

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»

институт

«Электроэнергетика»

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

А. В. Коловский

подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Повышение надежности трансформаторных подстанций распределительных
электрических сетей, эксплуатирующихся сверх нормативного срока

тема

Руководитель

подпись, дата

доцент, к.т.н.

должность, ученая степень

Н.В. Дулесова

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

А.А. Пыхов

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

И.А. Кычакова

инициалы, фамилия

Абакан 2022

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»

Кафедра «Электроэнергетика»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.В. Коловский

«__» _____ 2022 г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в виде бакалаврской работы**

Студенту Пыхову Александру Алексеевичу

(фамилия, имя, отчество)

Группа ХЭН-18-01(18-1) Направление (специальность)

номер

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код, наименование

Тема выпускной квалификационной работы Повышение надежности работы трансформаторных подстанций распределительных электрических сетей, эксплуатирующихся сверх нормативного срока

Утверждена приказом по институту № 211 от 15.04.2022 г.

Руководитель ВКР Н.В. Дулесова, доцент каф. «Электроэнергетика», к. т. н.

(инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы)

Исходные данные для ВКР однолинейные схемы электрических подстанций; параметры и характеристики электрооборудования; телеизмерения линейных напряжений, распределение потоков мощности

Перечень разделов выпускной квалификационной работы:

Введение

1 Текущее состояние трансформаторных подстанций

1.1 Влияние срока эксплуатации на трансформаторные подстанции

1.2 Техническое обслуживание и ремонт оборудования трансформаторных подстанций

1.3 Диагностика и мониторинг трансформаторного оборудования

2 Затраты, связанные с проведением ремонтов силовых трансформаторов

3 Мониторинг работы трансформаторов

3.1 Мониторинг работы трансформаторов с помощью автоматизированных систем мониторинга и технического диагностирования TDM.

4 Улучшение мониторинга работы трансформаторов

5 Эксплуатация силовых трансформаторов с большим сроком службы

Заключение

Список использованных источников

Перечень обязательных листов графической части:

1. Характеристика оборудования

2. Результаты мониторинга 1

3. Результаты мониторинга 2

Руководитель ВКР

подпись

Н.В. Дулесова

инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению

подпись

А.А. Пыхов

инициалы, фамилия

«3» мая 2022 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Повышение надежности трансформаторных подстанций распределительных электрических сетей, эксплуатирующихся сверх нормативного срока» содержит 53 страницы текстового документа, 7 рисунков, 8 таблиц, 32 использованных источника.

Трансформаторные подстанции, мониторинг, диагностика, силовые трансформаторы.

Объектом исследований являются трансформаторные подстанции.

Предметом исследований являются способы повышения надежности работы трансформаторных подстанций.

Целью работы является изучение способов повышения надежности трансформаторных подстанций распределительных электрических сетей, а также выбор из данного списка наиболее эффективных.

Задачами выпускной квалификационной работы являются изучение опасность эксплуатации трансформаторных подстанций свыше нормативного срока, повреждения трансформаторов, связанные с этим; проведение исследований на примере отдельных трансформаторов, в результате которых требуется узнать, какие показатели ухудшаются из-за увеличения срока эксплуатации; на основании исследований предложить новые способы увеличения срока эксплуатации трансформаторных подстанций.

Значимость работы обусловлена тем, что замена трансформаторов на новые является дорогостоящей, и наиболее целесообразным выходом из положения является улучшение их эксплуатации.

ABSTRACT

The final qualifying work on the topic "Improving the reliability of transformer substations of distribution electric networks operating beyond the regulatory period" contains 52 pages of a text document, 7 figures, 8 tables, 32 sources used.

Transformer substations, monitoring, diagnostics, power transformers.

The object of research is transformer substations.

The subject of research is ways to improve the reliability of transformer substations.

The aim of the work is to study ways to improve the reliability of transformer substations of distribution electric networks, as well as to select the most effective ones from this list.

The objectives of the final qualification work are to study the danger of operation of transformer substations over the regulatory period, damage to transformers associated with this; conducting research on the example of individual transformers, as a result of which it is necessary to find out which indicators are deteriorating due to an increase in the service life; on the basis of research to propose new ways to increase the service life of transformer substations.

The significance of the work is due to the fact that replacing transformers with new ones is expensive, and the most expedient way out of the situation is to improve their operation.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 Текущее состояние трансформаторных подстанций.....	8
1.1 Влияние срока эксплуатации на трансформаторные подстанции	8
1.2 Техническое обслуживание и ремонт оборудования трансформаторных подстанций.....	12
1.3 Диагностика и мониторинг трансформаторного оборудования	25
2 Затраты, связанные с проведением ремонтов силовых трансформаторов	24
3 Мониторинг работы трансформаторов.....	25
3.1 Мониторинг работы трансформаторов с помощью автоматизированных систем мониторинга и технического диагностирования TDM.....	25
4 Улучшение мониторинга работы трансформаторов	37
5 Эксплуатация силовых трансформаторов с большим сроком службы	39
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	48
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	49

ВВЕДЕНИЕ

Трансформаторы играют важную роль в распределении электроэнергии. Актуальность темы связана с тем, что в последние годы в электроэнергетике Российской Федерации не актуально и не рентабельно заменять старые трансформаторы на новые, вследствие чего есть довольно много оборудования на трансформаторных подстанциях которое используется свыше нормативного срока [6].

Цель работы: предложить новые методы повышения надежности трансформаторных подстанций распределительных электрических сетей, эксплуатирующихся сверх нормативного срока.

Цель достигается решением следующих задач выпускной квалификационной работы:

- изучить опасность эксплуатации трансформаторных подстанций свыше нормативного срока, повреждения трансформаторов, связанные с этим;
- провести исследования на примере отдельных трансформаторов, в результате которого требуется узнать, какие показатели ухудшаются из-за увеличения срока эксплуатации;
- на основании исследования предложить новые способы увеличения срока эксплуатации трансформаторных подстанций.

Работа выполнена в соответствии с нормативными документами [1, 2, 3, 4, 5].

1. Текущее состояние трансформаторных подстанций, оценка надежности трансформаторов

1.1 Влияние срока эксплуатации на трансформаторные подстанции

Первый трансформатор обязан своим созданием Павлу Яблочкову, и произошло это в 1876 году. Без трансформаторных подстанций невозможно представить ни одну систему электроснабжения. Пользу трансформации электроэнергии и её экономическую выгодность трудно переоценить, ведь не будь трансформаторов пришлось бы производить огромные затраты на провода с большим сечением, и прочие элементы сетей. От работы трансформаторных подстанций напрямую зависит выполнение сетевой компанией требований, предъявляемых к электроэнергии, которой эта компания снабжает население. Силовые трансформаторы зачастую являются фактором, определяющим надежность работы энергосистемы. Частые отказы оборудования ведут к перебоям снабжения, следовательно, к большим убыткам. Чтобы этого избежать нужно тщательно следить за состоянием аппаратов, в том числе и трансформаторов. Нормативный срок службы трансформатора составляет 25–30 лет, но из-за дороговизны данного оборудования не всегда возможно поставить новое, и гораздо дешевле будет продлить срок службы старого. С увеличением срока эксплуатации любых элементов увеличивается и количество их отказов, так как происходит устаревание конструкций.

В большинстве сетевых компаний процент трансформаторов со сроком службы 25 лет в зависимости от класса напряжения составляет 50-70, а с возрастом более 45 лет достигает 8-12%. Некоторые трансформаторы могут служить до 70 лет. Это является следствием существующей до недавнего времени системы планово-предупредительных ремонтов, согласно которым из активной части трансформаторов удалялись продукты старения и устранялись дефекты комплектующих узлов и вспомогательных систем трансформаторов. Сейчас же проведение такого количества капитальных ремонтов невозможно из-за большого количества трансформаторов и ограниченности ремонтных ресурсов.

Таким образом, в настоящее время поддержание надежности парка трансформаторов на необходимом уровне возможно только путем целенаправленных ремонтов, продлевающих срок службы трансформаторов. Проблема заключается в корректном выборе сроков и методов ремонта. Такой выбор возможен лишь при наличии объективных данных о реальном состоянии активной части и комплектующих узлов трансформаторов. Данные эти должны быть получены в сжатые сроки, чтобы стратегическое планирование стало реальностью. Данные проблемы, существующие в технической части рассматриваемого объекта, требуют глубокой проработки следующих положений: необходима разработка и внедрение способов диагностики и мониторинга, а также прогнозирование его работоспособности, организация новых вариантов технического обслуживания и ремонтов оборудования, эксплуатируемого сверх нормативного срока.

На данный момент количество подстанций напряжением 35–110 кВ в распределительных электрических сетях Российской Федерации (РФ) составляет более 14 тысяч, где более половины отказов силовых трансформаторов так или иначе связаны со старением оборудования, износом и увлажнением изоляции, поломками комплектных узлов. В энергетической системе РФ среди эксплуатируемого оборудования присутствует большое количество изношенного (срок службы которого превышает в 1,5–2 раза нормативный). Например, доля силовых трансформаторов, используемых более 25 лет, составляет около 50% от числа всех эксплуатируемых трансформаторов [31]. Изношенное электрооборудование зачастую находится в работоспособном состоянии, но некоторые параметры его близки к максимальным значениям [31]. Обновление оборудования на энергообъектах очень сильно отстаёт от его старения, темпы которого довольно высоки.

Причинами отказов силовых трансформаторов, устройств регулирования напряжения и вводов часто являются дефекты конструкций, изготовления, монтажа и ремонта, несоблюдение правил и норм эксплуатации, а также перегрузки

и короткие замыкания. Чаще всего в этом аппарате подвержена повреждению изоляционная система, которая в течение работы может подвергаться тепловому, электрическому и механическому воздействиям. Остаточный срок службы трансформатора практически всегда определяется степенью поврежденности изоляции, его нагрузкой и состоянием обмоток. Контроль нагрузки и условий работы осуществляется измерением напряжений, токов и температуры. Оценка накопленного старения изоляции трансформатора требует данных о режимах последних 10–20 лет эксплуатации. Одним из существенных факторов, негативно влияющих на функционирование оборудования трансформаторных подстанций, является перегрев, вызванный как повышенной нагрузкой и неполадками в системе охлаждения трансформатора, так и условиями окружающей среды, негативно влияющими на трансформаторы [9].

Повышенный нагрев оборудования практически всегда гораздо опаснее перегрева контактных соединений, так как он может быть продолжителен, и при этом (в отличие от дефектов контактных соединений) почти невозможно его прогнозирование, а непринятие своевременных мер по устранению данного дефекта приводит к повреждению оборудования и дальнейшему развитию технологического нарушения [26]. Действие перегрева, соответственно, усугубляется фактом использования изношенного оборудования, которое может стать причиной возникновения скрытых отказов.

Следующие данные были запрошены у ПАО «Россети Сибирь» – «Хакас-энерго».

В таблице 1 приведены данные о количестве оборудования на трансформаторных подстанциях 10–6/0,4 кВ с превышением срока эксплуатации.

Таблица 1 – Оборудование трансформаторных подстанций 10–6/0.4 кВ, используемое более нормативного срока в количественном виде

Вид оборудования	2021				
	Количество оборудования со сроком эксплуатации				
	от 0 до 25 лет	от 25 до 37,5 лет	от 37,5 до 50 лет	свыше 50 лет	всего

1	2	3	4	5	6
ТП 6–35/0.4	1 588,00	556,00	848,00	236,00	3 228,00
Силовые трансформаторы 6–20 кВ	1 790,00	562,00	955,00	295,00	3 602,00
ТН 6–20 кВ	144,00	99,00	37,00	32,00	312,00
ТТ 6–20 кВ	1 167,00	988,00	460,00	384,00	2 999,00
Выключатели 6–20 кВ	754,00	716,00	591,00	287,00	2 348,00
Разъединители 6–20 кВ	52,00	279,00	197,00	313,00	841,00
Разрядники, ОПН 6–20 кВ	6 469,00	1 115,00	1 745,00	574,00	9 903,00

Количество технологических нарушений в распределительных сетях выше 1 кВ за 2021 год в филиале ПАО «Россети Сибирь» – «Хакасэнерго» составило 122 случая, из-за чего было недоотпущено 4, 34 тысячи кВт*ч, перерыв энергоснабжения потребителей составил 122, 35 ч. [20]. Большая часть отказов произошла на ВЛ 0,4 кВ.

Использование изношенного энергооборудования (ЭО) опасно по следующим причинам:

- данное оборудование может иметь более слабые технико-экономические показатели, нежели новое;
- изношенное оборудование имеет тенденцию к специфическим повреждениям, повышенной скорости деградации, а также высокой чувствительности к факторам износа;
- в таком оборудовании повышается риск продолжения безаварийной работы и увеличивается риск более тяжелых последствий аварий, чем в новом энергооборудовании.

1.2 Техническое обслуживание и ремонт оборудования трансформаторных подстанций

Силовые трансформаторы высокой мощности являются одними из самых дорогостоящих элементов подстанций и энергетической сети в целом. Современные промышленные предприятия работают в цикле непрерывного производства. В связи с этим, во время работы трансформатора, процессы электромагнитного, теплового и механического воздействия, возникающие внутри его элементов, могут привести к необратимым аварийным последствиям. Например, короткие замыкания, резкая смена характера нагрузки и даже обычные включения трансформатора в сеть, сопровождаются токами большой величины и электродинамическими усилиями внутри обмоток, что приводит к их постепенной деформации. Выход из строя силового трансформатора несет экономические убытки для предприятия, в том числе затраты на восстановление оборудования.

Для недопущения развития таких последствий необходимо контролировать состояние элементов трансформаторов в режиме реального времени для своевременного вмешательства, в случае необходимости. Согласно анализу выхода из строя силовых трансформаторов [21] наиболее часто встречаются следующие неисправности: старение и износ изоляции, межвитковые замыкания обмоток, разрушения выводов вследствие междуфазных коротких замыканий на выводах, возникновение течей масла, оплавление или выгорание контактов переключателей РПН, дефекты магнитопровода. Наиболее серьезное последствие – так называемый «пожар стали», характеризующийся выгоранием части магнитопровода, неисправности реле газовой защиты и газовой защиты РПН, которые могут привести к ложному срабатыванию или же к отказу устройств РЗА.

Износ и старение деталей энергооборудования приводят к изменениям их параметров и технического состояния, из-за них возникают отказы и аварийные

ситуации, которые приводят к недоотпуску электроэнергии, ухудшению условий труда на предприятии и снижению его производительности.

Возникающие источники дефектов требуют проанализированной системы профилактических и предупредительных действий по поддержанию электрооборудованием нормального неаварийного состояния, системы технического обслуживания и ремонта (ТОР) электрооборудования. Задачей разработки регламента этой системы является определение и согласование сроков проведения обслуживания и ремонта элементов энергооборудования [10, 32].

Техническое обслуживание проводится по графикам с периодичностью, указанной в эксплуатационной документации, не превышающей периодичность текущих ремонтов. Суть данной системы обслуживания кроется в том, что по истечении заданного интервала времени работы в момент, когда по статистике происходит отказ, производятся различные воздействия: техническое обслуживание, текущий или капитальный ремонт. Информация, которой руководствуется данная система – годовой график технического обслуживания и ремонта оборудования. Плановое техническое обслуживание как самостоятельная операция используется лишь для отдельных видов оборудования и электрических сетей с большими трудозатратами, в результате чего проверяется состояние энергооборудования. Регламентированное обслуживание составляют плановые технические осмотры энергетического оборудования, проводимые инженерно-техническим персоналом энергетических служб. Назначениями данных осмотров являются:

а) оценка качества произведения персоналом мер по техническому обслуживанию энергооборудования;

б) выявление дефектов, в результате развития которых может произойти авария или выход их строя действующего оборудования;

в) проверка действительного состояния наиболее важных объектов энергетического комплекса, а также установление дат и полноты проведения ремонтов, если они требуются.

Техническое обслуживание трансформаторного оборудования обязует выполнять следующий комплекс работ:

- внешний визуальный осмотр;
- проверка значительных технических характеристик;
- дистанционный контроль комплекса температур;
- проведение инструментальных измерений необходимых параметров;
- анализ состояния элементов;
- проверка качества и целостности соединений и узлов связи;
- контроль работоспособности автоматики и защит;
- проверка срабатываний переключений на резервный источник питания;
- контроль автоматических систем, наличия средств защиты.

Возвращение работоспособности и ресурса электрооборудования, устранение отказов и неисправностей, возникающих в процессе работы или выявленных при техническом осмотре, осуществляется с помощью ремонтов. Ремонты делятся на плановые и внеплановые. По плану выполняются текущие и капитальные ремонты, внепланово проводятся аварийные ремонты, а также ремонты без заранее установленного срока.

Периодичность сдачи электроприборов на техническое обслуживание и ремонт определяется сроком службы и техническим состоянием составных частей прибора. [27]. Техническое обслуживание проводится в процессе эксплуатации для обеспечения исправности и работоспособности электрооборудования до очередного ремонта и заключается в замене или восстановлении изношенных деталей, узлов, участков сети, регулирующих механизмов, проведении профилактических мероприятий, устранении отдельных отказов.

Периодичность текущего ремонта электрооборудования определяет продолжительность межремонтного периода. Капитальный ремонт проводится с целью восстановления рабочего состояния и восстановления полностью или не менее 80% срока службы электрооборудования с заменой или восстановлением всех частей оборудования, в том числе основных, проверкой и регулировкой

ремонтируемых деталей и оборудования в целом, изменение электрических цепей, замена или восстановление конструкций и изношенных участков сети.

Периодичность капитального ремонта электрооборудования определяет продолжительность ремонтного цикла. В зависимости от ранга, технологической и производственной значимости электротехнических устройств, влияния их отказов на электробезопасность и устойчивость технологических процессов стратегия плановых ремонтов осуществляется в виде планово-предупредительных осмотров (ППР), в соответствии с техническим состоянием электрооборудования (СЭО) и в виде совмещения двух форм ремонта. В основе ППР лежит стратегия групповой и индивидуальной замены и/или ремонта элементов электрооборудования. Ремонт СЭО основан на стратегии замены и/или ремонта элемента в зависимости от его состояния. В настоящее время для большинства электрооборудования замена и/или ремонт элементов производится после внепланового отказа. [27]

Недостатки ППР:

- выполнение не нужных ремонтов;
- ППР охватывает лишь часть оборудования (не распространяется на оборудование за пределами сроков амортизационных отчислений);
- ремонты проводятся без учета реального режима работы оборудования;

Данная система ТОР ППР ЭО прогнозирует проведение периодических ППР, что не всегда является лучшим решением. Остановка на планово-предупредительный ремонт и плановый ремонт работающего электрооборудования приводит к неоправданным затратам. Скрытые и развивающиеся отказы остаются незамеченными в период между остановками, что приводит к более дорогостоящему и длительному аварийному ремонту, хотя считается, что при правильном проведении профилактического обслуживания аварии должны отсутствовать.

Обслуживание по состоянию электрооборудования (ТОР СЭО) считается наиболее эффективной системой. Это вид ремонта, необходимость и продолжи-

тельность которого определяют исходя из наличия дефектов. Для организации такого сервиса необходимы инструменты, позволяющие оценивать состояние объекта в данный момент, отслеживать изменение состояния в последнее время и прогнозировать его способность функционировать в ближайшем будущем. Переход на эту систему связан с использованием новых диагностических параметров, новых методов их получения и дальнейшего анализа. Для организации такого обслуживания необходимы технические средства контроля, диагностики и прогнозирования состояния электрооборудования. Проведенный анализ приводит к рассмотрению двух способов (рис. 1.3), которые в целом решают общую проблему [22,23].



Рисунок 1 – Возможные действия для совершенствования системы ТОР ППР

Таким образом, с точки зрения рационального использования ресурсов энергетические предприятия переходят на систему ТОР СЭО, предполагающую сбор актуальной диагностической информации о работоспособности оборудования и принятие решений о необходимости ремонта и восстановления. Эта система имеет определенную гибкость в плане учета условий эксплуатации, она рациональна для энергоснабжающих компаний, но при ошибках в сборе информации и мониторинга, а также возникновении аварий может приводить к существенным потерям продукции предприятиями и потребителями. Это озна-

чает, что ТОР СЭО будет эффективна в случае сбора достоверной информации о состоянии эксплуатируемого оборудования, корректности диагностической информации, а, следовательно, быстрой диагностики и устранения развивающихся неисправностей. [21].

Однако в районных распределительных электрических сетях (РЭС) не представляется возможным содержать специальные высококвалифицированные подразделения, отвечающие за оперативную диагностику, своевременный ремонт и эксплуатацию силовых трансформаторов. В этих условиях требуется мобильная бригада в небольшом составе, которая будет периодически обслуживать существующее электрооборудование подстанции. В настоящее время происходит постепенное сокращение квалифицированных и технически грамотных электриков для эксплуатации и обслуживания. Поэтому в большинстве случаев причинами отказов силовых трансформаторов являются неправильные режимы их применения (15–35 %), недостатки эксплуатации (35–50 %) и низкое качество проводимых ремонтов (до 15 %). Положение усугубляется также тем, что отказ от системы ППР привел к изменению системы обслуживания оборудования подстанций: вместо предусмотренных выездов бригады, предполагающей наличие квалифицированных специалистов и оборудования, необходимого для устранения всех возможных повреждений, в настоящее время на подстанцию в случае возникновения аварийного режима выезжает оперативная группа, фиксирующая возникшие нарушения в работе оборудования, но не устраняющая их. Для устранения нарушений предполагается выезд квалифицированной бригады, оснащенной всем необходимым инструментом.

1.3 Диагностика и мониторинг оборудования трансформаторных подстанций

На данный момент существует множество форм мониторинга работы трансформаторов, которые отличаются как трудоемкостью, так и затратами на отдельные виды мониторинга. Мониторинг предназначен для контроля за наиболее важными показателями оборудования, а также для недопущения аварийных ситуаций. Системы мониторинга трансформаторов среди прочего помогают продлить срок службы оборудования.

Существующие методы мониторинга можно разделить на условные 4 группы:

1. Применение датчиков с целью определения газов в масле
2. Использование лабораторий
3. Применение систем непрерывного онлайн мониторинга
4. Использование измерительного оборудования

Первая группа из данного списка является относительно дешевой по сравнению с остальными. Датчики исходя из своей дешевизны и простоты установки получили массовое распространение, их цель – выявление неисправностей на начальных стадиях. И даже несмотря на довольно высокую погрешность измерений, а также множество различных датчиков в зависимости от контроля за требуемым газом в масле, датчики широко используются в мониторинге.

Лаборатории же в отличие от датчиков имеют задачу выявления причин неисправности и их устранения с помощью хроматографического анализа и прочих средств. Также в лабораториях можно анализировать большое количество газов, содержащихся в масле, в результате чего получают наиболее точные результаты анализов. В противовес своей полезности вторая группа методов мониторинга имеет существенный недостаток, который заключается в высокой стоимости оборудования и его установки.

Непрерывный мониторинг работы трансформаторов отличается от предыдущих методов тем, что он осуществляется за счет внешних датчиков трансформатора (влагосодержания масла, температуры масла, температуры окружающей среды, содержания газов в масле, напряжений и токов, положений переключателя ответвлений обмоток и тд. Зачастую эти датчики уже присутствуют на трансформаторе, и дополнительной их установки не требуется. Главными недостатками данной группы является высокая стоимость системы, а также небольшой комплекс измеряемых величин, и поскольку тут используются только датчики, измеряющие внешние параметры, может потребоваться дополнительная установка лабораторий или датчиков из первой группы.

Применение портативного измерительного оборудования позволяет расширить точность и виды измерений, а также получить результаты в течение небольшого промежутка времени. Используется данный метод тогда, когда не выгодна установка датчиков или использование лабораторий. Недостатки данного вида оборудования заключаются в основном в том, что невозможны непрерывные измерения величин.

Исходя из вышесказанного можно сделать вывод, что мониторинг трансформаторов – важная процедура, но методы мониторинга нуждаются в доработке и возможном объединении функций.

Аварии, повреждения и отказы силовых трансформаторов обычно вызваны какими-либо скрытыми дефектами, недочетами в конструкции, некачественным ремонтом, нарушениями в технике монтажа, или состоянием масла. Если своевременно выявлять данные дефекты, то можно предупредить аварийные ситуации и связанные с ними негативные воздействия устранив их в начальной стадии развития.

Чаще всего неполадки в работе трансформатора связаны с повреждениями в обмотках или изоляции, повреждениями активной стали, нарушением или дефектом фарфоровой и внутренней изоляции вводов, повреждениями в регу-

лировании под нагрузкой, повреждениями всяческих вторичных узлов и устройств.

Диагностика состояния трансформатора носит комплексный характер, ее осуществляют при изготовлении трансформатора перед тем, как ввести его в работу, а также в процессе использования. Перед вводом в работу проводят испытания в объемах, которые предусматривают ПУЭ (правила устройства электроустановок). Производят разного рода операции, например: осмотр и определение правил включения, измерение характеристик изоляции и сопротивления обмоток постоянному току, проверка работы переключающего устройства, снятие круговой диаграммы, испытание бака с радиаторами гидравлическим давлением, проверка состояния силикагеля, фазировка трансформатора, испытание трансформаторного масла, испытание включением толчком на номинальное напряжение.

Работы, которые производят для диагностики трансформатора можно разделить на четыре группы:

- работы, которые не требуют соприкосновения с рабочим трансформатором;
- работы, выполняемые без отключения трансформатора, но с обязательным прикосновением к нему или вспомогательным узлам;
- работы, требующие отключения трансформатора;
- работы, для которых трансформатор выводят в ремонт.

Первую группу составляют периодические внешние осмотры трансформатора, а также контроль показаний сигнальных устройств и показателей измерительных устройств.

В течение периодических осмотров смотрят на следующие факторы:

- внешнее состояние изоляции на наличие дефектов (трещин, царапин, сколов), проверка отсутствия эффекта коронирования, целостность обмоток и магнитопровода;

- качество показаний измерительных приборов, состояние маслоуказателей, газового реле, термометров, и прочее;
- качественное состояние масла и его уровень в расширителе с помощью силикагеля;
- качество соединений, а также проверка по нагреву;
- наличие и соответствие параметров трансформатора табличке;

Проверка по нагреву контактных соединений может проводиться с помощью термоиндикаторов или по внешнему виду. В основном сильный нагрев вызывает горение дуги, особенно в темное время суток. Наиболее эффективным прибором для контроля нагрева является тепловизор. Контроль с помощью тепловизора основан на регулировании температурного поля на поверхности обследуемого объекта, и последующем анализе инфракрасных снимков (термограмм) оператором-термографистом. Данный прибор позволяет без соприкосновения определить нарушение температурного баланса и предупредить отказ, не требует отключения объекта, подготовки рабочего места, позволяет определить развивающиеся дефекты на ранней стадии развития, и, наконец, может проводить диагностику всех типов оборудования подстанции. Но имеет большую стоимость.

Температуру масла, в частности, его верхних слоев, измеряет термометр. Если эта температура не соответствует нормативным показателям, то для начала проверяют состояние систем охлаждения, если повреждений в ней выявлено не было, приступают к осмотру на наличие внутренних повреждений в трансформаторе (замыкания между витками в обмотке в результате горения масла, нарушение контактных соединений, попадание постороннего предмета в масло, вследствие этого ухудшение циркуляции или состояния масла.

Также возможно снижение уровня масла в баке, это может быть вызвано как наличием повреждений в радиаторах, расширителе или баке, так и недостаточным количеством масла, залитого в бак. При уровне масла ниже допустимого трансформатор не должен работать, так как данное нарушение может приве-

сти к ухудшению состояния масла, нарушениям в работе систем охлаждения, срабатыванию газового реле, отключению трансформатора или к серьезной аварии вследствие короткого замыкания между обмотками.

При обнаружении в результате осмотра каких-либо нарушений в работе трансформатора должны быть приняты необходимые меры для устранения данного повреждения, если это возможно, то без отключения трансформатора. Если же обнаружено нарушение во внутренней части трансформатора, он должен быть отключен.

Ко второй группе мер по диагностике состояния трансформатора можно отнести такие операции, как: отбор проб масла для последующего химического или хроматографического анализа растворенных в масле газов, измерение вибрации бака или других частей трансформатора, контроль частичных разрядов, отбор газа из сработавшего на сигнал газового реле и прочее.

Многие повреждения трансформатора невозможно определить только при внешнем его осмотре, особенно внутренние повреждения на начальном этапе развития. Большая часть этих неисправностей может быть устранена в результате проверки состояния масла, такие повреждения, как местные перегревы, частичные разряды, горение дуги, искрения в контактах и так далее. Помимо данных неисправностей свойства масла изменяются вследствие его повышенного загрязнения, увлажнения, попадания в его состав различных газов, в том числе и кислорода, а также при старении масла ухудшаются и его изоляционные свойства.

Отбирают пробы масла так, чтобы не допустить повышенного увлажнения или загрязнения масла, а также избегают попадания посторонних предметов в него. Если же этого не учесть, то отбор может быть бесполезен, ведь результаты анализов окажутся неверными. При отборе проб масла нужно очистить от загрязнений сливную пробку, слить масло в постороннюю емкость, вместимостью не менее 0.5 л, с притертой и чистой пробкой. Важно учесть влияние резкого перепада температур, и не допустить образования конденсации

влаги в емкости с маслом, поэтому открывать ее стоит только после уравнивания температурного баланса с окружающей средой.

На данный момент довольно популярным способом диагностики трансформаторного масла является хроматографический анализ. Данный метод заключается в проверке масла на наличие газов (обычно это водород, ацетилен, этан, метан, этилен, окись углерода и двуокись углерода).

К третьей группе мероприятий по диагностике трансформатора относятся: испытания и определение целостности изоляции обмоток, магнитопроводов, высоковольтных вводов, переключающих устройств и вспомогательного оборудования. Сюда относятся все виды профилактических испытаний, ревизии и т.п. Для того, чтобы обмотка могла считаться целостной, несколько сопротивлений на одном ее ответвлении не должны отличаться более, чем на 2%, тогда токоведущий контур можно считать исправным. Если имеется разрыв, то трансформатор отправляется в ремонт.

Четвертую же группу мероприятий, которые проводятся на трансформаторе в ремонте, составляет полный анализ состояния отдельных частей с целью определения или уточнения объема ремонтных работ. Но решение о выводе трансформатора в ремонт принимается по результатам диагностических мер первых трех групп.

Самыми ненадежными элементами трансформаторов являются маслonaполненные вводы и устройства переключения коэффициента трансформации под нагрузкой (РПН). Специалистами признано, что силовые трансформаторы центров питания целесообразно оснащать системами контроля состояния под рабочим напряжением. Такие системы разработаны и предлагаются к использованию зарубежными и отечественными фирмами.

2. Затраты, связанные с проведением ремонтов силовых трансформаторов.

В среднем, траты на текущий ремонт силового трансформатора напряжением 35кВ составляют 31016 рублей на материалы и услуги, 20717 рублей на заработную плату персоналу. При отключении трансформатора вследствие результата аварии удельный ущерб от аварийной ситуации, происходящей длительное время при выходе силовых трансформаторов подстанции целевого назначения, составит от 38,48 руб/кВт до 5032,62 руб/кВт, в зависимости от потребителей. То есть при мощности подстанции 100 МВА убытки могут составить – от 39 млн. рублей, до 5000 млн. рублей. Также по данным источника [28] можно говорить, что капитальный ремонт силового трансформатора ТРДЦН 63000/110/10/10 составляет около 1000 тыс. рублей, в то время, когда диагностика его технического состояния составит всего лишь в пределах 100–120 тыс. рублей, т.е. в 10 раз меньше. Стоимость нового силового трансформатора данной мощности находится в пределах 30 млн. рублей.

3. Мониторинг работы трансформаторов.

3.1. Мониторинг работы трансформаторов с помощью автоматизированных систем мониторинга и технического диагностирования TDM.

В ПАО «Россети Сибирь» спроектирован и внедрен стандарт организации по оснащению силовых трансформаторов первичными датчиками контроля автоматизированных систем мониторинга и технического диагностирования (далее – АСМД). По данному стандарту оптимальным набором датчиков АСМД является стандартный набор. В данном стандарте задан наилучший набор датчиков АСМД для силовых трансформаторов, в зависимости от параметров оборудования.

Данная совокупность помогает определять состояние изоляции высоковольтных силовых трансформаторов. Это устройство выполняет объединенный анализ силового трансформатора и показывает совокупную оценку инженерного качества трансформатора.

Система АСМД TDM предназначена для мониторинга работы силовых трансформаторов, а также выполняет такие задачи, как:

1. Контроль состояния основной изоляции силового трансформатора.
2. Контроль состояния высоковольтных вводов трансформатора.
3. Определение температуры наиболее нагретой точки обмотки.
4. Определение эффективности работы системы охлаждения.
5. Оценка технического состояния конструкции трансформатора.

В комплексе могут присутствовать до 14 модулей, выполняющих разные задачи. Возможна установка нескольких модулей выбранного типа. Все модули объединяются в единую диагностическую систему при помощи современных протоколов связи.



Рисунок 2 – Устройство шкафа АСМД

В состав диагностической системы TDM входят: главный модуль системы АСМД М0, модули мониторинга за различными параметрами М1-М10, блок питания и дополнительные опциональные модули. АСМД М0 руководит производительностью М1-М10, читает данные с них, использует значения зарегистрированных параметров для работы встроенных математических модулей, проводящих диагностику дефектных состояний трансформатора, анализирует тенденции в изменении состояния трансформатора, прогнозирует изменения параметров трансформатора при помощи адаптивных математических моделей, а также информирует персонал о текущих дефектных состояниях.

Модули М1-М10 диагностируют отдельные системы (система охлаждения, параметры высоковольтных вводов, техническое состояние устройств РПН и пр). Каждый из них доставляет в главный модуль диагностическое заключение о текущем состоянии и параметрах своей подсистемы.

Таким образом, АСМД силовых трансформаторов благодаря своим функциям повышает надежность системы электроснабжения.

3.1 Мониторинг за работой трансформатора типа ТРДН-25000/110-66

Система TDM-M поставлена на трансформатор 2Т подстанции Саяногорского РЭС «Электрокотельная №1». Тип трансформатора: ТРДН-25000/110-66. Технические характеристики представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристики трансформатора 2Т

Характеристики трансформатора ТРДН-25000/110-66		Значение	
1		2	
Номинальная мощность, кВА	Обмотка ВН	25000	
	Обмотка НН	12500	
Мощность при отключенном дутье, кВА		ВН	17000
		НН	8500
Схема и группа соединения обмоток			
Номинальная частота, Гц		50	
Вид переключения ответвлений		РПН	
Способ охлаждения		Д	
Напряжение короткого замыкания, %		10,68	
Потери короткого замыкания, кВт		121,81	
Потери холостого хода, кВт		32,7	

Описанную выше систему поставили 19.10.2018 года, она зарегистрировала 10634 замера системы TDM-M в программе контроля изоляции (SKI) версии 4.35. Через каждые 3 часа осуществляется мониторинг. Дата последнего замера 06.05.2022 года. Сигналы датчиков разделяются на категории: параметры ЧР (частичных разрядов), подключения и общие характеристики. Среди них есть такие, как интенсивность импульсов (ЧР), влажность, измеряемая в процентах, температура вводов, и температура воздуха. Построить тенденцию из-

менения величин во взятом интервале позволяют данные параметры. Важнейшие измерения – это интенсивность частичных разрядов, амплитуда частичных разрядов и суммарное число импульсов, а также емкость вводов, их температура, тангенс, температура воздуха и нагрузка.

Если выбрать необходимые параметры, то можно построить график динамики, отобразив показатели каждого измерения или же усредненные данные каждого из измерений.

На рисунках 3, 4 и 5 визуализировано усреднение для сглаживания графика при необходимости наблюдения за общей тенденцией. Выбрав нужные параметры, возможно построить необходимые графики динамики, которые покажут данные по каждому измерению, либо усредненные данные каждых N_x измерений. Усреднение, представленное на рисунках 3, 4, 5 помогает сгладить график при необходимости наблюдения за общей тенденцией.

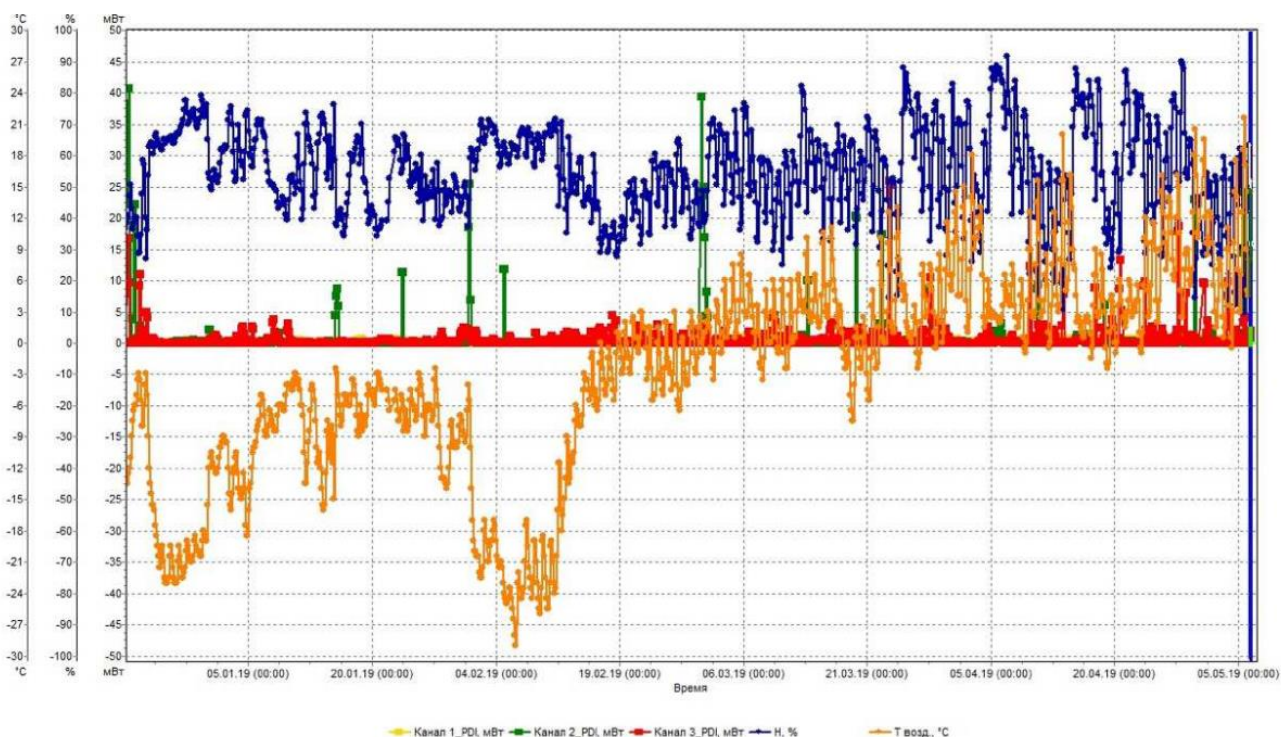


Рисунок 3 – Усреднение по двум ближайшим значениям

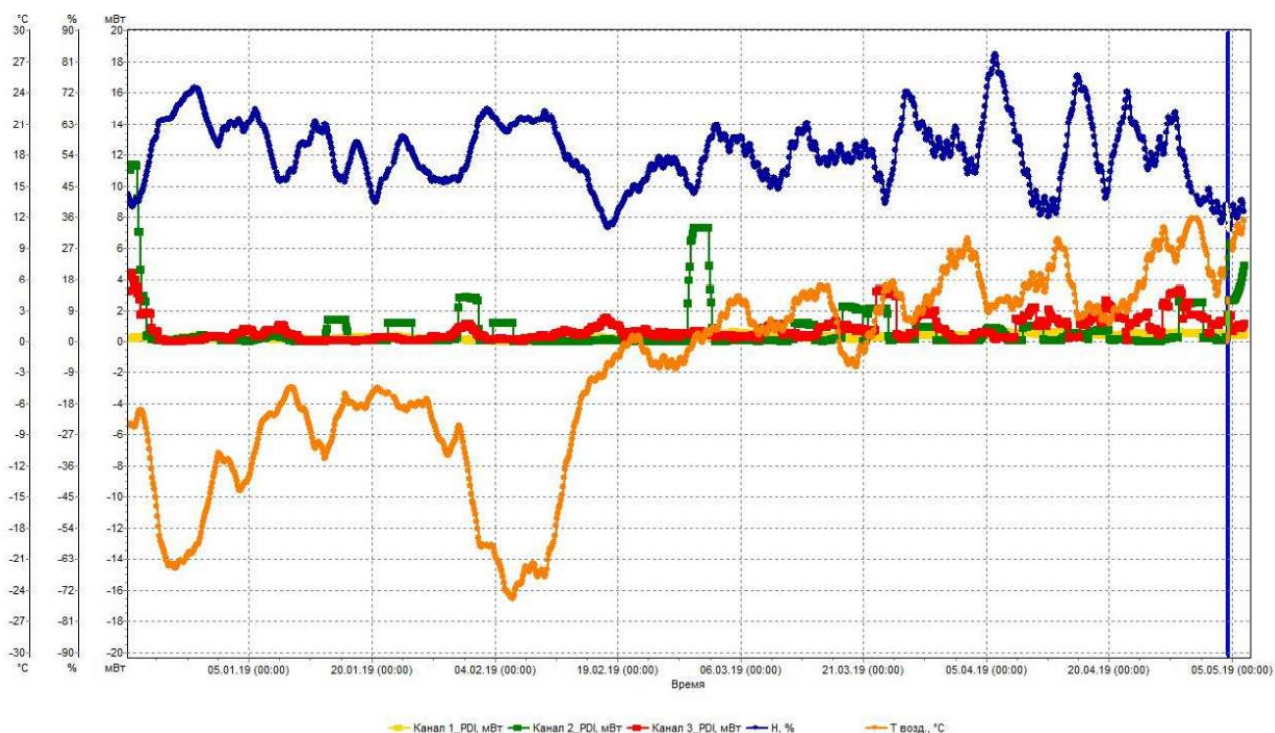


Рисунок 4 – Усреднение по 20 ближайшим значениям

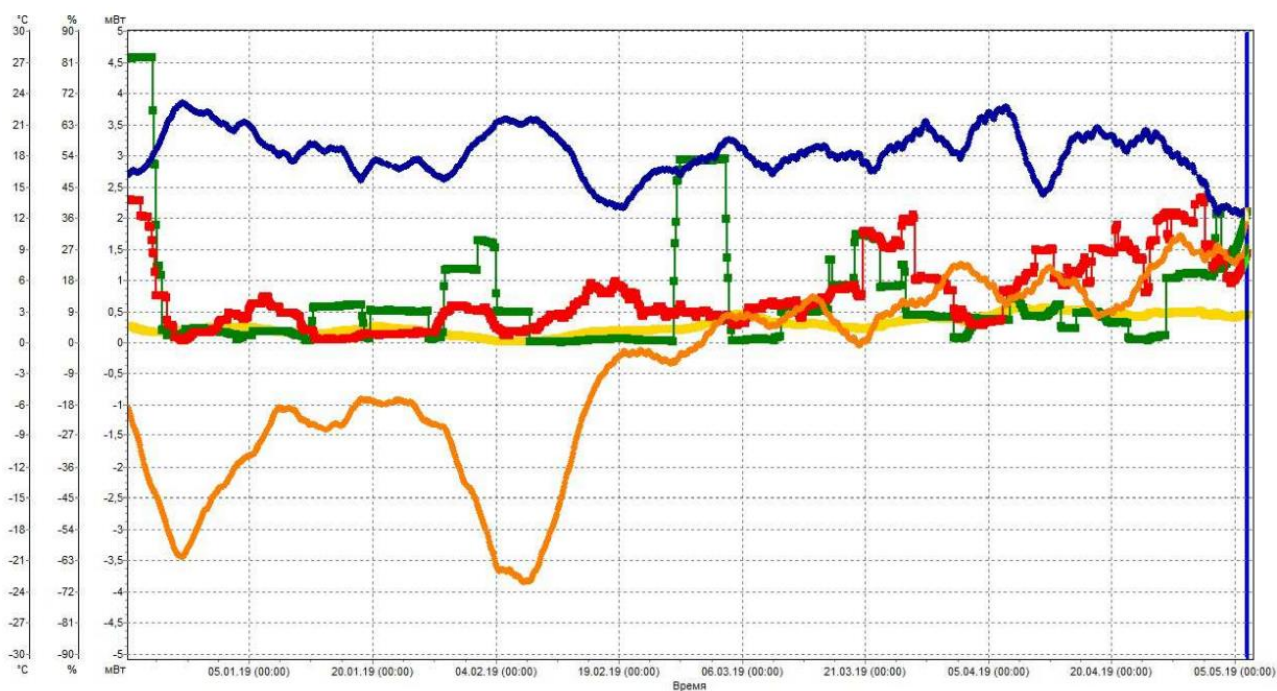


Рисунок 5 – Усреднение по 50 ближайшим значениям

По выбранным данным строятся двумерные графики зависимости значений измеряемых параметров от времени (Тренд) и распределение параметров по каналам текущего замера (график замера) представленные на рисунках 6-10.

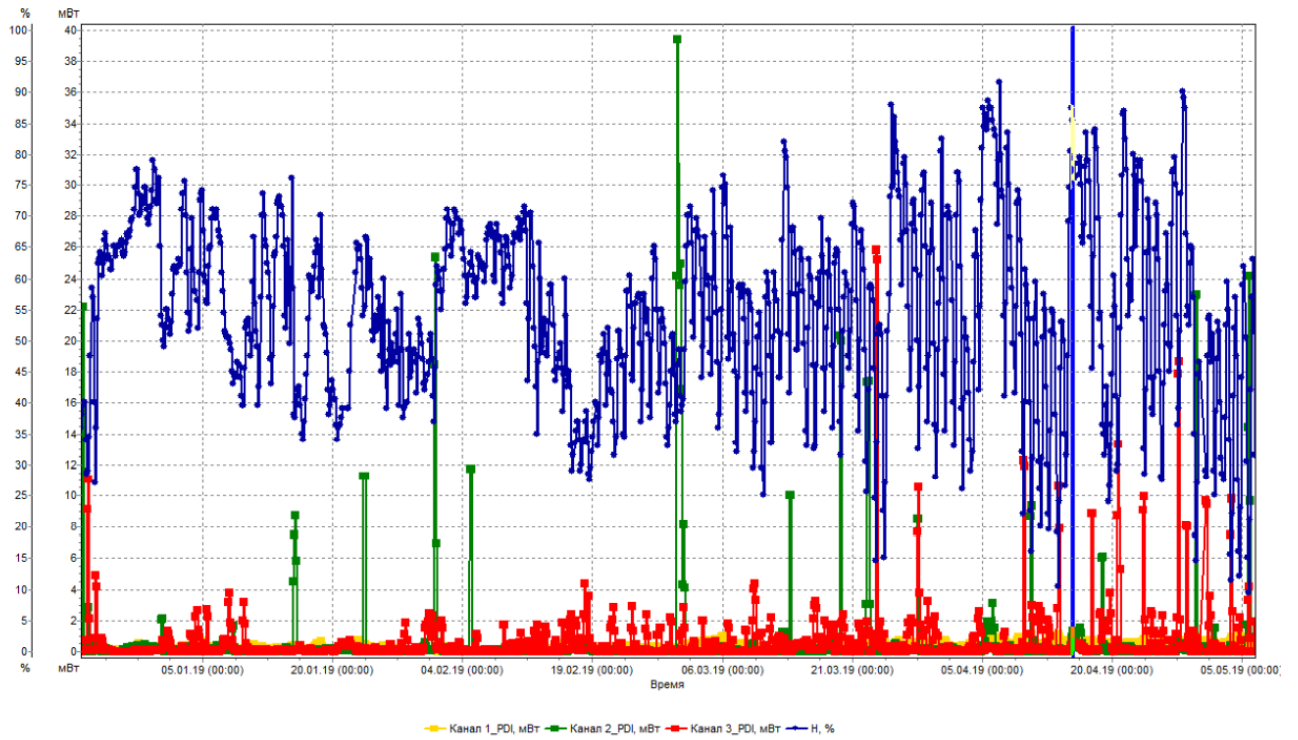


Рисунок 6 – Динамика влажности и интенсивности импульсов

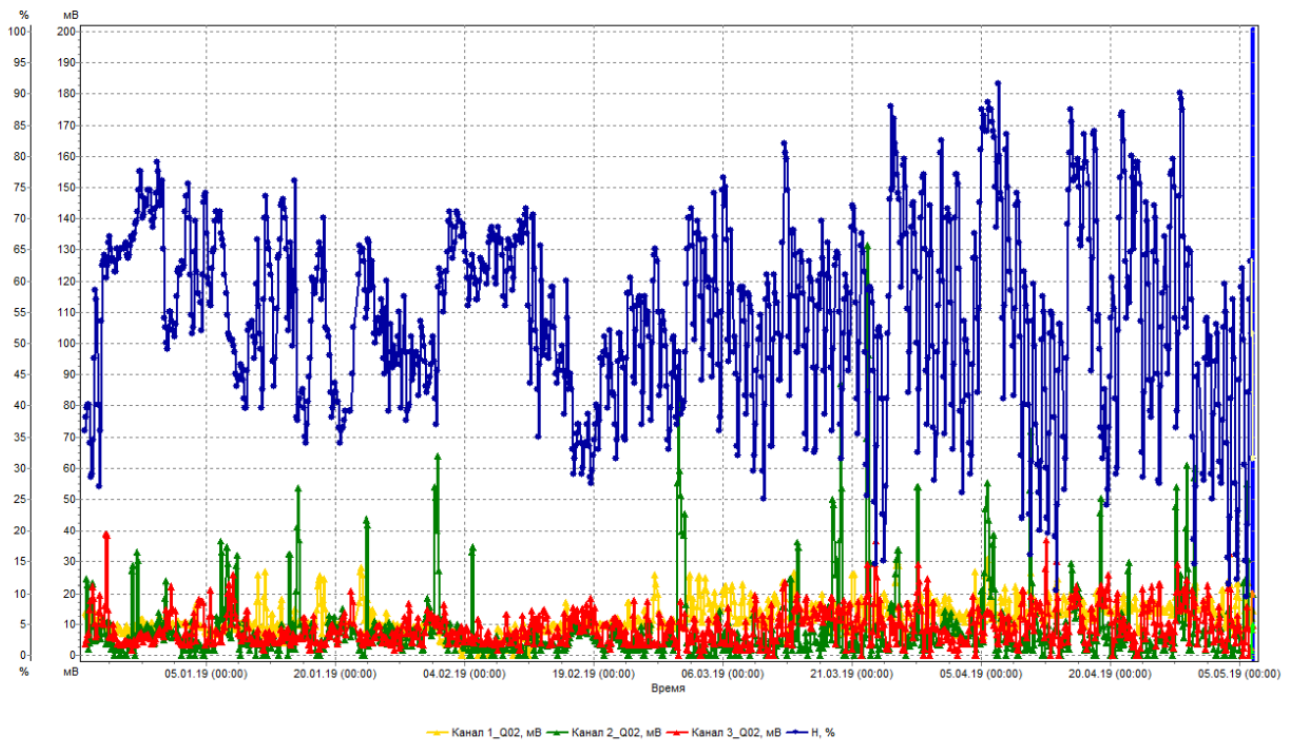


Рисунок 7 – Динамика влажности и амплитуды импульсов

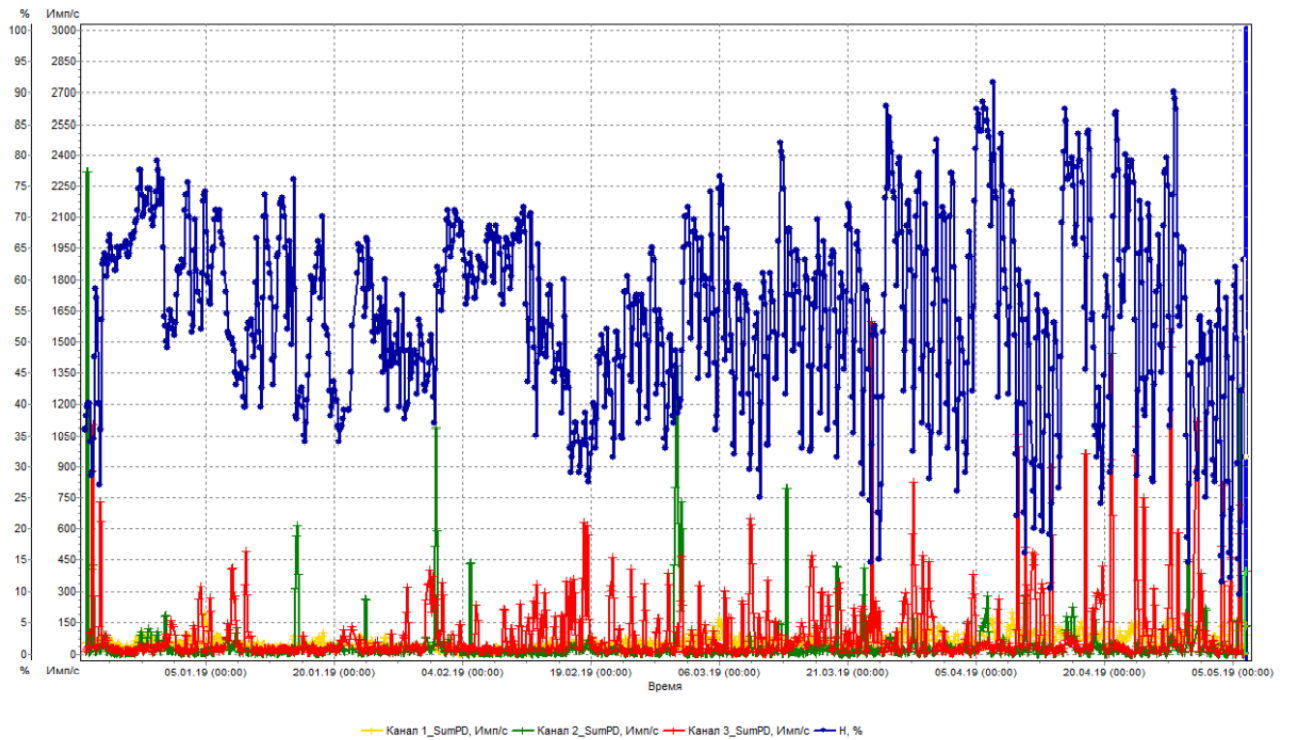


Рисунок 8 – Динамика влажности и суммарного числа импульсов

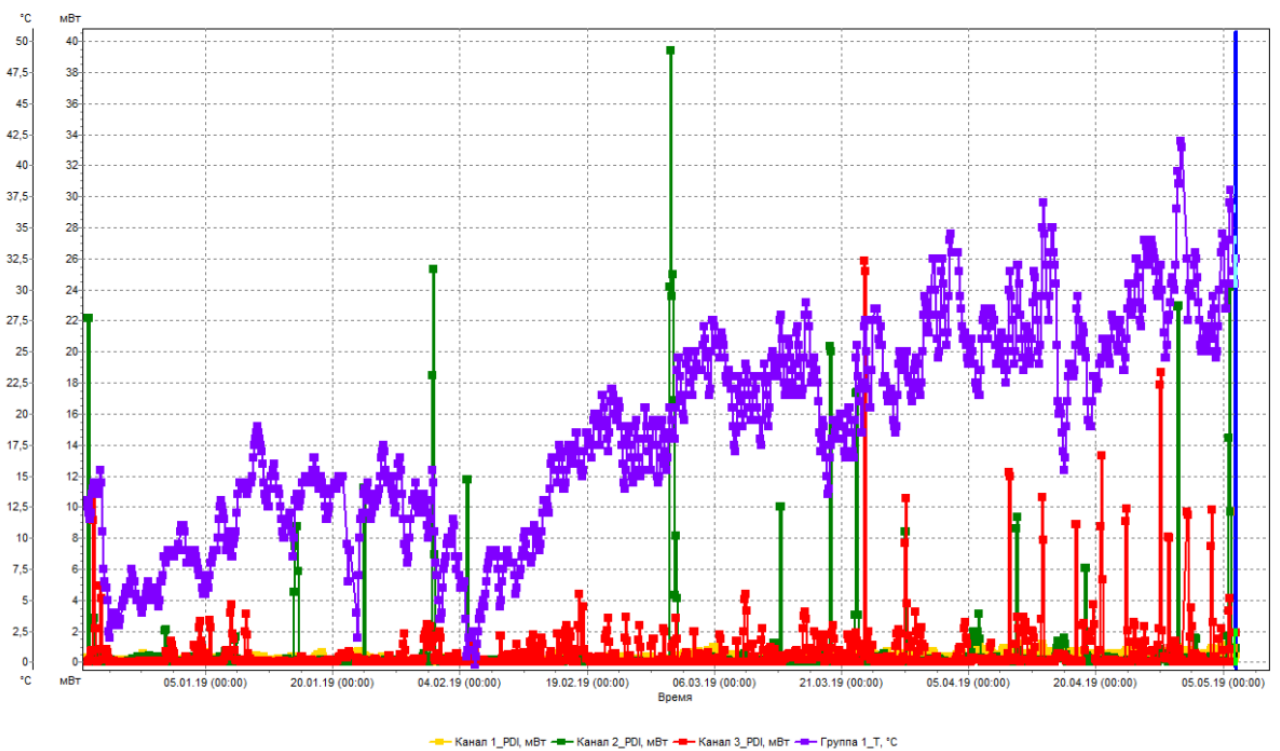


Рисунок 9 – Динамика интенсивности импульсов и температуры ввода

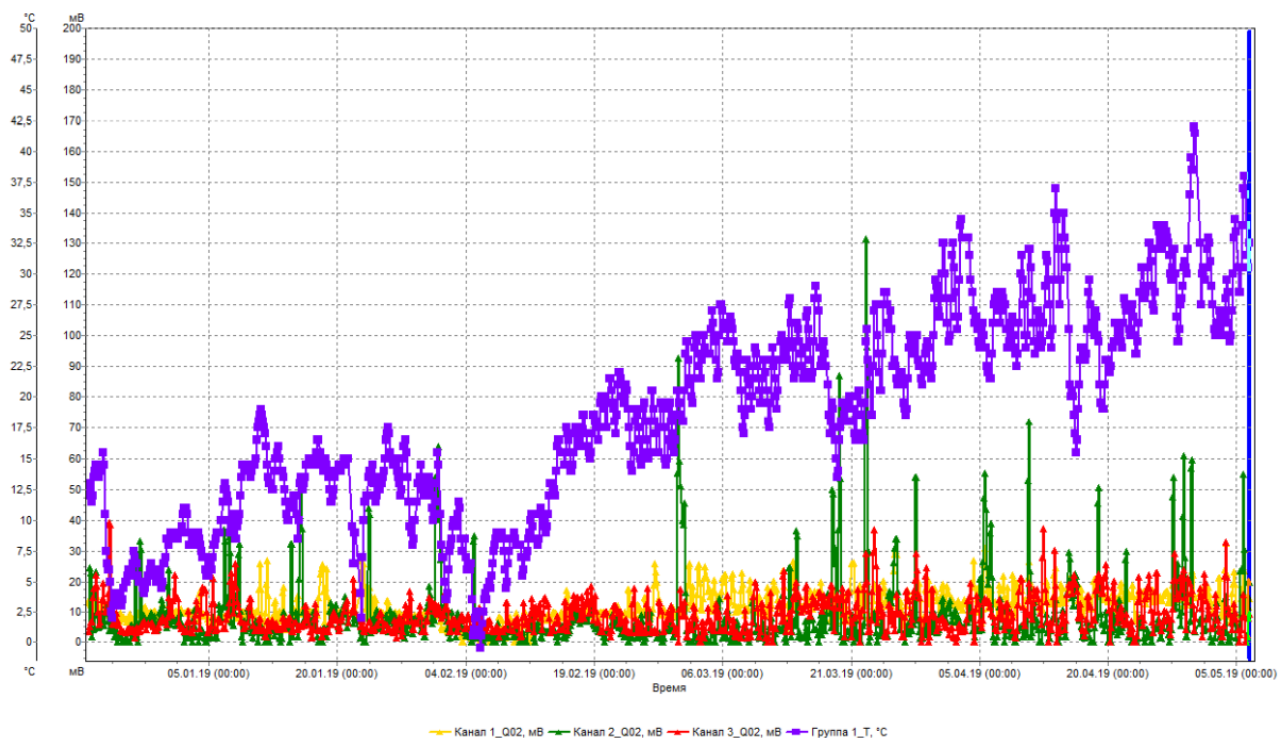


Рисунок 10 – Динамика амплитуды импульсов и температуры ввода

Полученные данные можно скопировать в программу Microsoft Excel и там произвести корреляционный анализ. Корреляционный анализ – популярный метод статистического исследования, который используется для выявления степени зависимости одного показателя от другого. В программе Microsoft Excel имеется специальный инструмент, предназначенный для выполнения этого типа анализа.

В таблице 3 представлены результаты корреляционного анализа ЧР по параметрам влажности и температуры воздуха, нагрузки и т.д. Коэффициент корреляции варьируется в диапазоне от +1 до -1. При наличии положительной корреляции увеличение одного показателя способствует увеличению второго. При отрицательной корреляции увеличение одного показателя влечет за собой уменьшение другого. Чем больше модуль коэффициента корреляции, тем заметнее изменение одного показателя отражается на изменении второго. При коэффициенте равном 0 зависимость между ними отсутствует полностью.

Таблица 3 – Корреляция данных.

	Канал 1, Интенсивность импульсов, мВт	Канал 1, Амплитуда интенсивности, мВ	Канал 1, Суммарное число импульсов, Имп/с	Канал 2, Интенсивность импульсов, мВт	Канал 2, Амплитуда интенсивности, мВ	Канал 2, Суммарное число импульсов, Имп/с	Канал 3, Интенсивность импульсов, мВт	Канал 3, Амплитуда интенсивности, мВ	Канал 3, Суммарное число импульсов, Имп/с	Амплитуда U _{np} , %	Температурный коэффициент КТ,	Температура ввода, °С	Влажность Н, %	Температура возд., °С	Нагрузка, %
Канал 1, Интенсивность импульсов, мВт	1														
Канал 1, Амплитуда интенсивности, мВ	0,773	1													
Канал 1, Суммарное число импульсов, Имп/с	0,925	0,578	1												
Канал 2, Интенсивность импульсов, мВт	0,099	0,062	0,088	1											
Канал 2, Амплитуда интенсивности, мВ	0,205	0,147	0,160	0,697	1										
Канал 2, Суммарное число импульсов, Имп/с	0,090	0,062	0,072	0,816	0,507	1									
Канал 3, Интенсивность импульсов, мВт	0,307	0,197	0,296	0,056	0,140	0,071	1								
Канал 3, Амплитуда интенсивности, мВ	0,272	0,204	0,239	0,091	0,288	0,093	0,553	1							
Канал 3, Суммарное число импульсов, Имп/с	0,317	0,190	0,309	0,079	0,169	0,100	0,937	0,605	1						
Амплитуда U _{np} , %	-0,073	-0,033	-0,047	0,084	0,083	0,041	-0,033	-0,072	-0,053	1					
Температурный коэффициент КТ,	0,040	0,059	0,026	0,071	-0,003	0,066	0,000	0,008	0,022	0,165	1				
Температура ввода, °С	0,603	0,586	0,522	0,062	0,083	0,034	0,191	0,164	0,198	-0,103	0,121	1			
Влажность Н, %	-0,133	-0,081	-0,160	-0,189	-0,151	-0,158	-0,359	-0,345	-0,443	-0,145	-0,143	-0,227	1		
Температура возд., °С	0,635	0,615	0,569	0,105	0,161	0,084	0,262	0,289	0,292	-0,071	0,104	0,932	-0,385	1	
Нагрузка, %	-0,429	-0,499	-0,380	-0,045	-0,091	-0,028	-0,159	-0,227	-0,178	0,089	-0,026	-0,659	0,246	-0,793	1

Проведя корреляционный анализ имеющихся данных, можно установить, что интенсивность импульсов и амплитуда импульсов каждой фазы связана прямой зависимостью. Коэффициент корреляции связи интенсивности и амплитуды фазы А равен 0,773, в фазе В коэффициент равен 0,697 и в фазе С равен 0,552. Заметим, что связь в фазе А больше, чем в фазе С, но все так же связь сильная, более 0,5. Данная связь говорит о том, что при повышении интенсивности ЧР амплитуда импульсов не всегда увеличивается, но долгое время может находиться в одних и тех же пределах.

Суммарное число и интенсивность импульсов в одной и той же фазе имеют коэффициенты корреляции в фазах А, В и С 0,925 0,816 и 0,937 соответственно. Это говорит о том, что корреляционная связь, между данными величинами, прямая и очень тесная. То есть при высокой интенсивности ЧР в одной фазе суммарное число импульсов этой же фазы неминуемо возрастет. Если сравнивать интенсивность импульсов и амплитуду импульсов разных фаз, то степень корреляции будет низкой. Так связь интенсивности ЧР фазы А и амплитуды ЧР фазы В имеет коэффициент корреляции 0,205, а между фазами А и

С 0,272, связь фаз В и С вовсе составляет 0,09, что соответствует самой слабой связи. Это оговорит о том, что увеличение интенсивности ЧР в одной фазе очень слабо связана с увеличением амплитуды ЧР в соседних фазах.

Так же прямая, но очень слабая связь наблюдается в интенсивности импульсов соседних фаз. Это говорит о том, что повышение или понижение интенсивности ЧР в одной фазе никак не отражается на другой фазе. Как связь интенсивности ЧР разных фаз, также связь амплитуды разных фаз и суммарного числа ЧР разных фаз, будет очень низкой. Всё это говорит о том, что значение одной фазы на другую фазу малозначительны.

Чего не скажешь о связи температуры окружающей среды и температуры вводов, а также связи температуры и происхождением ЧР. Сравним зависимость ЧР от температуры воздуха. Коэффициент корреляции интенсивности ЧР фазы А и температуры равен 0,635, что 39 соответствует прямой и сильной связи. Связь температуры и интенсивности импульсов в фазах В и С намного ниже фазы А. Мы можем только предполагать с чем это связано, так как очень важная деталь – это настройка и калибровка датчиков на холодном трансформаторе. вследствие этого может быть очень большая погрешность в расчетах данных. Коэффициент корреляции между влажностью и температурой воздуха равен -0,385.

Отрицательный коэффициент свидетельствует о том, что связь между этими параметрами обратная, т.е. при повышении одной величины другая величина уменьшается. Так как коэффициент по модулю ниже 0,4 значит, что связь параметров ниже среднего. Так как связь температуры и ЧР прямая, а связь температуры и влажности воздуха обратная, следовательно, связь влажности и регистрацией ЧР так же является обратной. При падении влажности воздуха, которая происходит при повышении температуры, происходит повышение интенсивности, амплитуды и суммарного числа ЧР. Коэффициент связи низкий и значения по модулю не выше 0,45 – это означает что связь этих параметров ниже среднего. При проведении корреляционного анализа между

нагрузкой трансформатора и параметрами ЧР обнаружилась обратная связь. Причем стоит заметить, что нагрузка на данной подстанции и трансформаторе 2Т в летний период уменьшается.

Данная подстанция принадлежит котельной, которая поставляет тепло потребителю в холодное время года. вследствие этого заметим, что нагрузка уменьшилась при переходе на неотапительный период. Об этом свидетельствует обратная связь с температурой воздуха, коэффициент которой равен $-0,792$. Данная величина говорит о том, что связь очень тесная. Коэффициент корреляции между нагрузкой и интенсивностью ЧР не превышает $-0,5$, следовательно, связь данных параметров ниже среднего. По данным, которые были получены за 4,5 месяца, поэтому коэффициенты 40 корреляции варьируются очень сильно. Это может быть следствием того, что требуется калибровка датчиков и длительный сбор данных. В результате исследований, проведенных на трансформаторе, установлено, что параметры изменяются в течение года. При проведении корреляции обнаружилось подтверждение обратной зависимости увеличения интенсивности ЧР от влажности воздуха, а также прямой связи от повышения температуры трансформатора.

Заметим, что влажность находится в обратной зависимости от температуры окружающей среды. Исследование показало, что интенсивность ЧР находится в обратной зависимости от нагрузки, хотя степень корреляции низкая. Анализируя данные и результаты измерений можно констатировать, что наибольшая интенсивность ЧР наблюдается весной, в основном в марте, при таянии снега и переходе от отрицательных температур к положительным, а также наоборот, когда появляется изморозь интенсивность и амплитуда ЧР возрастает. Так же присутствует зависимость от влажности воздуха. В программе системы контроля изоляции (SKI) есть вкладка фазовая диаграмма. Эта вкладка представляет собой двумерный график тренда амплитуды U_{np} или температурного коэффициента U_{np} в полярных координатах, где в качестве угловой координаты выступает фазовый сдвиг [16, 17].

Диаграмма разбита на цветные сектора. Цвет сектора обозначает принадлежность к конкретной фазе: желтый – фаза А, зеленый – фаза В, красный – фаза С. Если точка попадает в сектор, расположенный вдоль своей фазы, то это означает изменение сопротивления данной фазы. Если же точка попадает в сектор, расположенный перпендикулярно к оси своей фазы, то это – изменение емкости данной фазы. На приведенной фазовой диаграмме на рисунке 11 зеленым цветом выделен сектор емкости фазы В. Следовательно, данные, собранные в период наблюдений, показывают, что в емкости фазы В происходят изменения, которые не выходят за пределы 5% по амплитуде U_{nn} .

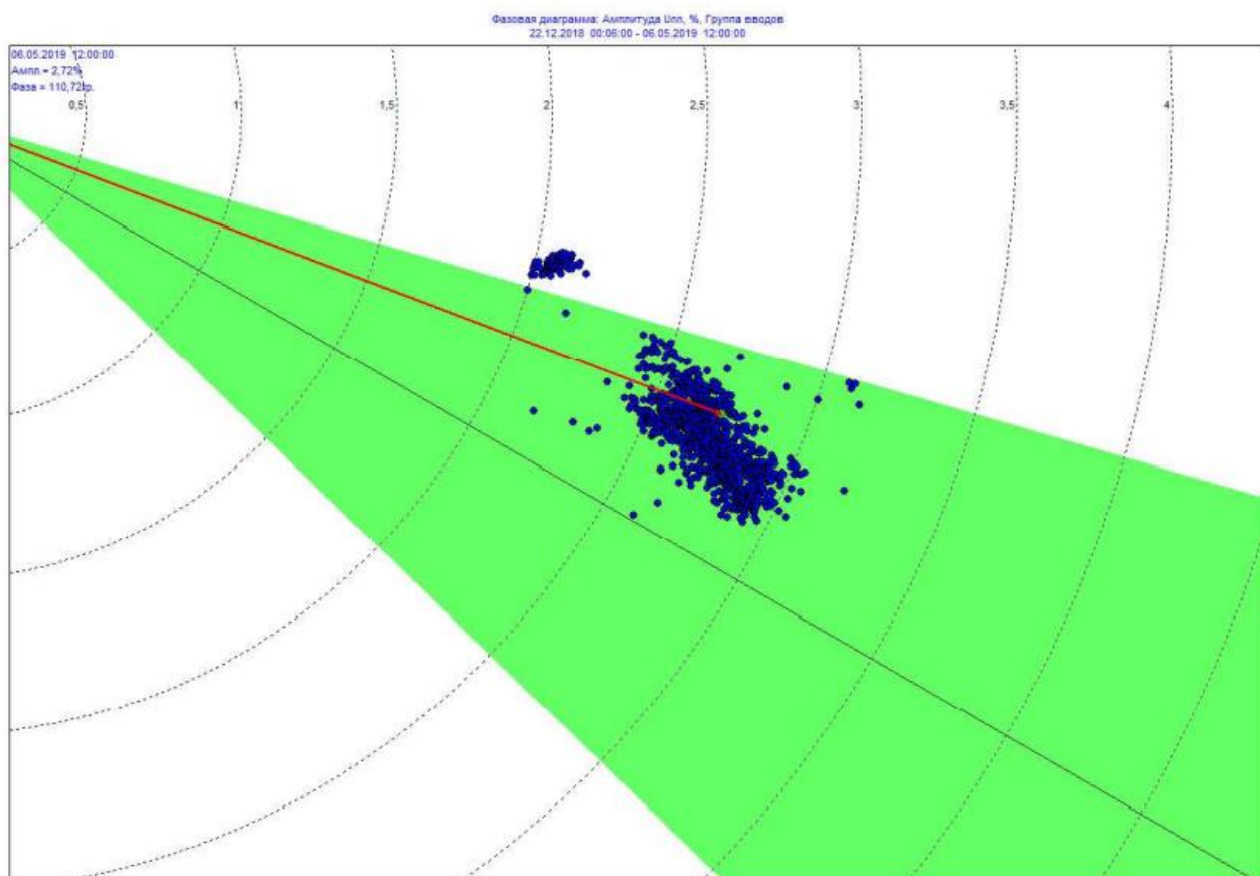


Рисунок 11 – Фазовая диаграмма Амплитуды U_{nn} , %

4. Улучшение мониторинга работы трансформаторов.

Для высоковольтных силовых трансформаторов аварии – нередкое явление из-за отрицательных внешних воздействий, хотя они довольно надёжны в использовании ввиду отсутствия вращающихся деталей. Стоит обратить внимание на то, что высоковольтные силовые трансформаторы электрических сетей и системы электроснабжения стареют и изнашиваются. По данным ПАО «ФСК» степень трансформаторного оборудования, который превышает нормативный период использования, составляет более 60% [10].

Стремление избежать выхода из строя больших трансформаторов, поиск дефектов и опасных режимов работы вполне естественны, потому что при поломке крупного трансформатора затраты энергокомпании могут составить десятки миллионов рублей. Чтобы достичь такого эффекта необходимо применение АСМД силовых трансформаторов. Современные методы технической диагностики позволяют выявлять разные дефекты без отключения трансформатора от сети. Это приводит к тому, что сетевая компания не тратит дополнительные средства, как на диагностику трансформаторов с отключением. АСМД особенно важны как средства перехода к профилактике, оцениваемой по реальному состоянию трансформатора. Профилактика приводит к сокращению расходов на обслуживание, а также продлевает срок службы работающих трансформаторов.

Кроме функций выявления дефектов, АСМД за счет применения средств автоматизации могут решать задачи управления режимом силового трансформатора (при дополнительных затратах на установку и настройку дополнительного оборудования), что позволит повысить срок его службы. Современные многопараметрические АСМД позволяют выявить возникающие в работе дефекты в высоковольтных силовых трансформаторах. Обнаружение на ранней стадии позволяет вовремя принять правильные решения по ликвидации дефектов; обеспечивают высокий коэффициент готовности, сократить или полностью исключить вынужденные простои на ремонт и обслуживание, увеличить меж-

ремонтный интервал и качество ремонта, снизить затраты на него, а также продлить срок службы оборудования. Итог такого подхода приведет к тому, что надобность планово-предупредительных и послеаварийных ремонтов сведется к нулю, а обслуживание объектов энергетики будет происходить только по их фактическому состоянию.

Применение АСМД силовых трансформаторов позволяет:

- повысить надежность электроснабжения;
- продлить срок службы оборудования;
- предотвратить выход из строя дорогостоящего оборудования;
- уменьшить количество аварийных ситуаций;
- исключить простои оборудования.

Вполне очевидно, что затраты на АСМД силовых трансформаторов в разы меньше затрат на капитальный ремонт электрооборудования после выхода его из строя и также намного ниже стоимости нового электрооборудования, а тем более намного меньше ущербов от развития длительных аварий в районах с высоким уровнем развития промышленности.

Таким образом, применение АСМД силовых трансформаторов позволяет обнаружить некоторые дефекты на ранней стадии, разработать мероприятия, направленные на увеличение срока службы оборудования и минимизировать количество аварийных ситуаций. Тем самым, повышается надежность системы электроснабжения.

5. Эксплуатация силовых трансформаторов с большим сроком службы.

В целях стратегического планирования необходима правильная оценка «паркового» (группового) ресурса всей матрицы силовых трансформаторов как в рамках отрасли, так и в рамках конкретных энергетических объединений. При этом необходимо оценить трудозатраты на продление срока службы трансформаторов, так как срок службы значительной части трансформаторов можно продлить до парка только после проведения профилактических работ. Необходимые данные для решения задач стратегического планирования можно получить на основе рациональной диагностики парка «старых» трансформаторов с учетом имеющегося опыта их эксплуатации [11,12].

По сложившейся «негласной» традиции продление срока службы данного силового трансформатора осуществляется на основании «комплексного обследования» – достаточно длительной, наукоемкой и дорогостоящей процедуры, если проводятся все диагностические операции. регламентируются некоторыми отраслевыми документами. Для целей стратегического планирования такой подход представляется избыточным, так как в данном случае вовсе не обязательно знать с «абсолютной» точностью все характеристики каждого трансформатора. Для определения «паркового» ресурса достаточно знать средние данные о характеристиках надежности определенного комплекта трансформаторов на перспективу 12-15 лет [25]. В то же время регламентированные основополагающими нормативными документами номенклатура и методика получения диагностических показателей, как показывает опыт, зачастую недостаточны для корректного определения ресурса трансформаторного парка.

Поэтому при большом количестве «старых» трансформаторов (текущая ситуация и среднесрочная перспектива) при определении «паркового» ресурса возникает противоречивая ситуация: с одной стороны, основываясь только на действующих нормативных документах, невозможно иметь адекватное представление о текущем состоянии старения трансформаторов и, с другой стороны,

технология «полного зондирования», позволяющая получать эти данные, работает слишком медленно (данные обо всем парке стареющих трансформаторов можно получить в течение 15-20 лет) и относительно дорого. Устранение этого противоречия возможно несколькими путями: обобщением уже имеющегося (хотя и ограниченного) опыта «комплексного обследования» и эксплуатации силовых трансформаторов с длительным сроком службы или реализацией идей (с некоторой доработкой), расписанных в [31].

Рассмотрим возможности первого варианта на основе опыта «комплексного обследования» силовых трансформаторов в ОАО «Свердловэлектроремонт». За последние 15 лет по полноценной технологии «комплексного обследования» состояние более 200 силовых трансформаторов мощностью от 10 000 до 630 000 кВА, напряжением от 110 до 500 кВ, со сроком службы на момент обследования от 10 до 54 лет. При этом более 60 % (125 ед.) трансформаторов на момент обследования имели срок службы больше расчетного (от 25 до 54 лет при среднем значении 33 года). Поскольку у части исследованных трансформаторов до достижения проектного срока службы в прошедший период фактический срок службы превысил расчетное значение, то испытанная партия долговечных трансформаторов превышает 140 единиц (средний срок службы 36 лет).

Такой набор можно считать статистически значимым, а результаты статистической обработки материалов «сплошной переписи» вполне достоверными (по крайней мере, для Уральского и Западного и Сибирского регионов, где было проведено подавляющее большинство переписей). Рассмотрим основные результаты исследования данной группы трансформаторов: Из 125 исследованных трансформаторов со сроком службы от 25 до 54 лет только шесть трансформаторов (4,8 %) находились в аварийном состоянии, требующем срочного капитального ремонта или замены с полной нагрузкой (некоторые детали этих трансформаторов будут указаны позже).

Следует особо отметить, что остаточный ресурс этих трансформаторов без капитального ремонта оценивался сроком не менее 2-3 лет, что позволяло осуществлять их ремонт или замену практически в плановом порядке. Все остальные трансформаторы имели те или иные дефекты, после устранения которых их дальнейшая эксплуатация могла продолжаться в течение не менее 12 - 15 лет. В то же время капитальный ремонт (с капитальным ремонтом токоведущей части) для продления срока службы потребовался только для 20-25% обследованных трансформаторов.

Остальные трансформаторы в основном требовали ремонта отдельных узлов и систем, что чаще всего можно было сделать без выхода из строя активной части. Случаи продления срока службы без ремонта единичны и не превышают 5 % от общего числа испытанных трансформаторов с длительным сроком службы. В настоящее время ни один из испытанных трансформаторов этой группы не имел повреждений в эксплуатации, что может свидетельствовать о достоверности результатов, полученных в ходе испытаний, и правильности сделанных на их основе выводов.

Среди этих трансформаторов можно отметить четыре трансформатора со сроком службы около 40 лет, состояние которых после повторного (через 10-12 лет после первого) осмотра было признано исправным и, в очередной раз, срок их службы удлиняется на 10-12 лет (до 50-52 лет).

Представляет интерес краткое описание трансформаторов, состояние которых на момент обследования было признано критическим.

1. Три автотрансформатора: типа АОДТГ-83333/220 (срок службы на момент обследования 36 лет), ОДТГА-80000/220 (36 лет) и АОДТГ-83333/220 (39 лет) в составе одной автотрансформаторной группы установлены на подстанции предприятия электрических сетей крупной энергосистемы. Режим работы автотрансформаторов типичен для подстанций 220 кВ энергосистем, но в отдельные периоды АТ работали с нагрузкой, близкой к номинальной, а температура верхних слоёв масла в эти периоды достигала предельно допустимых зна-

чений. Состояние автотрансформаторной группы в целом было оценено как критическое по следующим основным показателям: влагосодержание изоляции всех АТ достигло опасного уровня (оценка расчётом по характеристикам масла и изоляции – 3,2-3,8%); вероятность значительного загрязнения изоляционных промежутков всех АТ высокая; высокая вероятность термического старения изоляции одного АТ; высокая вероятность деформации обмоток на одном АТ; наличие дефекта магнитопровода на двух АТ; многочисленные течи масла через различные резиновые уплотнения на всех АТ; ограниченно работоспособное состояние вводов 110 и 220 кВ всех АТ, требующее проведения капитального ремонта вводов с осмотром изоляционной основы. Поскольку в перспективе планировалась реконструкция подстанции капитальный ремонт всех АТ был признан нецелесообразным и эксплуатация их была продолжена до замены автотрансформаторной группы на трёхфазный АТ (до замены старые АТ проработали ещё более трёх лет).

2. Трансформатор типа ТРДЦН-63000/110, срок службы на момент обследования 30 лет. Первоначально подстанция, где установлен трансформатор, находилась на балансе металлургического комбината, а в последнее время передана на баланс предприятия электрических сетей энергосистемы. Трансформатор работает в тяжёлом нагрузочном режиме – средняя нагрузка близка к номинальной, систематически подвергается перегрузкам в пределах допустимых ПТЭ; средняя температура верхних слоёв масла близка к предельно допустимой, а в летний период достигает 850С. Состояние трансформатора признано критическим по следующим причинам: старение масла превысило критический уровень (кислотное число масла достигло значения 0,15 мг КОН/г, масло не проходит тест на стабильность, аномально высокое поглощение в области ИК-спектра на длине волны 1700 мм^{-1} , тангенс угла диэлектрических потерь масла достиг 18% при 900С); старение изоляции достигло критического уровня (содержание фурановых соединений 12 ppm); высокая вероятность загрязнения изоляционных промежутков; прогнозируется снижение усилия запрессовки об-

моток на двух фазах; имеется очаг перегрева активной части из-за протекания «контурных токов»; имеются дефектные контактные соединения на избирателе и предизбирателе устройства РПН; требуется капитальный ремонт вводов; низкая эффективность работы системы охлаждения; многочисленные течи масла. Рекомендации по проведению полномасштабного капитального ремонта трансформатора по различным причинам выполнить не удалось. Срочно проведён ремонт с регенерацией масла и устранением некоторых дефектов. Выполнить отбор образцов бумажной изоляции из наиболее нагретой точки не удалось. Степень полимеризации целлюлозы образцов, отобранных из доступной зоны (дистанцирующие прокладки и изоляция отводов) оказалась на уровне 700–740. Хотя было очевидным, что эти результаты не отражают состояния изоляции в наиболее состаренной зоне, трансформатор был включён в работу, а решение о его полномасштабном ремонте или замене было отложено до лучших времён (по состоянию на данный момент трансформатор находится в работе после внепланового ремонта около двух лет).

3. Трансформатор типа ТДЦГ-90000/110, срок службы на момент обследования 33 года. Трансформатор эксплуатировался на подстанции крупного металлургического комбината, перегрузкам практически не подвергался, хотя средняя нагрузка близка к номинальной, температура верхних слоёв масла близка к предельно допустимой. Состояние трансформатора оценено как критическое по следующим показателям: старение масла превысило критический уровень (кислотное число масла достигло значения 0,6 мг КОН/г, масло не проходит тест на стабильность, аномально высокое поглощение в области ИК-спектра на длине волны 1700 мм^{-1} , тангенс угла диэлектрических потерь масла достиг 25% при 900С); старение изоляции достигло критического уровня (содержание фурановых соединений 12 ppm); увлажнение изоляции достигло опасного уровня (расчётное значение среднего влагосодержания картона около 4,0%) высокая вероятность загрязнения изоляционных промежутков; неработоспособен переключатель ответвлений обмоток (типа ПБВ); критическое состо-

яние вводов 110кВ. При осмотре активной части результаты обследования полностью подтвердились. Степень полимеризации целлюлозы образцов, отобранных даже не из самой нагретой зоны, менее 250. Проведение капитального ремонта трансформатора было признано нецелесообразным и трансформатор через 1,5 года был заменён на новый.

4. Трансформатор типа ТДЦГ-90000/110, срок службы на момент обследования 32 года. Трансформатор эксплуатировался на той же подстанции крупного металлургического комбината и в том же нагрузочном режиме, что и трансформатор, описанный в предыдущем пункте. Состояние трансформатора оценено как критическое по следующим показателям: старение масла превысило критический уровень (кислотное число масла достигло значения 0,4 мг КОН/г, масло не проходит тест на стабильность, аномально высокое поглощение в области ИК-спектра на длине волны 1700 мм^{-1} , тангенс угла диэлектрических потерь масла достиг 68% при 900С); старение изоляции достигло критического уровня (содержание фурановых соединений 8,3 ppm); увлажнение изоляции достигло опасного уровня (расчётное значение среднего влагосодержания картона более 4,0%) высокая вероятность загрязнения изоляционных промежутков; прогнозируется ослабление прессовки обмоток и магнитопровода; критическое состояние вводов 110 кВ. Дальнейшая судьба этого трансформатора не известна.

Несмотря на некоторую ограниченность, приведённые данные позволяют сформулировать некоторые обобщающие выводы: для трансформаторов, при эксплуатации которых соблюдаются требования основных действующих НТД [31,32], фактический срок службы существенно превышает первоначально назначенный и составляет не менее 50 лет при рациональной системе проведения поддерживающих профилактических ремонтов.

Характеристики надёжности стареющих силовых трансформаторов (со сроком службы 25-50 лет) при рациональной системе сервисного обслуживания незначительно отличаются от характеристик надёжности трансформаторов в

пределах их расчётного срока службы, что создаёт благоприятные предпосылки для дальнейшего продления их срока службы.

Действующая в отрасли технология «комплексного обследования» силовых трансформаторов позволяет прогнозировать состояние силовых трансформаторов на срок 12-15 лет при условии соблюдения правил их эксплуатации. Решающее значение для продления срока службы силовых трансформаторов имеет поддержание характеристик масла в них на уровне не хуже «зона риска», не допуская ухудшения их до уровня «предельно допустимое значение» (вывод не новый, но «повторение-мать учения»).

Проведение «комплексного обследования» в пределах расчётного срока службы силовых трансформаторов представляется излишним, так как решение требуемых задач на этом этапе может быть получено более простыми путями.

Назрела необходимость подготовки и выпуска отраслевого нормативного документа, определяющего порядок продления срока службы силовых трансформаторов, отражающего не только организационные и технические, но и экономические аспекты этой проблемы. В случае продления срока службы трансформатора соответственно должна возрастать его балансовая стоимость, чтобы соответствующие отчисления были достаточны для обеспечения его дальнейшей полноценной эксплуатации (отчисления на капремонт и реновацию, страховые платежи и т.п.). Однако первый вариант решения обозначенной выше проблемы, даёт ответ лишь на стратегические вопросы (своего рода рамочная перспектива) без деления всего парка трансформаторов на отдельные группы.

Решение тактических задач, как уже было отмечено выше, при традиционных подходах затруднено дороговизной и медлительностью получения необходимой информации (как показывает опыт в крупных энергообъединениях по технологии «комплексного обследования» ежегодно можно оценить состояние не более 5% всего парка трансформаторов). Очевидно, что при таких темпах невозможно обоснованное планирование обновления парка стареющих транс-

форматоров. Следует отметить также, что при решении тактических задач далеко не всегда нужен тот же объём исследований, та же достоверность и та же глубина прогноза, что и при решении стратегических задач. В этих условиях необходима разработка и широкое внедрение новых технологий оценки силовых трансформаторов, которые бы позволили за относительно короткое время (1–3 года) разбить весь парк «старых» трансформаторов на несколько групп.

Например:

- работоспособные трансформаторы, не требующие профилактического ремонта, с ожидаемым остаточным ресурсом не менее 15–20 лет;
- работоспособные трансформаторы с тем же ожидаемым остаточным ресурсом, но требующие для его обеспечения профилактического ремонта;
- аналогичные группы трансформаторов с ожидаемым ресурсом 10–15 лет и 5–10 лет;
- трансформаторы с ожидаемым ресурсом менее 5 лет;
- и, наконец, трансформаторы в предаварийном состоянии, требующие срочной замены.

При наличии такой градации комплексное обследование потребуется только для трансформаторов нескольких последних групп. Для других групп трансформаторов может быть достаточно оценки методами функциональной диагностики (без вывода трансформаторов из работы) при расширении номенклатуры анализов масла и учёте конструктивных особенностей и опыта эксплуатации трансформаторов с привлечением компетентных экспертов [31]. При этом достоверность оценки, основанной на анализе косвенных показателей функциональной диагностики, будет ненамного ниже достоверности оценки по результатам «комплексного обследования». Предварительный анализ показывает, что такая технология снижает трудоёмкость работ в 15–20 раз, а их стоимость примерно в 5–10 раз при достаточной для практических целей достоверности оценки.

Это делает реальным и обоснованным разработку стратегических планов обновления парка силовых трансформаторов при умеренных затратах и сохранении показателей их надёжности на приемлемом уровне. Несмотря на то, что в настоящее время накоплен достаточный научный и практический опыт оценки и прогнозирования ресурса силовых трансформаторов, до сих пор, как уже отмечалось выше, отсутствует полноценный нормативный документ, регламентирующий саму процедуру продления их ресурса. В современных условиях, когда ранее единые отраслевые комплексы раздроблены на многочисленные акционерные компании (не только в энергетике), зачастую с противоположными экономическими интересами, разработка такого документа сталкивается с вполне определёнными трудностями. Технические аспекты этой проблемы являются общими для всех отраслей и структур и консенсус среди технических специалистов может быть достигнут достаточно быстро. Гораздо сложнее преодолеть различие экономических интересов различных собственников. Однако и эти трудности вполне преодолимы, особенно на современном этапе, когда становится очевидной несостоятельность многих «квазиэкономических» постулатов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы выполнены следующие задачи:

- Дано теоретическое обоснование необходимости повышения надежности трансформаторных подстанций, эксплуатирующихся сверх нормативного срока;
- Проведен мониторинг работы трансформатора;
- Обработаны результаты данного мониторинга;
- Найдены способы повышения надежности эксплуатируемых трансформаторных подстанций;
- Обоснована значимость предложенных мероприятий.

Выпускная квалификационная работа выполнялась по научной тематике, рекомендованной ПАО «Россети Сибирь» – «Хакасэнерго».

Результаты работы могут быть использованы филиалом ПАО «Россети Сибирь» – «Хакасэнерго».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федоров А. А., Старкова Л. Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий; Учебное пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.; ил.
2. Долгополов А., Ивакин В. Управляемые шунтирующие реакторы. Обзор и сравнительные характеристики // Новости электротехники. – 2013. – №6 (84).
3. СТУ 7.5–07–2021. Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. – Взамен СТО 4.2–07–2014; дата введ. 20.12.2021. – Красноярск, 2021. – 61 с.
4. Требования к содержанию, объему и структуре бакалаврской работы / Н. В. Дулесова [и др.]; – Абакан, 2015. – 56 с.
5. Выпускная квалификационная работа по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»: метод. Указания / сост. Н. В. Дулесова : Сиб. федер. ун-т, ХТИ – филиал СФУ. – Абакан: Ред. – изд. Сектор ХТИ – филиала СФУ, 2017. – 56 с.
6. Министерство энергетики Показатель технического состояния объектов электроэнергетики (физический износ) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/11201>.
7. Соколов В. В. Ранжирование состаренного парка силовых трансформаторов по техническому состоянию // Современное состояние и проблемы диагностики силового электрооборудования: материалы совместного заседания совета специалистов по диагностике силового электрооборудования при УР-ЦОТ и секции «Техническое обслуживание, мониторинг и диагностика электрооборудования» Четвертой Всерос. науч. - техн. конф. Новосибирск: НГТУ, 2006

8. Осотов В. Н. Опыт обследования трансформаторов с большим сроком службы // Диагностика электрических установок: материалы Второго науч.-практ. семинара Общественного совета Сибири и Востока по проблемам диагностики электрических установок / под ред. А. Г. Овсянникова, В. Т. Чернева. Новосибирск, 2008.

9. Хлыстиков А.В., Игнатъев И.В. Проблемы надежности работы силовых трансформаторов. Братский государственный университет, г. Братск, Россия, 2013 г.

10. Авилов, В. Д. Целевой энергетический мониторинг эффективности использования ТЭР структурными подразделениями желез структурными подразделениями железных дорог [Текст] / В. Д. Авилов, Е. А. Третьяков, А. Г. Звягинцев // Известия Транссиба / Омский гос. университет путей сообщения. – Омск. – 2012, - № 1 (9). – С. 59 – 69.

11. Рогожников Ю.Ю. Исследование методов и разработка алгоритмов для поддержки жизненного цикла силовых трансформаторов. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Иваново, 2003 г.

12. Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 216 е.: ил. – (Основное электрооборудование в энергосистемах: обзор отечественного и зарубежного опыта).

13. Русов В.А., Софьина Н.Н. Вибрационное обследование и диагностика состояния силовых трансформаторов // Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования. Выпуск 11. СПб: ПЭИПК, 2000. – С. 38-53.

14. Аль Хамри Саид Сейф Сабир. Исследование дефектов в силовых трансформаторах и разработка мероприятий по повышению эффективности их диагностирования. Иваново, 2005 г.

15. Беркович Я.Д. О диагностике электрического оборудования // Электрические станции. – 1998. -№6. – с.16-20.
16. Савваитов Д.С., Тимашова Л.В. Техническое состояние основного оборудования подстанций и ВЛ, мероприятия по повышению надежности. // Электрические станции. – 2004. – №8. – с. 18-20.
17. Аксенов, Ю.П. Мониторинг технического состояния высоковольтной изоляции электрооборудования энергетического назначения в эксплуатации и ремонтах / Ю.П. Аксенов. М.: Научтехиздат. –2002. – 338 с.
18. Алексеев Б.А., Несвижский Е.И. Система контроля и диагностики состояния трансформаторов // Электрические станции. – 2000. - №3. – с. 48- 50.
19. Аксенов, Ю.П. Мониторинг технического состояния высоковольтной изоляции электрооборудования энергетического назначения в эксплуатации при ремонтах. – М.: Научтехлитиздат, 2002. - 338 с.
20. Алексеев, Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. - 215 с.: ил.
21. Афанасьев, Н.А. Система технического обслуживания и ремонта оборудования электрохозяйств промышленных предприятий (система ТОР ЭО) / Н.А. Афанасьев, М.А. Юсипов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 528 с.
22. Бажанов, С.А. Инфракрасная диагностика электрооборудования распределительных устройств / С.А. Бажанов. – М.: НТФ. «Энергопрогресс», 2000. – 76 с.
23. Воротницкий В.Э. Энергетическая эффективность и компенсация реактивной мощности в электрических сетях. Проблемы и пути решения // Энергосовет – 2007 – №1 (47).
24. Береговских, А. В. Организация мониторинга, экспертной диагностики и прогнозирования технического состояния силовых трансформаторов электроснабжения промышленных предприятий: автореф. Дис... канд.техн.наук.: 05.02.22 / А.В. Береговских: – Норильск, 2006. - 20 с.: ил.

25. Берхане А.М. Обоснование критерия оценки надежности электроснабжения // Интернет-журнал «НАУКОВЕДЕНИЕ» Том 7, №1 (2015) <http://naukovedenie.ru/PDF/106TVN115.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ. DOI: 10.15862/106TVN115.

26. ПАО «Россети Сибирь»: сведения о техническом состоянии электрических сетей за 2021 год. – Режим доступа: https://cabinet.rosseti-sib.ru/index.php?option=com_content&view=article&id=287:svedeniya-o-tekhnicheskom-sostoyanii-elektricheskikh-setej-oao-mrsk-sibiri-za-2014-god&catid=1033&Itemid=2379&lang=ru22&mod=tech_set

27. Объём и нормы испытаний электрооборудования / Под общ. ред. Б.А. Алексеева, Ф.Л. Когана, Л.Г. Мамиконянца. – 6-е изд., с изм. и доп. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003.

28. Кириченко, Н. В. Системы мониторинга и диагностики силовых трансформаторов [Текст] / Н. В. Кириченко, С. С. Гиршин, Т. С. Тривайлов // Современные технологии в энергетике. – Омск: ОмГТУ. – 2013г. – с.160–163.

29. Живодерников, С. В. Зарубежный опыт мониторинга состояния маслонаполненного оборудования [Текст] / Материалы четвертого научно-практического семинара Общественного Совета специалистов Сибири и Востока по проблемам мониторинга трансформаторного оборудования и диагностики электрических установок, Белокуриха, 20-24 апреля 2009 / С. В. Живодерников, А. Г. Овсянников, В. А. Русов // Новосибирск, ГЦРО, 2009. – С.7-22.

30. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле. РД 153-34.0-46.302-00. М., 2001.

31. Русов В.А. Диагностический мониторинг высоковольтных силовых трансформаторов Пермь: Компромисс, 2012. – 159 с.

32. Диагностика и оценка состояния силовых трансформаторов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://helpiks.org/1-118355.html>.

Бакалаврская работа выполнена мной самостоятельно. Использованные в работе материалы и концепции из опубликованной научной литературы и других источников имеют ссылки на них.

Отпечатано в 1 экземпляре.

Библиография 32 наименования.

Электронный экземпляр сдан на кафедру.

(дата)

(подпись)

Пыхов А.А.
(ФИО)

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»

институт

«Электроэнергетика»

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Киот А. В. Коловский
подпись инициалы, фамилия

« 05 » июля 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Повышение надежности работы трансформаторных подстанций
распределительных электрических сетей, эксплуатирующихся сверх
нормативного срока

тема

Руководитель Дулесова 05.07.22 доцент, к. т. н.
подпись, дата должность, ученая степень

Н.В. Дулесова
инициалы, фамилия

Выпускник А 05.07.22
подпись, дата

А.А. Пыхов
инициалы, фамилия

Нормоконтролер Кыч 05.07.22
подпись, дата

И.А. Кычакова
инициалы, фамилия