеры ведущих стран проектируют системы электроснабжения таким образом, чтобы передача энергии была наиболее эффективной, так как всегда есть определенные потери электроэнергии при ее передаче.

На стадии проектирования большое внимание уделяется элементам системы электроснабжения, таким как силовые высоковольтные трансформаторы, автотрансформаторы, токоограничивающие реакторы, высоковольтные переключатели, линии электропередач, кабели и автоматы релейной защиты и автоматики.

Передача и производство электроэнергии, как правило, контролируется на региональной основе, которая различается в зависимости от страны. При передаче электроэнергии от электростанций до конечного потребителя, электроэнергия проходит через энергетическую систему страны, в которой часть этой энергии теряется. Меньше потерь энергии происходит при больших

передачах, по высоковольтным линиям, чем при меньших по низковольтным линиям (например, в городах или отдельных зданиях), поэтому инфраструктура с низкой плотностью населения имеет, как правило, меньше потерь. Незаконное потребление электрической энергии распространено в таких странах как Индия, Бразилия, Турция, так же сказывается на потерях электрической энергии. Система потребления страны электроэнергии может оказывать значительное влияние на ее потери, поскольку, чем больше потребление, тем больше и потери.

Некоторые страны мира имеют высокоэффективные энергетические инфраструктуры, что позволяет достичь уровня потерь при производстве и передачи электроэнергии не более 4%. Сингапур возглавляет этот список, в среднем перерывы длительностью меньше одной минуты на одного клиента в год. Следом идут Тринидад и Тобаго и Исландия имея 2% потерь на выходе, затем Словакия, Гибралтар и Южная Корея с 3% потерь электрической мощности. Также Финляндия, Германия, Израиль и Малайзия, где такие относительные потери держатся на уровне 4%. Данные страны достигли такого результата за счет внедрения технологических инноваций, использования альтернативных источников энергии при наличии большого количества природных ресурсов и дальновидной правительственной политики.

В 2009 года администрация энергетического рынка Сингапура применила новую технологию, запустив свою пилотную программу тестирования - интеллектуальную энергетическую систему. Благодаря этой программе они превратили энергетическую инфраструктуру своей страны в очаг экспериментальной технологической изобретательности. На станциях мониторинга используются системы диспетчерского контроля сбора данных, которые автоматически обнаруживают нарушения на всех уровнях производства передачи и распределения электрической энергии в сети. Данный метод применен и в Израиле. Это позволяет потребителям выбирать услуги, исходя из своих потребностей, создавая более гибкий рынок, снижая потери энергии.

Словакия страна, производящая больше половины своей энергии за счет ядерной энергетики, не прекращает инвестировать значительные средства в развитие более безопасной и эффективной технологии производства ядерной энергии. В настоящее время в данной стране ведется работа над экспериментальным исследовательским реактором под названием Allegro, который предназначен для исследования применения газоохлаждаемой ядерной энергии на быстрых нейтронах.

Южная Корея также добилась больших успехов в области ядерных исследованиях, разработке передовых энергетических реакторов с акцентом на повышение безопасности, увеличение производства и повышение эффективности.

В Сингапуре начато строительство двух кабельных туннелей, проходящих через острова, что стало кульминацией многолетней работы по улучшению и модернизации инфраструктуры страны. Гибралтар строго организовал свою электрическую сеть, выделив две из трех своих электростанций гражданскому населению, а третью своему министерству обороны. В Финляндии правительство одобрило инициативы по долгосрочной климатической и энергетической стратегии, направленной на сокращение выбросов парниковых газов в зависимости от импортируемой электроэнергии. Десятилетняя программа капитальных вложений в основной капитал будет включать 30 новых подстанций, более 3000 километров новых линий электропередач. Немецкая программа «энергетического поворота» ознаменовала собой изменение в энергетической политике Германии, с новым направлением на производство, передачу и распределение электрической энергии, увеличивая энергосберегающие меры и общую эффективность.

Исландия воспользовалась своим расположением в центре вулканической зоны, создав эффективную и устойчивую энергетическую инфраструктуру, на основе геотермальной энергии и энергии гидроэлектростанций. Почти 90% граждан Исландии обогревают свои дома с помощью геотермальной энергии, часто менее чем за половину стоимости нефти или электрического тепла.

Открытие месторождений природного газа в Израиле позволило стране резко снизить зависимость от угольной энергетики. Половина потребителей в Израиле в настоящее время обеспечиваются энергией природного газа, а старые нефтеперерабатывающие заводы переводятся на более эффективные, газовые электростанции, с повышением эффективности на 20-40%.

Тринидад и Тобаго также капитализируется на ресурсах природного газа, вся их электрическая система питается от двух электростанций комбинированного типа, занимая ведущие позиции в переработке природного газа в западном полушарии.

Стоит отметить, что Россия на данном этапе своего развития находится в существенном отставании от развитых стран, находясь на 2018 год на 14 –м месте по энергоемкости экономике в мире. Для увеличения энергетической эффективности правительством Российской Федерации был разработан федеральный закон № 261 «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». Согласно данному закону к 2020 году страна должна увеличить уровень производства электроэнергии до 650 млрд. кВт*ч.

Также обеспечив обновление производства, с внедрением энергетической эффективной технологии, повышая надежность и качество электрической энергии в стране.

Надежность и качество электрической энергии являются одними из важнейших параметров для энергоэффективной системы электроснабжения и отвечающими за стабильную работу оборудования.

Нарушения в работе оборудования приводит к различным перебоям, будь то кратковременные или продолжительные, вследствие чего данные нарушения влияют на электроснабжение потребителей. Для коммерческих и промышленных предприятий это может обернуться экономическими проблемами.

Одним из важных элементов электроэнергетической системы является силовой трансформатор, предназначенный для преобразования переменного

тока с одним напряжением в переменный ток другого напряжения, стоит отметить, что нарушение нормального режима его работы, может привести к сбою в работе всей системы в целом.

Крупные промышленные предприятия, такие как ООО «Тольяттинский Трансформатор» обеспечивают бесперебойную работу своего производства за счет надежной работы ГПП-1 «Тольяттинский Трансформатор», перед которой ставится главная задача, получение и распределение электрической энергии на предприятии. Важно чтобы данная подстанция проработала на протяжении всего срока службы силового трансформаторного оборудования. В связи с этим есть необходимость разработки мероприятия по увеличению срока службы трансформаторного парка подстанции.

Целью магистерской диссертации является разработка мероприятия по увеличению срока службы силовых трансформаторов классом напряжения 110кВ установленных на подстанции ГПП-1 на предприятии ООО «Тольяттинский Трансформатор».

Для достижения данной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Провести анализ существующего трансформаторного оборудования на ГПП-1 «Тольяттинский Трансформатор».
2. Рассмотреть существующие методы увеличения срока службы силовых трансформаторов.
3. Разработать мероприятия по увеличению срока службы трансформаторного оборудования на подстанции ГПП-1 ООО «Тольяттинский Трансформатор».

1 Анализ существующего трансформаторного оборудования на ГПП-1 ООО «Тольяттинский Трансформатор»

1.1 Общие сведения о трансформаторном оборудовании

Современное трансформаторное оборудование России представлено устройствами классом напряжения от 1 кВ до 750 кВ, производством которых занимаются ведущие предприятия трансформаторной отрасли, находящиеся в России среди них такие как:

- ООО «Тольяттинский трансформатор» г. Тольятти;
- ООО «Сиенс Трансформаторы» г. Воронеж;
- ООО «Силовые машины – Тошиба» г. Санкт-Петербург;
- АО «Группа «СВЭЛ – силовые трансформаторы»» г. Екатеринбург;
- ОАО «Электrozавод» г. Москва.

Продукция изготавливаемая, данными предприятиями соответствует международным стандартам качества. Выпуская качественные, высоковольтного устройства для преобразования переменного тока с одним напряжением в переменный ток другого напряжения они поддерживают работоспособность системы электроснабжения страны, в целом отвечая за качество и надежность электрической энергии.

Силовой трансформатор – это высоковольтного устройства для преобразования переменного тока с одним напряжением в переменный ток другого напряжения.

«В основе работы трансформатора лежит явление электромагнитной индукции, в соответствии с которым значение электродвижущей силы (ЭДС), наведенной в контуре, пропорционально скорости изменения потока Φ , пронизывающей этот контур. При этом направление наведенной ЭДС определяется законом Ленца, по которому ток, вызванный этой ЭДС, стремится воспрепятствовать изменению потока Φ , пронизывающего контур. Следовательно, ЭДС, наведенная в замкнутом контуре».[25, с. 19-21]

$$e = -\frac{d\Psi}{dt} = -\omega \frac{d\Phi}{dt}, \quad (1)$$

где ω – число витков контура, $\Psi = \omega\Phi$ – потокосцепление контура.

Учитывая, что потокосцепление контура можно выразить через его индуктивность L и ток i , протекающий по контуру, т.е. $\Psi = iL$, уравнение (1) запишем в виде,

$$e = -\frac{d\Psi}{dt} = -\frac{d iL}{dt} = -L \frac{di}{dt} - i \frac{dL}{dt} \quad (2)$$

а при $L = \text{const}$,

$$e = -L \frac{di}{dt}. \quad (3)$$

«Принцип работы трансформатора рассмотрим на примере простейшего однофазного двухобмоточного трансформатора.

Такой трансформатор состоит из замкнутого магнитопровода и двух обмоток с числом витков ω_1 и ω_2 .

Обмотки трансформатора служат для создания магнитного поля, посредством которого осуществляется передача электрической энергии, а также обеспечивают наведение ЭДС, требуемых условий эксплуатации трансформатора. Обмотки выполняют из медных или алюминиевых изолированных проводов круглого или прямоугольного сечения. Обмотку трансформатора, к которой подводится электрическая энергия, называют первичной, а обмотку, от которой энергия отводится, – вторичной.

Магнитопровод трансформатора служит для усиления магнитной связи между обмотками и является конструктивным основанием для установки и крепления обмоток, отводов и других деталей трансформатора. Магнитопровод набирают из изолированных листов специальной электротехнической стали с относительным содержанием кремния до 4-5%. Толщину листов выбирают из

условия получения приемлемого уровня потерь от индуцированных в них вихревых токов при заданной частоте питающего трансформатор источника переменного тока. При частоте 50 Гц в современных силовых трансформаторах толщина листов стали магнитопровода равна 0,35-0,27 мм. Часть магнитопровода, на которой располагается обмотка трансформатора, называют стержнем, а часть магнитопровода, замыкающая стержни, на которой не располагаются обмотки, называют ярмом».[25, с. 19-21]

Изображение конструкции силового трансформатора представлено на рисунке 1.

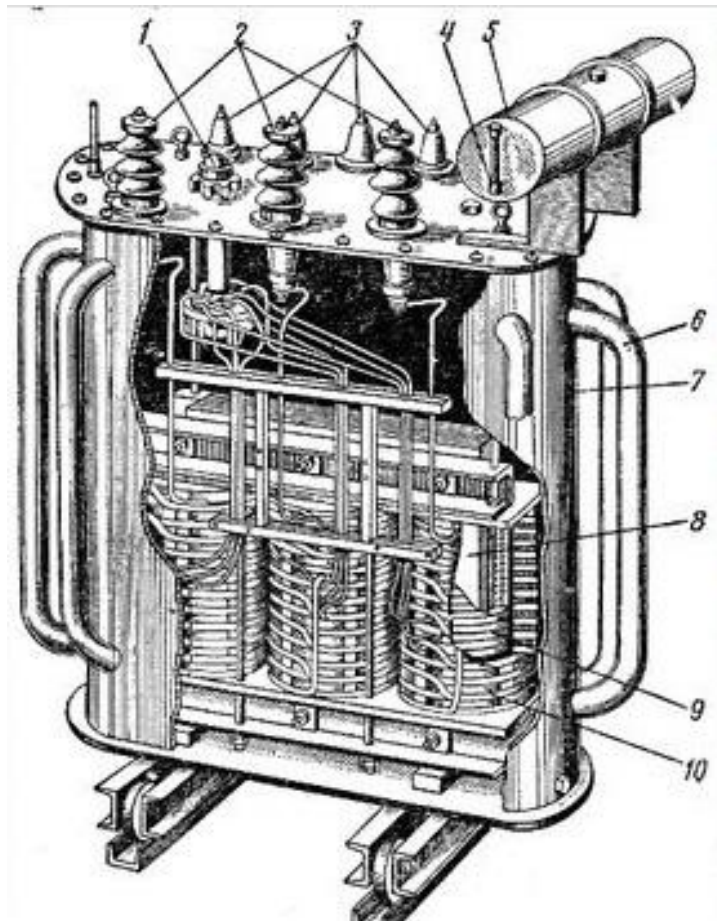


Рисунок 1 – Конструкция силового трансформатора

Конструкция силового трансформатора состоит из следующих элементов:

1. Переключатель (изменяет коэффициент трансформации на 5%);
2. Изоляторы вывода обмотки высшего напряжения;

3. Изоляторы обмотки низшего напряжения;
4. Маслоуказатель;
5. Расширительный бак;
6. Теплообменные трубы;
7. Бак с трансформаторным маслом;
8. Стержень магнитопровода;
9. Обмотки низшего напряжения;
10. Обмотка высшего напряжения.

Важно проектируя магнитный сердечник создать его таким образом, чтобы потери обусловленным магнитными процессами были минимальными. Этого можно достичь двумя способами: улучшить качество материала, и улучшением типа конструкции сердечника. Наиболее совершенной технологией шихтовки магнитного сердечника является технология «Step-lap» рисунок 2.

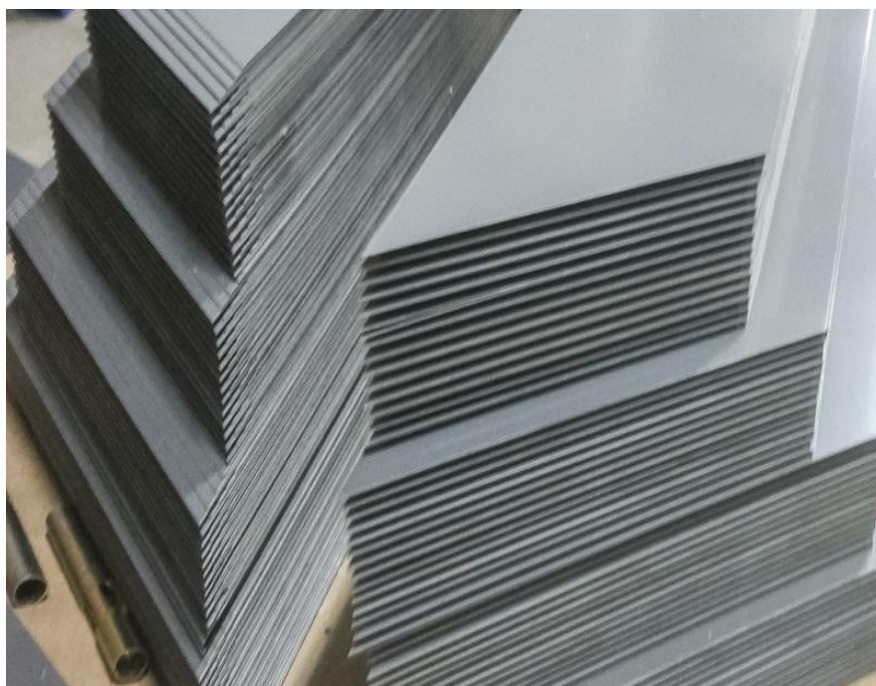


Рисунок 2 – Технология «Step-lap»

Технология «Step-lap» позволяет осуществлять сборку пакетов таким образом, чтобы один пакет был смещен относительно другого.

Высоковольтного устройства для преобразования переменного тока с одним напряжением в переменный ток другого напряжения собранные по данной технологии имеют на 20% меньше потерь.

Не менее важным элементом конструкции силового трансформатора являются обмотки.

«Стоимость материалов, затрачиваемых на изготовление обмоток, и их укладки составляет примерно 50% стоимости трансформатора. Срок службы трансформатора почти всегда определяется сроком службы его обмоток, которые работают в тяжелых условиях и должны иметь необходимую электрическую, механическую и термическую прочность.

Конструкции обмоток трансформатора могут существенно различаться в зависимости от мощности и напряжения. Определяющими конструктивное исполнение обмотки являются число витков, сечение витка и класс напряжения.

Классом напряжения обмотки трансформатора называют ее длительно допустимое рабочее напряжение. Класс совпадает с номинальным напряжением электрической сети, в которую обмотка включается. Каждому классу напряжения соответствует определенные испытательные переменные напряжения при промышленной частоте и импульсные. Классом напряжения трансформатора считают класс напряжения обмотки ВН.

По расположению на стержне обмотки подразделяют на концентрические и чередующиеся.

Основным элементом каждой обмотки является виток, который состоит из одного или нескольких параллельных проводников. Совокупность витков, соединенных последовательно, образует катушку. Обмотка может состоять из одной или нескольких катушек. Витки, вплотную намотанные на цилиндрической поверхности, образуют слой». [25, с. 117-118].

Обмотки подразделяются по типу исполнения:

- цилиндрические;
- непрерывные;

– спиральные.

В качестве изоляции проводов используют телефонную, кабельную бумагу или хлопчатобумажную пряжу.

Изоляция силового трансформатора представляет собой сложную систему, состоящую из различных по значению и конструкционным особенностям, отвечающих за продолжительность работы силового трансформатора.

Изоляция выполняется из бумажно-бакелитового материала и должна соответствовать требованиям действующих нормативных документов.

«Наиболее «слабым» звеном силового трансформатора является целлюлозная изоляция (бумага, картон). Все процессы, происходящие в активной части трансформатора, влияют на состояние твёрдой изоляцией в виде совокупности разного рода изменений, накопление которых приводит к ухудшению свойств изоляционной конструкции. Например, если в трансформаторе имеют место частичные разряды или вибрация пластин магнитопровода, то свойства его изоляционной системы будут существенно отличаться от свойств изоляции трансформатора, в котором подобные процессы отсутствуют». [22, с. 50-53].

Ухудшение целлюлозной изоляции из-за проникновения внутрь бака воды и воздуха начинается уже во время доставки трансформатора к месту его установки. В случае транспортирования без масла качество пропитки ухудшается и в изоляцию проникает газ (азот), а в некоторых случаях при недостаточной герметизации бака – и влага. Увлажнение возможно и в случае транспортирования трансформатора с маслом. При изменении окружающей температуры возникает перепад давления в баке, что приводит к всасыванию в бак влажного воздуха, а при дожде – и воды. Атмосферная влага проникает в трансформатор вместе с воздухом через несовершенные системы защиты от увлажнения и некачественные уплотнения под воздействием градиента давления.

Во время эксплуатации в бумажно-масляной изоляции трансформатора кроме газов (наиболее нежелательным является кислород) и влаги появляются и постепенно накапливаются разнообразные продукты старения самой изоляции и других узлов (кислоты, аморфные и твердые частицы различного происхождения), которые зачастую играют роль катализаторов процесса старения. По данным специалистов «ЗТЗ-Сервис», такие продукты окисления масла, как муравьиная и другие органические кислоты, разрушают изоляцию гораздо сильнее, чем влага. В одной из публикаций проведены расчеты, показывающие, что увеличение кислотности масла до 0,2 мг/г повышает скорости износа изоляции в четыре раза, а одновременное увлажнение бумаги и окисление масла приводит к возрастанию относительного износа изоляции примерно в 30 раз.

Процесс старения целлюлозной изоляции сначала незначительно снижает ее электрическую прочность, но существенно ухудшает механические свойства. В качестве меры старения целлюлозы принято считать число разрывов ее молекулы, которое характеризуется параметром, получившем название «степень полимеризации» (СП). В исходном состоянии целлюлозная изоляция имеет СП, равную 1200 (по методике МЭК 60450). У полностью состарившейся изоляции число разрывов молекулы достигает 5 и соответственно СП снижается до 200. При этом механическая прочность бумаги на разрыв уменьшается примерно в четыре раза, а сама изоляция становится очень хрупкой». [22, с. 50-53].

Классификация изоляции силового масляного высоковольтного устройства для преобразования переменного тока с одним напряжением в переменный ток другого напряжения представлена на рисунке 3.

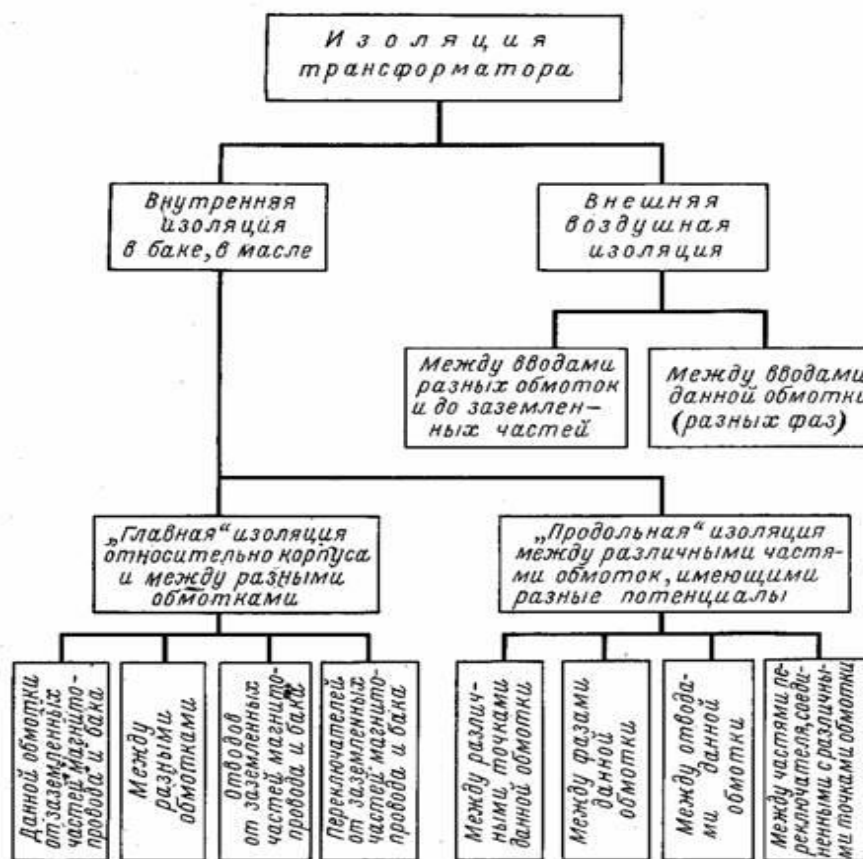


Рисунок 3 – Схема классификации изоляции силового масляного трансформатора

1.2 Анализ старения трансформаторного оборудования

Силовой трансформатор является важным элементом в цепочке оборудования, составляющих энергетическую систему страны, отказ, которой не допустим при передаче и распределении электрической энергии к потребителю. Требования надежности, выдвигаемые к трансформаторному оборудованию, в большей степени зависят от конкретного места его работы.

Экономическое развитие электроэнергетики Российской Федерации имеет особенности в настоящее время, связанные с дальнейшими перспективами в развитии, вследствие чего необходимо увеличить срок службы трансформаторного парка на 35% – 40%.

Данные требования выдвигают задачи на улучшение системы эксплуатационного обслуживания для силовых высоковольтных

трансформаторов, автотрансформаторов, токоограничивающих реакторов, с длительным сроком службы, на поддержание работоспособности трансформаторного парка в целом, а также повышения надежности всей системы электроснабжения страны.

«ГОСТ 11677 определяет срок службы силового трансформатора 25 лет. Фактически во многих энергосистемах более половины трансформаторного парка находится в эксплуатации более 25-30 лет. Так, например, в странах СНГ мощные трансформаторы суммарной мощностью более 500 ГВА были изготовлены в 60 и 70-х годах.

Продолжение эксплуатации после предлагаемого расчетного срока является общемировой тенденцией, причем во многих развитых странах «возраст» мощных трансформаторов заметно старше, чем в СНГ. Парк трансформаторов СНГ по условию надежности в эксплуатации существенно неоднороден. С учетом развития конструкции и технологии производства парк мощных силовых трансформаторов можно упрощенно классифицировать следующим образом:

Конструкции начала 60-х годов: Имеют ряд недостатков, частично устраненных при плановых реконструкциях, в том числе местные перегревы обмоток из-за недоучета добавочных потерь и недостаточного охлаждения, недостатки конструкции изоляции, способствующие развитию ползущих разрядов и др. Защита масла от увлажнения и окисления выполнена в виде расширителя со свободным дыханием через силикагелевый воздухоосушитель.

Конструкции разработки конца 60-х и в течении 70-х гг. по ГОСТ 11677-65 выпуска 1968-78 гг. В этих изделиях существенно улучшена конструкция главной изоляции и магнитопровода (бесшпильное исполнение), реализованы более эффективные решения по уменьшению добавочных потерь, перегрева обмоток и др. Главные недостатки этой группы трансформаторов связаны со сравнительно малым ресурсом комплектующих узлов, возможными местными перегревами из-за возникновения контуров в потоке рассеяния, а также, в некоторых случаях, с недостаточной динамической стойкостью обмоток,

особенно выполненных из транспонированного провода. Конструкции трансформаторов 220 кВ и выше, разработанные в 70 годах и позже, оборудованы пленочной защитой масла.

Последние разработки 1976-86 гг. по ГОСТ 11677-75/85, выполнены с учетом требований по продлению межремонтного периода. Вместе с тем вследствие уменьшения размеров трансформаторов и объема масла в указанных трансформаторах увеличились удельные нагрузки на материал». [16, с. 434-435].

Для решения выше описанных задач, необходимо провести корректную оценку состояния трансформаторного парка, срок службы которого превысил 25 лет, и составить план мероприятий по увеличению срока службы и повышению надежности.

Текущее состояние электротехнического оборудования в энергетическом комплексе страны, в частности парк трансформаторного оборудования находится в работе с превышением срока службы установленного нормативными документами. Наибольшие проблемы наблюдаются в оборудовании классом 110-220 кВ. В настоящее время из 33900 трансформаторов установленных на подстанциях классом напряжения от 35 до 750 кВ, более 40% из них отработало свой срок службы установленный стандартами. Ниже приведена таблица 1 статистических данных об общем количестве, силовых трансформаторов, находящихся в работе, но подлежащих замене.

Таблица 1 – Общее количество трансформаторов эксплуатируемых в настоящее время подлежащих замене

Класс напряжения ВН, кВ	Тип трансформаторного оборудования	Мощность, кВА	Кол-во в эксплуатации	Средняя наработк а, лет
110	Трансформаторы	120-250	310	32

Продолжение таблицы 1

Класс напряжения ВН, кВ	Тип трансформаторного оборудования	Мощность, кВА	Кол-во в эксплуатации	Средняя наработк а, лет
220	Трансформаторы	120-1000	210	38
	Автотрансформаторы	120-250	1010	
330	Автотрансформаторы	120-250	180	39
500	Трансформаторы	135-1000	160	37
	Автотрансформаторы	167-267	570	
	Шунтирующие реакторы	60	230	
750	Автотрансформаторы	333-417	58	31
	Шунтирующие реакторы	110	48	

Как можно увидеть из таблицы средний возраст парка трансформаторного оборудования и парк автотрансформаторного оборудования большой мощности класса напряжения 110 кВ составляет 32 года, 220 кВ – 38 лет, 330 кВ – 29 лет, 500 кВ – 37 лет. Согласно РД ЭО 0410-02 срок службы трансформатора 25 лет. Этот срок определяется износом бумажно-бакелитовой изоляцией. Израсходование ресурса изоляции влечет за собой риск повреждения высоковольтного устройства для преобразования переменного тока с одним напряжением в переменный ток другого напряжения, из-за возможных витковых замыканий относящиеся к основным факторам воздействующими на трансформатор. Повреждения трансформатора представлены в виде графика функции на рисунке 4.

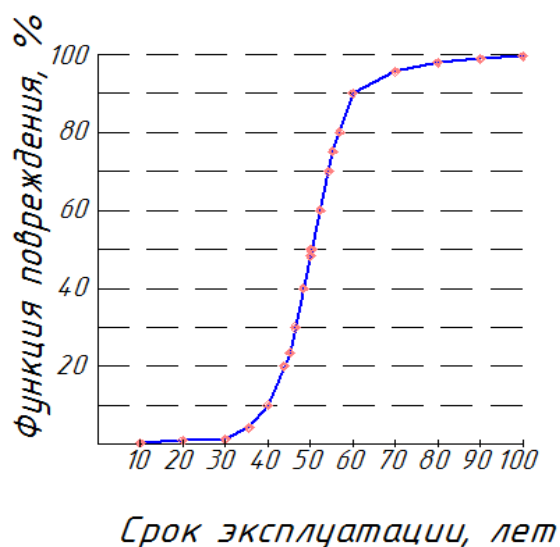


Рисунок 4 – График функции повреждений силового трансформатора

Повреждения трансформатора проявляются в связи с воздействующими на трансформатор различными опасными факторами.

1.3 Основные опасные факторы, воздействующие на трансформатор

Опасные воздействия способные повлиять на работу силового трансформаторного оборудования имеют разную природу проявления, Перечислим и рассмотрим каждое из этих воздействий.

1.3.1 Грозовые и коммутационные перенапряжения

Грозы распространённое явление на нашей планете. При попадании в элемент электрической сети, она вызывает импульс, величина которого может достигать десятков тысяч амер. Этот разряд создаёт перенапряжение, приводящее к ухудшению бумажной изоляции трансформатора, что влечет за собой нарушения в его работе. Помимо того, грозовые перенапряжения вызывают диэлектрические повреждения и короткие замыкания.

Коммутационные перенапряжения в трансформаторах протекают каждый раз после коммутации, происходящий при включении или выключении одного из элементов сети. Тяжесть переходного процесса вызванного коммутацией сильного зависит от момента переключения.

1.3.2 Повышения рабочего напряжения

Вследствие уменьшения производства электрической энергии в первой половине 21 века, образовалась проблема поддержания допустимого уровня напряжения. Отсутствие компенсирующих устройств реактивной мощности приводит к перенапряжениям в сети классом напряжения от 330 кВ до 750 кВ.

В России данная проблема сильно сказывается на всей системе электроснабжения. Особенно в режиме минимальных нагрузок, это приводит к повышению напряжения на классе от 500 кВ до 550 кВ, что влечет за собой перевозбуждение магнитного сердечника силового трансформатора. Следующим опасным воздействием в сетях от 330 до 750 кВ, считается неиспользование РПН. В данном случае увеличивается перевозбуждение от некомпенсированных линий на 3 – 5 %, что делает его еще более опасным, приводя к перегреву магнитного сердечника и элементов конструкции, выполненных из стали.

1.3.3 Ударные механические воздействия на обмотки, вследствие токов короткого замыкания

Серьезным влиянием со стороны сети является воздействие на высоковольтное устройство токов КЗ, вызывающих деформацию обмоток при их динамической нестойкости

Токи короткого замыкания могут привести к неконструктивным изменениям в обмотках силового трансформатора.

Неконструктивные изменения в обмотках трансформатора на данный момент считаются одной из актуальных проблем. Около 2% силовых трансформаторов, классом напряжения от 220 до 500 кВ, один раз в год подвергаются опасным последствиям коротких замыканий. В особой группе риска находятся силовые трансформаторы, автотрансформаторы и токоограничивающие реакторы, сконструированные без увеличения электродинамической стойкости, таких устройств насчитывается около 25% от всего числа автотрансформаторов.

1.3.4 Токи намагничивания при электрических и механических переходных процессах

Введение силового высоковольтного устройства в работу приводит к увеличению тока намагничивания. Величина тока намагничивания возрастает в пять – семь раз. Стоит отметить, что на трансформаторах мощность до 5 кВА кратность броска выше, чем на трансформаторах мощность больше 5 кВА, это обуславливается резким насыщением магнитного сердечника высоковольтного устройства.

На атомных электростанциях, мощность которых выше 1000 МВА, от увеличения тока при коммутации высоковольтного устройства со стороны обмоток ВН для электрической машины, преобразовывающей механическую энергию в электрическую, создается непродолжительный режим форсировки возбуждения. Величина увеличения тока зависит от конструктивных особенностей магнитопровода силового высоковольтного устройства.

1.3.5 Сейсмические воздействия на трансформатор

Землетрясения – сильное проявления внутренних сил земли, вызывающие нарушения целостность грунта, разрушение зданий и человеческие жертвы. Землетрясения наносят большой урон инфраструктуре, что выдвигает

определенные требования на стадии проектирования высоковольтного оборудования. Силовые трансформаторы, спроектированные с учетом устойчивости к землетрясениям, называют – сейсмостойкими, такое оборудование способно выдержать перегрузки, вызванные стихийным бедствием.

В России представителем такой конструкции трансформатора является ТЦ-600000/500, установленный на Рогунской ГЭС. Выдерживая 9 баллов сейсмической нагрузки из 12.

1.3.6 Воздействие геомагнитных токов на трансформатор

Геомагнитные возмущения могут оказывать серьезное влияние на энергетические системы. Токи в индуцированных линиях электропередач вызывают в сердечнике трансформатора перенасыщение, приводя к различным проблемам: ложные срабатывания защитных реле, перегревы элементов конструкции трансформатора. Уязвимость энергосистемы повышается, когда система наиболее загружена. Растущий спрос на электроэнергию привел к тому, что энергетические системы работают в режимах близко к максимальным, что делает их более уязвимыми к внешним воздействиям. Геомагнитные возмущения нарушают стабильность всей системы за счет отказа конденсаторов. Ярким примером таких событий является затмение в Квебеке 13 марта 1989 года оставившее всю провинцию без электроэнергии на 9 часов.

Проблемы, вызванные геомагнитными возмущениями остаются одними из самых важных. По настоящее время в данной области проводят значительное число исследований и разработок.

1.3.7 Перегрузка трансформатора по току

Перегрузка трансформатора по току приводит к увеличению предельного допустимого уровня температуры обмоток и изоляции, к увеличению индукции

магнитного потока, вызывающего за собой увеличение вихревых токов нагревающих металлические элементы конструкции.

Увеличение температуры влечет за собой возникновение различных дефектов, в силовом высоковольтном устройстве для преобразования переменного тока с одним напряжением в переменный ток другого напряжения.

Для трансформаторного парка России данные воздействия не являются критическими. Это связано с упадком производства в стране и с падением загрузки подстанций в среднем на 35 %.

Лабораторные исследования выявили, что многократные неполадки в работе трансформаторного оборудования классом напряжения от 110 кВ до 500 кВ, работающего при режиме ниже номинального, происходят чаще всего из-за износа изоляции.

Основные повреждения, возникающие, в силовом высоковольтном трансформаторе представлены в таблице 2. Как можно заметить, наибольшие поломки связаны с изменением свойств материалов в процессе эксплуатации, ошибки при проектировании и изготовлении, недоработки при эксплуатационном обслуживании силового трансформатора.

Стоит отметить, что низкое качество обслуживания оборудования приводит к 25% поломок. Поэтому стоит отметить, что высокий уровень обслуживания во многом определяет ранние проявления незначительных отклонений от нормальной работы.

Лабораторные испытания показали, что силовой трансформатор со сроком работ не менее 22 лет, имеют 643 выхода из строя на 106 трансформаторах, которые могли повлечь за собой отказ работы системы в целом.

Таблица 2 – Повреждения силового трансформатора

Тип повреждения силового трансформатора	Значение, %
Изменение свойств материала	31
Недостатки эксплуатации	25
Дефекты конструкции и изготовления	17
Посторонние воздействия	12
Нерасчетные режимы сети	6
Дефекты ремонта	5
Климатические и внешние воздействия	4
Итого	100

Аналогичная таблица по видам поломок в силовом трансформаторе представлена в таблице 3. Согласно диаграмме Парето (рисунок 5), построенной на основании таблицы 3, большое количество поломок приходится на проблемы в системе охлаждения, выделение газов в масло и проблемы с высоковольтными вводами.

Таблица 3 – Виды поломок силового трансформатора

Система охлаждения	22,71
Высоковольтные вводы	14,31
Выделение газов в масло	9,02
Старение масла	7,47
Дефекты в устройстве РПН	7,15
Течи по уплотнениям	6,84
Распрессовка обмоток	6,53

Продолжение таблицы 3

Виды поломок силового трансформатора	Значение, %
Загрязнение твердой изоляции	5,29
Увлажнение твердой изоляции	4,2
Распрессовка магнитопровода	4,2
Загрязнение масла	3,17
Деформация обмоток	2,56
Повреждение отводов	1,65
Повреждение в ШАОТ	1,38
Повышенная вибрация	1,15
Повреждение магнитных шунтов	0,93
Перегрев разъема	0,74
Нарушение герметичности	0,7
Итого	100

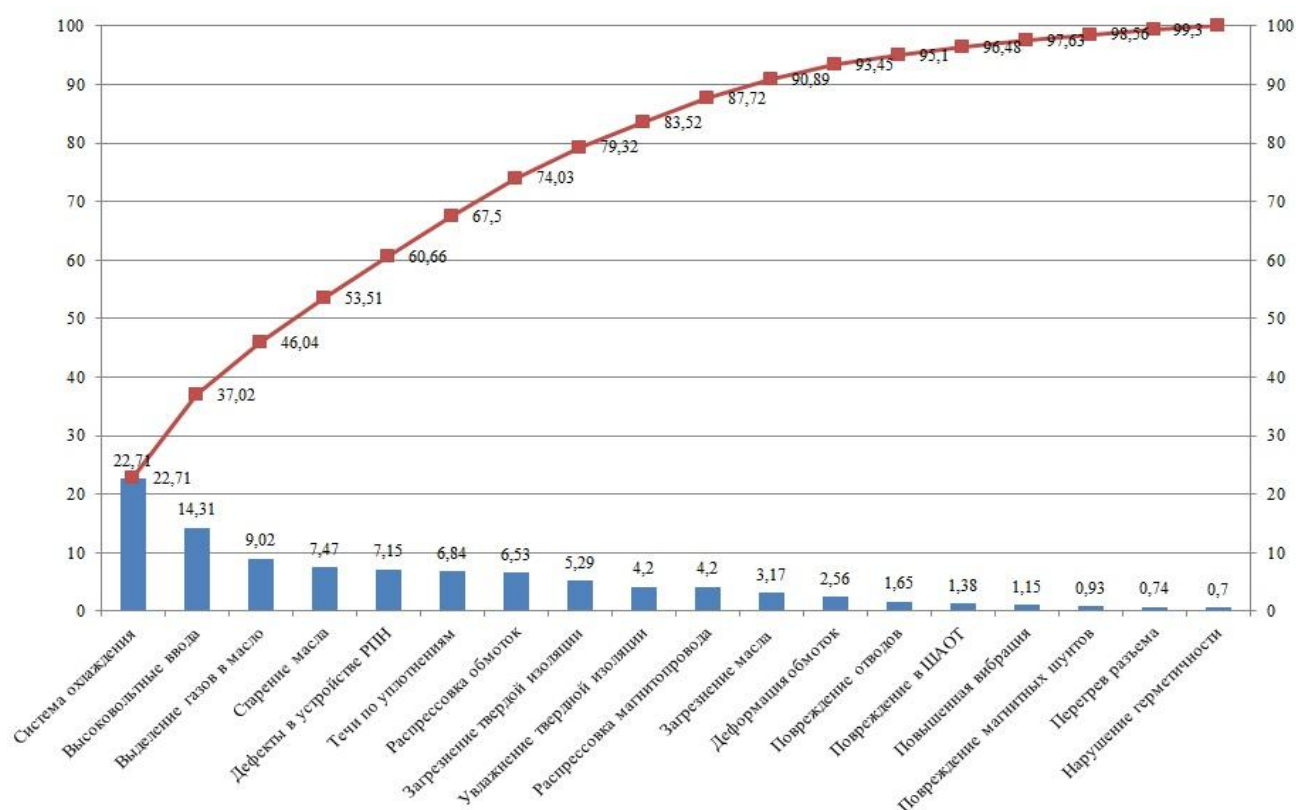


Рисунок 5 – График по видам поломок

В ближайшем будущем обновление трансформаторного парка России не последует. Следовательно, необходимо сохранить и увеличить срок службы существующего трансформаторного оборудования, за счет внедрения систем мониторинга и контроля над качеством силовых трансформаторов.

1.4 Системы мониторинга и анализ надежности силового трансформатора

Оценка надежности и эффективности силового высоковольтного трансформаторного оборудования имеет большое влияние на безопасность системы.

«Надежность функционирования трансформатора в значительной степени зависит от задаваемых ему режимов работы. Перегрузки по току могут вызывать опасное повышение температуры наиболее нагретых точек в изоляции, которое если и не приведет к немедленной аварии, то может вызвать резкое снижение ресурса и соответственно срока службы. Короткие замыкания в зоне сети, близкой к трансформатору, вызывают опасные динамические усилия в обмотках. Повышения напряжения выше номинального могут привести к повреждениям изоляции и к перевозбуждению трансформатора, что так же ведет к опасным перегревам в активной части.

Перевозбуждение магнитной системы не только вызывает повышенный нагрев самого магнитопровода, но и способствует повреждениям из-за местных перегревов массивных стальных деталей, поскольку вызывает вытеснение магнитного потока из трансформаторной стали в конструкционные стальные детали (в частности, ярмовые балки) с наведением в них вихревых токов.

После нескольких серьезных аварий трансформаторов в сетях Северной Америки были исследованы воздействия геомагнитных бурь, вызывающих появление в длинных воздушных линиях токов порядка сотен ампер очень низкой частоты, которые действуют аналогично протеканию постоянного тока. Это относится к протяженным ВЛ, ориентированным в меридиальном

направлении. В первую очередь магнитные токи воздействуют на измерительные трансформаторы тока, что ведет к массовым ложным срабатываниям релейной защиты. Однако при анализе последствий таких аварий отмечались также и местные перегревы массивных деталей и бака силовых трансформаторов из-за насыщения магнитопровода при протекании по обмотке больших постоянных токов.

Из сказанного понятно, что организация эксплуатационного обслуживания силовых трансформаторов оказывает непосредственное влияние на их состояние и срок службы». [19, с. 112-113].

Контроль над состоянием силового трансформатора осуществляется за счет установленного на него системы мониторинга.

Система мониторинга включает в себя сбор данных о состоянии работы, типы отказов, вынужденных перебоев и времени перерывов. Особенности строения системы заключается в её трёхуровности, состоящих из блоков.

Уровень I включает в себя первичные датчики, отвечающие за снятие показаний в работающем устройстве, к таким датчикам относятся: датчики температуры, датчики влагосодержания масла и датчики газосодержания масла.

Уровень II содержит в себе группу контролирующих процессоров отвечающих за сбор и обработку сигналов приходящих с датчиков, установленных на уровне I.

Уровень III представлен в виде цельного программно-технического комплекса для всего высоковольтного силового устройства для преобразования переменного тока с одним напряжением в переменный ток другого напряжения установленного на подстанции и выполняет ряд важных задач, таких как:

- математическая обработка данных;
- проведение расчетно-аналитических задач;
- удаленное конфигурирование и проверка работоспособности устройства на уровнях находящихся ниже.

Установка систем мониторинга на трансформаторном оборудовании регулируется согласно ГОСТ 116747-85. В настоящее время из-за проблем в

экономическом секторе поток денежных вливаний в энергетику находится на стадии снижения. Поэтому большинство энергетических компаний ограничиваются минимальным набором стандартных приборов.

По данным предоставленным на 2018 год, в нашей стране установка полной системы мониторинга на подстанции обходится порядка 120 тыс. долл. США, что привело к резкому спаду установки систем.

Ниже представлены таблица 4 и рисунок 6, наглядно демонстрирующие количество внедренных систем мониторинга в России, способных определить частичные разряды в изоляции силового трансформатора.

Таблица 4 – Статистика установленных систем мониторинга в России

	Класс напряжения, кВ			
	35	110	220	500
Контроль влаго- и газосодержания масла	5	25	5	3
Устройство за контролем высоковольтных вводов	-	20	5	3
Оптоволоконные системы	-	2	2	1
Устройства регистрации акустических сигналов	1	3	3	-

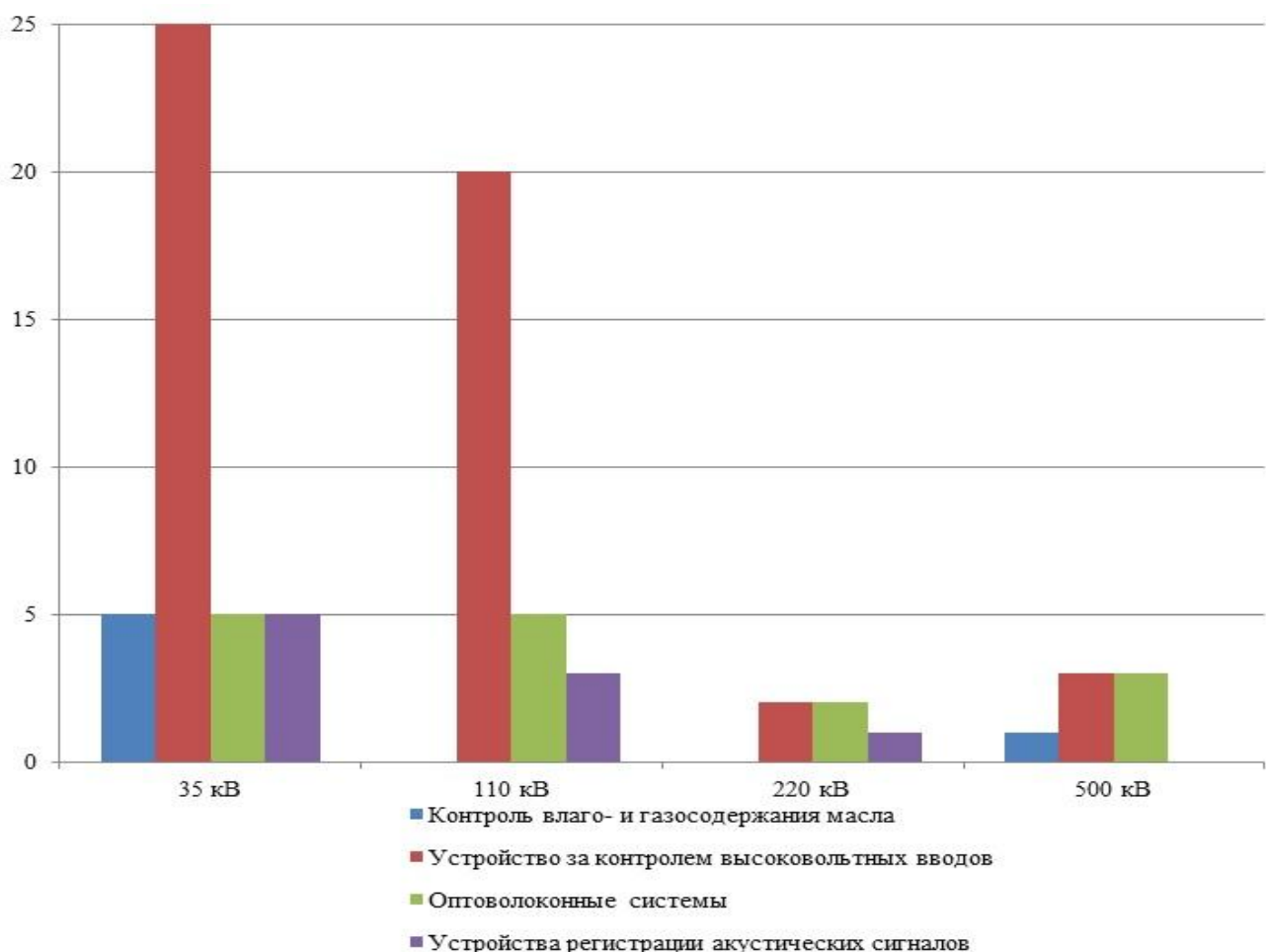


Рисунок 6 – Диаграмма установленных систем мониторинга в России

На основании выше приведенных данных, можно сделать вывод о наиболее важных параметрах контролируемых системами мониторинга.

Отсутствие контроля над образованием дефектов силового трансформатора может привести к развитию этих дефектов и ухудшению его состояния, которое повлечет за собой нарушение нормального режима работы силового трансформатора.

Системы мониторинга позволяют выявлять дефекты на ранних стадиях и обеспечивают контроль над качеством работы силового трансформатора. Стоит отметить, что в настоящее время лишь 9% силовых высоковольтных трансформаторов выпускается с установленной системой мониторинга.

1.5 Анализ трансформаторного оборудования установленного на подстанции ООО «Тольяттинский Трансформатор»

Предприятие ООО «Тольяттинский Трансформатор» крупнейший производитель силовых высоковольтных трансформаторов классом напряжение от 6 до 750 кВ.

В связи с большой загруженностью производства есть необходимость в непрерывном электроснабжении предприятия. Обеспечивается это собственной подстанцией классом напряжения 110 кВ.

Электроснабжение завода происходит от ГПП -1 «Тольяттинский трансформатор», оснащенной двумя ТРДН-25000/110.

Для оценки состояния трансформаторного оборудования установленного на подстанции был проведен анализ состояния.

1.5.1 Осмотр силового трансформатора ТРДН – 25000/110

Осмотр силового трансформатора включает в себя проверку:

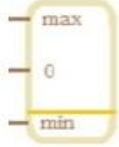
- состояние фарфоровых изоляторов на наличие (трещин, сколов, загрязнения);
- целостность термосигнализаторов, термометров, маслоуказателей, газовых реле, мембраны выхлопной трубы;
- герметичность вводов;
- состояние индикатора силикагеля в воздухоосушителях;
- наличие масла в масляном затворе;
- состояние соединений маслопроводов, системы охлаждения, бака, вводов, термосифонных фильтров;
- отсутствие течи масла, отсутствие механических повреждений;
- исправность элементов заземляющего устройства;
- состояние гравийной подсыпки в приемке под трансформатором.

Данные о проведение внешнего осмотра на установленном оборудовании подстанции внесено в бланк осмотра и представлено на рисунке 7.

БЛАНК ОСМОТРА
Силового трансформатора

Шенилова И.Л.	23.04.2017
ФИО	Дата осмотра
	13:40
подпись	время

Объект осмотра ТДН – 25000/110

Наименование показаний		Показания
Температура окружающей среды, °C		22
Температура масла, °C		83
Уровень масла		
Цвет масла		Светло - коричневый
Цвет силикагель		Голубой
Течь масла		Присутствует
Характер шума трансформатора		Повышенный гул
Измерительные приборы	А, А	400
	V, В	380

Примечания: Трансформатор находится в удовлетворительном
состоянии, присутствует течь масла, количество масла близко к
минимальному, температура масла превышает допустимое значение

Рисунок 7 – Внешний осмотр трансформатора

1.5.2 Испытания трансформаторного масла силового трансформатора ТРДН – 25000/110

Испытания трансформаторного масла представлены на рисунке 8.

Протокол № 9 от 11.05.2017 испытания трансформаторного масла		
Объект анализа: Трансформаторное масло		
Заказчик: Тольяттинский трансформатор цех №22		
Цель проведения испытаний: контроль		
Проба отобрана из трансформатора: ТРДН - 25000/110		
Результаты испытаний		
№ п/п	Наименование показателей	Результат
1	Кислотное число, мг КОН на 1 г масла	0,29
2	Содержание водорастворимых кислот	прис. кислот; отс. щелоч
3	Температура вспышки в закрытом тигле, °С	143
4	Содержание механических примесей	отс
5	Тангенс угла диэлектрических потерь при 90°С	2,1
6	Влагосодержание, %массы (г/г)	отс
7	Пробивное напряжение, кВ	50
Заключение: Представлены фактические данные для принятия решения о возможности дальнейшего использования		
Испытание производил	Чикшева Н.Ю. фамилия, инициалы и подпись	
Начальник лаборатории	Медведская В.В. фамилия, инициалы и подпись	

Рисунок 8 – Протокол испытания трансформаторного масла

1.5.3 Испытания на измерение сопротивления изоляции трансформатора ТРДН – 25000/110

Протокол № 55 от 02.04.2017 измерение сопротивления обмоток изоляции

Объект анализа: Силовой трансформатор

Заказчик: Тольяттинский трансформатор цех №22

Цель проведения испытаний: контроль

Паспортные данные трансформатора

Тип	Мощность, кВА	Номинальное напряжение (кВ)		Потери х.х., Вт	Потери к.з., Вт	Напряжение к.з., %	Ток х.х., %	Схема и группа обмоток
ТРДН-25000/110	25000	ВН	НН	25	120	10,5	0,65	Y/Y0
		115	10,5					

Результаты испытаний трансформатора

Схема измерения	R _{из.} МОм		K _{абс.}
	15 сек.	60 сек.	
ВН-З	1200	1000	0.83
НН-З	1170	1000	0.85
ВН-НН	1800	1500	0.83

Заключение: Измерения проводились при температуре 30 С0
Сопротивление изоляции у обмоток трансформатора находятся
в удовлетворительном состоянии. Каб показал, что в изоляции
присутствует влага

Испытание производил Ясупова У. Н.
фамилия, инициалы и подпись

Начальник лаборатории Шилкин А.Э.
фамилия, инициалы и подпись

Рисунок 9 – Протокол измерений сопротивления изоляции трансформатора

Согласно полученным данным о внешнем состоянии трансформаторного оборудования, по результатам испытания трансформаторного масла и результатам измерения сопротивления изоляции трансформатора невозможно

составить полный отчет о состоянии и работоспособности силового трансформатора. Для составления полного отчета необходимо получить данные:

- о состоянии трансформатора;
- о расчете температурного максимума обмотки;
- о состоянии изоляции трансформатора;
- об управлении радиатором;
- о термическом старении;
- о максимально допустимой мощности;
- о расчете нагрузки;
- об износе контактов РПН;
- о контроле содержания водорода в масле;
- о контроле содержания влаги в трансформаторе и РПН;
- о температурном балансе трансформатора;
- о температурном балансе РПН / положении РПН;
- об обработке событий;
- о температуре окружающего воздуха;
- о температуре масла в верхней / нижней точке бака;
- о токах высокого / низкого напряжения.

Имеющиеся измерительные приборы на подстанции не позволяют сделать данных замеров. Данную проблему можно решить установкой систем мониторинга и контроля на подстанции.

Система мониторинга и контроля позволит снимать параметры работы силового трансформатора мгновенно, составляя отчет о его состоянии и контролировать возникновение дефектов, образующихся под влиянием частичных разрядов.

Отсутствие контроля над возникновением частичных разрядов могут привести к выходу высоковольтного устройства из строя.

1.6 Вывод по главе 1

1. Произведен анализ парка трансформаторного оборудования в современных условиях российской энергетики. В ходе анализа выявлены существенные проблемы, связанные с обновлением трансформаторного парка, которые вызваны сокращением финансирования данной области. В таких условиях увеличение срока службы трансформаторов становится актуальной проблемой.

2. Рассмотрены особенности трансформаторного оборудования и его реакция на различные внешние и внутренние воздействия, влияющие на срок службы силового трансформатора.

3. Рассмотрены внешние и внутренние воздействия, влияющие на работу силового трансформатора. Установлено, что в настоящее время одной из существенных проблем является возникновение частичных разрядов в изоляции силового трансформатора. Следствием этого процесса является выход из строя обмоток силового трансформатора, разрушение изоляции, возникновение различных дефектов, влияющих на работоспособность высоковольтного устройства.

4. Проведен анализ трансформаторного оборудования подстанции предприятия ООО «Тольяттинский Трансформатор». Для составления анализа собраны данные о внешнем состоянии оборудования, наличие влаги в охлаждающей жидкости и произведен замер сопротивления изоляции. Полученные данные не позволяют дать полную оценку состояния трансформаторного оборудования. Существующие измерительное оборудование на подстанции не позволяет составлять полноценный анализ трансформаторного парка подстанции и производить мониторинг образования дефектов силового трансформатора, вызванных частичными разрядами. Возникает необходимость установки систем мониторинга и контроля состояния высоковольтного устройства.

2 Исследование частичного разряда в изоляции силовых трансформаторов

2.1 Определение понятия частичного разряда

Основным фактором, вызывающим поломки силового трансформатора, является возникновение частичного разряда. Частичные разряды – это искровой разряд очень малой мощности, образующейся внутри изоляционных элементов конструкции или на их поверхности, с течением времени разрушая их и приводя к пробое. Длительность процесса может занимать несколько месяцев, а может затянуться и на несколько лет. Возникновение частичных разрядов связано с дефектами в элементах конструкции изоляции: инородные включения в материалах изоляции, превышение количества влаги, или увеличение газов в трансформаторном масле.

2.1.1 Условия образования частичного разряда

Продолжительность работы трансформаторного оборудования определяется качеством его элементов изоляционной конструкции. Вследствие чего, изоляция должна выдерживать различные воздействия без нарушения своих свойств. К таким воздействиям относятся:

- воздействия, происходящие при увеличении температуры (тепловые);
- воздействия, происходящие при внешних и внутренних перенапряжениях (электрические);
- воздействия механического характера (механические).

При продолжительном времени, воздействия влияют на элементы конструкции силового трансформатора, что приводит к повышению температуры обмоток, магнитопровода, частей изоляции. Длительные тепловые

воздействия приводят к уменьшению времени старения изоляции и образованию в ней частичных разрядов.

Частичные разряды образуются благодаря существованию двух процессов – эксплуатационный и физический.

2.1.2 Физический процесс образования частичного разряда

В элементах конструкции изоляции в процессе старения образуются масляные прослойки, газовые включения инородные вкрапления их графическое представление изображено на рисунке 10.

Геометрические размеры масляных прослоек достигают размеров равных двойной толщине телефонной бумаги. Газовые включения находятся в диапазоне от $\varnothing 10$ до $\varnothing 100$ мкм. Диаметр, превышающий величину 1мм, считается дефектом бумажно-бакелитовой изоляции, и такая конструкция может быть отнесена к изоляции с удовлетворительными характеристиками.

Самым популярным видом дефекта изоляции принято считать воздушные и газовые пузырьки. Это связано с низкой диэлектрической проницаемостью воздушных промежутков. Из-за разности диэлектрической проницаемости между твердой изоляцией и диэлектрической изоляцией газовой составляющей происходит образование ионизационных процессов в режиме нормальной работы.

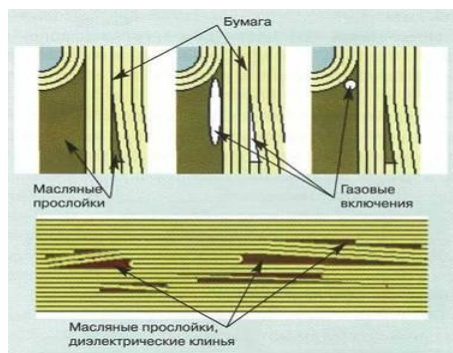


Рисунок 10 – Масляные прослойки и газовые пузырьки в бумажно-масляной изоляции

Наиболее удобный способ имитации механического образования частичных разрядов осуществим через схему замещения, представленную на рисунке 11.

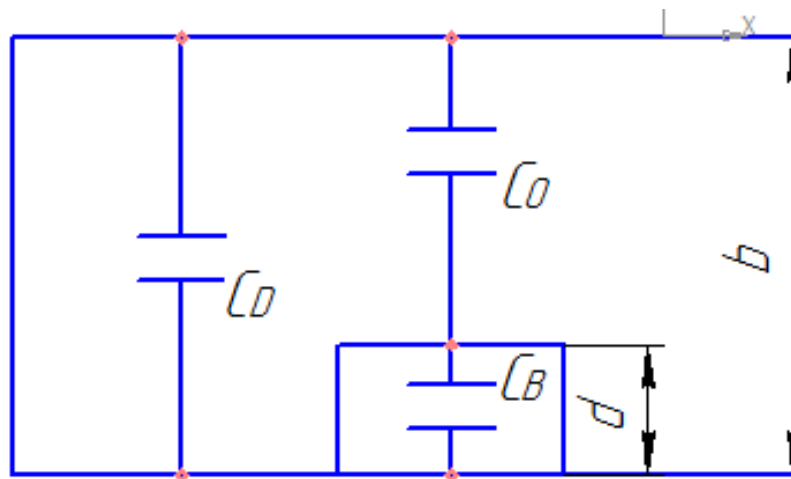


Рисунок 11 – Схема замещения изоляционного промежутка

Напряженность электрического поля в месте возникновения частичного разряда вычисляется по формуле 4.

$$E_{\text{вкл}} = \frac{C_0}{C_b + C_0} \cdot \frac{b}{d} \cdot E_{\text{пр}}, \quad (4)$$

где C_0 – емкость изоляции между поверхностью включения и электродом, C_b – емкость включения, $E_{\text{пр}}$ – электрическая прочность диэлектрика, в котором возникает частичный разряд, b – толщина изоляции, d – толщина газового включения.

Воздействие переменного напряжения влияет на поверхность диэлектрика, образуя слой связанных зарядов, плотность которых меняется согласно закону, по которому меняется напряжение и, следовательно, и напряженность поля во включении. При изменении напряжения произойдет

возникновение электрического разряда, который будет отвечать требованиям условия:

$$E_{\text{вкл}}^{\rightarrow} \geq E_{\text{пр}}, \quad (5)$$

Под влиянием напряжения нормального режима работ среднее значение напряженности электрического поля в данной системе, не имея видимых дефектов, может находиться в диапазоне от 2 до 4 кВ/мм, следовательно, наибольшая прочность диэлектрика определяется по формуле:

$$E_{\text{макс}} = \frac{\varepsilon_{\text{б}}}{\varepsilon_{\text{м}}} \cdot E_{\text{ср}}, \quad (6)$$

где $\varepsilon_{\text{б}}$ – относительная диэлектрическая проницаемость бумаги (2 – 3,5), $\varepsilon_{\text{м}}$ – относительная диэлектрическая проницаемость масла (1,7 – 6,8).

Делая вывод на основе выше представленных формул и условий можно сказать, что масляные прослойки обладают большей напряженностью электрического поля. Масляные прослойки толщиной до полу миллиметра имеют электрическую прочность более 20 кВ/мм, что превышает значение максимальной напряженности электрического поля во включении $E_{\text{макс}}$ (3,4 – 6,8) кВ/мм, следовательно масляные прослойки обладают большой прочностью в нормальном режиме. При увеличении значения напряжения в два раза происходит увеличение значения напряженности поля на ту же величину. $E_{\text{макс}}$ становится равной 13,6 кВ/мм. Это значение не допускает возникновения пробоя диэлектрика, а значит, и нет возможности для образования частичных разрядов.

2.1.3 Эксплуатационные условия образования частичного разряда

Возникновение частичных разрядов во время работы силовых трансформаторов связано с различными воздействиями на изоляционные конструкции, в частности, такие как чрезмерное повышение температуры, и увеличение влагосодержания в материале изоляции.

«Следует отметить, что все электрические характеристики, основанные на параметрах тока абсорбции, взаимосвязаны и изменение одной из них означает, что соответственно должны измениться и другие. Отличие может быть преимущественно в диапазоне изменения». [16, с. 421].

Для определения степени увлажнения и загрязнения используют коэффициент абсорбции. Определяется он согласно формуле представленной ниже:

$$K_{аб} = \frac{R_{60}}{R_{15}}, \quad (7)$$

где R_{60} – сопротивление после подачи напряжение через 60 сек, R_{15} – сопротивление после подачи напряжение через 15 сек.

«Для залитого маслом трансформатора значение коэффициента абсорбции зависит от значений сопротивления изоляции, температуры, проводимости масла, а также от конструкции участка (степени заполнения твердой изоляцией).

Традиционно считается , что хорошая изоляция характеризуется значением $K_{аб} > 1,3$.

Однако, при высоком сопротивлении масла постоянная времени поляризационных процессов может быть соизмерима со временем измерения сопротивления изоляции, и коэффициент абсорбции может быть близок к единице». [16, с. 421].

Ниже представлены график зависимости сопротивления от тока (рисунок 12), зависимости электрической прочности от степени сушки (рисунок 13), зависимости электрической прочности изоляции от температуры (рисунок 14), зависимости электрической прочности изоляции от количества влаги (рисунок 15).

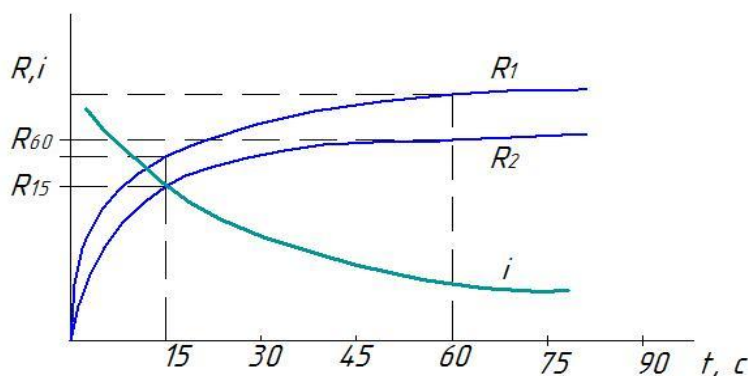


Рисунок 12 – Зависимость сопротивления изоляции и тока в ней от времени

На рисунке 12 представлен график зависимости сопротивления изоляции от времени, где характеристики R_1 и R_2 значения сопротивлений при постоянной температуре t_1 и t_2 . Для изоляции, не содержащей влагу значение абсорбции равно от 1,5 до 2, для обратного случая это значение близко к 1. Данное значение сильно зависимо от температуры, поэтому сбор данных осуществляется при значениях температуры от 9 до 29 °С. Нормальным состоянием изоляции принято считать, если выполняется условие $K_{аб} \geq 1,3$.

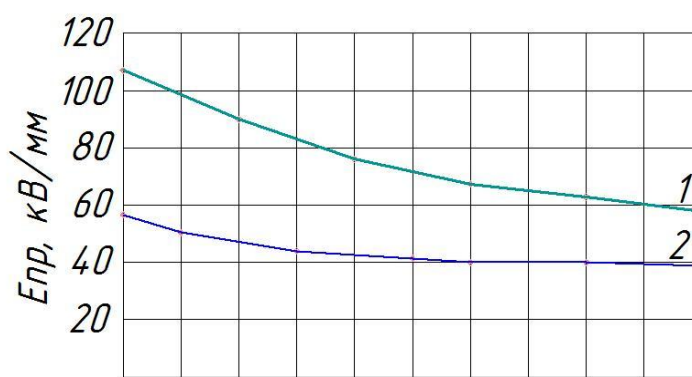


Рисунок 13 – Зависимость электрической прочности бумаги от степени сушки

На рисунке 13 представлен график зависимости электрической прочности от степени высушенной изоляции. Первый график характерен для изоляции хорошо высушенной, второй график для плохо высушенной изоляции. Этот результат достигается сушкой в процессе изготовления изоляции, увеличение процента содержания влаги с 0,5 до 1,2% уменьшает жизнь изоляции в 6 раз.

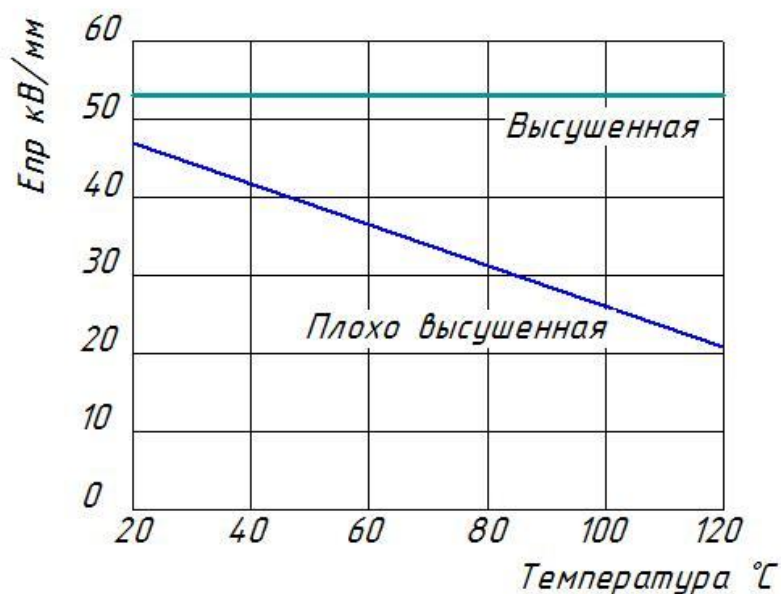


Рисунок 14 – Зависимость электрической прочности изоляции от температуры

На рисунке 14 представлен график зависимости электрической прочности изоляции от температуры. Данный график показывает, что температура влияет только на плохо высушенную изоляцию, и не оказывает влияние на изоляцию с нулевым процентом влаги.

Огромное значение на электрическую прочность и продолжительность работоспособного состояния изоляции оказывает наличие в ней влаги. Влага, содержащаяся, в воздухе попадает в охлаждающую жидкость силового устройства, впоследствии впитываясь в элементы конструкции изоляции. На рисунке 15 представлен график зависимости электрической прочности изоляции от количества влаги в ней.

При проектировании изоляции силового трансформатора учитывают следующие значения процентного влагосодержания в бумажно-бакелитовой изоляции:

- до 0,8% изоляции свежевыпеченного трансформатора;
- до 2% хорошее рабочее состояние;
- до 3,3% первый этап ухудшения бумаги в изоляции;
- до 5,5% возникновение пробоев при температуре 90 °С;
- до 7% возникновение пробоев при температуре 50 °С;
- от 8% изоляция в ужасном состоянии, необходимо вывести силовое устройство из работы.

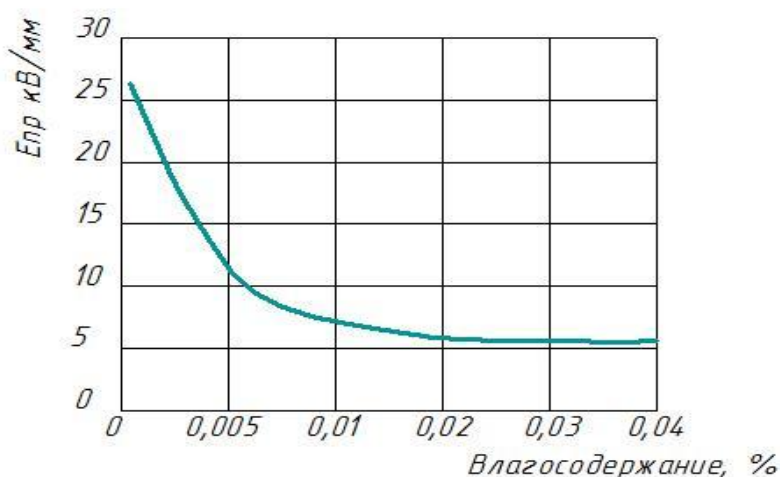


Рисунок 15 – Зависимость электрической прочности изоляции от количества влаги

Помимо уменьшения электрической прочности увеличение влаги влечет за собой возможность образования в охлаждающей жидкости пузырьков воздуха, способных привести к увеличению скорости старения изоляции, а значит и всего силового трансформатора в целом.

2.1.4 Первичные испытания на образование частичного разряда в изоляции эксплуатационные условия образования частичного разряда

Зная природу возникновения частичных разрядов в изоляции можно их изучать, для этого проводятся специальные испытания, которые вызывают частичные разряды в изоляции силовых трансформаторов.

Испытания регламентированы, и выполняются в соответствии с ГОСТом Р-55191-2012, они являются главными испытаниями при проверке изоляции на заводе изготовителя. Схема для проведения испытаний представлена на рисунке 16.

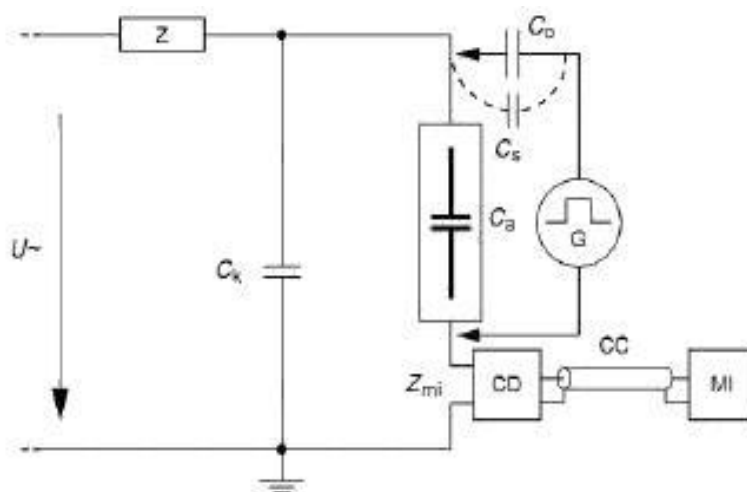


Рисунок 16 – Схема испытания оборудования высоким напряжением и измерение частичных разрядов

Существует два уровня частичных разрядов возникающих в элементах конструкции изоляции силового трансформатора:

- первый уровень – кажущийся заряд величиной 1000 пКл;
- второй уровень – кажущийся заряд величиной от 2000 до 30000 пКл.

Величина заряда, возникающая в изоляции, строго регламентирована ГОСТом 1516.3-96, и не должна, превышать 3мКл.

Испытания, проходящие в условиях производства, имитируют условия и перегрузки во время работы для каждого конкретного типа высоковольтного устройства. Большинство испытаний, как правило, ориентированно на проверку и надежность изоляции, ведь именно она отвечает за срок эксплуатации оборудования.

Общепринято среди заводов изготовителей при выпуске продукции и передачи его заказчику прикладывать к трансформаторному оборудованию документы с рекомендациями по техническому обслуживанию и выполнению калибровки.

2.2 Параметры частичных разрядов

Для определения параметров частичных разрядов в Европе действует единый международный стандарт МЭК-60270.

Взяв за основу фазовое распределение импульсов ЧР, можно получить мгновенное значение действующего напряжения. Стоит отметить, что далеко не все устройства могут улавливать фазовое распределение импульсов, за исключением случаев, когда установлен датчик улавливания, прибор без труда определяет импульсы разрядов с двух или даже с трех фаз.

«Partial Discharge Intensity» - диагностический параметр, предлагаемый американским стандартом, помогающий в решении вопроса по измерению и анализу частичных разрядов. Параметр в отличие от считывания мгновенного значения напряжения использует действующее значение импульса. Параметр считается одним из основных, требуемых для составления оценки частоты разрядов в исследуемом устройстве.

Главными параметрами единичного ЧР является частота и продолжительность действия импульса частичного разряда.

Основные параметры, характеризующие единичный частичный разряд, представлены на рисунке 17. Согласно данному графику выделяем три основных параметра:

Q – численное значение заряда, пропорционально максимальной амплитуде импульса;

F – частота импульса частичного разряда, обратно пропорциональна продолжительности первого фронта импульса умноженной на 4;

T – продолжительность импульса частичного разряда, находится по уровню 10% от наибольшего показания импульса.

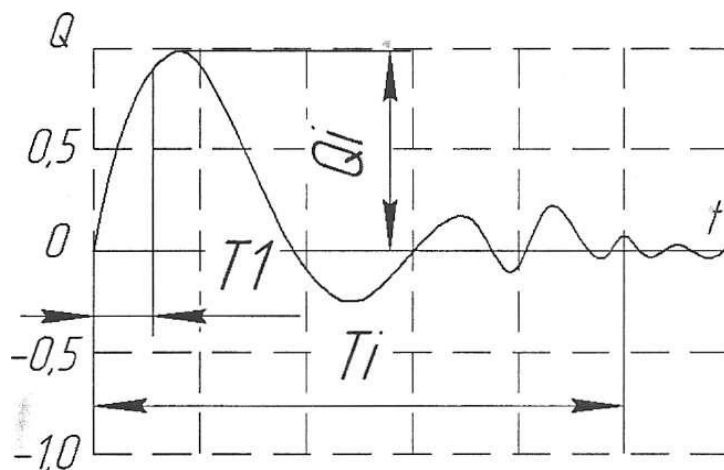


Рисунок 17 – Основные параметры единичного частичного разряда

Следуя графику представленного на рисунке 17, можно сделать вывод о характеристике частичного заряда. Частота импульса частичного заряда имеет различные варианты значений, и изменяется в зависимости от времени и максимального значения и со временем угасая. Все параметры изменяются во времени постоянно. Появление импульса происходит в дефектном месте, после этого он расходится различными способами по окружающей его среде и, создавая в ней сигнал, который регистрируется датчиками.

Достоверная частота импульса определяется только параметрами переднего фронта, что соответствует выражению:

$$F = \frac{1}{4} \cdot T, \quad (8)$$

где F – частота импульса, T – продолжительность действия импульса.

«Согласно этому выражению, величина «длительности одного периода импульса частичного разряда» можно определить как длительность переднего фронта импульса, умноженная на четыре. Данное определение не нужно путаться с другим, более общим параметром, тоже часто используемым, называемым «длительностью импульса частичного разряда. Этот параметр мы определим иначе.

Общая «длительность импульса частичного разряда». С расчетом этого параметра импульса частичного разряда дело обстоит существенно проще. Для этого необходимо только принять решение о моменте времени, который следует считать окончанием импульса частичного разряда. Дело в том, при медленном затухании импульса в определении этого параметра может быть большой произвол». [24]

Импульс частичного разряда можно считать потухнувшим в том случае, когда амплитуда его станет в 10% меньше от максимального значения амплитуды этого сигнала. Для простоты вычислений принято брать ограничение в 10%, ведь при наименьшем значении процесс определения становится более трудоемким и чаще всего в этом виноват шум.

2.2.1 Измерение величины частичного разряда

Чаще всего дефекты находятся внутри изоляции силового трансформатора, и расположить устройство для регистрации внутри бака устройства не представляется возможным. Считывающее оборудование подключают к наружным элементам. В связи того, что сигнал импульса с течением времени ослабевает и искажается определить место его нахождения и причину дефекта, вызвавшего этот импульс, считывая только величину сигнала, невозможно. Поэтому есть необходимость определить место возникновения и тип дефекта, по причине которого произошел импульс частичного разряда.

2.2.2 Определение типа источника сигналов частичных разрядов

В процессе отсеивания ненужных сигналов есть возможность определить тип этих сигналов по их амплитудно-фазовой характеристике и ее зависимости от времени. Нахождение дислокации источника сигнала частичных разрядов, методом сравнения типа сигнала в разных точках устройства, способствует более точному сбору информации. Определение поломок происходит исходя из эмпирических данных и накопленного опыта. В настоящее время определение типа источника частичного разряда процесс трудоёмкий, требующий огромного опыта и высокой квалификации сотрудников.

При выполнении анализа стоит обратить внимание на знание конструкции, уделить особое значение параметрам данных элементов, и изучить требования к проведению испытаний. Следует учитывать, что для получения достоверного результата необходимо использовать знания комплексно.

Требования, при определении типа источника частичного разряда, заключаются в обязательном наличии амплитудного и фазового разрешения сигналов и использования устройства для сбора информации и ее хранения в течение длительного промежутка времени.

2.2.3 Определение степени опасности частичного разряда

Узнать когда и в какое время произойдет пробой из-за действия частичного разряда в нынешних условиях невозможно. Это связано с самой природой возникновения частичного разряда. Изучая собранные данные можно сказать, что встречаются случаи уменьшения амплитуды частичного разряда, но увеличивается интенсивность их появлений непосредственно перед пробоем изоляции. Вследствие этого на данный момент нет возможности определить точное время пробоя изоляции, поэтому целесообразно проводить мониторинг на наличие частичных разрядов постоянно, для предотвращения пробоев.

Наиболее эффективным способом мониторинга является периодичность сбора данных за каждые 13-18 минут, в течение периода от нескольких часов до нескольких суток. Для верного определения типа дефекта и его дислокации, необходимо использовать данные комплексно, что позволит разбить дефект на стадии.

Развитие дефекта можно разбить на три стадии – начальную, среднюю и конечную. Это позволяет принять верное решение относительно силового трансформаторного оборудования.

2.3 Методы определения частичного разряда

Изучение природы возникновения частичного разряда является самой сложной задачей для всех методов его измерения. Большинство значений физических величин, зарегистрированных во время измерений, сильно зависят от природы источника частичного разряда, а также от состояния окружающей его среды. Различные состояния среды или условия возникновения частичных разрядов влияют на окончательные результаты измерений. Существует множество лабораторных испытаний, в которых, применяя различные воздействия на окружающую среду, можно генерировать возникновение частичного разряда. Например, менять уровень напряжения, тип масла (минеральное, растительное, синтетическое, силиконовое и др.), состояние масла (загрязненное, коррозионный сульфур, газы и др.), температуру или давление.

Для обеспечения верного анализа результатов измерений необходимо обеспечить объективное сравнение снятых данных с общей базой данных. В большинстве случаев индивидуальный относительный результат измерения не является верным, и его показания могут отличаться в зависимости от датчиков, используемых при сборе информации, и состояния окружающей среды.

Другим важным аспектом анализа частичного разряда является нахождение места его возникновения. Обнаружить дефект, вызывающий

частичный разряд в силовом трансформаторе, можно с помощью правильной установки датчиков, считывающих нахождение дефекта.

Для осуществления контроля над параметрами частичных разрядов используют системы мониторинга, работающие онлайн. Данные системы осуществляют сбор данных при нормальных режимах работ. К таким данным относятся: температура охлаждающей системы, напряжение обмоток и возбуждение магнитной системы.

Руководствуясь ГОСТом 20074-83, осуществляя сбор данных о параметрах, строя по ним характеристику можно контролировать процессы, ведущие к ухудшению изоляции трансформатора, а соответственно к уменьшению срока службы его работы.

В настоящее время известны и применяются различные методы регистрирования и анализа возникновения частичных разрядов, основанные на различных физических явлениях. Выделяют шесть методов определения возникновения частичных разрядов.

Наиболее часто применяемыми являются: акустический метод, основанный на генерации звуковой волны во время интенсивности частичных разрядов, оптический метод, основанный на светоизлучении, термический метод, основанный на теплоотдаче, химический метод, основанный на анализе растворенного газа, электрический метод, основанный на импульсном анализе тока переходного напряжения, и электромагнитный, основанный на электромагнитном излучении высокой частоты.

Рассмотрим каждый метод подробно.

2.3.1 Электрический метод

Из всех методов только электрический является прямым методом измерения частичных разрядов, что означает, что он предоставляет точную информацию о тестируемых явлениях, то есть конкретную величину заряда. Все другие выше упомянутые методы, являются нетрадиционными, то есть

используют косвенные методы измерения. Тем не менее, все нетрадиционные методы поддерживают только оценку интенсивности частичного разряда и оценку суммарного значения его величины.

Электрический метод делится на четыре способа проведения измерения:

- регистрация частичных разрядов электрическими датчиками;
- регистрация частичных разрядов с помощью антенн;
- косвенные методы регистрации частичных разрядов;
- электрический метод измерения характеристик частичных разрядов.

Получение точной информации зависит от правильной установки датчиков, непосредственно рядом с объектом измерения. Обезопасить измерения от различных помех, можно путем проведения комплексных мер и специального оборудования.

Данный метод, при проведении испытаний, не наносит существенного вреда изоляции, так как при испытаниях значение величины напряжения близко к нормальному режиму работы силового трансформатора.

Для проведения измерения в силовом высоковольтном устройстве используются электрические датчики, снимающие изменения характеристик высоковольтных вводов (емкость ввода, $\tan \delta$ угла диэлектрических потерь и др.).

2.3.2 Акустический метод

Метод, основанный на генерации звуковой волны во время активности частичных разрядов. Датчики, установленные, так как указано на рисунке 18, передают информацию онлайн в компьютер, собирающий общую информацию. Компьютер моделирует частоту сигналов согласно интенсивности частичных разрядов, и составляет из них график амплитудного значения, выводя ее на экран осциллографа.

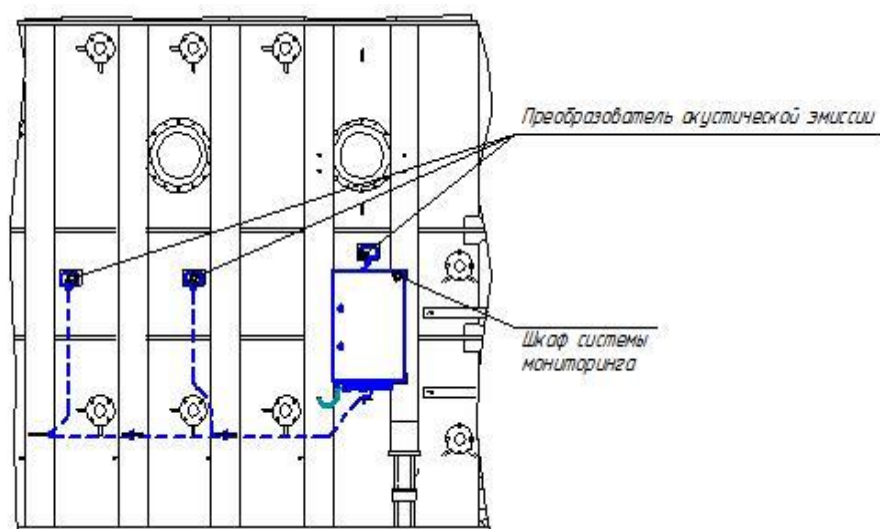


Рисунок 18 – Установка акустических датчиков

На рисунках 19 и 20 представлены графики для сильно интенсивного сигнала и для нормального режима работ соответственно.

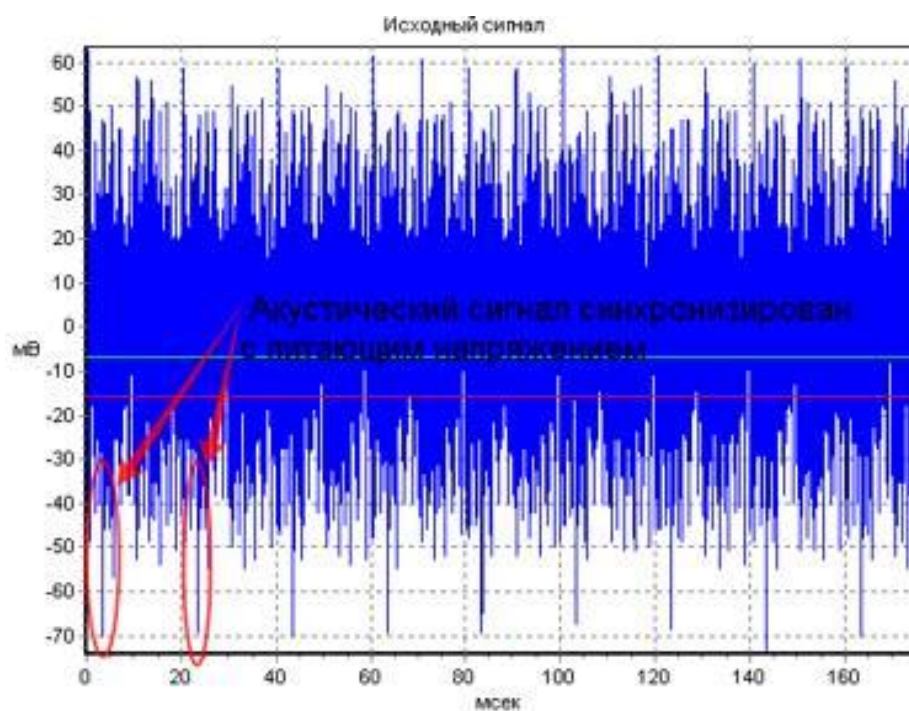


Рисунок 19 – Осциллограмма интенсивного сигнала

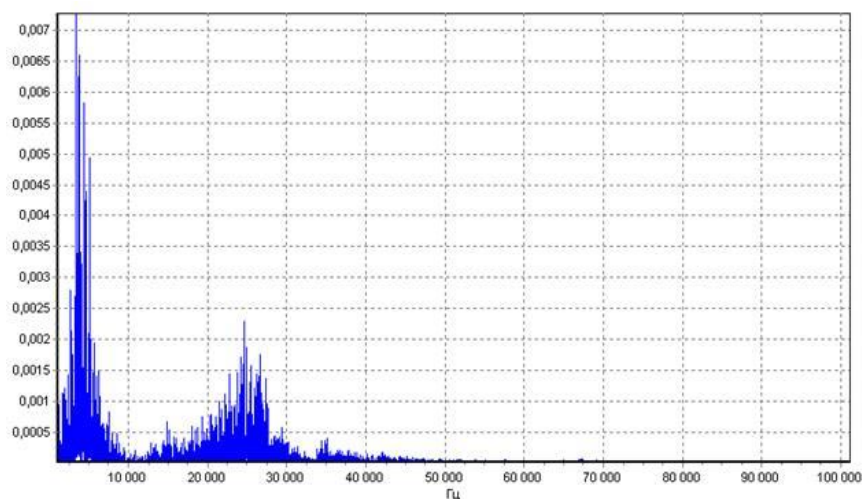


Рисунок 20 – Осциллограмма нормального режима работы

«Акустический метод дает возможность геометрической локации источника сигналов. Акустическая детекция проводится обычно после обнаружения симптомов ЧР по результатам анализа растворенных газов.

Метод менее чувствителен к источникам, расположенным внутри изоляционной структуры. На распространение сигналов оказывает существенное влияние расположение барьеров главной изоляции.

Эффективность метода значительно повышается при его комбинации с электрическим методом и синхронизацией сигналов ЧР.

Для регистрации ЧР применяются широкополосные акустические датчики от 30 до 150 или даже 500 кГц, а также резонансные датчики 125-150 кГц. До 8-24 датчиков устанавливаются вокруг бака на разной высоте. В некоторых случаях датчики устанавливаются внутри бака трансформатора, что может обеспечить чувствительность 100 пКл на уровне помех до 10,0 пКл. В странах СНГ нашли широкое применение индикаторные акустические проборы типа АИР, которые обеспечивают чувствительность не менее 10 дел/мВ в полосе частот 40-500 кГц». [16, с. 422-423].

Акустический метод имеет недостатки, связанные с невозможностью регистрировать сигналы, возникающие в глуби изоляции, поэтому целесообразно использовать его совместно с электрическим методом.

2.3.3 Химический метод

Метод основывается на пропорциональном сравнении количества газов в охлаждающей жидкости изоляции к интенсивности частичных разрядов в ней. Так же метод учитывает влагосодержание в бумажно-бакелитовой изоляции.

Для осуществления данного метода устанавливаются газоанализаторы, от которых информация передается онлайн к компьютеру, собирающему всю информацию о мониторинге и делающему вывод об интенсивности частичных зарядов в силовом высоковольтном устройстве.

Определив уровень влаги и концентрацию газа в масле можно спрогнозировать возникновение пробоев в изоляции. Химический метод включает в себя несколько методов измерения частичных разрядов: метод Роджерса, метод Дорненбурга, Метод «ключевого» газа, метод нормограмм, метод треугольник Дюваля. Химический метод использует большое количество различных датчиков и собирает большое количество информации, что делает его достаточно продуктивным, а в совокупности с электрическим методом можно собрать и проанализировать тип и место возникновения дефекта в изоляции силового трансформатора.

Классификация уровня загрязнения масла представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Классификация уровня загрязнения масла

Класс загрязнения по ISO	Число частиц на 100 мл при размерах 5/15мкм	Уровень загрязнения	Пример уровня загрязнения масла силовых трансформаторов
До 8/5	250	Отсутствует	Требуемая по МЭК чистота сосуда

Класс загрязнения по ISO	Число частиц на 100 мл при размерах 5/15мкм	Уровень загрязнения	Пример уровня загрязнения масла силовых трансформаторов
9/6-10/7	1000/130	Низкое	Отличная чистота, приемка на заводе
11/8-15/12	$32 \cdot 10^3 / 4 \cdot 10^3$	Нормальное	Типичный уровень для эксплуатации
16/13-17/14	$130 \cdot 10^3 / 16 \cdot 10^3$	Крайнее	Уровень в значительном числе трансформаторов
18/15 и выше	Еще больше	Высокое	Редкий уровень загрязнения, указывающий обычно на недостатки эксплуатации

2.3.4 Электромагнитный метод

Данный метод использует электромагнитные волны для обнаружения источника частичного разряда. Метод можно использовать на расстоянии, поэтому иногда его называют дистанционным. Преимуществом данного метода является его независимость от класса напряжения трансформатора. Существенным минусом является влияние электромагнитных импульсов на элементы конструкции от датчиков, собирающих данные о частичных разрядах.

2.3.5 Термический метод

Метод заключается в использовании термокрасок. Недостатком данного метода является невозможность засечь сигналы, исходящие из глубины изоляции. Метод используется для определения зон нагрева на поверхности силового трансформатора и определяет места, где температурный режим превысил нормальную температуру эксплуатации.

2.3.6 Оптический метод

Самый первый метод измерения частичных разрядов. Характеристика возникновения частичных разрядов в элементах конструкции изоляции проводилась с помощью оптических датчиков.

Анализ и оценка явления возникновения частичного разряда в изоляции силового высоковольтного устройства при нормальных условиях эксплуатации, по-прежнему остается одним из важнейших факторов.

2.4 Надежность методов оценки изоляции

Надежность методов оценки изоляции на возникновение частичных разрядов напрямую зависит от своевременного начала диагностирования конструктивных элементов силового высоковольтного устройства. Так же не стоит забывать об ослаблении сигнала частичных разрядов, при проходе через толщину изоляции сигнал ослабевает, хотя в зоне возникновения равен 1 нКл и выше, что приводит к разрушению изоляции.

При проведении мониторинга внимание на возникновение частичных разрядов обращают при их величине от 50 до 500 пКл. Для идентификации разрядов в зонах с большим коэффициентом ослабления стоит использовать акустические датчики повышенной чувствительности. В случае соблюдения всех нюансов, система мониторинга позволит собрать точную информацию о

возникновении частичных разрядов и о состоянии изоляции силового трансформатора.

2.5 Вывод по главе 2

1. Во второй главе диссертации исследованы различные процессы возникновения частичного разряда в изоляции, силового высоковольтного устройства. Рассмотрены физический и эксплуатационный процессы. При физическом процессе возникновения частичных разрядов, вызванных непродолжительным перенапряжением, увеличивается напряженность электрического поля. Также существенную роль в ухудшении изоляции играет увеличение количества влаги и повышенная температура токоведущих частей трансформатора.

2. Изучены основные параметры, определяющие частичный разряд: величина заряда, частота импульса, продолжительность действия заряда.

3. Рассмотрены методы измерения частичного разряда. Для точной идентификации частичного разряда необходимо использовать методы комбинированно, именно такой подход в измерении частичных разрядов позволит собрать больше информации о видах и типах дефектов, и предотвратить раннее разрушение изоляции силового трансформатора.

3 Разработка мероприятия по внедрению системы диагностики и мониторинга для ГПП-1 «Тольяттинский Трансформатор»

3.1 Функция систем мониторинга

За бесперебойную работу и надежность силового трансформатора отвечает целый комплекс различных систем, который делится на три группы:

- система диагностики и мониторинга. Система предусмотрена для оперативной проверки и контроля над состоянием силового трансформатора, обнаружение на ранних стадиях появляющихся дефектов и прогноз на их дальнейшее развитие. На результатах анализа данной системы строятся графики ремонтных и сервисных работ, способных предупредить развитие ситуации, приводящей к работе в аварийном режиме;

- система релейной защиты и автоматики. Это система, представляющая собой комплекс из измерительных коммутационных устройств, отключающих силовой трансформатор при ненормальных режимах работы и в случаях, приводящих к повреждению. Данная система собирает данные с датчиков системы РЗА обрабатывает их, предотвращает или сводит к минимуму затраты на устранение после аварийного режима работы силового высоковольтного устройства;

- системы диспетчерского управления и мониторинга. Система позволяет управлять нормальными режимами работы силового трансформатора, контролируя элементы энергосистемы, как по отдельности, так и всю систему в целом.

Взаимосвязь между данными системами графически изображена на рисунке 21. Для правильного понимания тонкости работы структуры в целом, в схему включен элемент «Сервисное обслуживание оборудования».

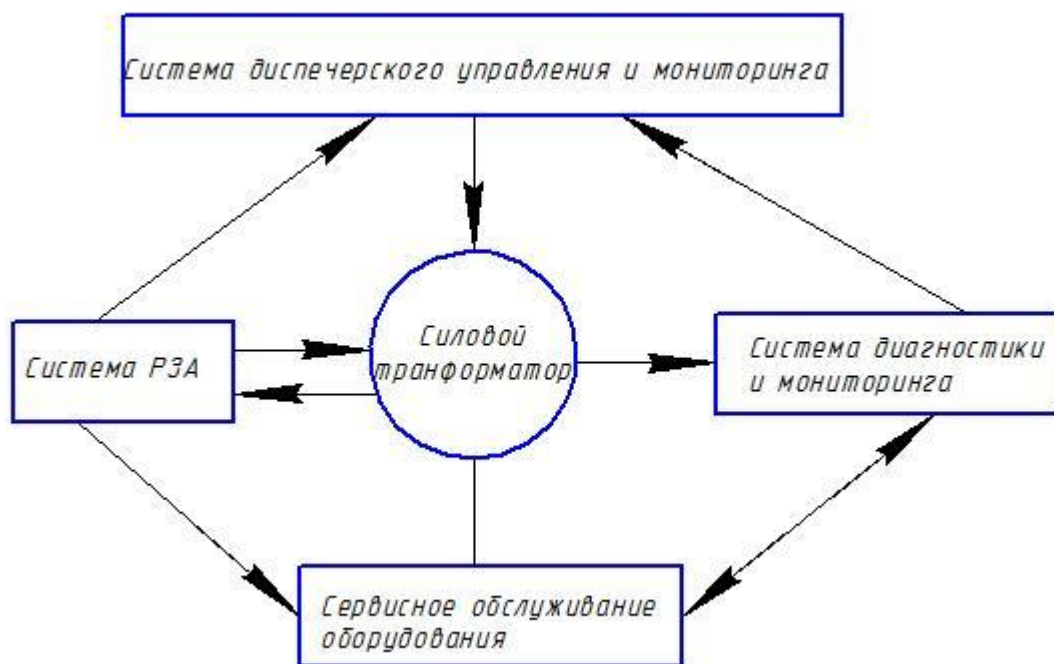


Рисунок 21 – Технологическая взаимосвязь систем управления защиты и мониторинга силового трансформатора

Согласно данной схеме структурной взаимосвязи, система релейной защиты и автоматики представлена минимально задействованной, с остальными системами. Это обусловлено тем, что вследствие работы релейной защиты и автоматики, необходимо поддерживать минимальное изменение параметров работы силового трансформатора, к примеру, выведение трансформатора из работы для планово-предупредительного ремонта (ППР). Конкретно же работа самой системы зависит от срабатывания в ней различных датчиков защиты и блокировки, на основании анализа, собранных данных.

Наиболее существенной разницей между системой релейной защиты и автоматики и системой диагностики и мониторинга, является нацеленность второй на составление итогового результата о техническом состоянии силового трансформатора, нахождение дефектов и составление прогноза о возможности возникновения, из малого дефекта, аварийного режима работы. Конечной целью системы является заключение о работе оборудования, предназначенного для оптимизации работы диспетчерского управления и сервисных служб.

Составленное экспертное заключение о состоянии трансформатора в целом, позволяет выбрать реальные режимы эксплуатации, не всегда совпадающие с паспортными данными, что позволяет продлить срок службы силового высоковольтного устройства с учетом имеющихся в нем ограничений.

Использование полученной информации в целях увеличения срока службы работа трансформатора, называется – обслуживание согласно техническому состоянию. Это значит, проведение ремонтных работ технически обоснованно и способствует увеличению межремонтных циклов и общей продолжительности жизни трансформатора.

Обобщенное предназначение системы диагностики и мониторинга можно обозначить так, система способствует уменьшению работы системы релейной защиты и автоматики за счет уменьшения возможности входа трансформатора в режим аварийной работы. Важно отметить, что данная система касается вопросов связанных только с внутренними дефектами, так как от дефектов, вызванных внешними воздействиями, не застрахован не один трансформатор.

Создание системы диагностики и мониторинга для конкретного оборудования, обеспеченного техническими и программными средствами, можно определить с помощью двух вариантов:

- первый вариант – зависимость от реальных особенностей оборудования;
- второй вариант – зависимость от состояния оборудования.

Система, созданная для нового оборудования, чаще всего выглядит как смешение функций различных систем, включая в себя, и систему диспетчерского управления и мониторинга, и систему релейной защиты и автоматики, и систему диагностики и мониторинга. Особенностью такой системы является, в большей степени, ориентированность на параметры энергетической системы, чем конкретно на мониторинг состояния силового трансформатора, что выдвигает свои требования при проектировании отдельной системы мониторинга, которая предполагает учитывать требования системы мониторинга, следящей за всей системой энергетического объекта.

Кардинально отличается внедрение системы мониторинга на уже работающем оборудовании, и считается более благоприятной. Это связано с тем, что система релейной защиты и автоматики уже отстроена и функционирует, а значит, систему мониторинга можно устанавливать для конкретного оборудования, уделяя больше внимания внедрению новых функций.

«Выбор оптимального по составу набора первичных датчиков является одним из наиболее сложных и ответственных вопросов, возникающих при проектировании и формировании технического задания на поставку систем диагностического мониторинга. При решении этого вопроса необходимо учитывать основные правила, влияющие на объем поставки первичных датчиков:

- Предпочтение нужно отдавать датчикам, измеряющим те параметры, которые позволяют максимально надежно контролировать критические подсистемы для трансформаторов данного типа, в которых в первую очередь возможно возникновение дефектов;

- Необходимо отказываться от использования датчиков, которые будут без необходимости дублировать другие системы управления трансформатором, диспетчерские системы и устройства РЗА. Наиболее часто возникают ситуации, когда системы диагностического мониторинга избыточно насыщают датчиками фазных напряжений и токов, значения которых мало используются в расчетных моделях при определении дефектных состояний трансформатора. Также нет необходимости регистрировать параметры работы элементов РЗА, эти параметры и так подробно регистрируются при помощи многоканальных самописцев, имеющихся на каждой трансформаторной подстанции;

- Необходимо отказываться от датчиков, которые никак не используются при определении технического состояния трансформатора, а носят вспомогательных характер. Такие датчики, по тем или иным причинам,

часто хочет включить в состав системы мониторинга персонал, эксплуатирующий трансформатор.

Применительно к системам диагностического мониторинга силовых трансформаторов разных классов рабочих напряжений ниже будут приведены примеры оптимальных наборов первичных датчиков, обеспечивающих достаточную эффективность диагностики состояния трансформатора при минимальном количестве используемых датчиков, т.е. при минимальной стоимости». [19, с. 3-4].

3.2 Принцип построения системы диагностики и мониторинга

Для создания единообразия при проектировании системы диагностики и мониторинга необходимо руководствоваться стандартом СТО 56947007-29.200.10.011-2008. Системы мониторинга силовых трансформатор и автотрансформаторов. Общие технические требования.

Согласно данному документу систему мониторинга необходимо выстраивать по трехуровневой системе.

Уровень I включает в себя первичные датчики, отвечающие за снятие показаний в работающем устройстве, к таким датчикам относятся: датчики температуры, датчики влагосодержания масла и датчики газосодержания масла.

Уровень II содержит в себе группу контролирующих процессоров, отвечающих за сбор и обработку сигналов, приходящих с датчиков, установленных на уровне I.

Уровень III представлен в виде цельного программно-технического комплекса для всего высоковольтного силового устройства, установленного на подстанции, и выполняет ряд важных задач, таких как:

- математическая обработка данных;
- проведение расчетно-аналитических задач;
- удаленное конфигурирование и проверка работоспособности устройства на уровнях находящихся ниже.

Систему необходимо оснащать современными датчики, программируемыми контролерами и промышленными компьютерами. Автоматизированное рабочее место оснащается в соответствии с требованиями автоматической системой управления, работающей на подстанции.

Для обеспечения надежной работы системы диагностики и мониторинга должны быть обеспечены собственными средствами диагностики и мониторинга, позволяющие предотвращать неисправную работу системы, для поддержания верного сбора информации о силовом трансформаторе, и иметь возможность передавать данные о собственном состоянии на верхние уровни мониторинга.

Первый уровень технически обеспечен для поддержки передачи данных за счет проводных или оптоволоконных линий связи, и способен выдавать информацию о системе на верхние уровни.

Второй и третий уровень поддерживают между собой передачу данных согласно стандартным протоколом обмена, используемых в промышленных локальных сетях:

- Modbus;
- Fieldbus;
- Profibus;
- МЭК-600870-5-10X;
- OPC;
- МЭК-61850.

Сообщение между элементами системы на всех уровнях должны быть осуществлены с помощью данных протоколов, принятых международным сообществом, вне зависимости от производителя и назначения данного устройства.

Построенная система должна обеспечивать надежность, согласно требованиям, выдвигаемым к автоматическим системам управления:

- наработка на отказ – 50000 ч, срок службы не менее 150000 ч – для модулей контроля и управления;

- обеспечение контрольными техническими средствами среднее время восстановления при отказе не более одного часа (без учета времени ожидания обслуживания);
- полная взаимозаменяемость без подстройки и регулировки в процессе эксплуатации однотипных модулей контроля и управления;
- сохранение накопленной и оперативно получаемой информации на автоматизированном рабочем месте оператора даже после отключения или выхода из строя;
- питание программно-технического комплекса верхнего уровня автоматизированного рабочего места оператора должно осуществляться через источник бесперебойного питания;
- автоматическое восстановление работоспособности системы после несанкционированного отключения и последующего включения питания.

Для наглядного визуального представления о структуре системы диагностики и мониторинга представлена таблица 6. На элементы конструкции силового высоковольтного устройства прикрепляются разнообразные датчики контроля, способные собирать информацию об интенсивности частичных разрядов.

Информация об интенсивности частичных разрядов по каналам связи попадает в центр приема и обработки. Центр имеет форму шкафа, оснащенного модульной системой, что позволяет создавать систему диагностики и мониторинга с необходимыми параметрами, для осуществления контроля над силовым трансформатором, что дает возможность уменьшить экономические вложения на реализацию системы мониторинга с необходимыми параметрами.

Все данные, обработанные и собранные в один пункт, от первого уровня по каналам связи передаются на автоматизированное рабочее место, оснащённое специальными программами, способными обработать всю информацию. Данные программы создают архив базы данных о состоянии силового высоковольтного устройства. По требованиям все данные могут быть переданы в автоматическую систему управления на уровень выше.

Таблица 6 – Структура системы диагностики и мониторинга силового трансформатора нацеленная на обнаружение частичного разряда в изоляции

Уровень I – Силовой трансформатор	
1.	Контроль изоляции обмотки датчиками акустики
2.	Контроль высоковольтных вводов
3.	Контроль влагогазосодержания в масле
Уровень II – Блок мониторинга	
1.	Блок управления системой мониторинга (шкаф управления)
Уровень III – Программно-технический комплекс	

Составлением информации о состоянии трансформатора в целом, а также отдельных его элементов занимаются специальные алгоритмы, которые способны оценивать текущее состояние трансформатора и локальных подсистем.

Итогом обработки системы диагностики и мониторинга является пакет информации, обработанный специальным программным обеспечением. Пакет информации включает в себя всю информацию о типах и видах дефектов, возникающих в силовом трансформаторном оборудовании.

Для создания заключения о состоянии силового трансформатора система использует ряд сложных диагностических моделей, которые собирают данные о параметрах, и создают диагностические модели отдельных систем трансформатора.

Именно соблюдение данного принципа построения позволяет обеспечить необходимую надежность системы диагностики и мониторинга.

3.3 Производители систем мониторинга

В современном мире спроектировано и выпущено в производство большое число типов систем мониторинга отечественного и заграничного производства. Различные задачи, определенные перед системами мониторинга,

обусловлены различными типами энергетических систем, для которых эти системы проектируются.

Модификация системы определяется количеством параметров, необходимых для диагностики силового трансформатора. Для эффективной диагностики силового высоковольтного устройства классом напряжения от 110 до 330 кВ необходимо семь – восемь параметров. Для силового трансформатора классом выше 330 кВ необходим расширенный список параметров для диагностики.

На основании выводов второй главы считаем экономически выгодными два типа метода для выявления частичных разрядов в изоляции: электрический и химический.

Для осуществления внедрения данных методов необходимо найти и выбрать систему мониторинга для контроля над трансформаторным маслом и систему мониторинга для контроля изоляции высоковольтных вводов.

Рассмотрим производителей каждой системы мониторинга.

3.3.1 Производители систем мониторинга для контроля трансформаторного масла

Одним из популярных представителей зарубежных устройств популярных в Российской Федерации, считается прибор американской фирмы General Electric Company Hudran M2 (рисунок 22). Это устройство отслеживает, ключевые параметры состояния трансформатора и снижает до минимума риск незапланированных простоев. Преимуществами Hudran M2 считаются:

- не высокая цена;
- непрерывный контроль над концентрацией опасных газов;
- контроль над влагосодержанием масла;
- возможность подключения дополнительных датчиков (датчик нагрузки, датчик температуры и т.п.);

– встроенный мастер расчёта моделей трансформатора в соответствие со стандартом IEEE.



Рисунок 22 – Hydran M2

Финским представителем на рынке систем диагностики и мониторинга является компания Vaisala. Пример внешнего вида одного из датчиков данной компании, предназначенного для замера параметров масла трансформатора, представлен на рисунке 23. Модуль, принимаемый сигналы от этого датчика, монтируется на баке силового трансформатора.



Рисунок 23 – Анализатор Vaisala

Одним из первых устройств для анализа параметров охлаждающей жидкости силового трансформатора является система газового мониторинга –

Transfix (рисунок 24). Прибор работает на принципе фотоакустической спектроскопии и не требует дополнительных баллонов с газом для калибровки.

На уровне с этим прибором можно поставить другие устройства такие как, Multitrans, Minitrans и Taptrans.



Рисунок 24 – Анализатор Transfix

Среди российских производителей стоит отметить такую компанию, как «Интогаз» (рисунок 25). Этот анализатор является единственным прибором отечественного производства, не уступающий зарубежным аналогам. Прибор выполняет анализ растворенных газов и влаги, как в минеральных маслах, так и в различных маслах на эфирной основе.

Принцип действия устройства основан на определении объемных долей водорода и горючих газов в равновесной газовой фазе, отделенной от масла мембраной специальной конструкции, в пробоотборной системе прибора.

Отбор проб газов, растворенных в масле, осуществляется диффузионным методом. Масло из трансформатора непрерывно, с помощью электромагнитного насоса, прокачивается через пробоотборный блок анализатора, где масло термостатируется до постоянной температуры.



Рисунок 25 – Анализатор Интегаз

Имеет значение, что описанные устройства выше, входят в первый уровень системы диагностики и мониторинга, и именно эти устройства отвечают за первичный сбор информации и ее передачу на уровни выше.

Стоит отметить, что насыщенность рынка устройствами, специализирующимися только на контроле влаги в охлаждающей жидкости силового трансформатора, составляет всего 6-11% от общего количества.

3.3.2 Производители систем мониторинга для контроля изоляции высоковольтных вводов

Отечественным представителем систем мониторинга является ООО «АСУ-ВЭИ». Для осуществления контроля и диагностики за изоляцией высоковольтных вводов они предлагают прибор НКВВ.

НКВВ выпускается различными модификациями, зависящими от требований заказчика. Основными функциями прибора является измерение составляющих тока утечки изоляции ввода и вычисление приращения $\text{tg } \delta$, изменение фазного напряжения, частоту сети и вычисление емкости изоляции ввода.

Существенным плюсом данного прибора является наличие аттестационного сертификата Россети.

Рассмотрим устройства предлагаемые производителям «Димрус». Популярными приборами этой марки считаются: прибор R-1500, который является аналогом НКВВ и комплексная система мониторинга TDM.

Широкий спектр диагностических систем и приборов, разработки фирмы ООО «Димрус», представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Диагностические системы и приборы фирмы ООО «Димрус»

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Марка	Контролируемые подсистемы							Особенности конструкции и алгоритмов работы системы мониторинга. Предпочтительная область применения
	В/в вводы	ЧР в изоляции	РПН	Система охлаждения	Вибрация бака	Акустическая локация	Ток, напряжение	
TDM	+	+	+	+	+	+	+	– Модульная система, реализующая полный набор диагностических функций; – Используется для мониторинга наиболее дорогих ответственных трансформаторов.
TDM-3F	+	+	+				+	– Измерение частичных разрядов производится в UNF диапазоне частот; – Применяется для контроля трансформаторов с рабочим напряжением 220-500кВ.

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
TDM-M	+	+		+	+		+	– Система мониторинга позволяет проводить комплексную оценку состояния трансформатора; – Применяется для организации мониторинга трансформаторов любой конструкции.
B-500	+							– Диагностика технического состояния трех высоковольтных вводов; – Не требует проводов для питания и передачи данных.
R-1500	+							– Система диагностического контроля технического состояния трех вводов силового трансформатора по токам проводимости.
CT-Relay	+	+						– Система мониторинга и диагностики состояния изоляции высоковольтных измерительных трансформаторов тока.

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
КИВ-500/110	+							– Система диагностического контроля технического состояния вводов силового трансформатора, защитное реле для включения в систему РЗА.
UP-500	+							– Комплект из 3 датчиков для монтажа на измерительных выводах в/в вводов; – Применяется для организации периодических измерений на работающих трансформаторах 110 кВ.
TDM-TS				+				– Система интеллектуального управления охлаждением трансформаторов 220-500 кВ; – Контроль состояния и диагностика дефектов маслонасосов и вентиляторов.

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
TDM-TR				+				– Прибор интеллектуального управления вентиляторами системы охлаждения силовых трансформаторов 110кВ.
TDM-Oil-4		+			+			– ЧР, влагосодержание и температура масла, вибрация бака; – Компактный корпус

Особенностью системы TDM является возможность выбора различного функционала за счет смены разнообразных диагностических модулей. Таким образом, система TDM имеет возможность измерять не только основные параметры высоковольтных вводов, но и уровень частичных разрядов. Прибор также имеет аттестационный сертификат Россети.

3.4 Экономическое обоснование мероприятия по внедрению системы диагностики и мониторинга

Экономическое обоснование эффективности от внедрения системы мониторинга на подстанции ГПП-1 ООО «Тольяттинский Трансформатор» представлено ниже.

Эффект от системы мониторинга обусловлен уменьшением видов ущерба, вызванных аварийным выходом из строя трансформаторного парка подстанции, и заключается в усовершенствовании существующих методов контроля за состоянием трансформаторного парка подстанции.

Усовершенствование системы мониторинга можно разделить на четыре типа:

- улучшение касающиеся только программного обеспечения системы мониторинга;
- установка дополнительных датчиков и линий связи;
- установка дополнительных модулей увеличивающих стоимость системы мониторинга (до 10%);
- установка дополнительных модулей существенно увеличивающих стоимость системы мониторинга.

Усовершенствованная система мониторинга, отвечающая требованиям ОАО «ФСК ЕЭС», позволяет выявлять около 35% дефектов (дефекты высоковольтных вводов, выделение газов в масло, дефекты в устройстве РПН, увлажнение изоляции).

Стоимость установки системы мониторинга TDM, отвечающей требованиям ОАО «ФСК ЕЭС», включающей в себя модули TDM P034., M5., Minitrans, составит 5% от стоимости нового трансформатора, установленного на подстанции ГПП-1 ООО «Тольяттинский Трансформатор», что в денежном эквиваленте равно 1 086 250 руб.

Для расчета экономической эффективности от установки системы мониторинга введем понятие о предельной вероятности обнаружения системой мониторинга приближающегося отказа $P_{пр.п} = 0,7$. Вероятность обнаружения системой мониторинга приближающегося отказа помноженная на вероятность безотказной работы системы мониторинга $P_{см} = 0,999$ дает общую вероятность обнаружения приближающегося отказа системой мониторинга $P_{об.см}$.

$$P_{об.см} = P_{пр.п} \cdot P_{см} = 0,7 \cdot 0,999 = 0,6993. \quad (9)$$

Для оценки экономической эффективности системы мониторинга сравним стоимость мониторинга со стоимостью предотвращенного ущерба от внезапного отказа трансформатора при применении систем мониторинга

$$E_{\text{тр}} = N \cdot q = 2 \cdot 0,012 = 0,024, \quad (10)$$

где $E_{\text{тр}}$ – количество отказавших трансформаторов за год, N – количество трансформаторов, установленных на подстанции, q – вероятность отказа трансформаторного оборудования.

Стоимость ущерба за год в парке без использования системы мониторинга из-за отказа оборудования составит:

$$E_{\text{чист}} = E_{\text{тр}} \cdot N \cdot C_{\text{тр}} = 0,024 \cdot 2 \cdot 10\,862\,500 = 521\,400 \text{ руб}, \quad (11)$$

где $C_{\text{тр}}$ – стоимость трансформатора, установленного на подстанции.

Для расчета чистой стоимости предотвращенного ущерба от внезапного отказа трансформатора, в случае использования системы мониторинга, общая вероятность обнаружения приближающегося отказа системой мониторинга должна быть умножена на стоимость ущерба за год в парке без использования системы мониторинга из-за отказа трансформаторного оборудования. Чистая стоимость предотвращенного ущерба – экономия, вызванная тем, что при использовании системы мониторинга меньшее количество трансформаторов внезапно откажет.

$$S_{\text{чист}} = E_{\text{чист}} \cdot N \cdot P_{\text{об.см}} = 521\,400 \cdot 2 \cdot 0,6993 = 729\,230,04 \text{ руб}, \quad (12)$$

где $S_{\text{чист}}$ – чистая стоимость предотвращенного ущерба от внезапного отказа трансформатора.

Стоимость установки системы мониторинга на подстанции определяется по формуле:

$$C_{\text{парка}} = N \cdot C_{\text{см}} = 2 \cdot 1\,086\,250 = 2\,172\,500 \text{ руб.}, \quad (13)$$

где $C_{\text{см}}$ – стоимость установки системы мониторинга на один трансформатор.

Полная стоимость предотвращенного ущерба за год от внедрения на подстанции системы мониторинга представляет собой сумму чистой стоимости предотвращенного ущерба и вторичной стоимости предотвращенного ущерба от применения системы мониторинга. В связи со сложностью определения даже приблизительного значения вторичной стоимости предотвращенного ущерба от внезапного отказа трансформатора для упрощения расчета примем ее равной нулю $S_{\text{вТ}} = 0$:

$$S_{\text{полн}} = S_{\text{чист}} + S_{\text{вТ}} = 729\,230,04 + 0 = 729\,230,04 \text{ руб.} \quad (14)$$

Экономический эффект от внедрения системы мониторинга за 7 лет эксплуатации на подстанции ГПП-1 ООО «Тольяттинский Трансформатор» составит:

$$E = T \cdot S_{\text{полн}} - C_{\text{парка}} = 7 \cdot 729\,230,04 - 2\,172\,500 = 2\,932\,110 \text{ руб.} \quad (15)$$

где T – время эксплуатации системы мониторинга.

Согласно расчету экономического эффекта, представленного выше, можно сделать вывод о том, что экономия от внедрения системы мониторинга за 7 лет эксплуатации составит около 13,5% от стоимости нового трансформатора.

3.5 Вывод по главе III

1. Рассмотрена и изучена функция назначения систем диагностики и мониторинга. Построена взаимосвязь между управлением системой диагностики и мониторинга и защитой силового трансформатора.

2. По результатам анализа второй главы выбраны системы диагностики и мониторинга TDM, отвечающей требованиям ОАО «ФСК ЕЭС», включающей в себя модули TDM P034., M5., Minitrans, стоимостью 1 086 250 руб.

3. Разработано мероприятие по внедрению системы диагностики и мониторинга для ГПП-1 «Тольяттинский Трансформатор» на основании экономического обоснования. Средства предлагаемые к затратам равны 5%, от стоимости нового трансформатора, в течение 7 лет позволят сэкономить около 2 932 110 руб. или 13,5%.

Заключение

Произведен анализ силовых высоковольтных устройств для преобразования переменного тока с одним напряжением в переменный ток другого напряжения в современных условиях российской энергетики. В ходе анализа выявлены существенные проблемы, связанные с обновлением трансформаторного парка, которые вызваны сокращением финансирования данной области. В таких условиях увеличение срока службы трансформаторов становится актуальной проблемой.

Рассмотрены особенности трансформаторного оборудования и его реакция на различные внешние и внутренние воздействия, влияющие на срок службы силового трансформатора. Произведен анализ внешних и внутренних воздействий. Установлено, что в настоящее время одним из чаще выявляемых воздействий на трансформаторы считается повышение напряжения. Следствием этого процесса является выход из строя обмоток силового трансформатора, разрушение изоляции, возникновение различных дефектов, влияющих на состояние изоляция силового трансформатора.

Принимая во внимание результаты анализа дефекта силового высоковольтного устройства для преобразования переменного тока с одним напряжением в переменный ток другого напряжения, определена значимость систем мониторинга. Выявлена необходимость об оснащение системами мониторинга, как существующие силовые трансформаторы, так и новые выходящие с завода изготовителя.

Во второй главе диссертации исследованы различные процессы возникновения частичного разряда в изоляции, силового высоковольтного устройства для преобразования переменного тока с одним напряжением в переменный ток другого напряжения. Рассмотрен физический и эксплуатационный процесс. При физическом процессе возникновение частичных разрядов, вызванных непродолжительным перенапряжением, увеличивается напряженность электрического поля. Также существенную роль

в ухудшении изоляции играет увеличение количества влаги и повышенная температура токоведущих частей трансформатора.

Изучены основные параметры, определяющие частичный разряд: величина заряда, частота импульса, продолжительность действия заряда.

Рассмотрены методы измерения частичного разряда. Для точной идентификации частичного разряда необходимо использовать методы комбинированно, именно такой подход в измерении частичных разрядов позволит собрать больше информации о виде и типе дефекта, и предотвратить раннее разрушение изоляции силового трансформатора. Для дальнейшей работы и составления мероприятия выбран электрический и химический метод, позволяющий за счет большого числа датчиков и количества измерений собрать больше информации о дефектах.

Рассмотрена и изучена функция назначения систем диагностики и мониторинга. Построена взаимосвязь между управлением системой диагностики и мониторинга и защитой силового трансформатора.

По результатам анализа второй главы выбраны системы диагностики и мониторинга основанные на влагоанализе системы ИнтеГаз и система контроля высоковольтных вводов TDM-P034.

Разработано мероприятие по внедрению системы диагностики и мониторинга для ГПП-1 «Тольяттинский Трансформатор» на основании экономического обоснования. Средства предлагаемые к затратам равны 2%, надежность разработанной системы составляет 75%, Экономия от предотвращения отказа при использовании диагностики составляет 5,3%

Список используемых источников

1. Андреев А.М. Методы испытаний диэлектриков. Измерения характеристика частичных разрядов в электрической изоляции : учеб. пособие для студентов высш. учеб. заведений. СПб. : Политехнического ун-та., 2013. 140 с.
2. Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники. Электрические цепи : учебник. М. : Гардарики ; Москва, 2006. 638 с.
3. Бурмутаев А.Е. Оценка структурной надежности электротехнических комплексов и систем электроснабжения. Саратов : СГТУ, 2012. 173 с.
4. Блинова К.Ю. Мониторинг и диагностика силовых трансформаторов с помощью систем контроля изоляции трансформаторов. М. : Электроцех, 2016. 285 с.
5. Ванин Б.В. Эксплуатация силовых трансформаторов при достижении предельно допустимых показателей износа изоляции обмоток // Электрические станции. 2004. № 2 (12). С. 25-31.
6. Веникова В.А. Электрические системы. Электрические сети : учеб. пособие для электромех. спец. Вузов. М. : Высшая школа, 2011. 511 с.
7. Виноградова Л.В. Хроматографический анализ растворенных газов в диагностике трансформаторов. Иваново : ИГЭУ, 2013. 104 с.
8. Вольдек А.И. Электрические машины : учебник для студентов высших технических учебных заведений. Л. : Энергия, 1978. 124 с.
9. ГОСТ 20074-83. Электрооборудование и электроустановки. Метод измерения характеристик частичных разрядов : Введ.1984-07-01. М. : Изд-во стандартов, 1983. 24 с.
10. ГОСТ 21023-75. Трансформаторы силовые. Методы измерений характеристик частичных разрядов при испытаниях напряжением промышленной частоты : Введ.1984-01-01. М. : Изд-во стандартов, 1997. 20 с.

11. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М. : Стандартинформ, 2014.
12. ГОСТ Р 55191-2012. (МЭК 60270:2000) Методы испытаний высоким напряжением. Измерения частичных разрядов : Введ. 2014-01-01. М. : Стандартинформ, 2014. 55 с.
13. Комков Е.Ю. Разработка модели управления системой охлаждения силовых трансформаторов // Автоматизация в промышленности : Москва :, 2008. №8.
14. Ключев В.В. Технические средства диагностики. Справочник. М. : Машиностроение, 1989.
15. Кучинский Г.С. Частичные разряды в высоковольтных конструкциях. Л. : Энергия. Ленингр. отд-ние, 1979. 224 с.
16. Лизунова С.Д. Силовые трансформаторы. Справочная книга. М. : Энергоиздательство, 2004. 617 с.
17. Марков Е.В. Испытательный центр мощного высоковольтного оборудования KERI. Смоленск : Изд-во МНИЦ «Наукасфера», 2018. 232 с.
18. Марков Е.В. Сухие трансформаторы для распределительных сетей. Смоленск : Изд-во. МНИЦ «Наукасфера», 2018. 232 с.
19. Методическое руководство по выбору технических и программных средств для систем мониторинга силовых трансформаторов. Пермь : ООО «Димрус», 2014. 40 с.
20. Осотов В. Диагностика мощных силовых трансформаторов // Электроэнергетика: сегодня и завтра. 2014. 314 с.
21. Петров Г.Н. Электрические машины: учебник для вузов : Изд. Энергия, 1974. 241 с.
22. Попов Г.В. Вопросы диагностики силовых трансформаторов. Иваново : ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», 2012. 176 с.
23. Правила устройства электроустановок. М. : Деан, 2016. 704 с.

24. Русов В.А. Измерение частичных разрядов в изоляции высоковольтного оборудования. Екатеринбург : УрГУПС, 2011. 367 с.
25. Сергеенко Б.Н. Электрические машины: Трансформаторы. М. : Высшая школа, 1989. 352 с.
26. Серебряков А.С. Трансформаторы: учеб. пособие : М. : Издательский дом МЭИ, 2014. 360 с.
27. Симаков К.А. Ветреная энергия – энергия будущего. Смоленск : Изд-во МНИЦ «Наукасфера», 2018. 232 с.
28. Симаков, К.А. Испытательная лаборатория EDF в г. Ренардье. Смоленск : Изд-во МНИЦ «Наукасфера», 2018. 232 с.
29. Симаков К.А. Новые технологии в трансформаторостроении. Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологии. Тольятти : Изд-во ТГУ, 2017. 592 с.
30. Суржигов С.Т. Физическая механика газовых разрядов : учебник для высш. учеб. заведений : М. : изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2006. 640 с.
31. Танфильева Д.В. Повышение эффективности управления процессами эксплуатации оборудования электрических сетей. Новосибирск : Науч.вест. НГТУ. 2011. 258 с.
32. Тихомиров П.М. Расчет трансформаторов : учеб. пособие для вузов. М. : Энергия, 2014. 554 с.
33. Трамбицкий А.В. Расчет трансформаторов : учеб. пособие для вузов. М. : Книга по требованию, 2012. 382 с.
34. Чистяков Г.Н. Экспериментальное исследование тока в нейтрале трансформатора в период геомагнитных бурь. Известия Томского политехнического университета. Энергетика, 2011. 318 с.
35. Cibulka L. Defining and managing power quality and reliability [Электронный ресурс]. URL: <http://www.elp.com.html>. (дата обращения: 11.10.2017).
36. David L. Harris, P.E. Transformer Winding Design [Электронный ресурс] : The design and performance of circular disc, Helical and Layer windings

for power transformer applications. 2009. PP 2-4. URL: <http://www.compow.com/pdf>. (дата обращения: 11.03.2017).

37. Davydova A. Energy efficiency in Russia [Электронный ресурс]. URL: <http://www.opendemocracy.net>. (дата обращения: 10.10.2017).

38. Hashmi M. Modelling and analysis of switching overvoltages caused by short circuits in MV cables connected with overhead lines // Electronics and electrical engineering. Kaunas : Technologija. 2010. 105-110 p.

39. Horinova S, Horinov S. Energy management system. [Электронный ресурс]. ResearchGate, 2017, doi:10.13145/rg.2.2.19825.01526. (дата обращения: 11.10.2017).

40. Loflin L. Basic power transformers [Электронный ресурс]. URL: <http://www.bristolwatch.com/ele/transformers.html>. (дата обращения: 13.12.2017).

41. Morkel R. Transformer Construction, Electronics Tutorials Team [Электронный ресурс]. URL: <http://www.electronics-tutorials.ws/transformer/transformer-construction.html>. (дата обращения: 18.02.2016).

42. Oberheu C. Most efficient electric power infrastructures in the world [Электронный ресурс]. URL: <http://www.worldatlas.com.html>. (дата обращения: 22.05.2017).

43. Smeets R. Switching overvoltages and their mitigation [Электронный ресурс]. URL: <http://doi.org/10.1002/9781118703618/ch11>. (дата обращения: 03.04.2017).

44. Tang W.H. Condition monitoring and assessment of power transformers using computational intelligence. London : Springer-Verlag London Limited. 2011. 202 p.

45. Kunicki M. Statistics based method for partial discharge identification in oil paper insulations systems / M. Kunicki, A. Cichon, L. Nagi // Electric power system research / Amsterdam: Elsevier, 2018 – 315 p. (дата обращения: 11.10.2017).