

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ 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)

Техническое и информационное обеспечение интеллектуальных систем  
электроснабжения  
(направленность (профиль))

## МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему «Интеллектуальная система диагностики силового трансформаторного оборудования»

Студент

С.А. Сетин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный

А.А. Кувшинов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

руководитель

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

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

(личная подпись)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ Г.

**Допустить к защите**

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

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

(личная подпись)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ Г.

Тольятти 2019

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
1 Краткий обзор силового трансформаторного оборудования .....	6
1.1 Особенности силового трансформаторного оборудования.....	6
1.2 Дефекты силового трансформаторного оборудования.....	9
1.3 Мониторинг технического состояния силового трансформаторного оборудования.....	15
1.4 Выводы по разделу 1 .....	19
2 Обзор интеллектуальных систем диагностики силового трансформаторного оборудования .....	21
2.1 Обзор известных интеллектуальных систем диагностики силового трансформаторного оборудования.....	21
2.2 Обзор датчиков и преобразователей, используемых в интеллектуальных системах диагностики силового трансформаторного оборудования .....	29
2.3 Критический анализ известных интеллектуальных систем диагностики и выбор рабочего варианта .....	36
2.4 Выводы по разделу 2 .....	39
3 Разработка интеллектуальной системы диагностики силового трансформаторного оборудования.....	40
3.1 Разработка структурной схемы интеллектуальной системы диагностики	40
3.2 Выбор и расчет компонентов разрабатываемой интеллектуальной системы диагностики.....	42
3.3 Алгоритмы работы разрабатываемой интеллектуальной системы диагностики .....	76
3.4 Выводы по разделу 3 .....	81
Заключение .....	84
Список используемых источников.....	86

## ВВЕДЕНИЕ

С увеличением возраста основного оборудования электрических сетей растёт необходимость знать его внутреннее техническое состояние. Для этой цели в последние годы были разработаны офлайн и онлайн методы диагностики систем силовых трансформаторов. Онлайн мониторинг проводится непрерывно во время работы и дает возможность записывать соответствующие параметры, которые могут повлиять на продолжительность работы трансформатора. Оценка этих данных дает возможность обнаружения неисправности трансформатора на ранней стадии, что имеет важное значение при эксплуатации электрических сетей. По сравнению с этим, офлайн методы требуют отключения трансформатора от электрической сети и используются во время плановых проверок или, когда трансформатор уже отказал и был отключен. Материалы, представленные в данной выпускной квалификационной работе, отражают современное состояние и передовые тенденции развития различных методов диагностики силовых трансформаторов. Рассматриваются известные системы диагностики, их теоретические основы, подкрепленные тематическими исследованиями, результаты и анализ методик. Предложено усовершенствование известных диагностических систем и методик, по которым они функционируют. Это позволяет более точно и своевременно оценить техническое состояние силового трансформатора, выработать более эффективную стратегию его эксплуатации, профилактических осмотров, технического обслуживания и ремонта.

Актуальность работы обусловлена необходимостью разработки современных методов диагностики, способных в онлайн режиме контролировать работу силового трансформаторного оборудования для повышения надежности системы электроснабжения.

Цель работы- повысить точность диагностирования силового трансформаторного оборудования.

Задачи исследования:

- анализ известных методик и систем диагностики силового трансформаторного оборудования;
- усовершенствование известных диагностических систем и методик для их применения в интеллектуальных системах онлайн диагностики;
- разработать на их основе интеллектуальную систему онлайн диагностики силовых трансформаторов.

Практическая значимость.

Разработанная система диагностики позволяет дистанционно, в режиме онлайн оценить техническое состояние силового трансформаторного оборудования, своевременно выявлять начавшиеся изменения технического состояния и своевременно проводить профилактическое обслуживание и ремонт, продлевая срок эксплуатации трансформатора

Основные положения, выносимые на защиту.

1. Интеллектуальная система диагностики, отличающаяся от известных использованием для измерения частичного разряда датчика ультра высокой частоты и особым алгоритмом анализа растворенного газа.

Новизна магистерской диссертации

1. Новизна работы заключается в использовании для измерения частичного разряда датчика ультра высокой частоты и особым алгоритмом анализа растворенного газа.

Основные материалы диссертации докладывались на Международной научно-практической конференции в г. Смоленск «Научные исследования современности: от разработки к внедрению», 31 мая 2018 года и на Международной научно-практической конференции в г. Смоленск «Человек и научное познание. Социокультурные аспекты науки », 31 июля 2018 года.

По теме диссертации опубликовано 3 научные статьи [7, 8, 9].

1. Сетин С.А. Интеллектуальное хранение данных с использованием новых технологий. Сборник научных трудов по материалам Международной научно-практической конференции «Человек и научное познание. Социокультурные аспекты науки» (31 июля 2018 года, г. Смоленск) / МНИЦ «Наукосфера». Смоленск, 2018. с. 106-108.

2. Сетин С.А. Интеллектуальная классификация сигналов, используемых в электротехнике. Сборник научных трудов по материалам Международной научно-практической конференции «Человек и научное познание. Социокультурные аспекты науки» (31 июля 2018 года, г. Смоленск) / МНИЦ «Наукосфера». Смоленск, 2018. с. 103-105.

3. Сетин С.А. Бесконтактно-интеллектуальное бесшумное управление двигателем постоянного тока. Сборник научных трудов по материалам Международной научно-практической конференции «Научные исследования современности: от разработки к внедрению» (31 мая 2018 года, г. Смоленск) / МНИЦ «Наукосфера». Смоленск, 2018. с. 148-149.

Структура и объем работы.

Структура: введение, 3 раздела, заключение, список использованной литературы, включающий 30 наименования.

Объем: 89 страниц машинописного текста.

# 1 Краткий обзор силового трансформаторного оборудования

## 1.1 Особенности силового трансформаторного оборудования

Развитие электроэнергетики, строительство мощных электростанций, «электрификация всей страны» потребовало создание разветвленной электрической сети. С самого начала остро встал вопрос снижения потерь электрической энергии по пути от места производства до точки потребления. Наиболее оптимальным решением, в том числе и по экономическим показателям, было выбрано значительное повышение напряжения (до сотен киловольт) для его передачи по линиям электропередач (ЛЭП). При этом ток должен быть минимальным, т.к. потери пропорциональны квадрату тока. Для этого было создано высоковольтное оборудование, главным из которых является силовой трансформатор (см. рисунке 1). Уровни электроэнергии приведены в таблицу 1.



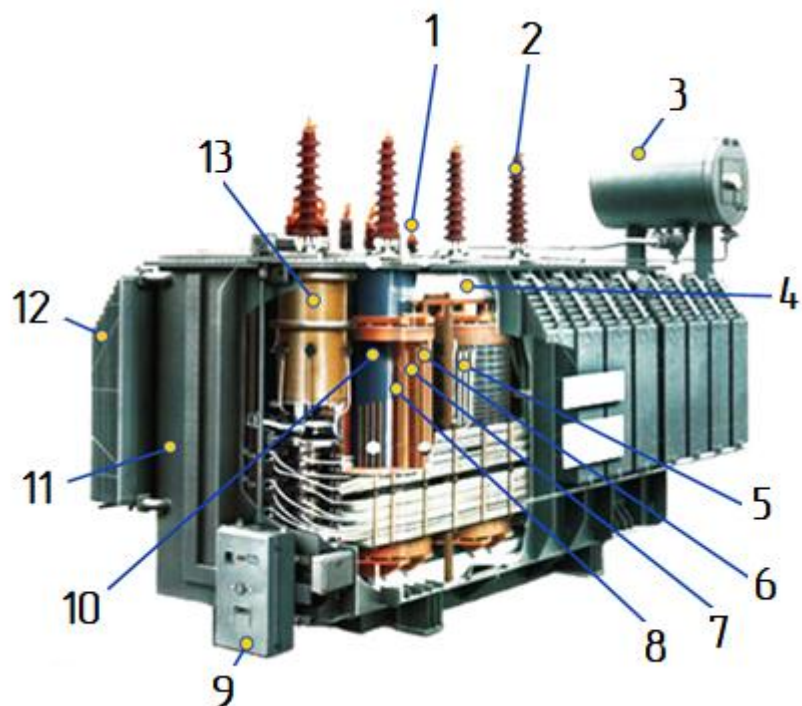
Рисунок 1- Трансформатор ТД-40000/110-У1 (верхний ряд) и силовые распределительные трансформаторы (нижний ряд)

Таблица 1- Уровни напряжения, применяемые в электрических сетях

Выработка электроэнергии		Передача электроэнергии		Потребление электроэнергии
Предприятие	Уровни напряжения, кВ	Устройство	Уровни напряжения, кВ	Уровни напряжения, кВ
Атомная электростанция	3,15; 6,3; 10,5; 18,0;	ЛЭП	Высокий: 110, 150, 220, 330, 500, 750, 1150	Высокий: 10, 6, 3. Низкий: 0,66; 0,38; 0,22
Гидроэлектростанция	20,0; 21,0; 24			
Теплоэлектростанция				

Принцип действия всех трансформаторов основан на свойствах переменного магнитного поля. Конструкция трансформаторов имеет много общего, но при этом в зависимости от их габаритов есть конструктивные отличия. Основные элементы трансформатора показаны на рисунке 2. Номенклатура силовых высоковольтных трансформаторов разделена на классификационные признаки в зависимости от уровня напряжения – на габариты. Всего восемь габаритов. Самый маленький, первый габарит до 100 кВА (номинальная мощность) и до 35 кВ (класс напряжения обмотки), самый высоковольтный – более 200000 кВА и свыше 330 кВ. Для охлаждения трансформаторов используют различные способы, естественные и принудительные. Способы охлаждения шифруются с помощью букв [3]:

- С, СЗ, СГ и СД (сухие трансформаторы);
- М, МЗ, Д, ДЦ, Ц (масляные трансформаторы);
- естественное Н;
- с дутьем НД.



1- ввод низкого напряжения (НН); 2- ввод высокого напряжения (ВН); 3- бак расширительный; 4- ярмо; 5- отводы; 6- регулировочная обмотка (РО); 7- обмотка ВН; 8- обмотка НН; 9- электропривод; 10- магнитопровод; 11- бак; 12- радиаторы системы охлаждения; 13- ПУ РПН

Рисунок 2- Устройство высоковольтного трансформатора

Часть трансформаторов спроектировано с учётом специфики их применения. Например, есть специальные трансформаторы для ЛЭП постоянного тока (буква П в обозначении) или для использования в буровых установках (Б). На конструкцию трансформатора также влияют условия окружающей среды, в которой планируется эксплуатация трансформатора (У, ХЛ, Т) и условия эксплуатации (например, цифра 1 в обозначении – на открытом воздухе). Для повышения диэлектрической стойкости обмоток и отвода от обмоток тепла, бак трансформатора заполнен специальных трансформаторным маслом, из которого предварительно удаляется влага (вода) и воздух. Так как масло при изменении температуры меняет свой объем, предусматривается расширительный бак, в который перетекают излишки масла. Также бак является каркасом, на который устанавливается разнообразное дополнительное оборудование: газовое реле, измеритель



температуры, указатели уровня масла, трансформаторы напряжения и тока, защита от перенапряжений (например, предохранители) и др.

## **1.2 Дефекты силового трансформаторного оборудования**

Работа трансформатора связана с высокими токами и напряжениями, а многих трансформаторов с очень высокими. Поэтому дефекты трансформатора могут возникнуть в любых элементах трансформатора. Рассмотрим основные их них [2].

Для обмоток характерны как электрические повреждения (нарушение изоляции – главной, продольной, между параллельными ветвями) так и механические (деформации, ослабление прессовки, ослабление крепления электростатического экрана, уменьшение размеров охлаждающих каналов).

Для магнитопровода характерны повреждения изоляции (межлистовой, узлов стяжки и прессовки – стяжных шпилек, бандажей, полубандажей) и ослабление прессовки.

Дефекты переключающего устройства связаны с особенностями его конструкции и работы – наличием взаимно перемещающихся деталей. Отсюда возможен механический износ деталей, ослабление крепления контактных соединений (КС), старение масла, повреждение изоляции токоведущих частей.

Основной бак может перегреваться потоками рассеивания и из него может происходить утечка масла. Само масло может стареть, загрязняться, в нем может повыситься влажность.

В системе охлаждения могут выйти из строя вентиляторы, маслонасосы, произойти засорение (загрязнение) труб и межтрубного пространства.

В вводах возможны перекрытие и пробой, ослабление КС, нарушение КС, течь масла. Для металлокаркаса характерны нагрев потоками рассеивания и нарушение изоляции. Также в трансформаторе возможен

выход из строя отдельных изделий и деталей системы защиты, контрольно-измерительной аппаратуры.

Многолетние наблюдения за работой трансформаторов, сбор статистических данных в период с 2002 по 2012 годы, позволил определить вклад отдельных конструктивных элементов трансформаторов в общую картину неисправностей трансформаторов (см. таблица 2).

Таблица 2- Статистика отказов трансформаторов

Элемент конструкции трансформатора	Количество неисправностей, %, при времени работы			
	до 10 лет	11-20	21-30	свыше 31
Система охлаждения	2,1	10	9,1	0
Обмотка	15,3	16,4	15,1	19
Утечки масла	6,8	11,1	13	7,9
Вводы	8,6	22,7	23	19,2
Магнитопровод	4,3	0	0	0
РПН	8,5	17	12,3	5,5
Другое	56,2	21,4	26,8	48,3

Таким образом, появлению дефекта предшествуют следующие процессы, происходящие в трансформаторе:

- повышение влажности высоковольтных выводов;
- некачественная сборка (заводские дефекты);
- нарушение работоспособности системы охлаждения;
- старение изоляции;
- перегрев активной части;
- деформация обмоток;
- частичные разряды в изоляции;
- неисправность контактов ПУ;

- выход из строя защитной аппаратуры, в первую очередь газового реле и измерителей температуры;

- повышение влажности масла и др.

Следовательно, системы мониторинга в первую очередь должны отслеживать именно данные показатели технического состояния, причем желательно это делать непрерывно. Сам трансформатор при этом должен быть активным, т.е. находиться в эксплуатации.

Статистика отказов силовых трансформаторов.

Точная информация об опыте эксплуатации высоковольтного (ВН) оборудования очень важна. Важное значение имеют как производственные показатели, так и показатели по обслуживанию и ремонту такого оборудования. Это помогает производителям совершенствовать свою продукцию и обеспечивает снижение затрат при эксплуатации оборудования.

Статистический анализ зафиксированных отказов позволяет спрогнозировать вероятность отказа в будущем. Данные о надежности оборудования также необходимы при оценке общей надежности электроэнергетической системы. Более того, международные стандарты, применимые к высоковольтному оборудованию, совершенствуются на основе опыта обслуживания. Поэтому очень важна достоверность данных.

В связи с этим была разработана рабочая группа A2.37 Международного совета по крупным электрическим системам (СИГРЭ). Был разработан и утвержден вопросник для сбора статистики по сбоям в электросетях для силовых трансформаторов стандартизированным способом [27].

Помимо информации об исследуемой энергосистеме, данные о неисправностях были собраны для различных групп и типов трансформаторов с точки зрения места возникновения отказа, причин отказа, режимов работы во время возникновения отказа, действий энергосистемы, внешних воздействий и другие параметры.

Основной неисправностью была названа любая ситуация, которая требовала отключение трансформатора от энергосистемы в течение периода, превышающего семь дней, для обследования, ремонтных работ или замены.

Необходимые ремонтные работы должны были включать серьезные восстановительные работы, обычно требующие удаление трансформатора с места установки и их возвращение на завод для ремонта.

Крупный отказ подразумевает по крайней мере, открытие трансформатора или бака устройства РПН или замена втулок.

Неисправность трансформатора, при которой для восстановления первоначальной работоспособности потребовалась корректирующая работа сроком более семи дней, считается серьезным отказом, влияющим на безопасную эксплуатацию трансформаторного оборудования.

В некоторых случаях отказы также назначались основными, если ремонт была короче семи дней, но при этом производится слив масла (например, замена втулок).

Рабочая группа собрала 964 крупных отказов (сбоев), которые произошли в период 1996–2010 гг. Общий срок эксплуатации составил 167 459 трансформатор/год, что обеспечивали 58 энергокомпаний из 21 страны [28]. Год выпуска трансформаторов охватывает период с 1950-х годов по 2009 год, а учетные периоды варьируются от 3 до 11 лет (см. таблица 3).

Поскольку количество действующих трансформаторов было предоставлено только за один год, общий срок службы трансформаторов был рассчитан в предположении, что количество трансформаторов в эксплуатации было постоянным в течение отчетного периода.

Количество трансформаторов было умножено на величину базового периода в годах, чтобы получить оценку - общее количество трансформаторных лет (трансформатор/год).

Таблица 3- Исследованная численность и частота отказов трансформаторов подстанций [29]

Техническая информация	Наивысшее напряжение системы (кВ)						Всего
	69≤кВ<100	100≤кВ<200	200≤кВ<300	300≤кВ<500	500≤кВ<700	кВ≥700	
Количество наблюдаемых трансформаторов, шт	2962	10932	4272	3233	434	348	22181
Общий срок эксплуатации трансформаторов, трансформатор/год	15267	64718	37017	25305	4774	2991	150072
Количество зафиксированных отказов, шт	144	280	186	152	27	10	799
Интенсивность отказов, %	0,94	0,43	0,50	0,60	0,57	0,33	0,53

Частота отказов для таблицы 3 была рассчитана по уравнению (1)

$$\lambda = \frac{n_1 + n_2 + \dots + n_i}{(N_1 + N_2 + \dots + N_i) \times T} \times 100\% \quad (1)$$

где  $n_i$  - количество отказов в  $i$ -м году;

$N_i$  - количество трансформаторов, работающих в  $i$ -м году;

$T$  - учетный период (принят один год).

Общая частота отказов высоковольтных и распределительных подстанций была в пределах 1% (см. таблица 3).

Данные о сбоях для всех потребителей электроэнергии были проанализированы как функция основного местоположения (компонента) в трансформаторе, где произошел отказ. На рисунке 3 показан анализ местоположения отказа для трансформаторных подстанций напряжением 100 кВ и выше соответственно.

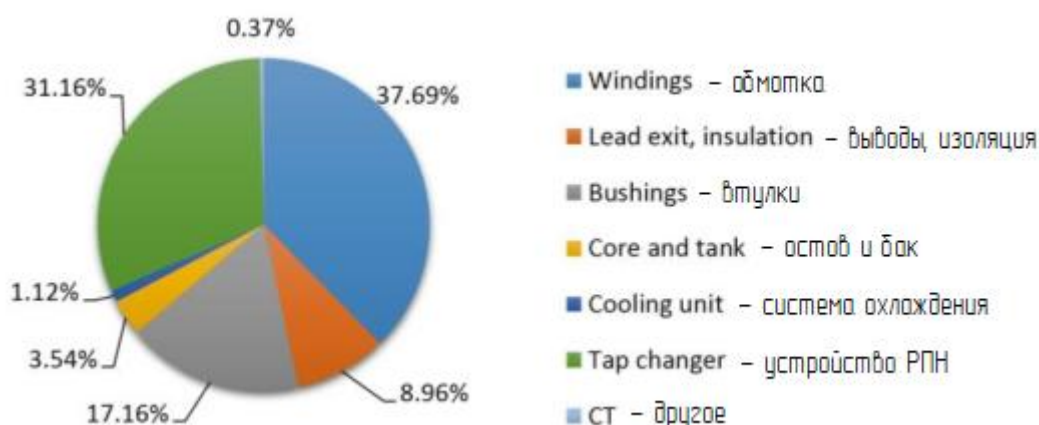


Рисунок 3- Места отказов трансформаторов подстанций (> 100 кВ) (на основе 536 основных отказов)

На связанные с обмоткой отказы пришлось их наибольшее количество в обоих применениях трансформаторов (силовых и распределительных). Отказы в обмотках (48%) и выводах (13%) силовых (повышающих, понижающих) трансформаторов имели более высокий процент, чем в распределительных трансформаторах (38% и 6% соответственно). У трансформаторов на распределительных подстанциях, с другой стороны, имела более высокую доля отказов, связанных с устройством РПН (31%), чем у силовых трансформаторов (12%). Вклад отказов, связанных с выводами, были одинаковыми в обоих применениях трансформатора.

Высокий процент отказов, связанных с обмотками и выводами, указывает на необходимость диагностики и технического обслуживания специально этих компонентов. Таким образом, разработка современных

методов и методик контроля этих частей трансформатора является актуальной задачей.

### **1.3 Мониторинг технического состояния силового трансформаторного оборудования**

Рассмотрим общие методы определения технического состояния силового трансформаторного оборудования.

Надежность системы электроснабжения зависит от производительности и доступности ее компонентов, основным из которых являются силовые трансформаторы. В связи с увеличением возраста трансформатора, оценка состояния и, следовательно, диагностика на месте, являются важными вопросами для обеспечения надежной работы системы электроснабжения. В течение последних десятилетий ведутся масштабные работы по разработке надежных и точных методик оценки состояния. Автономные методы (или офлайн методы) требуют отключения трансформатора от электросети и в основном используются во время осмотров или, когда трансформатор уже отказал. По сравнению с этим, онлайн методы используются во время работы оборудования и дают возможность отследить состояние оборудования во время его реальной работы (например, электрическое напряжение, нагрузку, температуру и т.д.).

Мониторинг - это непрерывное применение методов онлайн-измерений, которые позволяют отслеживать контролируемые параметры, проводить автоматическую оценку собранных данных и своевременно обнаруживать отклонения (отказы).

Применимость различных методов оценки состояния показана в таблице 4. В таблице 4 использованы следующие аббревиатуры:

- DGA: анализ растворенного газа (в масле трансформатора);
- PD: частичный разряд (в изоляции);

- IEC: международная электротехническая комиссия;
- UHF: сверхвысокая частота;
- FRA (Frequency Response Analysis): анализатор частотного отклика;
- PDC: анализ токов поляризации и деполяризации (изоляции);
- FDS: метод спектроскопии в частотной области.

Таблица 4- Состояние различных методов оценки состояния

Метод	Офлайн	Онлайн	Мониторинг	Вне устройства
Старение масла (например, цвет, влажность, tg $\delta$ и т.д.)	xxx	xxx	x <sup>1</sup>	xxx
Содержание производных фурана в анализе масла	xx	xx	-	xx
Анализ DGA	xxx	xxx	xxx	xxx
PD (IEC 60270)	xxx	xx	x	xxx
Нетрадиционное измерение PD (например, измерение UHF PD)	xx	xx	x	xx
Передаточная функция (FRA)	xxx	x	-	xxx
Диэлектрическая диагностика (PDC и FDS)	xx	-	-	xx
Термический мониторинг	-	-	xx	-
Степень полимеризации (DP-значение)	-	-	-	xxx

xxx- общепринятый или стандартизированный; xx- применяется в соответствии со специальными методиками; x- прогрессивный метод (находится в стадии разработки); <sup>1</sup>- измерение влажности; « - » не применимо.



Локальные повреждения внутренней изоляции могут привести к катастрофическому разрушению. Чтобы уменьшить такой риск, силовые трансформаторы должны пройти ряд заводских испытаний до приемки и ввода в эксплуатацию, в том числе на частичный разряд (ЧР) (PD - partial discharge). Измерения частичного разряда на местах эксплуатации трансформаторов часто ограничены невозможностью вмешательства в работу трансформатора. Следовательно, электрическая установка измерения ЧР в соответствии с требованиями МЭК (Международной электротехнической комиссия) 60270 обычно имеет ограничения по применению для локальных онлайн измерений.

Напротив, точность нетрадиционных измерений ЧР методами ультравысокой частоты (УВЧ) является достаточной и обычно не подвержена влиянию внешних помех. Это особенно актуально в «шумной» электромагнитной обстановке.

При применении методов FRA происходит сравнение измеренных передаточных функций силовых трансформаторов. Отклонения между частотными характеристиками указывают на электрические или механические повреждения обмоток. Интерпретация отклонений между передаточными функциями не является стандартизированной процедурой и обещает стать более надежным и значимым диагностическим методом, если в него заложить квалифицированные знания о конструкции трансформатора конкретной модели.

В частности, проведенный анализ растворенных газов (DGA) может предоставить соответствующую информацию о внутренних неисправностях трансформатора. При естественном старении, тепловых и электрических авариях образуются типичные неисправные газы, которые растворяются в изоляционном масле. Анализируя эти газовые профили, проводя их оценку, можно оценить серьезность неисправности. Онлайн мониторинг содержания растворенных газов является мощным инструментом, позволяющим

непрерывно контролировать выработку «неисправного» газа и, таким образом, гарантировать оптимальную работу трансформатора.

Другим фактором является оценка состояния старения трансформатора. Старение напрямую зависит от рабочей температуры и времени работы оборудования. Ограничивающим фактором срока службы является ухудшение бумажной изоляции. Это идет рука об руку с появлением влаги в процессе старения. Таким образом, зная содержание влаги в твердой изоляции, можно получить представление о степени старения и принять решение о дальнейших действиях. Оценка влажности может быть сделана различными способами. Для автономных измерений на месте наиболее жизнеспособным инструментом является диэлектрическая спектроскопия. Влага оказывает влияние на диэлектрические свойства изоляционного материала. Известны различные методы частотной спектроскопии (FDS).

Срок службы силового трансформатора сильно зависит от температуры его конструкционных материалов. Из-за значительного эффекта влияния температуры на процессы, происходящие в трансформаторе, глубокие знания об этих процессах представляют большой интерес. Переходные условия нагрузки, изменения условий окружающей среды, применение регулируемых систем охлаждения, многообразие конструкций элементов охлаждения создают в трансформаторе сложную тепловую систему. Кроме того, конкретная конструкция определенного трансформатора, с его применяемыми материалами и установленными компонентами, значительно усложняют возможность теплового моделирования и влияют на его точность. Тем не менее, знание о точном распределении температуры внутри трансформатора является актуальной задачей. Например, с помощью упрощенной тепловой модели трансформатора можно определять постоянный некритический уровень перегрузки. Можно использовать для диагностики мониторинг рабочего состояния охладительного агрегата.

## 1.4 Выводы по разделу 1

Работа трансформатора связана с высокими токами и напряжениями, а многих трансформаторов с очень высокими. Поэтому дефекты трансформатора могут возникнуть в любых элементах трансформатора.

Большая работа по изучению надежности силовых трансформаторов была проведена по заказу Международного Совета по большим электрическим системам высокого напряжения (CIGRE). Была проанализирована работа 22181 силового трансформатора, эксплуатируемых на территории Германии, Франции и других Европейских стран. Срок эксплуатации трансформаторов составлял от 3 до 11 лет. За это время было зафиксировано 964 отказа, из-за которых происходило отключение трансформаторов от энергосети. Интенсивность отказов составили от 0,33 до 0,94 %. Несмотря на внешне небольшое количество отказов, каждый из них принёс большие материальные и финансовые потери.

Поэтому необходимость разработки современных методов диагностики, способных в онлайн режиме контролировать работу силового трансформаторного оборудования для повышения надежности системы электроснабжения является актуальной задачей.

Собранная статистика свидетельствует о том, что наибольшее количество критических отказов (т.е. отказов, при возникновении которых дальнейшая эксплуатация трансформатора не возможна) приходится на обмотки и устройство РПН (более 30%), а также выводы (около 15%). Поэтому в первую очередь необходимо разрабатывать методы диагностики именно этих систем трансформатора.

По отношению к трансформатору методы его диагностики делятся на офлайн и онлайн методы. Автономные методы (или офлайн методы) требуют отключение трансформатора от электросети и в основном используются во время осмотров или, когда трансформатор уже отказал. По сравнению с этим, онлайн методы используются во время работы оборудования и дают

возможность отследить состояние оборудования во время его реальной работы. Поэтому разработка онлайн мониторинга является гораздо важной задачей, чем усовершенствование офлайн диагностики.

Методы диагностики также можно разделить по их доступности и распространённости на общепринятые или стандартизированные, применяемые в соответствии со специальными методиками и прогрессивные методы, находящиеся в стадии разработки. Для построения моей интеллектуальной системы диагностики я буду использовать прогрессивные методы и некоторые мною усовершенствованные.

## **2 Обзор интеллектуальных систем диагностики силового трансформаторного оборудования**

### **2.1 Обзор известных интеллектуальных систем диагностики силового трансформаторного оборудования**

Системы диагностики (СД) силового трансформаторного оборудования можно классифицировать по четырем основным признакам:

- по возможности автоматизации;
- по взаимодействию объекта и компонентов системы диагностики;
- по применению технических средств (ТС);
- по степени охвата.

По возможности автоматизации СД применяются системы ручные, неавтоматизированные, автоматизированные и автоматические.

По взаимодействию объекта и компонентов системы диагностики различают:

- системы, контролирующие ключевые технические параметры объекта диагностики. При этом объект диагностирования работает в штатном режиме. Отслеживается степень отклонения параметра от допустимого значения;

- системы, использующие для диагностики тестовые воздействия и анализирующие отклик на их прохождение. Как правило объект диагностики временно отключается от работы.

По применению технических средств:

- использование специализированных ТС;
- использование универсальных ТС;
- использование внешних ТС;
- использование встроенных ТС.

По степени охвата задач диагностирования бывают локальные (выполняют одну диагностическую работу, например, локализация места дефекта) и общие (выполняют комплексную диагностическую работу).

Онлайн мониторинг присутствует во всех четырех классификационных признаках, поэтому можно применить к нему отдельный классификационный признак – по готовности мгновенного выполнения действия. В данном случае этим действием является желание получить диагностическую информацию. В противном случае это офлайн.

Основным признаком, по которому систему диагностики можно назвать интеллектуальной, является проведение системой анализа поступившей диагностической информации и выработка по их результату решения, например, провести профилактическое техническое обслуживание (ТО) трансформатора или остановить его работу. Главными причинами создания и эксплуатации интеллектуальных систем диагностики трансформаторов (ИСДТ) являются своевременное прогнозирование технического состояния трансформатора, оценка вероятности возникновения дефекта, а значит и своевременное проведения ТО и ремонта.

В РФ разработаны и внедрены шесть ИСДТ, основные параметры которых сведены в таблицы 5 и 6.

Таблица 5- Общие сведения о ИСДТ РФ

Наименование системы	Разработчик	Главная особенность	Количество внедрений
1	2	3	4
СМТО	ООО «АСУ-ВЭИ»	Возможность интеграции с цифровыми подстанциями нового поколения	123
НЕВА-АСКДТ	НПФ «Энергосоюз»	Для 10-750 кВ и 250-1250 МВА. Рекомендована Росэнергоатомом для установки на объектах	120

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4
ВЕЛЕС	ООО «Мониторинг и автоматика»	Кроме трансформатора, мониторинг кабельных линий и изоляции элегазового оборудования	200
ЭСМДУ-Транс	ПАО «ЗТР»	Экспертные алгоритмы принятия решений по результатам диагностики	240
ЭДИС Альбатрос	УрФУ	Поиск аналогичных развитий событий при появлении дефекта в собственной базе данных. Постановка диагноза, классификация состояния контролируемого объекта на группы: исправные, риски, развитие повреждения, вероятен дефект	400
СУПА	Холдинг МРСК	Система управления активами предприятия. Целесообразность списания, ремонта или замены трансформатора определяется путем сопоставления стоимости воздействия с последствиями отказа	Более 500

Таблица 6- Основные характеристики ИСДТ РФ

ИСТД	Диагностические параметры													
	Параметры электроэнергии (установившиеся процессы)	Параметры электроэнергии (переходные процессы)	Приборы защиты	Параметры магнитной системы	Параметры обмоток	Параметры изоляции	Параметры вводов	Параметры системы охлаждения	Параметры переключающих устройств	Определение месторасположения отказа	Прогнозирование отказов	Виртуальная оболочка	Наличие баз данных	Онлайн управление
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
НЕВА-АСКДТ	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
СМТО	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
ВЕЛЕС	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
ЭСМДУ-Транс	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
ЭДИС Альбатрос	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
СУПА	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	+	-

Для определения технических параметров все ИСДТ применяют одни и те же «стандартные» методы: хроматографический анализ газа, растворенного в масле, измерение полного сопротивления короткого замыкания и т.д.

ИСТД реализованы в виде многоуровневой структуры (см. рисунок 4). На низшем уровне производится сбор диагностической информации с помощью датчиков и нормирование сигналов для их передачи на следующий иерархический уровень с помощью первичных преобразователей. На следующем (втором) уровне производится первичная обработка информации,



поступающей с первого уровня. На этом уровне уже возможен расчет некоторых диагностических параметров. Вся информация на втором уровне оцифровывается.

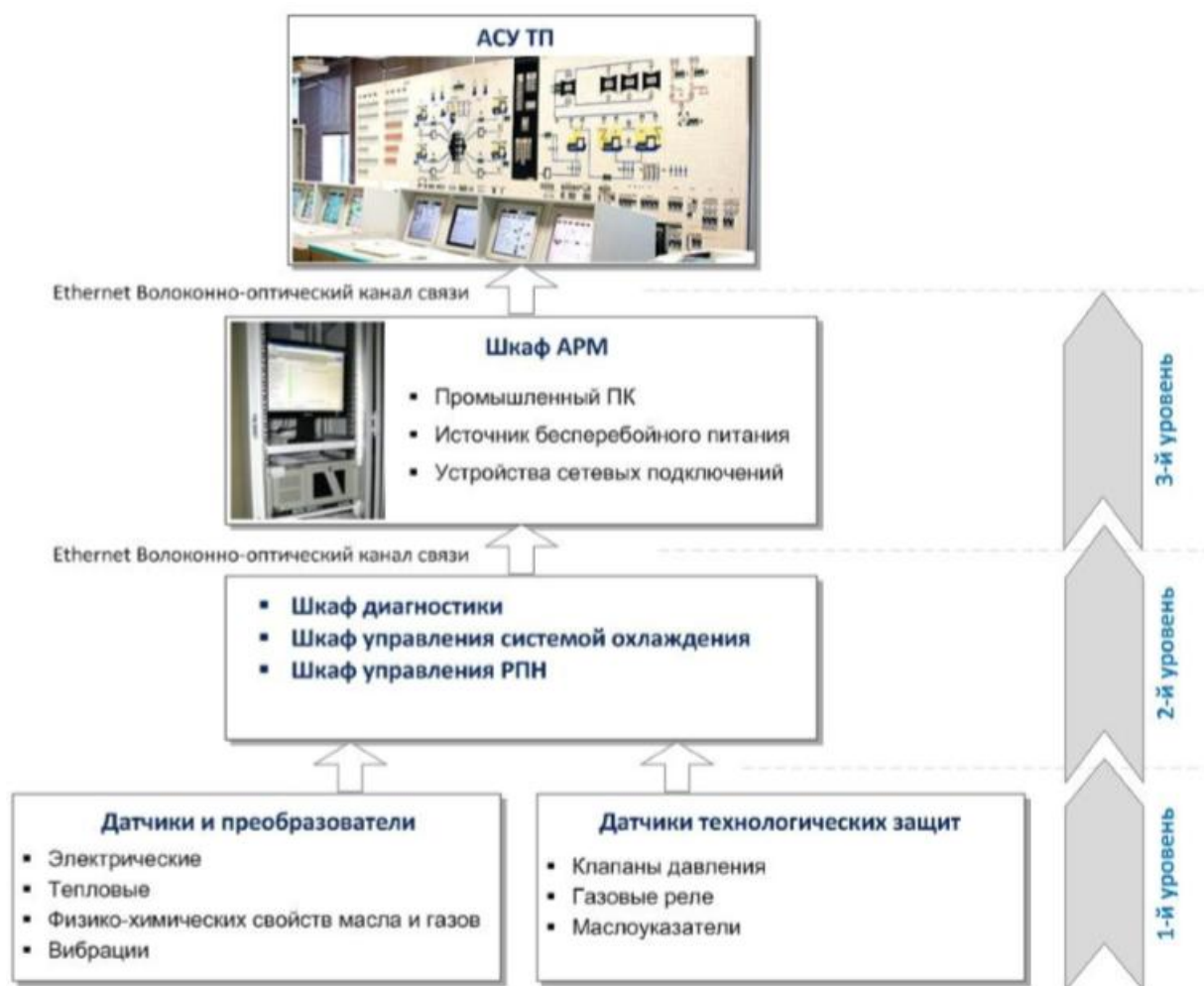


Рисунок 4- Структурная схема ЭСМДУ-ТРАНС

На следующем (третьем) уровне располагается сервер сбора данных. На этом уровне производится окончательный расчет диагностических параметров, выполняется их анализ, информация заносится в базы данных. На данном уровне информация представляется в удобном виде на мониторе, с использованием специального интерфейса. Это позволяет на месте оценить состояние контролируемого объекта. ЭВМ третьего уровня обменивается информацией с «вышестоящей» ЭВМ центрального пульта управления и контроля электрической системы.

В шкафу диагностики (см. рисунок 5) поддерживается микроклимат, для более точного функционирования, установленного в нем оборудования.

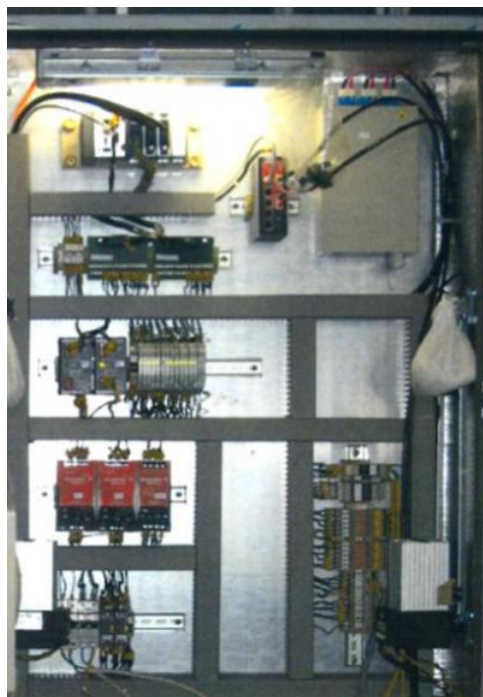
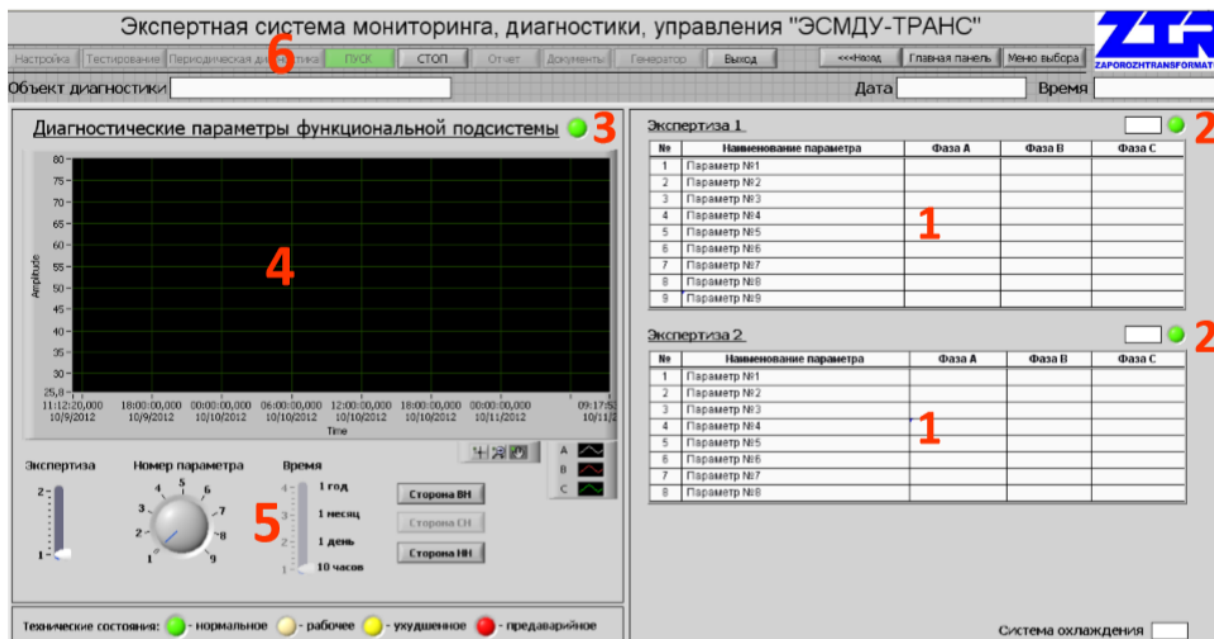


Рисунок 5- Пример реализации шкафа диагностики для силового трансформатора ТНЦ-1000000/500

Из установленного оборудования можно выделить преобразователи входных/выходных релейных сигналов с выходом RS-485 и Modbus, промышленный контроллер, управляемый Ethernet коммуникатор, нормирующие преобразователи входных аналоговых сигналов с гальванической развязкой и частотой преобразования 100 кГц.

На следующем уровне расположен шкаф автоматизированного рабочего места (АРМ). Его высокая надежность задана применением промышленного компьютера с дублированным жёстким диском, источником бесперебойного питания. На компьютере выполняются математические расчеты и проводится экспертиза поступающей информации по специальным диагностическим алгоритмам, ведётся архив, формируется база данных. Для отображения информации о техническом состоянии объекта используется ЖК-монитор. Для удобства поиска и восприятия информации, экспертизы

(алгоритмы) собраны в разнообразные модули, названные виртуальными приборами (см. рисунок 6).



- 1- диагностические параметры в табличном виде; 2- индикаторы завершения проведения экспертиз; 3- индикатор изменения технического состояния трансформатора; 4- дисплей для динамического отображения диагностического параметра во времени; 5- панель управления дисплеем; 6- панель управления режимами работы

Рисунок 6- Виртуальный прибор ЭСМДУ-ТРАНС

Так как нет необходимости постоянно следить за всеми контролируемыми параметрами, во всех системах имеется удобный интерфейс, чаще всего он совместим с главной или стартовой страницей. Для примера на рисунке 7 показан стартовое окно системы мониторинга, внедренной на электрической подстанции Березовской ГРЭС. Возле каждого значка с трансформатором (всего их три: один ТНЦ-1000000/500, два ТРДНС-63000/35) расположен индикатор его технического состояния: зеленый цвет соответствует нормальному состоянию, бежевый – рабочему, желтый – ухудшенному, красный – предаварийному. В связи с большим объемом обрабатываемой информации, каждая система мониторинга имеет сложно структурированное программное обеспечение (ПО) (см. рисунок 8) и базы данных (БД) (см. рисунок 9).

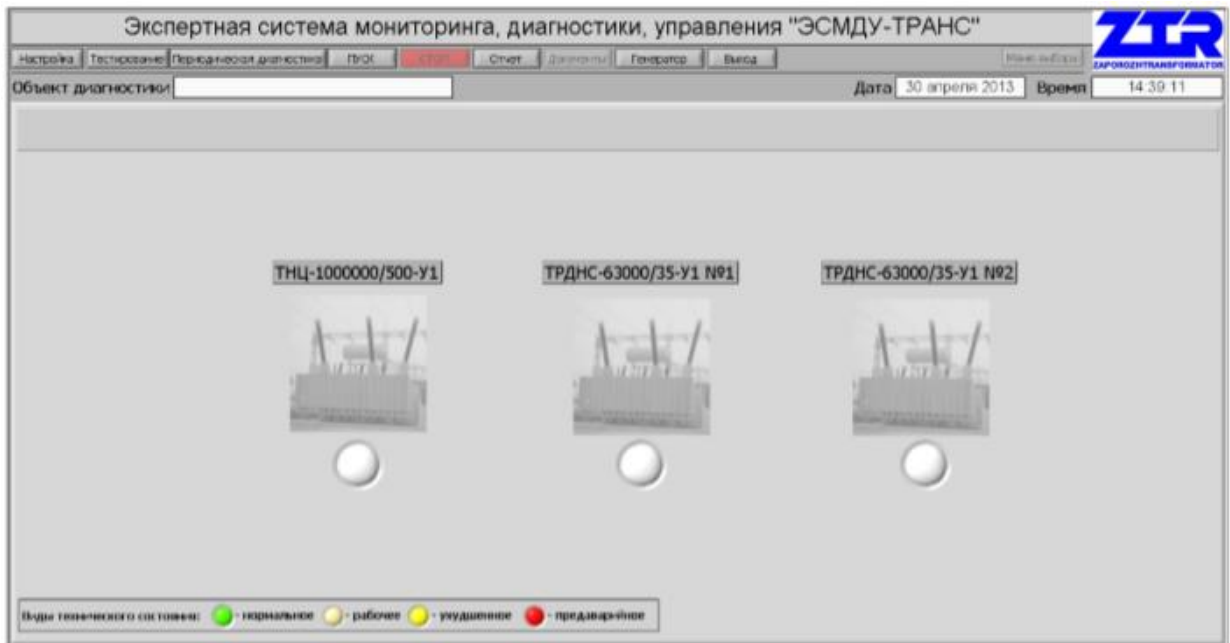


Рисунок 7- Стартовое окно системы мониторинга, внедренной на электрической подстанции Березовской ГРЭС

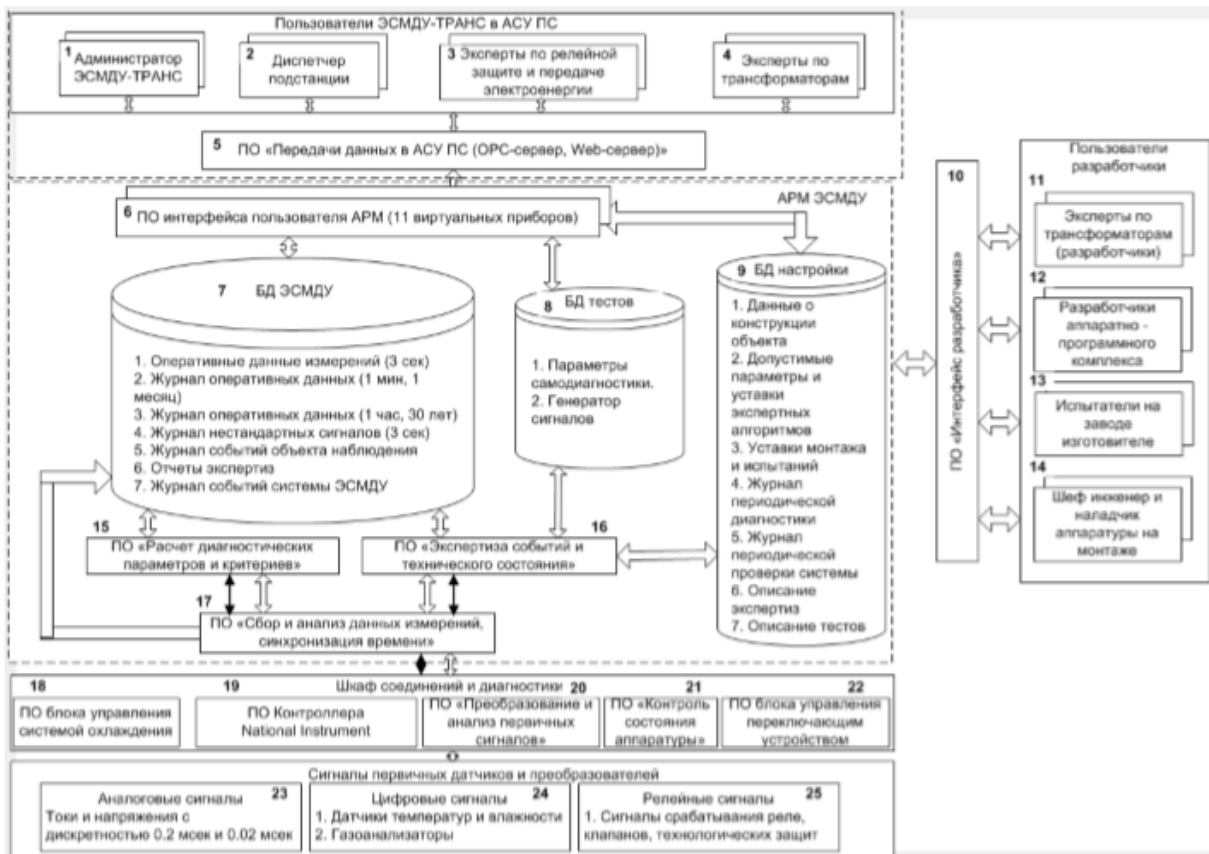


Рисунок 8- Структура ПО и БД системы мониторинга ЭСМДУ-ТРАНС

Введение (создание) БД в систему мониторинга является очень полезным инструментом, значительно повышающим информативность системы и облегчающим работу обслуживающего персонала. Система мониторинга хранит справочные данные (см. рисунок 9) по всем структурным компонентам трансформаторов (обмотки, система охлаждения, магнитная система и т.д.) и основным технологическим процессам (температура масла, параметры хроматографического анализа (ХАРГ), параметры физико-химических свойств трансформаторного масла и т.д.).

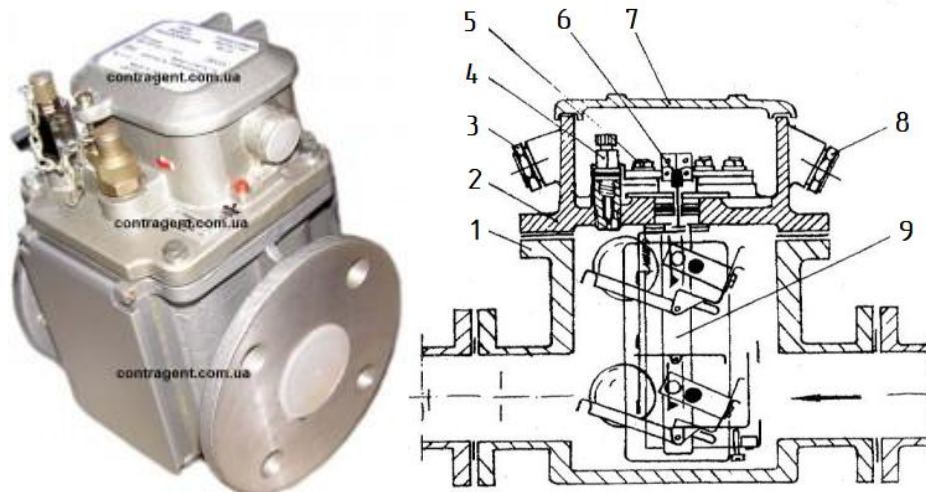


Рисунок 9- Виртуальный прибор со справочными данными на трансформатор ТНЦ-1000000/500-У1 системы мониторинга ЭСМДУ-ТРАНС

## 2.2 Обзор датчиков и преобразователей, используемых в интеллектуальных системах диагностики силового трансформаторного оборудования

Проведем краткий обзор датчиков и преобразователей, используемых в ИСДТ.

Газовое реле относится к аппаратам релейной защиты оборудования, работающего в маслозаполненной среде. Наиболее распространены реле типа РГЧЗ-66, ПГ-22, ВГ-50, ВГ-80, РЗТ-50, РЗТ-80 (см. рисунок 10) и др.



1- корпус; 2- механический блок; 3- выходной фланец; 4- газоспускной клапан; 5- клеммник; 6- контрольная кнопка; 7- крышка откидная; 8- входной фланец; 9- блок герметизированных магнитоуправляемых контактов

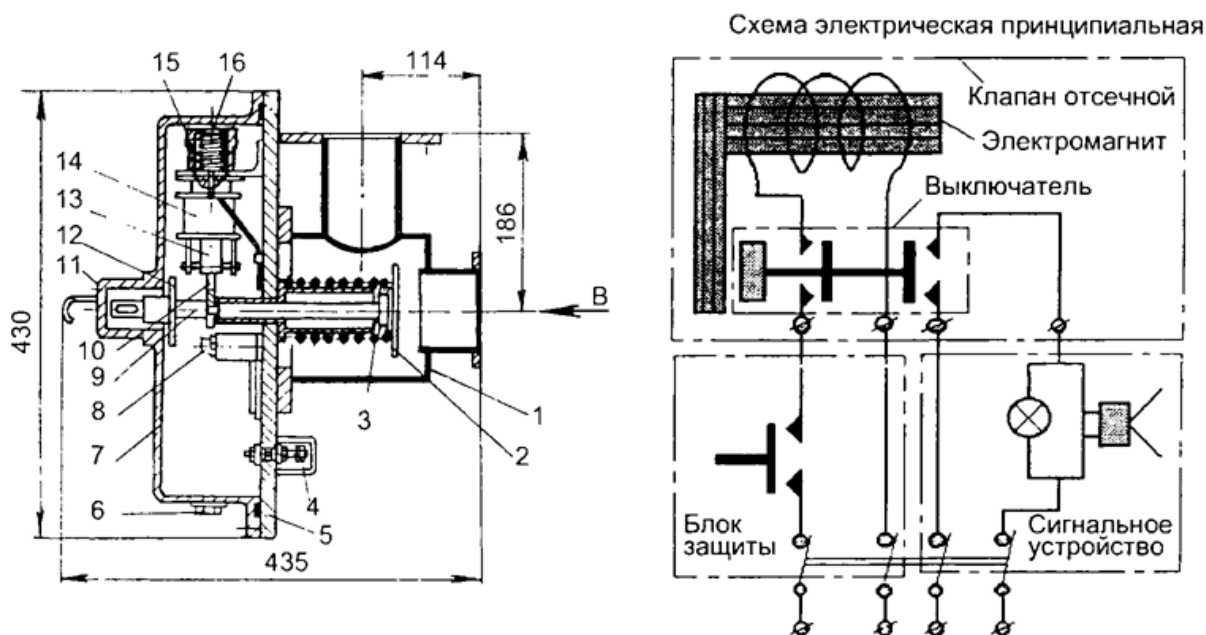
Рисунок 10- Газовое реле РЗТ-80

Основные характеристики РЗТ-80:

- исполнение двухпоплавковое;
- контакты замыкающие;
- масса 6 кг;
- диаметр проходного отверстия 80 мм;
- пороговое значение скорости прохождения через реле масла – 0,65; 1,0; 1,5 м/с.

Отсечной клапан (см. рисунок 11).

Его назначение – уменьшить последствия от аварии трансформатора. Его прямой задачей является исключение выброса масла из основного бака трансформатора. Для этого он расположен в трубопроводе между основным и расширительным баком трансформатора, и перекрывает его при аварии. Вспомогательной функцией отсечного клапана является подача сигнала, например, на включение системы пожаротушения или передачу сигнала об аварии на пульт управления. Для этого в нем расположен электромагнит и система контактов.



1- корпус; 2- клапан; 3- пружина; 4- контакты; 5- плита; 6- пробка; 7- кожух; 8- кнопка; 9- тяга; 10- вилка; 11- стакан; 12- диск; 13- якорь; 14- электромагнит; 15- гайка; 16- пружина

Рисунок 11- Отсечной клапан

Указатели уровня масла в баке трансформатора и баке ПУ.

Механические и электромеханические указатели уровня масла бывают плоскими или трубчатыми (физический принцип действия – по принципу сообщающихся сосудов), стрелочными (см. рисунок 12). Трубчатые измерители имеют шкалу в виде вертикальной прозрачной трубки с нанесенными на неё делениями. Все стрелочные приборы соответственно отображают уровень масла на цилиндрическом индикаторе со стрелкой. Среди стрелочных указателей уровня распространение получили отечественные приборы МС-1 и МС-2; зарубежные 026-042 фирмы Кволитрол, Германия и др. Современные измерительные системы уровня масла являются универсальными средствами, рассчитанными на различные объемы трансформаторного бака. Для этого используется многопоплавочная система, используется перемещение поплавка как в осевом, так и в радиальном направлении. Также для интеграции в системы контроля, измерители оборудуются выходами аналогового или цифрового типа.



Рисунок 12- Указатель уровня масла MESSKO MTO-ST160(G)

Устройство сброса аварийного давления.

Устройство сброса давления предназначено для снижения последствий аварий на трансформаторе, сопровождаемых очень резким повышением давления из-за газовыделения. ГОСТ 11677-76 требует оснащение трансформаторов свыше 1000 кВА данными устройствами в обязательном порядке. Для этих целей применяется или «выхлопная труба» закрытая герметичной крышкой, выбиваемой повышенным давлением, или различные клапана (см. рисунок 13). Современные предохранительные клапана сброса аварийного давления отличаются от предшественников высокой надежностью, продолжительным сроком службы, широкими функциональными возможностями. Для этого специально подобраны материалы деталей клапанов, в зависимости от их назначения и окружающей среды, с которой они контактируют. Например, корпус (базовая деталь), клапана, задвижки сделаны из нержавеющей стали, соединительный фланец – из алюминия с хромовокислым конверсионным покрытием, внутренние поверхности, контактируемые с маслом, дополнительно покрыты термически осажденным порошковым покрытием.





Рисунок 13- Устройство аварийного сброса давления Qualitrol серии LPRD

При работе трансформатора контроль температуры обмоток (масла) производится непрерывно. Это имеет важное значение при эксплуатации трансформатора. Механические измерители температуры построены по двум основным технологиям: сильфонной и с использованием принципа пружины Бурдона. Появившиеся вместе с силовыми трансформаторами, эти технологии востребованы и сейчас. Чувствительным элементов подобных измерителей является жидкость, меняющая свой объем при изменении температуры. В современных измерителях, перемещение показывающего механизма преобразуется в аналоговый или цифровой сигнал для внешнего прибора (см. рисунок 14).



Рисунок 14- Измерители температуры производства ПАО «ЗТР»

Датчик для измерения качества изоляции вводов. Сам по себе датчик не представляет ценности с точки зрения измерения параметров состояния высоковольтных выводов. Другое, более правильное их название – устройства присоединения (см. рисунок 15).



Рисунок 15- Устройство присоединения системы контроля изоляции высоковольтных выводов СКИВ производства АО «ОРГРЭС» (справа) и линейка датчиков серии DB-2 (слева)

Устройства регистрируют токи проводимости изоляции выводов, импульсы частичных разрядов (как возникших в изоляции выводов, так и внутри трансформаторов). Используя данные этих двух сигналов, системы контроля или мониторинга рассчитывают сдвиг вектора тока проводимости ввода, тангенс угла диэлектрических потерь в изоляции ввода, основную емкость ввода, наличие дефектов по параметрам частичных разрядов.

Приборы проведения ХАРГ очень разнообразны. Большинство современных газоанализаторов позволяют с погрешностью менее 5% узнать концентрацию газов в масле без отправки проб масла в специальные лаборатории. В целом подобные устройства содержат блок отбора проб и обрабатывающий центр. В основном пробы берутся непрерывно или с определенной периодичностью, что позволяет осуществлять контроль в онлайн режиме. Обрабатывающие центры выдают результат по возникшим дефектам используя треугольники или пятиугольники Дюваля, коэффициенты Роджера. Ведущими производителями оборудования для

ХАРГ являются ТМ Serveron, «ИнтеГаз» (см. рисунок 16), ИРКУТ, ВАUR, MEGGER и многие другие.



Рисунок 16- Анализаторы ХАРГ «ИнтерГаз»

Приборы измерения влагосодержания в масле объединяются с измерителями температуры, имеют очень большое количество моделей от разных производителей. Результатом измерения является либо абсолютное значение количества влаги в масле ppm (отношение массы влаги к массе масла), либо относительное значение  $a_w$  (равное нулю, если влаги нет вообще, равно единицы – когда масло полностью насыщено влагой). Большинство измерителей имеют небольшой корпус с ЖК-индикатором и измерительный зонд (см. рисунок 17).



Рисунок 17- Серия измерителей влажности (трансммиттеров) НМТ360 Vaisala HUMICAP

Приборы измерения частичных разрядов электрическим методом представляют собой сложные информационно-вычислительные комплексы. Например, прибор R2100 (см. рисунок 18), задействует при работе 12 измерительных каналов регистрации частичных разрядов, 1 шумовой и 1 референсный. Частота фиксации параметров от 0,5 МГц до 10 МГц. Результатом обработки поступающей информации является построение графиков регистрации частичных разрядов.



Рисунок 18- Прибор R2100

### **2.3 Критический анализ известных интеллектуальных систем диагностики и выбор рабочего варианта**

Первоначально, интеллектуальные системы диагностики силовых трансформаторов (распространенное зарубежное название – экспертные системы) строились вокруг ХАРГ анализа. Диагноз ставился в зависимости от концентрации того или иного газа, их взаимной концентрации, с учетом температуры и влажности масла. Развитие систем диагностики пошло по пути расширения контролируемых параметров, в том числе параметры условий эксплуатации, сбор и учет истории эксплуатации трансформатора, принятие решения о дальнейшей эксплуатации. Быстро перейдя к выводу, что знать текущее состояние трансформатора хорошо для его обслуживания и ремонта, но недостаточно для планирования эксплуатации энергосистем (для

снижения возможных финансовых потерь), развитие систем диагностики пошло по пути прогнозирования состояния трансформатора, а это потребовало решать в том числе и математические задачи. Таким образом системы мониторинга обзавелись «интеллектом» и стали называться уже интеллектуальными системами мониторинга с функциями помощи обслуживающему персоналу (хранение истории эксплуатации трансформатора, выдачи рекомендаций оперативному персоналу, постановка диагноза и т.д.).

Точность прогноза в настоящее время достаточно велика (см. таблицу 7). Как видно из полученных результатов, минимальная величина погрешности составляет 2%; максимальная – не превышает 7%, что для инженерных расчетов является приемлемой величиной

Таблица 7- Сравнение прогноза и фактического состояния трансформаторов

Год	Схема измерения ВН-К+СН+НН			Схема измерения НН-К+ВН+СН			Схема измерения ВН+СН+НН-К		
	Факт, МГОм	Прогн., МГОм	Погр., %	Факт, МГОм	Прогн., МГОм	Погр., %	Факт, МГОм	Прогн., МГОм	Погр., %
2004	539,0	549,0	2,0	435,0	464,6	6,8	312,0	330,7	6,0
2005	762,9	742,3	2,7	627,8	587,8	6,3	445,5	414,3	7,0

В настоящее время разработано и внедрено множество интеллектуальных систем мониторинга, обладающих широким набором функциональных возможностей:

- оперативный контроль за датчиками и информационными сигналами, позволяющий выявить отклонения в работе трансформатора и произвести его дефектовку;

- критериальный сравнительный анализ, позволяющий предупредить о возможностях выхода того или иного узла или трансформатора из строя;

- статистический анализ собранной и хранимой в базе данных информации, позволяющий выявить зарождение и развитие дефектов;

- сбор и ведение базы данных по эксплуатации, ремонтам и ТО, которая позволяет отражать изменения нагрузки трансформатора, состав масла, дегазация масла, параметров в связи с отключением трансформатора, параметров в связи с проведением сварочных работ на трансформаторе, данные при повреждениях трансформатора и т.д.

Система мониторинга должна контролировать следующие параметры трансформатора: ток, напряжение; температура элементов трансформатора; интенсивность частичных разрядов; газосодержание масла; влагосодержание масла; состояние РПН.

Проблемой является высокая стоимость оборудования и технических средств для непрерывного контроля параметров трансформатора. Как следствие, целесообразным представляется вести измерение главных узлов трансформаторов или ограничиться непрерывным контролем для основных трансформаторов в системе электроснабжения предприятия.

К базовым параметрам, которые необходимо отслеживать и вносить в предысторию эксплуатации трансформатора следует отнести: диэлектрические характеристики твердой изоляции; физико-технический анализ масла; хроматографический анализ растворенных газов; сопротивление обмоток на постоянном токе; потери холостого хода; коэффициент трансформации; сопротивление короткого замыкания; данные контроля частичных разрядов; данные тепловизионного контроля.

Диагностические системы должны базироваться на нескольких видах оценки: применение экспертной базы, использование оперативных данных, рекомендации нечеткой логики, выводов нейронной логики, оптимизации биогенезисных алгоритмов. Представленные виды оценки для прогнозирования состояния трансформатора должны иметь структурные взаимосвязи разных типов: «или», «и или», «если», «что если», «или если, то» и т.д.

## 2.4 Выводы по разделу 2

1. Темпы прироста мощностей во всей мировой энергетике снизились, прирост выработки электроэнергии достигается за счет использования и улучшения методов эксплуатации оборудования. Продление срока службы электрооборудования на 20–30 лет дает большую выгоду, чем замена его на новое.

2. На силовой трансформатор действуют внешние воздействия и аномальные режимы энергосистемы. Большое разнообразие возможных дефектов трансформаторов, развивающихся в работе, требует направленности контроля и выявления наиболее частых и опасных дефектов.

3. Разнообразие дефектов, возникающих в трансформаторах, требует большого числа методов контроля их состояния. Все шире применяется при диагностике состояния силовых трансформаторов математический аппарат нечеткой логики и нейрогенезисных технологий. Его использование позволяет нормировать параметры.

4. Сложность решения задачи оценки состояния трансформатора, большое число перерабатываемой информации и потребность в знаниях высококвалифицированных экспертов потребовали автоматизации процесса принятия решения путем внедрения многоуровневых интеллектуальных систем диагностики.

5. Проверка эффективности работы программных комплексов интеллектуальных систем диагностики для прогнозирования, как отдельных параметров трансформаторов, так и в совокупности, показала их работоспособность. Глубина предыстории элементов и узлов трансформатора при этом должна быть максимальной; минимальная ее величина должна быть не менее пяти лет.

### 3 Разработка интеллектуальной системы диагностики силового трансформаторного оборудования

#### 3.1 Разработка структурной схемы интеллектуальной системы диагностики

Проанализировав известные системы мониторинга силовых трансформаторов, я разработал структурную схему, отвечающую всем современным требованиям, но при этом в ней нет излишней перегруженности информационными потоками (см. рисунок 19)

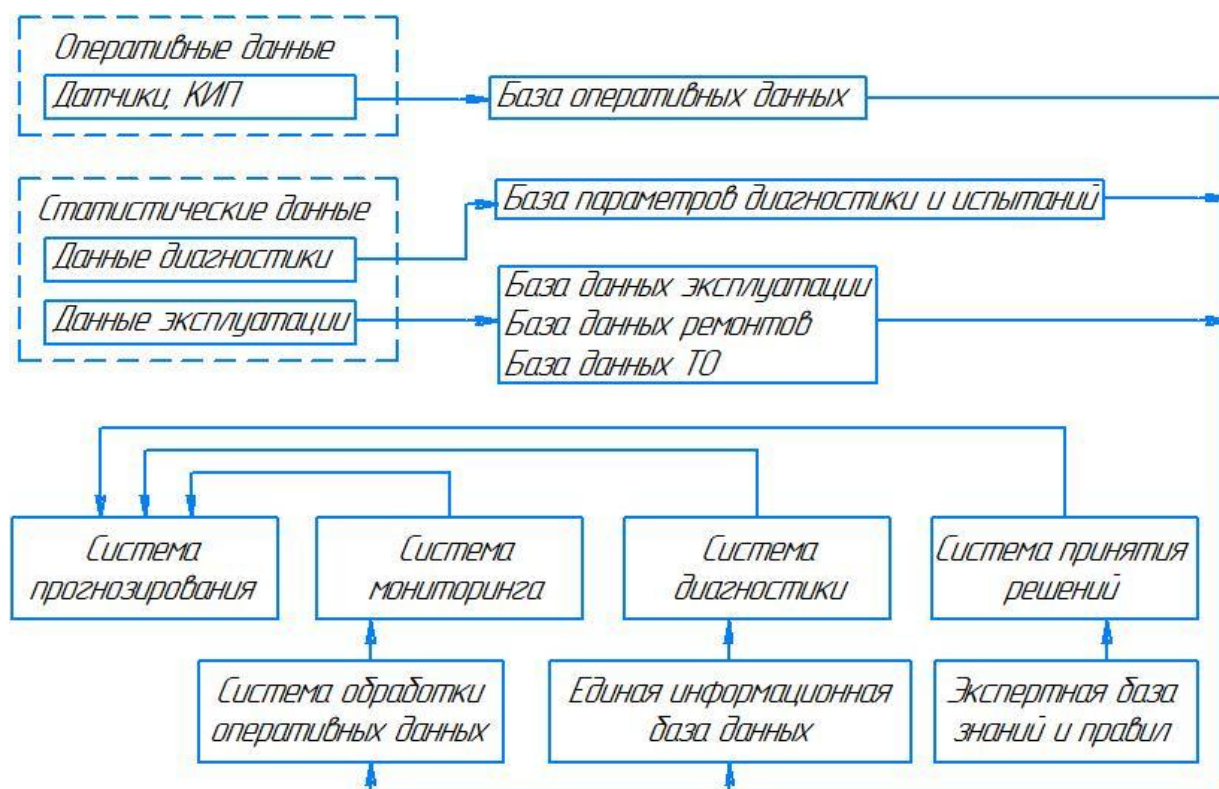


Рисунок 19- Структурная схема разработанной интеллектуальной системы мониторинга

Работу системы рассмотрим с применением условных иерархических уровней. Выделим 5 уровней. На пятом уровне, самом низком, производится непрерывный автоматический сбор диагностической информации,



производится первичная обработка собранной информации (её преобразование к виду, удобному для дальнейшей обработки). Производится хранение собранной информации (функция «черный ящик»). На структурной схеме к 5 уровню относятся блоки «Оперативные данные», «База оперативных данных». Участие человека на 5 уровне не предусматривается (за исключением обслуживания и ремонта самой системы мониторинга).

На 4 уровне расположено автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора. На этом уровне формируются сообщения и заключения о техническом состоянии трансформатора, формируются рекомендации по эксплуатации оборудования. На структурной схеме к 4 уровню относятся блоки «Данные диагностики», «База параметров диагностики и испытаний», «Система обработки оперативных данных», «Система мониторинга».

Следующие три уровня реализуются в режиме обмена информацией с компьютерами, расположенными в вышестоящем диспетчерском пункте.

На 3 уровне осуществляется формирование расширенной диагностической информации, расчет данных о техническом ресурсе оборудования. На структурной схеме к 3 уровню относятся блоки «Данные эксплуатации», «База данных эксплуатации, ремонтов и ТО», «Система принятия решений».

На 4 уровне формируются сводные данные о техническом состоянии оборудования контролируемого трансформатора, формируются рекомендации о стратегии обслуживания данного трансформатора. На структурной схеме к 3 уровню относятся блоки «Экспертная база знаний и правил», «Единая информационная база данных», «Система принятия решений», «Система прогнозирования».

На 5 уровне производится формирование стратегии эксплуатации и обслуживания контролируемого трансформатора. Решение принимается инженерно-техническим персоналом на основании данных, собранных и обработанных данной системой мониторинга.

Таким образом, представленная система диагностики может работать как автономно, установленной на одиночном трансформаторе или электрической подстанции, так и в составе сетевой системы мониторинга, охватывающей определенный район электрических сетей.

### **3.2 Выбор и расчет компонентов разрабатываемой интеллектуальной системы диагностики**

Диагностика частичных разрядов (ЧР).

Измерительная техника.

Электрическое измерение частичного разряда в соответствии с ИЕС 60270 обычно имеет ограничения по точности для локальных (онлайн) измерений из-за высокого уровня электромагнитного шума при работе трансформатора.

Метод измерения ЧР с применением сигналов УВЧ основан на том, что ЧР под маслом - это очень быстрые электрические процессы, которые излучают электромагнитные волны с частотами в сверхвысоком диапазоне (УВЧ: 300–3000 МГц). Из-за умеренно ослабленного распространения СВЧ-сигналов внутри трансформатора, чувствительность к обнаружению электромагнитных волн достаточно хорошая [18]. УВЧ-датчики, как показано на рисунке 20, могут быть установлены на трансформаторе во время его работы через маслозаправочный клапан.



Рисунок 20- Зонд УВЧ для стандартного масляного заправочного клапана

Заземленный трансформаторный бак обладает хорошими экранирующими характеристиками от внешних помех, поэтому точность полученного результата измерения очень высокая и позволяет сделать вывод о качестве и количестве ЧР. Когда электрические или УВЧ измерения ЧР показывают наличие ЧР, трехмерная локализация ЧР является следующим шагом для оценки произошедших изменений в изоляции. Это может быть выполнено на основе измерения времени прибытия акустических ЧР-сигналы с использованием пьезоэлектрических датчиков, установленных на стенках трансформаторного резервуара. Тем не менее, на акустические сигналы ЧР влияют помехи внутри резервуара от обмоток, сердечника и отраженные сигналы от бака. Решение состоит в том, чтобы использовать комбинацию двух методов: чувствительные УВЧ сигналы ЧР для усреднения и акустические сигналы ЧР для подавления шума (помех). Используя усредненные сигналы, акустические импульсы ЧР остаются конструктивно перекрытыми, тогда как уровень шума усредняется почти до нуля [25].

Калибровка измерений частичного разряда.

Принципиальная разница между традиционными электрическими измерениями частичного разряда в соответствии с ИЕС 60270 и нетрадиционное измерение ЧР с применением УВЧ - это их физические значения. Величина уровня заряда в системе СИ - пикоКулон (рС или пКл) электрического измерения определяется интегральной характеристикой перезарядки емкости. Электромагнитное излучение ЧР измеряется в милливольтгах (мВ) при измерении УВЧ датчиками. Так как путь распространения электромагнитных волн до конца неизвестен, поэтому оба метода не могут однозначно указать точно на место дефекта. Таким образом, фактический уровень ЧР (в пКл или мВ) остается неизвестным в течение всего срока службы силового трансформатора. Тем не менее, общий уровень точности измерения ЧР достаточно высокий, поэтому этот метод получил широкое признание, особенно при заводских приемочных испытаниях (FAT).

При окружающем шуме и наличии коронного разряда существуют определенные недостатки для использования этого метода как для офлайн, так и онлайн-мониторинга. Теоретически обе измеренные переменные содержат одинаковую информацию. Линейное физическое соотношение между измеренным напряжением антенны УВЧ (в мВ) и присутствующим электрическим зарядом (в пС) электрического измерения может быть продемонстрирован в лабораторных условиях. Однако это не возможно отследить в сложных конструкциях, таких как силовые трансформаторы. УВЧ-антенны принимают электромагнитные излучения ЧР непосредственно в масле внутри бака трансформатора, который действует как «клетка Фарадея». Становится очевидным, что обычно измерение УВЧ выгодно использовать при наличии внешних воздействий (помех). Это делает его пригодным для обоих измерений вне помещения (установка трансформатора на открытом воздухе) в обычном режиме, при испытаниях в лабораторных условиях с низким уровнем шума окружающей среды, в качестве приемочного испытания на площадке (SAT) после транспортировки и установки трансформаторов. Технические характеристики делают метод УВЧ интересным в качестве дополнения для стандартных испытаний трансформатора, когда его точность может быть определена и известна в каждом конкретном случае (для каждого типа и модели испытуемого трансформатора). На точность измерения электрических и электромагнитных составляющих ЧР влияют:

- тип и фактический уровень источника ЧР;
- ослабление сигнала от точки возникновения до точки его измерения;
- чувствительность датчика (антенна УВЧ, конденсатор связи или квадрупольный конденсатор);
- потери в измерительном кабеле и чувствительность измерительного устройства.

Влияние электрической установки (конденсатора связи и квадруполь) и измерительного устройства может быть откорректировано с помощью

калибровки для электрических измерений в соответствии с методикой, изложенной в IEC 60270. Чтобы определить чувствительность УВЧ-датчика, должен быть известен его коэффициент усиления (AF), который может определяться с помощью измерительной заполненной маслом ГТЕМ ячейки [26] (Gigahertz Transverse Electro-Magnetic: гигагерц поперечный электромагнитный).

Чувствительность антенны зависит от ее конструкции по отношению к длине электромагнитной волны. Антенны обычно описываются различными характеристическими значениями, например, коэффициентом усилением антенны. Для антенн, которые не определены физической областью, можно принять эффективную длину антенны  $l_{eff}$  или AF по формуле (2):

$$AF(f) = \frac{E(f)}{U(f)}, \quad (2)$$

где  $U(f)$  - напряжение на антенных выводах;

$E(f)$  - напряженность электрического поля на антенне.

Для оценки антенны используется соответствующая специально разработанная маслonaполненная ячейка ГТЕМ [12]. Ячейка ГТЕМ представляет собой расширенный коаксиальный проводник, где определенное электромагнитное поле может воздействовать на испытываемое оборудование (ИО) без помех от электромагнитного излучения среды. В ячейке определяется тестовый объем, в котором находится ИО. В тестовом объеме, в идеале, ячейка обеспечивает однородное распределение электрического поля  $E_{hom}$  и ортогональное магнитное поле ТЕМ. Кроме того, напряженность электрического поля  $E_{hom}$  в тестовом объеме должна быть известна для AF при расчете ИО.

Автофокусировка УВЧ-датчика ЧР может быть измерена с использованием коэффициента передачи  $S_{21}$  (характеристика передачи в прямом направлении) (см. рисунок 21). Измерительная установка состоит из заполненной маслом ячейки ГТЕМ с установленным датчиком УВЧ и векторный анализатор сети (VNA). Глубина установки датчика должна быть

такой же, как в последующих измерения на трансформаторе. В нашем примере здесь используется глубина вставки 50 мм от стенки резервуара.

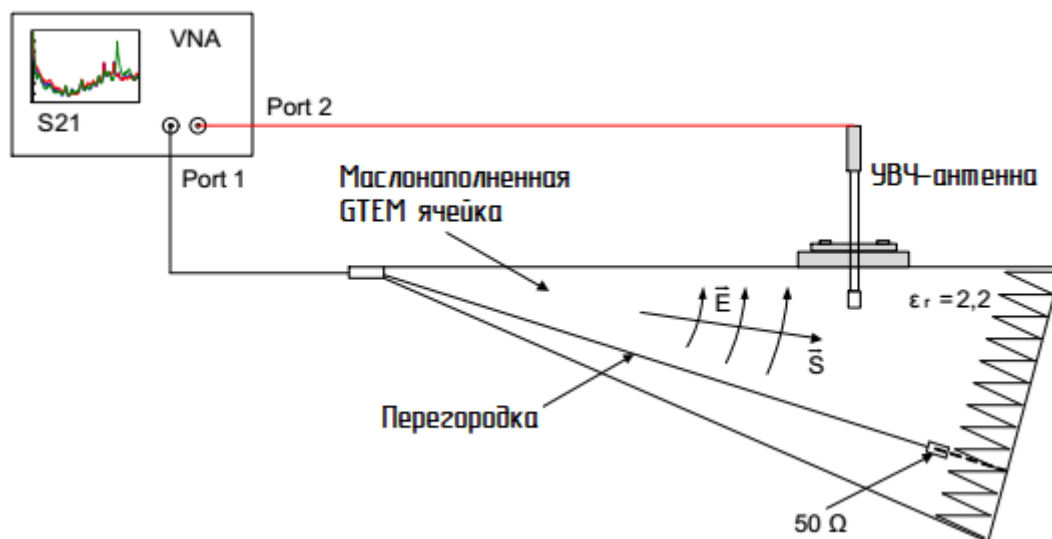


Рисунок 21- Измерение характеристики передачи  $S_{21}$  для определения коэффициента усиления антенны [13]

В этой настройке входной порт ячейки ГТЕМ возбуждается с синусоидальной разверткой частоты от 300 кГц до 3 ГГц, генерируемых VNA. Второй порт VNA одновременно измеряет результирующее напряжение на выходе датчика УВЧ. Результирующий коэффициент передачи  $S_{21}$  может быть преобразован в коэффициент усиления датчика УВЧ, если принять во внимание напряженность электрического поля в испытательном объеме. Например, на рисунке 22 показаны уровни сигналов (AF, dB/m) двух измерений УВЧ-датчиком для двух комбинаций трансформаторного оборудования.

По сравнению с реальным трансформатором, измерение характеристик ячейки ГТЕМ учитывает только влияние датчика (не учитывает влияние масляного клапана) и поэтому может рассматриваться как первый шаг к процедуре калибровки.

Для достижения сопоставимого метода системы измерения УВЧ требуют калибровки, включая проверку чувствительности антенны УВЧ, установленной на трансформаторе.

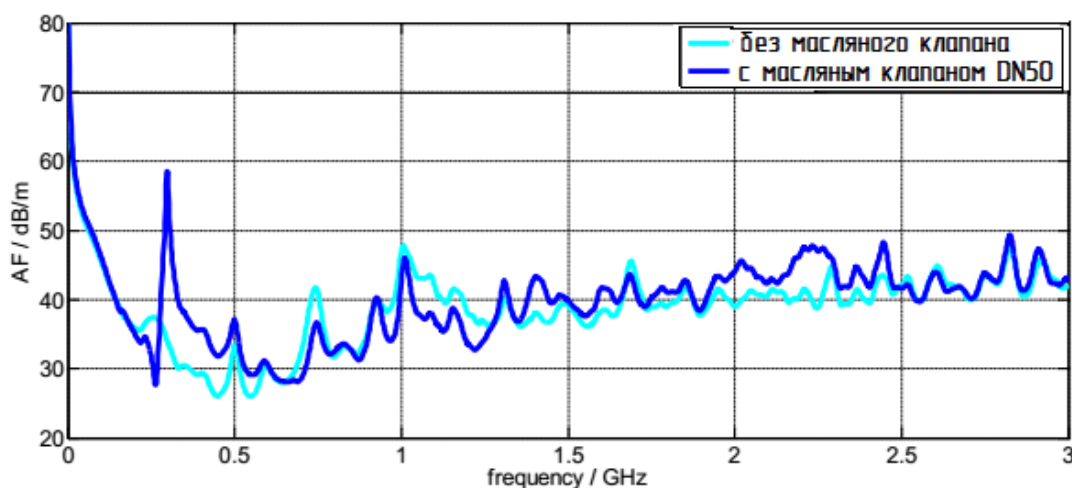


Рисунок 22- AF УВЧ-датчика, измеренная в ГТЕМ ячейке

На первом этапе известный УВЧ калибровочный импульс вводится в измерительную установку без антенны, чтобы откалибровать кабель и само измерительное устройство (см. рисунок 23).

Из этого калибровочного измерения можно рассчитать коэффициент калибровки  $K_1$ :

$$K_1 = \frac{U_0}{U_m} . \quad (3)$$

На втором этапе характеристика датчика включается в калиброванный путь с использованием его автофокусировки (f).

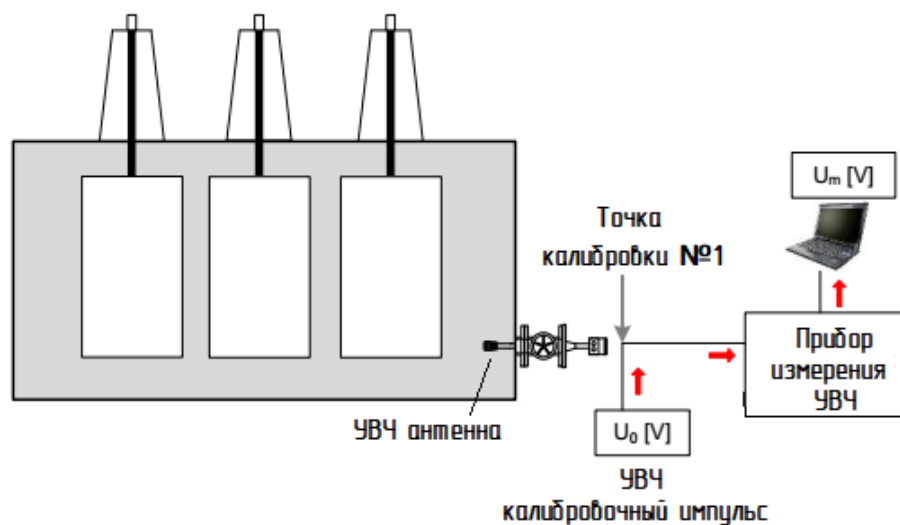


Рисунок 23- Калибровка измерительного устройства и кабелей

Известная передаточная функция, предоставляемая АF, позволяет смещать точку калибровки от точки ввода калибратора в антенну УВЧ внутри трансформатора. Чтобы упростить процедуру калибровки частотно-зависимая АF(f) может быть уменьшена до скалярного поправочного коэффициента АF<sub>s</sub>, который представляет наиболее распространенные частоты UHF ЧР с достаточной точностью. Предлагается использовать среднее значение АF(f) от 300 МГц до 1 ГГц в качестве скаляра.

$$AF_s = \text{mean}_{300\text{MHz} \leq f \leq 1\text{GHz}} AF(f) \quad (4)$$

Получающиеся АF могут использоваться в его делогоаритмизированной форме К<sub>2</sub> для коррекции сигналов во временной области

$$K_2 = 10^{\frac{AF_s}{20}} \quad (5)$$

На рисунке 24 показан пример упрощения АF(f) до среднего АF<sub>s</sub> и новой точки калибровки, который смещен внутри трансформатора к антенне УВЧ.

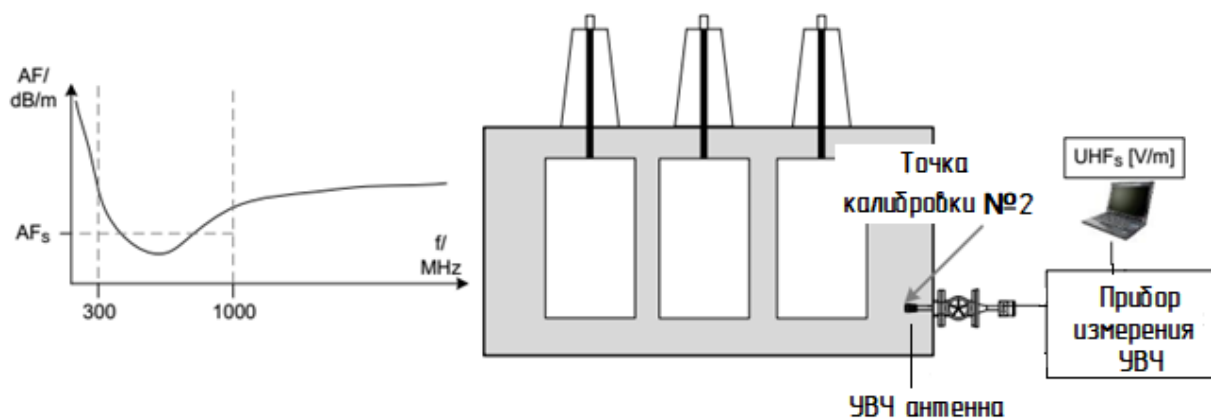


Рисунок 24- Калибровка датчика УВЧ

Идея использования среднего значения, частотно-зависимого АF(f) подходит только для широкополосного диапазона системы измерения УВЧ. При использовании узкополосной измерительной системы, фактическая АF, используемая в качестве центральной частота, должна использоваться для К<sub>2</sub>.

Полный коэффициент калибровки УВЧ К<sub>UHF</sub> рассчитывается:



$$K_{UHF} = K_1 \times K_2 . \quad (6)$$

Импульс  $U_m$ , измеренный с помощью системы измерения УВЧ, теперь можно скорректировать, и его значение коррелирует с электрическим полем, испускаемым ЧР, т.е. отображается. Это значение можно назвать «кажущимся УВЧ сигналом ( $UHF_S$ )» (по аналогии с кажущимся зарядом электрического измерения частичного разряда). Это кажется очевидным, поскольку он не связан непосредственно с самим фактическим значением ЧР, но позволяет сравнивать различные системы измерения (включая датчики УВЧ, кабели и измерительные приборы) при его калибровке

$$UHF_S = K_{UHF} \times U_m . \quad (7)$$

Онлайн мониторинг частичных разрядов.

Онлайн мониторинг силовых трансформаторов, который поддерживает стандартизированные методы диагностики, является актуальной задачей, и её важность неуклонно приобретает все большее значение. Непрерывное измерение и анализ процессов, протекающих в трансформаторе, позволяет обнаруживать и отследить нежелательные изменения в раннем состоянии. Для ЧР УВЧ-мониторинг представляет собой удобное прогрессивное решение, потому что измерение выполняется внутри резервуара и, следовательно, гораздо менее чувствительны к внешним помехам. Кроме того, он применим к трансформаторам, находящимся в эксплуатации. Значительный объем данных, собранных при онлайн диагностики, требует соответствующей оценки. Автоматизация процесса обработки данных неизбежна.

Силовой масляный трансформатор с номинальным напряжением 110/10 кВ и номинальной мощностью 120 МВА был проверен на энергопотребление [19]. Система измерения УВЧ ЧР в режиме онлайн регистрировала сигналы УВЧ ЧР с 35 дБ (с усилением) и полоса 9 МГц на центральной частоте 505 МГц. Фаза  $L_1$  была использована для фазы корреляции. В связи с тем, что трансформатор работает только по

требованию (резервный), трансформатор не постоянно находился в работе и обслуживании. Информация об измерениях доступна в течение примерно 65 дней с 2009 по 2012 год.

В этом проведенном тематическом исследовании<sup>9</sup> представлен подход с использованием метода анализа паттернов (шаблонов, образов, зафиксированной картинке) с фазовым разрешением. Типичные модели из известных источников ЧР приводятся к отвлеченной форме, которая однозначно характеризует форму источника ЧР. Этот шаблон сравнивается с измеренным разрешением фазы частичного разряда (PRPD). Выявлены закономерности, полученные из данных мониторинга. Сравнение между шаблоном и полученными данными производится по двумерному нормализованному алгоритму взаимной корреляции. Отслеживание источника ЧР с течением времени оценивается с помощью непрерывной корреляции. Введя набор шаблонов для корреляции, был определен прогресс отдельных ЧР, определены их источники.

Кросс-корреляция - это алгоритм распознавания узоров на изображениях. Чем выше сходство между двумя изображениями, тем выше их коэффициент корреляции. Для нормализации используется перекрестная корреляция, обеспечивающая значения коэффициентов корреляции между  $-1$  и  $+1$  для каждой элементарной матрицы. Таким образом, взаимные корреляции разных изображений становятся сопоставимыми. Коэффициент корреляции «1» указывает на точное совпадение шаблона (никогда не встречается на практике), в то время как «-1» представляет область, где совпадение изображения и шаблона отсутствует («отрицательное изображение», никогда не встречается на практике). На рисунке 25 показаны три типичных схемы ЧР рассматриваемого трансформатора, отличающиеся друг от друга временем фиксации.

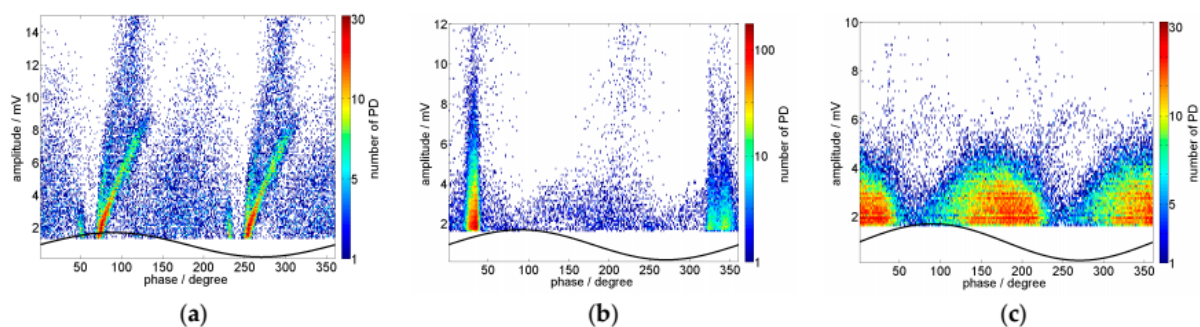


Рисунок 25- Схемы частичного разряда (PRPD) с разрешением фазы  
УВЧ: а- паттерна 1; б- паттерна 2; с- паттерна 3

Шаблоны должны отслеживаться с течением времени. Поэтому постоянный поток данных ЧР делится на сегменты с постоянной продолжительностью. Для каждого сегмента генерируется шаблон PRPD, а затем взаимно коррелирует с шаблонами, полученными при измерениях. Определение адекватного периода времени зависит от поведения источника с течением времени. Рисунок 25, а показывает высокую волатильность (изменчивость). Следовательно, длительность записи шаблона установлена незначительная, в течении 1 минуты. Максимальное значение матрицы корреляции представляет коэффициент корреляции для данного временного сегмента. Пример такой корреляционной матрицы приведен на рисунке 26. Коэффициент корреляции рассчитывается с использованием шаблона, который напоминает шаблон, показанный на рисунке 25, а. Коэффициент корреляции показан красным, его исчисление по левой оси. Для сравнения нанесено количество ЧР / мин (черный цвет, правая ось).

На рисунке 27 показана гистограмма для каждого шаблона (паттерны). Шаблон 1 (рисунок 25, а) присутствует только 15% времени, показывая прерывистое поведение. Шаблон 2 (рисунок 25, б) имеет более высокую скорость появления и может быть обнаружен на 40% времени измерения. Схема 3 (рисунок 25, с) является доминирующим источником, который можно обнаружить в 60% случаев в течение всего периода наблюдений.

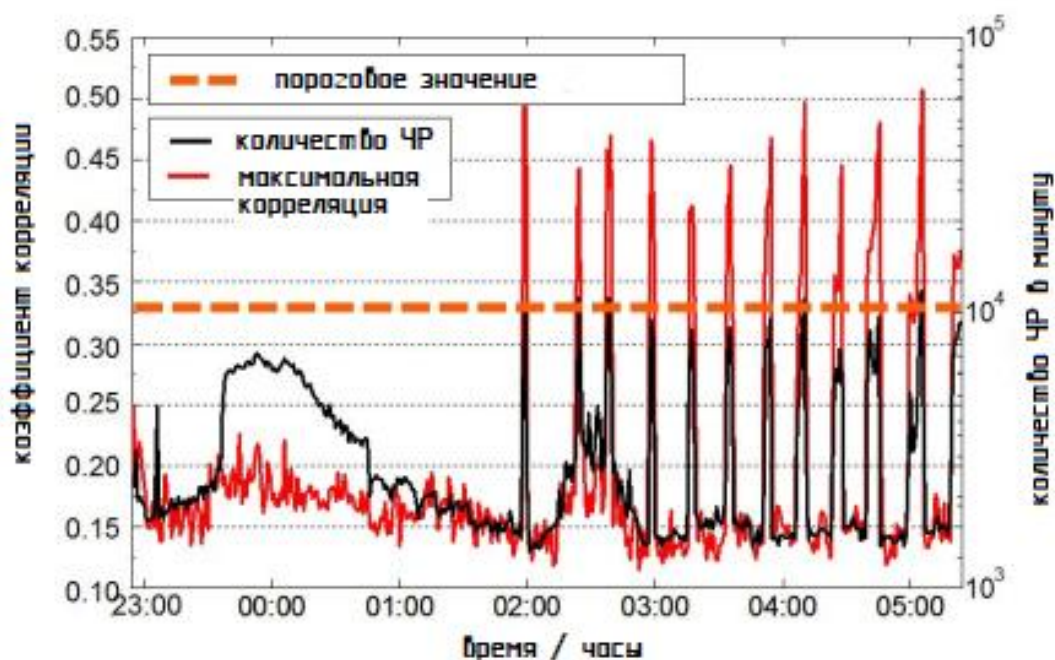


Рисунок 26- Количество ЧР в минуту и коэффициент корреляции

Таким образом существенным преимуществом представленного метода является его применение для очень больших наборов данных ЧР (например, из систем мониторинга трансформаторов). В представленном случае были оценены данные мониторинга за 65 дней. Следовательно, сравнение производилось с тремя моделями PRPD, типичными для этого конкретного трансформатора. Используя взаимную корреляцию, можно отслеживать закономерности за период мониторинга с точки зрения их внешнего вида и фазовой позиции.

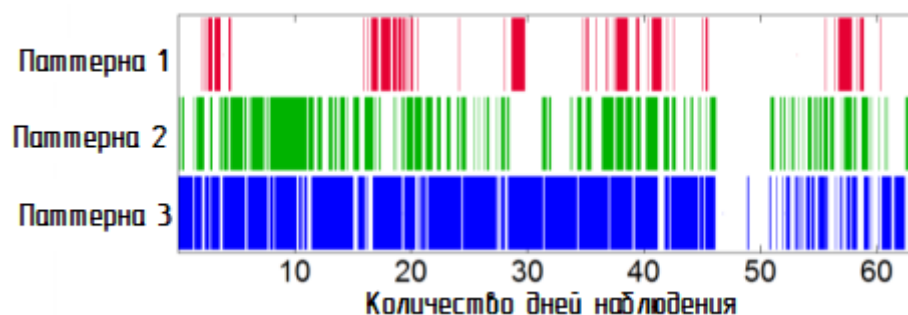


Рисунок 27- Результаты алгоритма распознавания определенных паттернов 1–3

Локализация частичных разрядов.

Из-за увеличения значений количества растворенных газов в масле (DGA анализ) однофазный автотрансформатор 333 МВА, 400/220 кВ был проверен на месте и через онлайн на ЧР. Высокий уровень электромагнитного шума на подстанции сильно мешал электрическому измерению ЧР, выполненному в соответствии с ИЕС 60270 на частотах ниже 1 МГц. Был выявлен источник шума – им являлась шина 400 кВ над трансформатором, создающей слышимый коронный разряд [14]. Было принято решение произвести УВЧ-измерения ЧР для обнаружения и анализа ЧР. Необходимо было уменьшить или исключить влияние внешнего электромагнитного и акустического шума на точность измерений. Так как трансформатор был оборудован тремя масляными клапанами, на их места были установлены три идентичных УВЧ-датчика. На рисунке 28 показано расположение датчиков: три УВЧ-датчика (УВЧ1, УВЧ2, УВЧ3) и шесть акустических датчиков (А1 – А6). Источник ЧР показан красной заштрихованной областью.

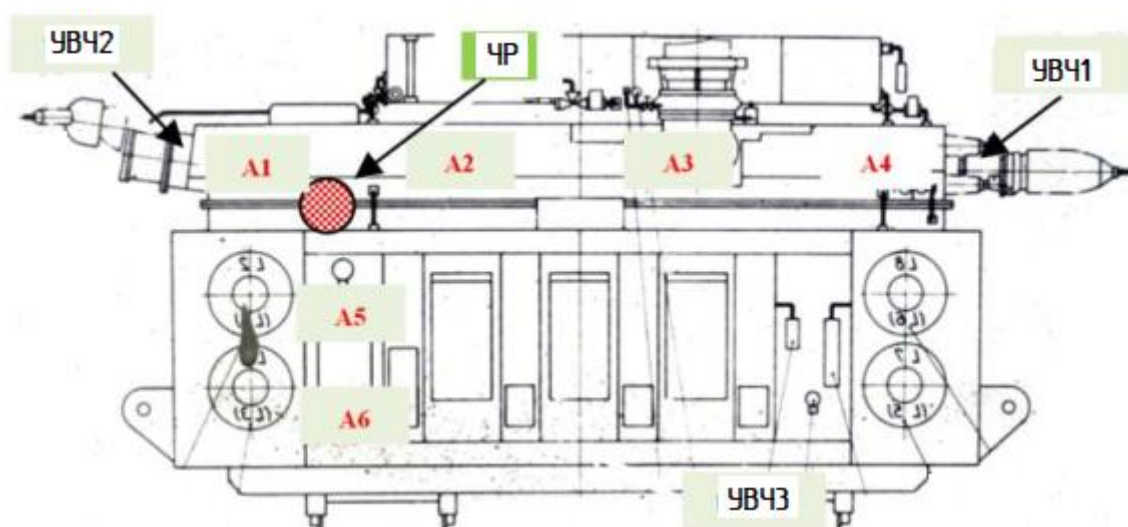


Рисунок 28- Положение UHF и акустических датчиков PD и локализованного источника PD в 333 МВА / 400 кВ однофазный автотрансформатор

При номинальном напряжении сигналы УВЧ от внутренних источников ЧР были обнаружены всеми тремя УВЧ-датчиками. Скорость распространения электромагнитных волн составляет примерно 2/3 скорости

света внутри трансформатора. Таким образом, для локализации ЧР УВЧ-сигналы обнаруживаются практически в одно и то же время. И наоборот, скорость акустических волн составляет 1400 м/с, что дает время прохождения в пределах диапазона миллисекунд. По крайней мере, с тремя акустическими датчиками и соответствующим временем распространения можно рассчитать пересечение волн и, следовательно, местоположение ЧР. Надо полагать, что акустическая энергия (акустические волны) проходят прямо в поле зрения от источника ЧР к датчику без каких-либо отражений. Кроме того, процесс акустической локализации частичного разряда также связан с распространением акустических волн. Волны быстрее проходят через стенку стального бака, чем через трансформаторное масло. Время распространения акустических сигналов может быть точно рассчитано с помощью критерия Хинкли, который основан на измерении энергии измеряемого сигнала.

Как показано на рисунке 28, положение расположенного источника ЧР находится в непосредственной близости от выводов, но с внешней стороны бака. Таким образом, неточность находится в пределах около 40 см по всем пространственным осям. Время распространения волн было измерено с помощью шести датчиков, которые представляют собой три датчика УВЧ (УВЧ 1 – УВЧ 3) и три акустических датчика (А2, А5, А6), размещенные рядом с источником ЧР.

После доставки трансформатора на ремонт к производителю результат локализации ЧР был подтвержден акустической локализацией ЧР, рекомендуемой МЭК, в экранированной зоне испытаний. В результате трансформатор не был разобран. Визуальный осмотр активных деталей на устройстве РПН подтвердил результаты локализации. После устранения обнаруженных неисправностей трансформатор прошел приемочные испытания, показавшие отсутствие каких-либо ЧР и трансформатор вновь введен в эксплуатацию.

Анализ частотной характеристики.

Измерения АЧХ являются широко применяемым методом оценки состояния обмотки силовых трансформаторов. Данный метод предпочтителен для обнаружения неисправностей после удара молнии, короткого замыкания или транспортировки и, как правило, считается более чувствительным, чем обычные измерения напряжения короткого замыкания [17]. Отклонения частоты и времени отклика указывают на механические и/или электрические изменения в активной части. Основным принципом метода анализа частотного отклика (FRA) - это исследование и/или нахождение различий между частотными характеристиками. Поведение электрического сигнала в диапазоне частот до 2 МГц, другими словами, частотная характеристика, определяется многочисленными характерными резонансами, которые зависят от паразитных емкостей и индуктивностей, которые в свою очередь определяются геометрией и расположением активной части и бака трансформатора [22]. Передаточная функция  $TF(f)$  в качестве переменной состояния отображает геометрическое структурное состояние, и каждое состояние (каждый отклик) соответствует своему состоянию. Известные типы повреждений, например, деформации обмоток (их осевое или радиальное смещение), влияют на передаточные функции, изменяя их. Тем не менее, интерпретация конкретных различий между двумя кривыми передаточной функции является недостающим звеном между идентификацией неисправности, измерением и оценкой состояния трансформатора.

На рисунке 29 показаны диапазоны частот, применяемых для диагностики соответствующих частей обмоток, чувствительных к механическим изменениям. Данные частоты опубликовало в 2008 году мировое сообщество энергетиков W.G. Cigre. Для небольших силовых трансформаторов интересующие диапазоны частот имеют тенденцию сдвигаться в сторону более высоких частот.

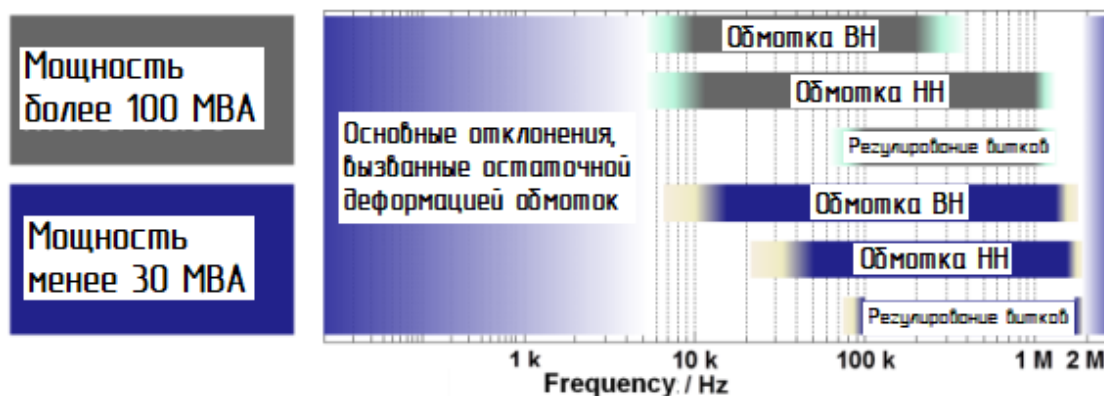


Рисунок 29- Частотные диапазоны с известной чувствительностью к изменениям геометрии обмотки

Измерительная техника.

Два наиболее часто используемых типа испытаний для измерения передаточной функции отклика обмоток силовых трансформаторов это так называемое измерение сквозной передаточной функции  $TF_{EE}(f)$  и взаимной ёмкости обмоток (CI)  $TF_{CI}(f)$ . На рисунке 30 показаны соответствующие схемы подключения. Полученная передаточная функция измеряемой фазы

$$TF_{EE}(f) = \frac{U_{2,EE}}{U_1} . \quad (8)$$

Для второго типа измерения передаточная функция:

$$TF_{CI}(f) = \frac{U_{2,CI}}{U_1} . \quad (9)$$

Каждое соединение может использоваться для измерения частотного отклика. Тем не менее, некоторые исследования [23] показали, что межобмоточные соединения более чувствительны к общим механическим изменениям.

Анализ растворенного газа (DGA).

Проведение DGA анализа предоставляет соответствующую информацию о внутренних неисправностях трансформатора. При старении, тепловых и электрических неисправностях образуются типичные газы, которые растворяются в изоляционном масле. Анализируя эти газовые профили, можно оценить их тип и характер возникшей неисправности [12].



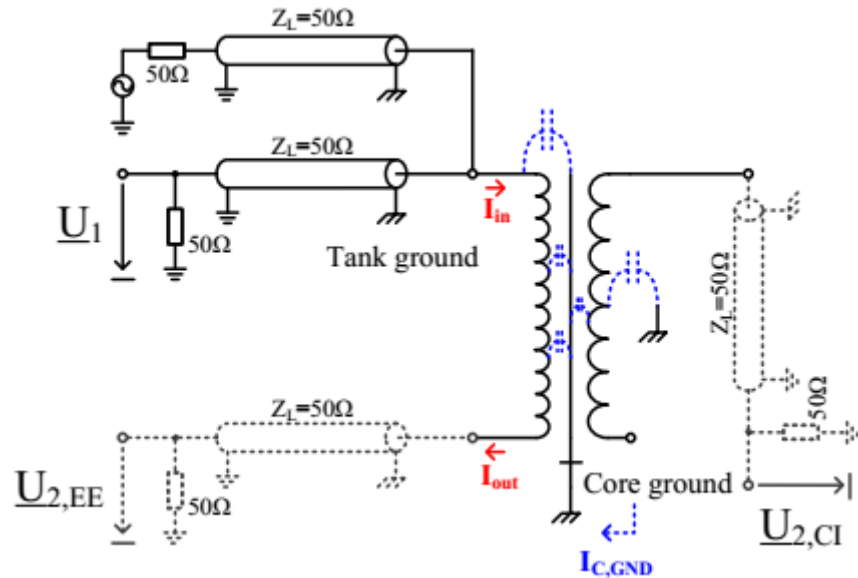


Рисунок 30- Схемы подключения для измерения частотного отклика при сквозной (EE) и емкостной взаимной обмотки (CI)

DGA анализ позволяет оценить серьезность возникающих неисправностей. Для этого ежегодно забираются пробы масла, оценивается как соотношения различных газов, так и ежегодные изменения концентрации газа.

Применимость DGA анализ.

Существующие стандарты DGA анализа основаны на относительно сложных процедурах проведения, которые рекомендуется проводить в лабораторных условиях. Применение DGA анализа в системах онлайн-мониторинга, требуют надежности и высокой точности измерения в течение длительного времени работы. Тем не менее, применение DGA анализа в системах онлайн-мониторинга является одним из приоритетных направлений их развития.

Динамика изменения количества газа в масле.

Приемлемая точность диагностики на основе анализа газа в масле требует рассмотрения как генерации (появления) газа в масле, так и потери газа (отвод газа из бака). Газы, отводимые из бака трансформатора через специальные газоотводные устройства, могут привести к неверным уровням

концентрации и недооцененные скорости генерации газа, особенно для свободно дышащих трансформаторов. Кроме того, также возможен обратный путь: газы из атмосферного воздуха, в основном азот и кислород, медленно растворяются в масле трансформаторного бака. Адекватная диагностическая модель может помочь измерить фактическую скорость генерирования газа в неисправном трансформаторе. Таким образом, величина неточности в анализе содержания газа в трансформаторе с расширительным баком может быть снижена.

Выход воздуха в атмосферу из расширительного бочка в основном зависит от конструкции самого бочка. В нем масло находится в прямом контакте с окружающим воздухом. В результате неисправные газы могут испаряться в атмосферу и газы из воздуха могут растворяться в трансформаторном масле. Трансформаторы подобной конструкции распространены во многих странах, включая Россию. Для исключения контакта масла расширительного бочка с атмосферой разработаны и используются другие системы: герметичный бак трансформатора, использование в расширительном бочке специальной мембраны и др.

Растворенные газы попадают в расширительный бачок вместе с маслом, в котором они растворяются. «Испаряясь» в расширительном бочке из масла, они создают внутри бочка избыточное давление. Затем, за счет диффузии, внутреннее давление выравнивается с атмосферным. При этом удаляются «полезные» нам растворенные газы – носители информации о неисправности, возникшей в трансформаторе. Количество вышедших в атмосферу газов зависит от скорости поступления масла в расширительный бачок. А это в свою очередь зависит от многих факторов:

- уровень масла в основном баке трансформатора;
- нагрузочная и перегрузочная способность трансформатора;
- температура окружающей среды;
- объем бака трансформатора;
- конструкция резервуара расширительного бочка;

- способ подключения расширительного бочка к основному баку трансформатора.

Скорость перемещения масла и его объем зависит от двух основных причин:

- плотность масла, а значит и его объем, зависит от температуры масла. При повышении температуры на  $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ , объем масла увеличивается на  $0,076\%$ ;

- эффект конвекции (естественная циркуляция), которая обусловлена разницей температур масла в верхней части бака и температурой масла в нижней части бака, примерно равной температуре окружающей среды.

Например, по данным теплового мониторинга, был подсчитан расход для 26 различных силовых трансформаторов [20]. При расчете учитывался только расход масла по объему. Номинальная мощность трансформатора варьировалась от  $31,5\text{ МВА}$  до  $850\text{ МВА}$ . Поэтому типы загрузки и системы охлаждения трансформаторов получились очень разнообразными. Результирующие скорости потока масла из основного бака в расширительный бачок охватывают широкий диапазон от  $4\text{ л / сутки}$  до  $36\text{ л / сутки}$  на  $1000\text{ л}$  масла. У менее мощных распределительных трансформаторах скорость перемещения  $1,8\text{--}6,2\text{ л / сутки}$  на  $1000\text{ л}$  объема масла при стабильных коэффициентах нагрузки. У трансформаторов с принудительной системой охлаждения перемещение масла ниже, чем с естественной циркуляцией, что связано с контролем температуры.

Испарение газа через расширительный бачок.

Обмен газами на границе раздела между маслом и атмосферным воздухом в расширительном бочке был смоделирован в лабораторной установке. В качестве расширительного бочка использовались четыре емкости в виде круглых бочек, общий объем которых составил около  $217\text{ л}$ . Чтобы варьировать площадь поверхности между маслом и окружающим воздухом внутри, проведены два эксперимента:

- один эксперимент проводится с вертикально стоящей емкостью с площадью граничной поверхностью около  $0,26\text{ м}^2$ ;

- второй эксперимент с горизонтально лежащей емкостью и площадью граничной поверхностью около  $0,48 \text{ м}^2$ .

Объем масла при обоих экспериментах составлял одинаковый объем 100 литров. Тогда объем воздуха в баке, контактируемого с атмосферой, над маслом составил 117 л. Во всех экспериментах использовали минеральное масло. Перед каждым экспериментом масло дегазировалось, высушивалось и фильтровалось при  $60^\circ\text{C}$  с помощью вакуумной системы обработки масла. После дегазации, специально подготовленная «неисправная» газовая смесь растворилась в масле с использованием пористого политетрафторэтиленового (ПТФЭ) пластика. Эксперименты проводились при комнатной температуре  $25^\circ\text{C}$ . Цель эксперимента – изучить интенсивность «испарения» растворенных газов в атмосферу с поверхностями, имеющих две различные площади -  $0,26 \text{ м}^2$  и  $0,48 \text{ м}^2$ . На протяжении всего эксперимента масло не перемешивалось. На рисунке 31, а показана концентрация водорода в масле для двух разных площадей поверхности. Кривые соответствуют экспоненциальной зависимости между концентрацией водорода и временем испарения  $C(t)=C_0\exp^{-\lambda t}$ . Коэффициент испарения газа  $\lambda$  имеет единицу измерения  $1/\text{ч}$  (обратная величина от времени) и зависит от площади поверхности испарения.

Уменьшение концентрации водорода происходит быстрее при большей площади поверхности. Помимо водорода, с помощью данной лабораторной установки можно проанализировать концентрацию других растворенных газов. На рисунке 31, б показаны коэффициенты испарения  $\lambda$  всех растворенных газов с обеих поверхностей. При линейном увеличении площади поверхности коэффициент испарения газа также увеличивается линейно. Таким образом, чем больше площадь, тем больше газов испаряется. Водород испаряется с максимальной скоростью, а затем CO и  $\text{CH}_4$ .  $\text{C}_2\text{H}_6$  испаряется медленнее всех.

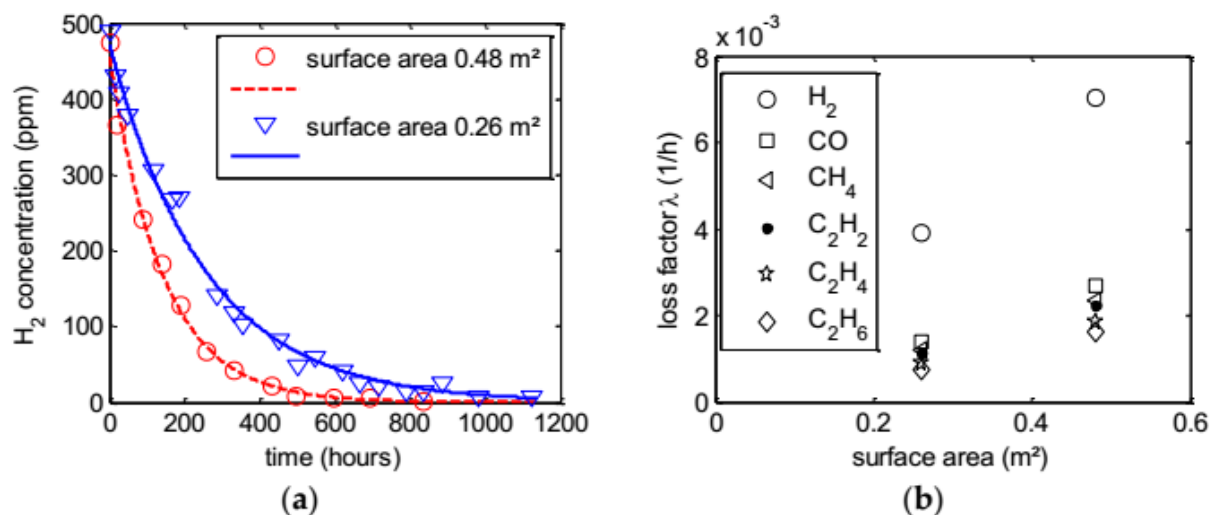


Рисунок 31- Интенсивность испарения растворенных газов на лабораторной установке

Поскольку испарение также зависит от температуры как масла так и воздуха, исследования провели для четырех разных температур: близкая к комнатной (около 22°C), 35°C, 50°C и 65°C. Все тесты провели с использованием одного объема масла (100 л) и с постоянной площадью поверхности между маслом и окружающим воздухом (0,26 м<sup>2</sup>).

На рисунке 32, а показаны установленные по результатам экспериментов коэффициенты испарения различных газов  $\lambda$  при разных температурах. Испарение газа в функции температуры показали экспоненциальный рост. Для примера, на рисунке 32, а, построен график экспоненциальной зависимости испарения газа CO от температуры. Из рисунка 32, а видно, что газ H<sub>2</sub> имеет более высокий коэффициент испарения и является более летучим, чем другие исследованные газы.

Большое различие между коэффициентами испарения газа при 22°C и 35°C может быть объяснено особенностью проведения эксперимента процедура. Нагрев масла при комнатной температуре (22°C) не требуется. При более высоких температурах (35–65°C) использовался трубчатый электрический нагреватель. Из-за этого в масле возникает конвекционный эффект. Это приводит к увеличению смешивания масла и, следовательно, к более высокому коэффициенту испарения.

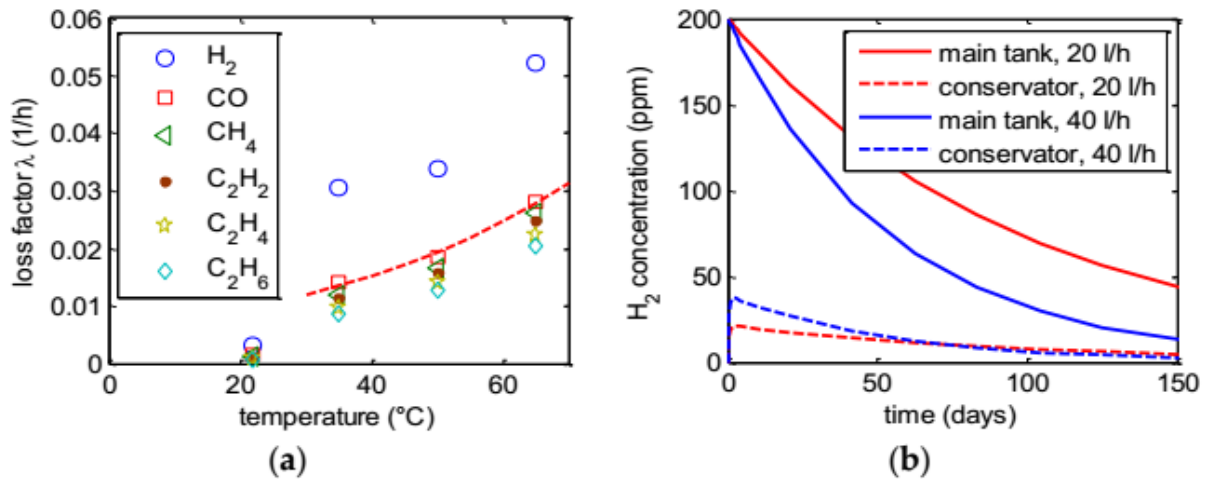


Рисунок 32- Результаты исследования испарения растворенных газов: а) коэффициенты испарения различных растворенных газов в зависимости от температуры; б) изменение концентрации  $H_2$  в основном баке (прямая линия) и расширительном бочке (пунктирная линия) при разных скоростях обмена масла между ними

Расчет испарения газа при возникновении отказа (газовыделении).

Проведенные эксперименты показывают возможность расчета испарения газа при использовании расширительного бачка. Для этого нужно знать объем баков, температуру масла, площадь поверхности на разделе масло/воздух. Как было сказано, концентрация растворенных газов в основном баке, влияет на концентрацию газов в расширительном бочке и наоборот. Следовательно, производная каждой концентрации во времени зависит от концентрации газов как в основном баке, так и в расширительном бочке. С учетом этого составлена система двух дифференциальных уравнений, с помощью которых можно определить количество выделенного масла:

$$\frac{\partial K(t)}{\partial t} = m \times K(t) + n \times A(t), \quad (10)$$

$$\frac{\partial A(t)}{\partial t} = p \times A(t) + q \times K(t), \quad (11)$$

где  $K(t)$  и  $A(t)$  - зависящие от времени концентрации газа в основном баке  $K$  и расширительном бочке  $A$  соответственно;

$m$ ,  $n$ ,  $p$  и  $q$  являются константами, которые зависят от объема, коэффициента испарения газа, скорости поступления масла в расширительный бачок и скорости поступления масла из расширительного бочка в основной бак.

Например. Трансформатор имеет объем масла в основном баке 42000 л. В расширительном бочке находится 1700 л. В основном баке находится растворенный водород с концентрацией 200 ч / млн. В расширительном бочке по условию задачи растворенного водорода нет. Обмен маслом между основным и расширительным баками принят постоянным на уровне 20 л/ч (40 л/ч), в соответствии с результатами эксперимента, описанными выше. Каждый час 20 литров масла перетекает в расширительный бак и обратно в основной бак. Температура также считается постоянной, равной 15°C. Коэффициент испарения газа в расширительном бочке установлен равным  $\lambda_{H_2}=0,1$ , что соответствует площади поверхности 1,5 м<sup>2</sup>. Значение  $\lambda_{H_2}$  получено из эксперимента, описанного выше. Результаты расчета с использованием формул (10) и (11) представлены в графическом виде на рисунке 32, в.

Концентрация водорода в масле в основном баке уменьшается в геометрической прогрессии. При начальной концентрации водорода 200 ч/млн, уменьшение его концентрации 0,086 ч/млн/ час или 2,06 ч/млн/день при масле обмене 20 л/ч. При повышении масло обмена между баками, концентрация водорода также уменьшается. Сравнение расчетов для 20 л/ч и 40 л/ч показывает, что на испарение газа из расширительного бочка сильно влияет обмен масла между ним и основным баком. Для повышения точности моделирования, необходимо улучшать модели, применяемые при лабораторных испытаниях, а также сравнивать полученные лабораторные данные с измерениями работающих реальных трансформаторов.

Онлайн мониторинг растворенных газов.

Приведем пример важности применения онлайн мониторинга растворенных газов. Наблюдался повышающий трансформатор

600МВА/380кВ. Через сливной масляный патрубок для оценки концентрации растворенных газов был подключен инфракрасный газоанализатор, подключенный к онлайн системе мониторинга состояния трансформатора. В начале июля появился сильный и постоянный рост количества растворенных газов (начало координат на рисунке 33, а).

Из-за высокой скорости роста концентрации TDCG (общее количество растворенных газов), превышающей 100 промилле в день, параллельно с системой онлайн контроля DGA, ежедневно «вручную» отбирались пробы масла и анализировались в лаборатории. Отбор проводился из основного бака вакуумным методом. Это позволило оценить точность работы системы онлайн мониторинга.

Углеводороды  $\text{CH}_4$  показали очень хорошее совпадение между показателями онлайн-мониторинга и лабораторными показателями (см. рисунок 33, а). Наибольшие отклонения произошли с водородом, что можно объяснить его высокой диффузионной способностью. Однако, несмотря на то, что образцы масла, проанализированные в лаборатория, показали немного отличающиеся абсолютные значения газа, в целом диагностика показала возможную причину отказа, которая совпала с выводами лабораторных исследований. В частности, водород, метан, этан и этилен были определены немного в больших количествах, чем эти газы присутствовали в масле. Для выявления неисправности был использован графический метод – построение треугольника Дюваля. Треугольник показал в качестве дефекта – точечное повышение температуры более  $700\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Концентрация  $\text{CO}$  и  $\text{CO}_2$  оставалась почти постоянной, что указывало на отсутствие неисправности в изоляции обмоток. Поскольку количество ацетилена медленно увеличивалось в течение первых 50 дней примерно на 15 частей на миллион частей масла, оплавление листов магнитопровода также было исключено в качестве причины неисправности.



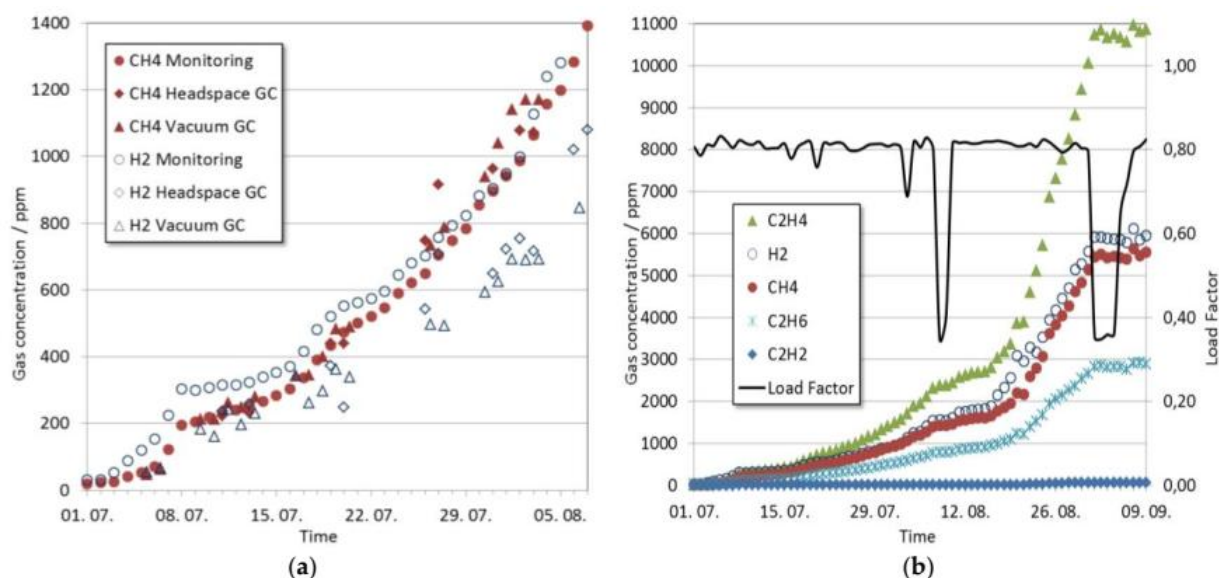


Рисунок 33- Динамика концентрации газа в трансформаторе 600 МВА / 380 кВ: а) первые 5 недель; б) 10 недель

В начале августа общее количество растворенных газов (примерно 5000 ppm) и соответствующая скорость их генерации превысила значения, указанных в п.4 IEEE C57.104 «Международный стандарт – руководство IEEE по интерпретации газов, образующихся в масляных трансформаторах». Этот руководящий документ предписывает при таких обстоятельствах исключить трансформатор из эксплуатации.

Несмотря на большое количество растворенного газа (см. рисунок 33, б), он не обнаруживался в газовом реле Бухгольца. Кроме того, очень низкий уровень ацетилена привел к решению оставить трансформатор в работе, пока запасной трансформатор не будет доставлен на место для его замены. Если бы повышение ацетилена превысило 5 ppm/день с интервалом в два дня или происходил резкий рост 5 ppm / час, трансформатор был бы выключен немедленно. Был введен режим работы трансформатора «стратегия контролируемого продления работы», чтобы снизить финансовые потери, возникшие бы при отключении трансформатора из работы.

Следующим шагом было снижение нагрузки трансформатора. Это привело к остановке генерации газа на том уровне, который был до снижения нагрузки, но он продолжал вырабатываться. Проверили наличие проблем у

выводов: у высоковольтных, повышенное сопротивление контактов РПН, сопротивление в обжимных соединениях. Проблем не обнаружили. Через некоторое время генерация газа вновь стала расти. Тогда нагрузку трансформатора снизили на 50%. Это привело к прекращению газообразования, что было интерпретировано как временное прерывание отказа. В дальнейшем нагрузка трансформатора увеличивалась до появления газообразования, и тут же снижалась для его остановки. С прибытием запасного трансформатора, 10 сентября трансформатор был отключен и заменен на запасной. После доставки неисправного трансформатора в ремонтное подразделение, он был разобран и продефектован. Было определено, что по причине механической деформации, бак вступил в контакт с листами магнитного сердечника, что привело к циркуляции тока через систему заземления сердечника. Этот циркулирующий ток индуцируется зависимым от нагрузки потоком рассеяния и может достигать уровня в несколько сотен ампер. В точке контакта бака с листами сердечника и возникла «горячая точка», вызывающая разложение масла. Кроме того, медный кабель заземления сердечника был разорван (расплавился от температуры), что нарушило заземление.

На данном примере видно, что онлайн мониторинг количества растворенных газов в масле, отслеживание динамики их изменения, позволило дольше оставить трансформатор в работе, а значит снизить финансовые потери при его замене.

Измерение влажности (содержание воды в масле).

Причины необходимости измерения влажности.

Влага очень отрицательно влияет на изолирующие компоненты трансформатора из-за нескольких причин. Одной из них является то, что диэлектрическая прочность изолирующей жидкости (в основном масла) сильно зависит от влажности. Увеличивается риск повышения давления в баке, за счет образования и испарения водяного пара. Вода также опасна для изоляции на основе целлюлозы, поскольку она ускоряет её старение. Таким

образом, зная содержание воды в твердой изоляции трансформатора, можно получить представление о её старении и, следовательно, планировать дальнейшие действия по эксплуатации трансформатора. Причин попадания влаги в масло несколько.

Первой причиной попадания воды в масло при эксплуатации трансформатора может быть неправильная сушка на заводе. Второй причиной является проникновение влаги из атмосферы. Это может произойти в том числе и через расширительный бачок. Следующая причина связана с ремонтом трансформатора, точнее не соблюдением технологии ремонта в части хранения разобранных частей в условиях сухого хранения.

Следующая причина, самая важная, это влага, выделяемая в масло при старении бумаги и картона. Это означает, что даже в отлично обслуживаемом трансформаторе с возрастом влажность масла повышается. Есть исследования, которые показывают, что при старении влажность повышается и в свою очередь ускоряется процесс старения (см. рисунок 34).

Можно сделать вывод, что оценки срока службы целлюлозных изоляционных систем зависят не только от рабочей температуры, но и от содержания влаги в твердой изоляции. Это важная причина, почему измерение влажности в сочетании с другими методами диагностики может помочь оценить техническое состояние трансформатора.

Сложность состоит в том, что требуется узнать содержание воды в состарившейся твердой изоляции, которая представляет собой тонкую бумагу. Это почти невозможно измерить непосредственно, так как бумага не может быть отобрана для исследования без её «отрыва» с места работы. Здесь могут помочь только косвенные методы.

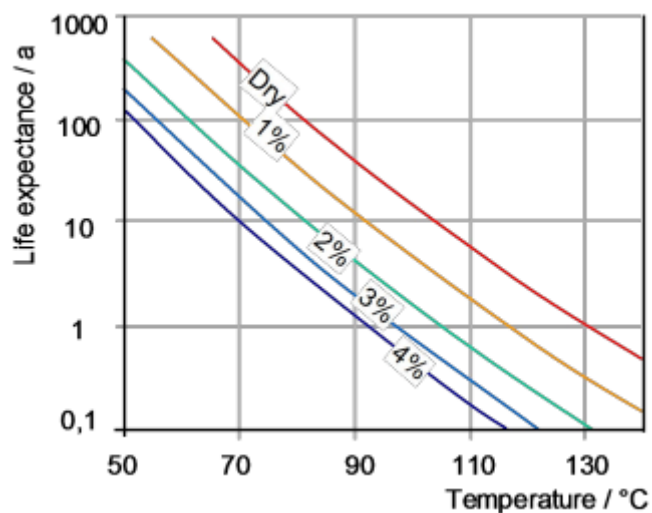


Рисунок 34- Ожидаемый срок службы пропитанной маслом бумаги в зависимости от температуры и содержания воды

В основном, для оценки влажности, применяют две группы методов:

Во-первых, по графикам равновесия влажности (равновесное влагосодержание в бумаге (картоне)). Диаграммы равновесия используют тот факт, что влага в системе бумага-масло достигает равновесия и распределяется между маслом и бумагой. Таким образом, зная температуру и содержание воды в масле, можно оценить содержание воды в сухом веществе (в изоляции). Если тепловое и кинетическое равновесие нарушено, эти графики могут давать ошибочные оценки в дополнение к погрешностям при отборе проб и их анализе в лаборатории.

Во-вторых, измерения диэлектрической характеристики.

Диэлектрические методы диагностики оценивают влажность бумаги или картона по диэлектрическим свойствам. К ним относятся напряжение пробоя, токи поляризации и деполяризации (PDC) и тангенс угла диэлектрических потерь ( $\text{tg}\delta$ ). Для этого проводится спектроскопия зарядных и разрядных токов изоляции в частотной области (FDS) и анализ диэлектрического частотного отклика (DFR). Коэффициент диэлектрических потерь (коэффициент мощности) измеряется на частотах от мкГц до кГц. Пример полученной кривой диэлектрического отклика показан на рисунке 35.

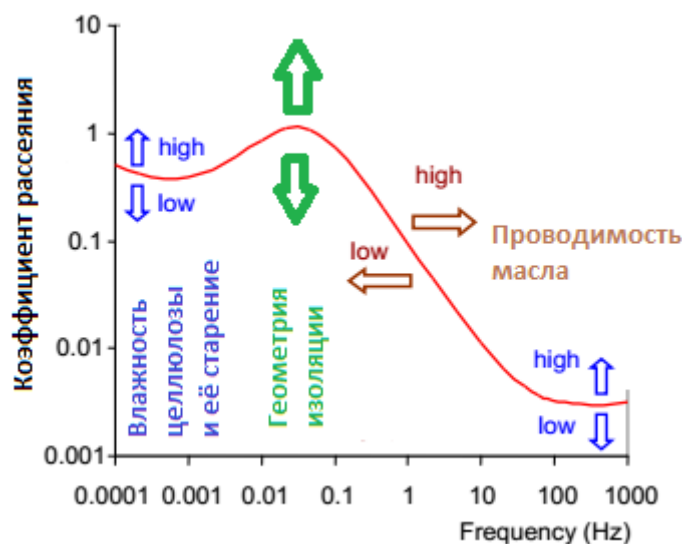


Рисунок 35- Кривая диэлектрического отклика

Как известно, большая часть изоляции, содержащей целлюлозу, конструктивно входит в первичную и вторичную обмотку. К низковольтной обмотке подводится высокочастотное напряжение, а на высоковольтной обмотке записывается результирующий ток. При этом токи, не несущие диагностической информации (емкостной и активный) отводятся на бак и помех не создают. По построенной кривой (см. рисунок 35), сравнив её с эталонной, можно судить о состоянии изоляции, и определить причину возникшего отклонения (наличие воды, наличие сажи и серы в масле, неисправны высоковольтные выводы). Причем эталонная информация уже хранится в приборе, и для повышения точности диагностики вручную требуется ввести поправочные коэффициенты, например, температуру масла. До появления данного способа диагностики, подобные измерения проводились с применением высоковольтного напряжения.

Применение термомониторинга для оценки технического состояния и срока службы трансформатора.

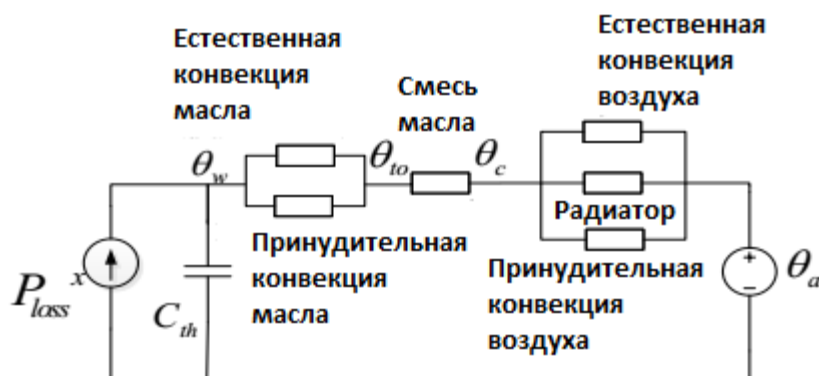
Для термомониторинга используются динамические тепловые модели. Изучение динамических процессов всегда является наиболее сложным процессом. Поэтому эмпирическая проверка, статистическая оценка и

фундаментальное развитие тепловых моделей трансформаторов имеет важное значение для развития систем онлайн мониторинга.

Усовершенствованная тепловая модель.

Тепловые модели основаны на моделировании явлений теплообмена между баком и окружающей средой с использованием простых уравнений. Тем не менее, их точность ограничена в некоторых случаях, из-за того, что тепловое сопротивление трансформатора рассматривается как постоянная величина. Следовательно, необходимо повысить точность этих моделей с помощью более точного определения тепловое сопротивление.

Усовершенствованная тепловая модель используется для расчета температуры верхнего масла, которая основана на МЭК 60076-7. Термоэлектрическая аналогия модели показана на рисунке 36.



$P_{loss}$  – общие потери;  $\theta_w$ - температура обмотки в средней части;  $\theta_c$ - температура масла в охладителе;  $\theta_{to}$ - температура масла в верхней части;  $\theta_a$ - температура окружающей среды;  $C_{th}$ - тепловая емкость

Рисунок 36- Теплоэлектрическая аналогия усовершенствованной тепловой модели

Тепловые сопротивления этой модели зависят от температуры и зависят от температуры масла в нижней части бака и температуры масла в охладителе [15].

Чтобы использовать физическую тепловую модель в онлайн-системе мониторинга, необходимо чтобы её технические параметры (производительность, безотказность и т.д) и точность модели была сначала проверена и соответствовала предъявляемым требованиям. Для примера

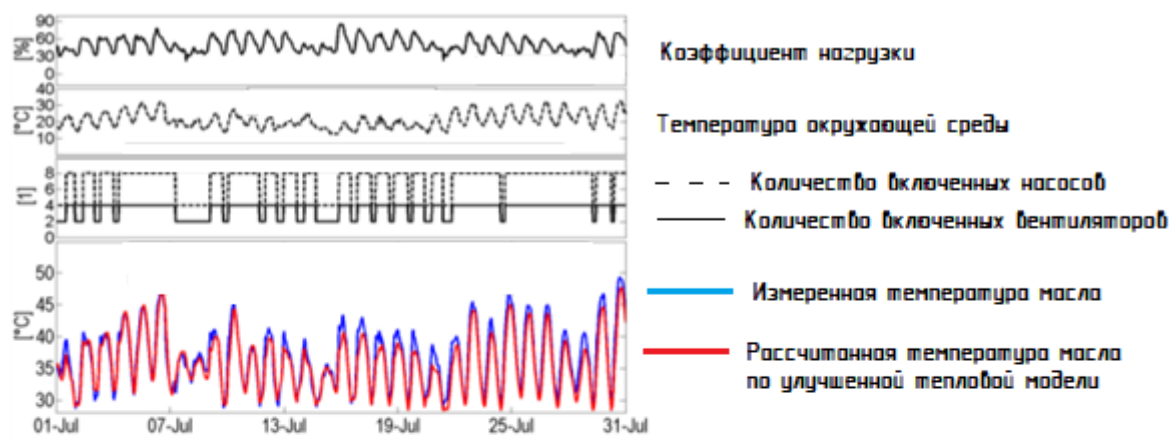
рассмотрим результаты моделирования трансформатора с системой охлаждения НМЦ (ODAF), основные параметры которого показаны в таблице 8.

Таблица 8- Характеристики исследуемого трансформатора

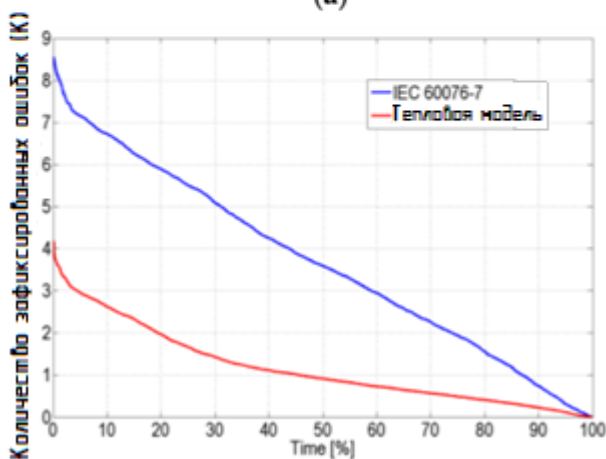
Параметр	Величина
Мощность, МВА	333
Потери от короткого замыкания, кВт	510
Потери холостого хода, кВт	47
Масса активных частей и бака, т	20
Масса масла, т	5
Тепловая емкость, Вт°С /К	199050
Количество охладителей	8
Количество насосов	4
Тип системы охлаждения	НМЦ

Для этого трансформатора замерялись в течении 30 дней (в течении июня 2011 года) параметры тепловой модели при нормальной (без перегрузок) работе трансформатора. Этого обычно достаточно для получения достоверных данных о тепловом режиме работы трансформатора. Тем не менее, для проверки адекватности усовершенствованной модели, параметры трансформатора замерялись в течении следующих 30 дней (следующий месяц июль). Результаты замеров и моделирования (температура масла в верхней части бака, коэффициента нагрузки, температура окружающей среды, число работающих насосов и вентиляторов) показаны на рисунке 37.

Для сравнения производительности усовершенствованной тепловой модели с предложенной моделью в МЭК 60076-7 используется кривая длительности ошибок каждой модели, которая показана на рисунке 37, b.



(a)



(b)

Рисунок 37- Результаты размеров и моделирования: а) рассчитанная и измеренная температура верхнего слоя масла во время нормальной работы трансформатор в июле; б) кривые длительности ошибок по МЭК 60076-7 и усовершенствованная тепловая модель

Кривая длительности ошибки показывает рассчитанную абсолютную ошибку, зависящую от продолжительности времени в процентах в пределах временного окна наблюдения. Как видно, усовершенствованная тепловая модель меньше «ошибается» по сравнению с моделью IEC 60076-7 при расчете температуры верхнего слоя масла. Из-за высокой точности и простоты усовершенствованная модель может быть использована в онлайн-системе мониторинга для контроля системы охлаждения и расчете перегрузочной способности трансформаторов.

Мониторинг охлаждения.

Диагностируемый в течение двух месяцев рассмотренный выше трансформатор, имел неисправность в его системе охлаждения – из-за



неисправности источника питания, по сигналу от системы управления вентиляторы не включились. Отказ произошел 21 декабря 2011 года в 6:00 утра, когда система управления включила два дополнительных вентилятора для снижения температуры масла. Однако из-за сбоя в питании вентиляторов, они не начали работать. Проверка истории мониторинга показала позже, что два из восьми вентиляторов не работали, а насос, связанный с неисправными вентиляторами, оставался в работе. Что привело в конечном итоге к перегреву трансформатора.

Неисправная работа системы охлаждения может быть обнаружена на основе правильного онлайн-алгоритма, используя измеренную и теоретически рассчитанные температуры масла в верхнем слое [16]. На рисунке 38 показан сигнал тревоги, выданный системой мониторинга, количество включенных системой управления вентиляторов и стандартизированная погрешность (допустимая разность) между расчетным и измеренным значением температуры масла в верхнем слое. Как видно из рисунка 38, после отказа двух вентиляторов, расчетная температура начинает отклоняться от измеренной температуры показывая, что в системе охлаждения появилась неисправность. Как только допустимая разность превысила максимально допустимое значение, системой онлайн мониторинга был сформирован сигнал о повышении температуры масла. У системы мониторинга на фиксацию неисправности ушло 3 часа (опрос датчиков проводится каждый час), что является достаточно коротким временем и позволяет избежать более серьезных неисправностей из-за перегрева трансформатора.

#### Оценка перегрузочной способности

Под перегрузочной способностью понимается нагрузка, превышающая номинальную, но допустимая с точки зрения теплового перегрева. Перегрузочная способность напрямую связана с скоростью старения изоляции и температурой окружающей среды.

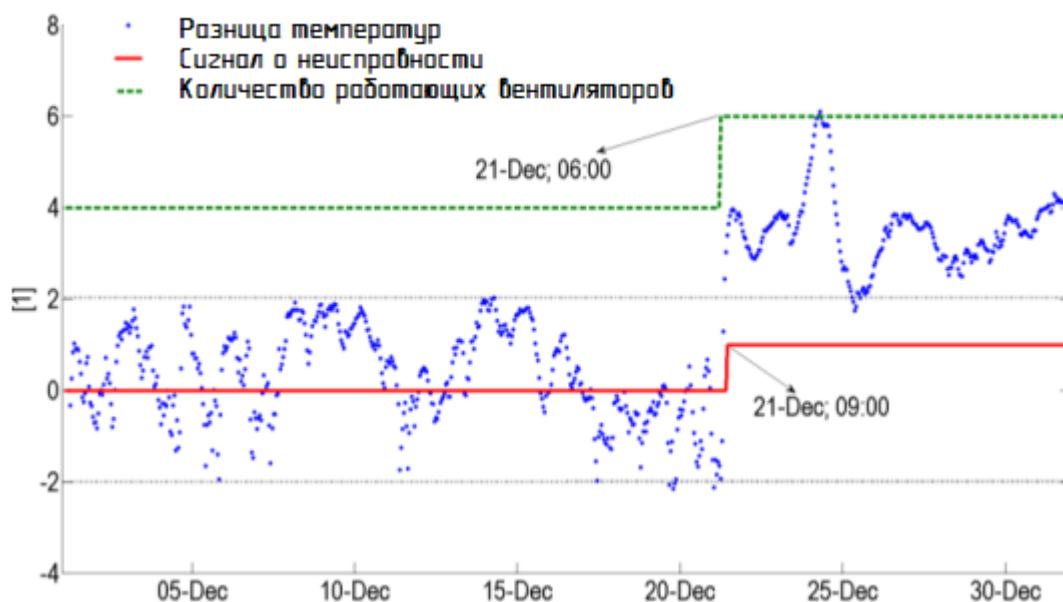


Рисунок 38- Допустимая разница между измеренной и расчетной температурой масла при неисправной работе вентиляторов и сигнал о неисправности

Длительная перегрузка допускается до тех пор, пока температура горячей точки трансформатор не превышает допустимую температуру горячей точки. После этого процесс старения ускоряется. Для бумажной изоляции данная температура составляет 98 °С.

Таким образом, температура горячей точки является ключевым параметром для расчета перегрузочной способности трансформатора. Температура горячей точки  $\Theta_{hs}$  рассчитывается с использованием температуры  $\Theta_{to}$  верхнего слоя масла по формуле (12)

$$\Theta_{hs} = \Theta_{to} + H \times g_r \times k^y, \quad (12)$$

где  $H$  - температура горячей точки.

Решая это уравнение для коэффициента нагрузки  $k$ , можно рассчитать длительную перегрузочную способность. Трансформатор рассчитывается с учетом того, что температура горячей точки не должна превышать 98 °С. Это соответствует тому, что трансформатор работает на полную мощность, определяемую мощностью его системы охлаждения. Поэтому перегрузочная способность ОУ зависит только от температуры окружающей среды  $\Theta_a$ . Эта зависимость может быть записана в виде линейного уравнения (13) [30]

$$OV = a \times \Theta_a + b . \quad (13)$$

На рисунке 39, а представлены графики коэффициента нагрузки, температуры окружающей среды, а также перегрузочная способность трансформатора, параметры которого представлены в таблице 8.

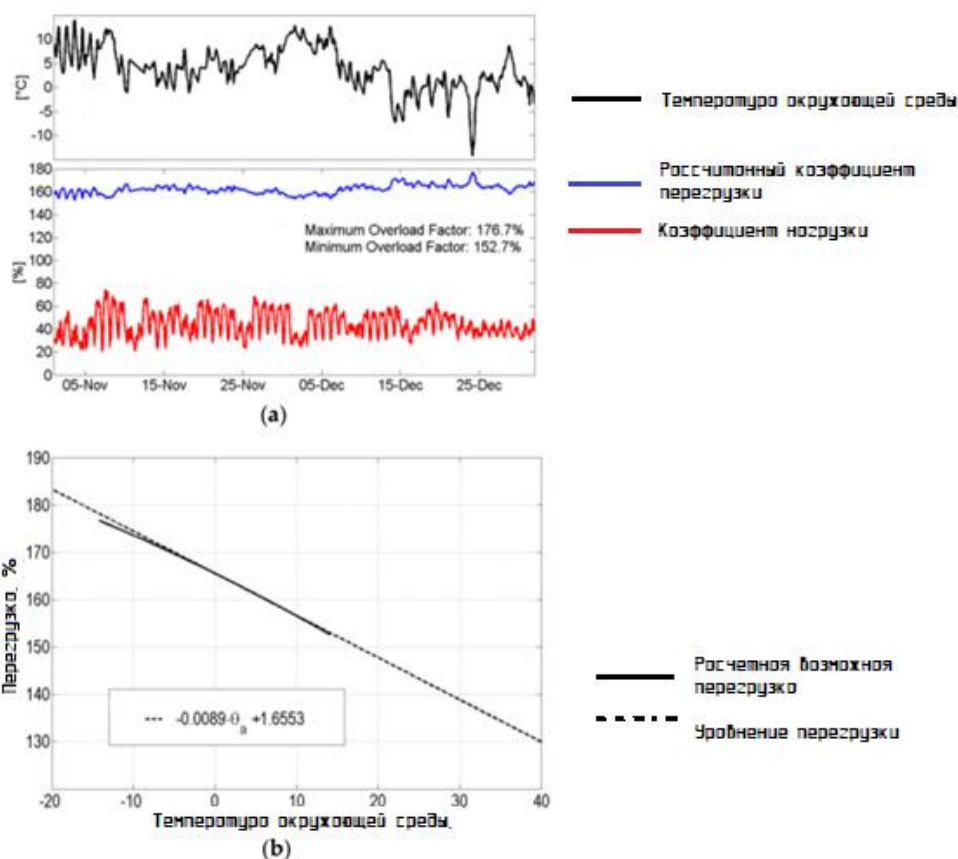


Рисунок 39. (а) Температура окружающей среды, долгосрочный коэффициент перегрузки и коэффициент нагрузки; и (б) зависимость от перегрузочная способность при температуре окружающей среды [56]

Очевидно, нагрузочная способность трансформатора увеличивается при понижении температуры окружающей среды. Зависимость перегрузочной способности от температуры окружающей среды показана на рисунке 39, б. Следует отметить, что размер охлаждающего устройства увеличен на 33%, потому что два из восьми вентиляторов этого трансформатора являются запасными вентиляторами, которые включаются только при очень высокой перегрузке.

### 3.3 Алгоритмы работы разрабатываемой интеллектуальной системы диагностики

Каждая экспертиза диагностического параметра проводится над специально отобранной группой диагностических параметров ( $X_1, X_2, X_3 \dots X_n$ ). Эти параметры могут быть результатами измерений приборов системы мониторинга или результатами расчетов системы по специальным алгоритмам. Алгоритмы расчета используют данные измерений, результаты испытаний на заводе изготовителе и монтаже, результаты периодической диагностики в эксплуатации. В каждой экспертизе проверяется соответствие диагностического параметра  $X_i$  заданным допустимым значениям:  $X_{i.min.доп} \leq X_i \leq X_{i.max.доп}$ , затем определяется отклонение от допустимых значений и принимается решение о результате экспертизы. Параметры  $X_{i.min.доп}$  и  $X_{i.max.доп}$  – допустимые значения (уставки) задаются разработчиком при настройке системы и после гарантийного срока эксплуатации могут корректироваться пользователями. По результатам экспертизы принимается решение. Наиболее простым и информативным способом отображения принятого решения является включение специальных сигнальных индикаторов, цвет которых указывает на техническое состояние контролируемого набора диагностических параметров проверяемой подсистемы трансформатора или внешнего воздействия: зеленый цвет – нормальное состояние, бежевый цвет – рабочее состояние, желтый цвет – ухудшенное состояние, красный цвет – предаварийное состояние.

Экспертизы в моей интеллектуальной системе мониторинга используют разные алгоритмы принятия решений по результатам контроля, для определения цвета сигнальных индикаторов. Предусмотрено несколько типов алгоритмов принятия решений.

Первый тип. По худшему отклонению значения диагностического параметра от допустимого значения для данной экспертизы:  $\text{Max}(|X_i - X_{i.min.доп}|, |X_i - X_{i.max.доп}|)$

Второй тип. По максимальному отклонению от допустимого значения не конкретного диагностического параметра, а среднего значения, определяемого для разных фаз:  $\text{Max}(|Y_i - X_{i,\text{min.доп}}|, |Y_i - X_{i,\text{max.доп}}|)$ , где  $Y_i = (X_{iA} + X_{iB} + X_{iC})/3$ .

Третий тип. По максимальному отклонению диагностических параметров разных фаз между собой:  $K_1 = |X_{iA} - X_{iB}|$ ,  $K_2 = |X_{iA} - X_{iC}|$ ,  $K_3 = |X_{iB} - X_{iC}|$   $X_i = \text{max} \{K_1, K_2, K_3\}$ .

Четвертый тип. Некоторые алгоритмы экспертиз дополнительно контролируют скорости изменения диагностических параметров и соотношения между значениями различных параметров (образы параметров) для принятия решений. Тип алгоритма принятия решения для каждой экспертизы определяется при настройке системы и после гарантийного срока эксплуатации может корректироваться пользователями.

Факторы, влияющие на алгоритмы обработки диагностической информации.

Частота запроса диагностической информации. На частоту отклика обмоток трансформатора помимо механических изменений обмоток, могут также влиять другие факторы. Это может привести к ложной информации, то есть ощутить влияние внешнего фактора на частотную характеристику. Эти факторы в основном температура, методы заземления, влагосодержание и шунтирующие резисторы [24]. Правильно, когда два измерения выполняются в одинаковых условиях. Для этого требуется, чтобы все эти факторы были учтены и обеспечены для каждого измерения.

Рассмотрим пример. Рисунок 40 показывает две осциллограммы одной фазы трансформатора 30 кВА / 10 кВ, измеренного при двух разных температурах. Измерения проводились в один день, в работоспособном состоянии, в одинаковых условиях. Как видно, присутствуют различия между этими двумя осциллограммами. Величина разницы, определенной из этих осциллограмм, по числовым показателям примерно соответствует осевому смещению на 3 мм. В результате можно сделать ошибочный вывод о

появлении механической неисправности, которая на самом деле отсутствует. Другие упомянутые выше факторы также может изменить частотную характеристику и, следовательно, особое внимание должно быть уделено поддержанию удовлетворительных условий проведения экспериментов.

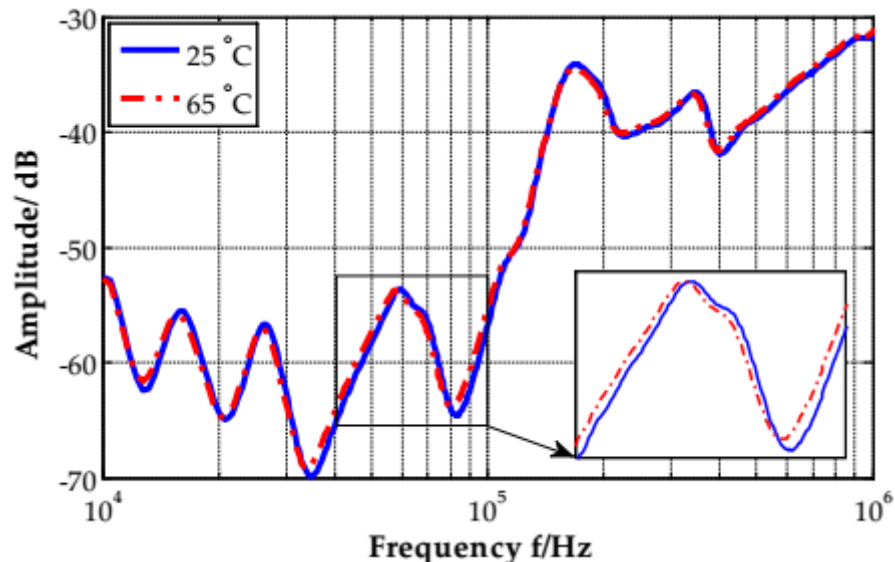


Рисунок 40- Частотная характеристика одной из фаз трехфазного масляного трансформатора для двух разных температуры при измерении взаимной емкости  $C_1$

Обработка измерения частотного отклика.

Алгоритмы обработки разделим на две основные группы.

Первая группа - трансформатор моделируется с использованием элементов схемы замещения, и механические деформации моделируются изменяя значения этих элементов схемы [11]. После моделирования разных типов и проявлений механических деформаций, сравнение осциллограмм, полученной с помощью модели с осциллограммой, записанной с реального трансформатора может показать наличие механической деформации в трансформаторе.

Вторая группа - числовое значение отклика, записанного с реального трансформатора, сравнивается с измеренным ранее его табличным значением. Таким образом, обработка проводится на основе значений «индексов». Различные поправки могут быть внесены в отношении результата. Большинство числовых индексов основаны только на величине

реакции передаточной функции. Однако передаточная функция имеет величину и значение фазы в каждой частотной выборке, то есть вектор в комплексной плоскости для каждой частотной выборки (см. рисунок 41) является индексом (числом), равным евклидовому расстоянию ED. Величина ED определяется по разности величин для каждой частоты и затем вычисляется сумма корней в квадрате в заданном диапазоне частот (см. рисунок 41, а). Новый индекс - комплексное расстояние CD (см. рисунок 41, б), определяется для получения информации о фазе; оно определяет расстояние между двумя образцами в рассматриваемой плоскости. На рисунке 41, с показаны значения обоих индексов для разных шагов осевого смещения в обмотке. Как видно, включение фазового отклика не ухудшает линейность индекса, но значительно повышает чувствительность индекса к механическим изменениям, т.е. делает обнаружение несоответствий между двумя измерениями FRA проще. В данном направлении еще предстоит выполнить большой объем работ, чтобы обеспечить надежный алгоритм оценки для определения FRA.

На рисунке 42 показан пример - типичный случай передаточных функций всех трех фаз, измеренных при нагрузке 200 МВА, трехфазного силового трансформатора 110кВ/65кВ. Присутствуют характерные полосы частот, которые отражают разные электрические свойства трансформатора.

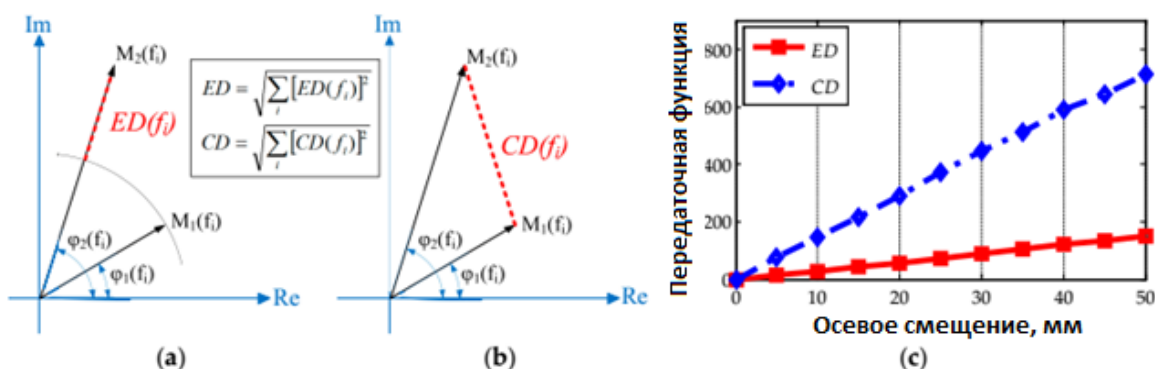


Рисунок 41- Обработка измерения частотного отклика: а - пример обработки измеренного отклика; б- частотный отклик из базы данных; М и ф соответствует значениям амплитуды и фазы испытуемого образца; с- сравнение двух показателей для разных величин осевых смещений

На нижние полосы частот FB1 и FB2 преобладающее влияние оказывают индуктивность сердечника и электрическая емкость между сердечником и обмотками, в то время как FB3 и FB4 связаны с индуктивностями рассеяния обмоток и емкостями соседних обмоток [10]. На высокочастотную часть области FB4 до 2 МГц влияет геометрии активной части, емкость высоковольтных вводов.

Различия между передаточными функциями разных фаз наибольшие в FB1, FB2 и на более высокой частоте диапазона FB4. Для FB1 и FB2 различия можно объяснить дисбалансом сердечника (магнитной схема) и остаточной намагниченностью сердечника. Несоответствие между фазами в верхней части FB4 может быть объясняется дисбалансом емкостей заземления и незначительной неравномерностью намотки обмоток.

Диапазон FB3 и нижняя часть FB4 отражают наиболее важную часть частотного отклика. Отклонения, происходящие в этом частотном диапазоне, указывают на механические изменения, такие как смещение витков обмотки или коробление обмоток.

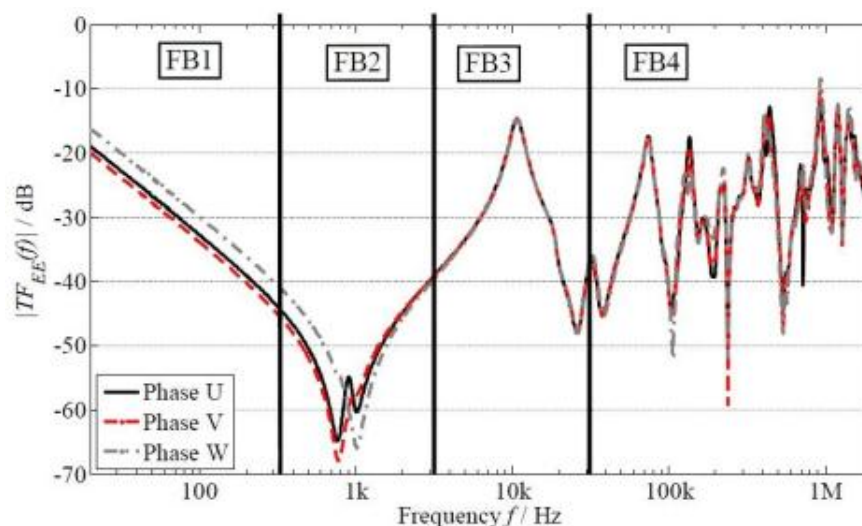


Рисунок 42- Характерные полосы частот измеренных сквозных частотных характеристик трехфазного силового трансформатора

Для примера рассмотрим ещё один алгоритм принятия решения – для анализа растворенного газа (см. рисунок 43).



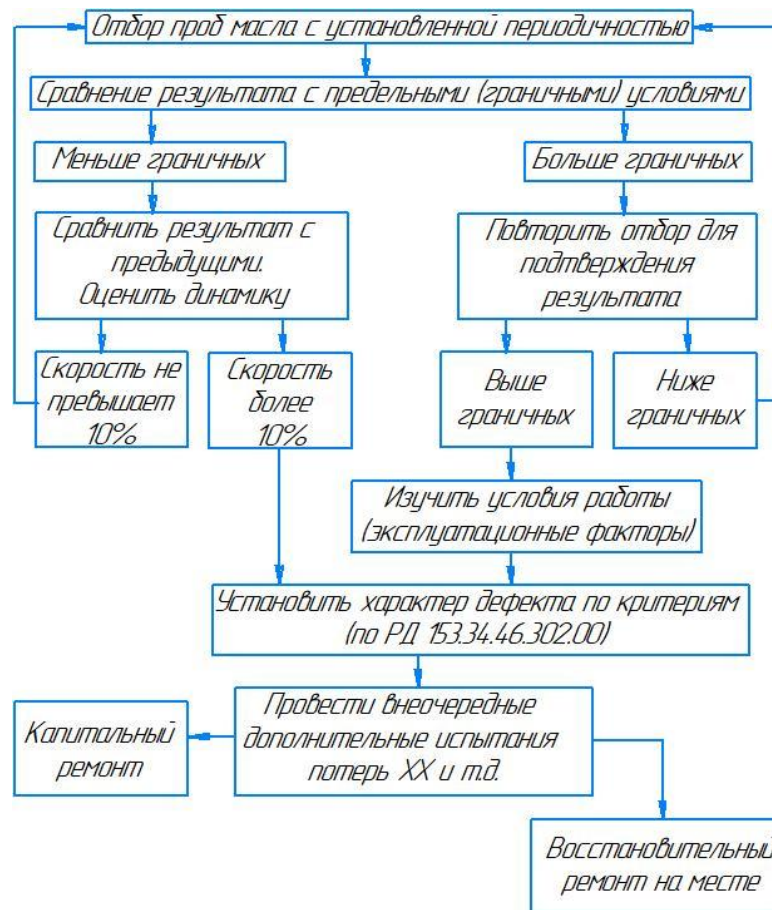


Рисунок 43- Алгоритм принятия решения для анализа растворенного газа

### 3.4 Выводы по разделу 3

Традиционные методики измерения частичного разряда имеют ограничения по применению в системах локального и онлайн мониторинга из-за высокого уровня электромагнитного шума в зоне работы силового трансформатора. УВЧ измерения частичного разряда значительно снижают воздействия электромагнитного шума на точность измерений и могут применяться в системах онлайн мониторинга. Исключение влияния внешних электромагнитных волн, значительно повышает чувствительность измерения частичных разрядов. Проведение калибровки, с целью выяснения частоты, на которой диагностическая информация наилучшим образом «собирается», также повышает точность и достоверность диагностики. Также достоинством

данного метода является высокая повторяемость, воспроизводимость и сопоставимость УВЧ измерения.

Акустические измерения частичного разряда для выявления и локализации места дефекта могут использоваться самостоятельно, без дублирования другими методами измерения.

Анализ частотной характеристики FRA является полезным диагностическим инструментом при устранении неисправностей трансформатора после короткого замыкания или попадания в трансформатор ударов молнии. Сравнение частотных характеристик конкретного трансформатора через определённые временные отрезки с известными (эталонными) характеристиками позволяют получить диагностическую информацию о произошедших в трансформаторе за это время изменениях.

Использование анализа растворенного газа DGA предоставляет соответствующую информацию о внутренних неисправностях трансформатора. При проведении газовой диагностика трансформаторов с расширительным баком, в котором масло непосредственно контактирует с атмосферой воздуха, необходимо учитывать, как генерацию газа внутри основного бака, так и потери газа из расширительного бочка. Предложенная модель позволяет измерить фактическую скорость генерации растворенного газа в трансформаторе. Таким образом, снижается вероятность ошибки измерения растворенных газов для данного типа трансформаторов.

Методы диэлектрического отклика дают надежные результаты о наличии влаги (воды) в масле трансформатора. Наилучшие результаты по точности показал метод, при котором к низковольтной обмотке подводится высокочастотное напряжение, а на высоковольтной обмотке записывается результирующий ток. Сравнение полученной информации с эталонной, хранившейся в памяти прибора, позволяет оценить состоянии изоляции, и определить причину возникшего отклонения.

Предложенная улучшенная тепловая модель, которая учитывает изменение тепловых сопротивлений при эксплуатации трансформатора (т.е.

тепловое сопротивление трансформатора рассматривается не как постоянная величина), позволяет проводить тепловой мониторинг с более высокой точностью. Таким образом, могут быть определены возможности перегрузки, зависящие от температуры окружающей среды. В периоды перегрузки система охлаждения трансформатора играет решающую роль в передаче тепла, генерируемого в обмотках, в окружающую среду. Неисправность работы системы охлаждения может быть обнаружена по предлагаемому алгоритму с коротким временем отклика.

Предложенные усовершенствованные методы и приборы диагностики повышают надежность и точность оценки технического состояния трансформатора, что несомненно повышает эффективность его эксплуатации, обслуживания и ремонта.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Работа трансформатора связана с высокими токами и напряжениями, а многих трансформаторов с очень высокими. Поэтому дефекты трансформатора могут возникнуть в любых элементах трансформатора.

Большая работа по изучению надежности силовых трансформаторов была проведена по заказу Международного Совета по большим электрическим системам высокого напряжения (CIGRE). Была проанализирована работа 22181 силового трансформатора, эксплуатируемых на территории Германии, Франции и других Европейских стран. Срок эксплуатации трансформаторов составлял от 3 до 11 лет. За это время было зафиксировано 964 отказа, из-за которых происходило отключение трансформаторов от энергосети. Интенсивность отказов составили от 0,33 до 0,94 %. Несмотря на внешне небольшое количество отказов, каждый из них принёс большие материальные и финансовые потери.

Поэтому необходимость разработки современных методов диагностики, способных в онлайн режиме контролировать работу силового трансформаторного оборудования для повышения надежности системы электроснабжения является актуальной задачей.

Собранная статистика свидетельствует о том, что наибольшее количество критических отказов (т.е. отказов, при возникновении которых дальнейшая эксплуатация трансформатора не возможна) приходится на обмотки и устройство РПН (более 30%), а также выводы (около 15%). Поэтому в первую очередь необходимо разрабатывать методы диагностики именно этих систем трансформатора.

Настоящая магистрантская диссертация посвящена усовершенствованию известных диагностических систем и методик для их применения в интеллектуальных системах онлайн диагностики силового трансформаторного оборудования.

Актуальность работы обусловлена необходимостью разработки современных методов диагностики, способных в онлайн режиме контролировать работу силового трансформаторного оборудования для повышения надежности системы электроснабжения.

При работе над магистерской диссертацией были решены следующие задачи:

- проанализированы известные методики и системы диагностики силового трансформаторного оборудования;
- усовершенствованы известные диагностические системы и методики для их применения в интеллектуальных системах онлайн диагностики;
- разработана на их основе интеллектуальная система онлайн диагностики силовых трансформаторов.

Разработанная система диагностики позволяет дистанционно, в режиме онлайн оценить техническое состояние силового трансформаторного оборудования, своевременно выявлять начавшиеся изменения технического состояния и своевременно проводить профилактическое обслуживание и ремонт, продлевая срок эксплуатации трансформатора

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Алиев И. И. Электротехника и электрооборудование. Справочник : учебное пособие для вузов. : Саратов : Вузовское образование, 2014. 1199 с.
2. Бубенчиков А.А., Нурахмет Е.Е. Наиболее характерные неисправности в силовом оборудовании. Международный научно-исследовательский журнал. Выпуск №5. Часть 3. 2016 г. С. 56-58.
3. Костинский С.С. Обзор состояния отрасли трансформаторного производства и тенденций развития конструкции силовых трансформаторов. Журнал Известия высших учебных заведений. Энергетика, №1, 2018
4. Москаленко В. В. Электрический привод: учебник. - Москва: ИНФРА-М, 2015. 400 с.
5. Промышленный сервис [Электронный ресурс] / Информационный портал. URL: <http://ac.vaz.ru/services/> (дата обращения 31.03.2019 г).
6. Расчет производственной мощности промышленного предприятия [Электронный ресурс] / Электронное профессиональное издательство «Справочник экономиста» URL: [https://www.profiz.ru/se/3\\_2016/prom\\_moschnost/](https://www.profiz.ru/se/3_2016/prom_moschnost/) (дата обращения 10.02.2018 г).
7. Сетин С.А. Интеллектуальное хранение данных с использованием новых технологий. Сборник научных трудов по материалам Международной научно-практической конференции «Человек и научное познание. Социокультурные аспекты науки» (31 июля 2018 года, г. Смоленск) / МНИЦ «Наукосфера». Смоленск, 2018. с. 106-108.
8. Сетин С.А. Интеллектуальная классификация сигналов, используемых в электротехнике. Сборник научных трудов по материалам Международной научно-практической конференции «Человек и научное познание. Социокультурные аспекты науки» (31 июля 2018 года, г. Смоленск) / МНИЦ «Наукосфера». Смоленск, 2018. с. 103-105.
9. Сетин С.А. Бесконтактно-интеллектуальное бесшумное управление двигателем постоянного тока. Сборник научных трудов по материалам

Международной научно-практической конференции «Научные исследования современности: от разработки к внедрению» (31 мая 2018 года, г. Смоленск) / МНИЦ «Наукосфера». Смоленск, 2018. с. 148-149.

10. Abu-Siada, A.; Hashemnia, N.; Islam, S.; Masoum, M.A.S. Understanding power transformer frequency response analysis signatures. IEEE Electr. Insul. Mag. 2013, 29, 48–56.
11. Bagheri, M.; Phung, B.T.; Blackburn, T. Influence of Temperature and Moisture Content on Frequency Response Analysis of Transformer Winding. IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul. 2014, 21, 1393–1404.
12. Bakar, N.A.; Abu-Siada, A.; Islam, S. A review of dissolved gas analysis measurement and interpretation techniques. IEEE Electr. Insul. Mag. 2014, 30, 39–49.
13. Coenen, S.; Siegel, M.; Luna, G.; Tenbohlen, S. Parameters influencing Partial Discharge Measurements and their Impact on Diagnosis. In Proceedings of the Monitoring and Acceptance Tests of Power Transformers CIGRE Session, Paris, France, 22–26 August 2016.
14. Coenen, S.; Tenbohlen, S. Location of P. D. sources in power transformers by UHF and acoustic measurements. IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul. 2015, 19, 1934–1940.
15. Djamali, M.; Tenbohlen, S. A Dynamic Top Oil Temperature Model for Power Transformers with Consideration of the Tap Changer Position. In Proceedings of the 19th International Symposium on High Voltage Engineering, Pilsen, Czech Republic, 23–28 August 2015.
16. Djamali, M.; Tenbohlen, S. Malfunction detection of the cooling system in air-forced power transformers using online thermal monitoring. IEEE Trans. Power Deliv. 2016, unpublished work.
17. Gomez-Luna, E.; Aponte Mayor, G.; Gonzalez-Garcia, C.; Pleite Guerra, J. Current status and future trends in frequency-response analysis with a transformer in service. IEEE Trans. Power Deliv. 2014, 28, 1024–1031.

18. Gulski, E.; Strehl, T.; Muhr, M.; Tenbohlen, S.; Meijer, S.; Judd, M.D.; Bodega, R.; Lemke, E.; Jongen, R.A.; Coenen, S.; et al. Guidelines for Unconventional Partial Discharge Measurements; Technical Brochure 444; CIGRE: Paris, France, 2015
19. Müller, A.; Beltle, M.; Siegel, M.; Tenbohlen, S. Assessment of UHF PD Monitoring Data by Means of Pattern Recognition. In Proceedings of the 18th International Symposium on High Voltage Engineering, Seoul, Korea, 25–30 August 2014
20. Müller, A.; Tenbohlen, S. Analysis of Fault Gas Losses through the Conservator Tank of Free-Breathing Power Transformers. In Proceedings of the 18th International Symposium on High Voltage Engineering, Seoul, Korea, 25–30 August 2013.
21. Repair of electrical equipment and machinery [electronic resource] / informational portal. URL: <http://www.laborelec.be/ENG/services/electrical-equipment>.
22. Safety in electrical testing at work. This is a web-friendly version of leaflet INDG354(rev1), published 10/13 [electronic resource] / URL: <http://www.hse.gov.uk/pubns/indg354.pdf>.
23. Samimi, M.H.; Tenbohlen, S.; Shayegani Akmal, A.A.; Mohseni, H. Effect of different connection schemes, terminating resistors and measurement impedances on the sensitivity of the FRA method. IEEE Trans. Dielectr. Insul. 2016, unpublished work..
24. Samimi, M.H.; Tenbohlen, S.; Shayegani Akmal, A.A.; Mohseni, H. Effect of Terminating and Shunt Resistors on the FRA Method Sensitivity. In Proceedings of the International Power System Conference, Tehran, Iran, 23–25 November 2015.
25. Sikorski, W.; Siodla, K.; Moranda, H. Location of partial discharges sources in power transformers based on advanced auscultatory technique. IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul. 2015, 19, 1948–1956.



26. Siegel, S.; Tenbohlen, S. Design of an Oil-filled GTEM Cell for the Characterization of UHF PD Sensors. In Proceedings of the International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD), Jeju, Korea, 21–25 September 2015.
27. Tenbohlen, S.; Jagers, J.; Vahidi, F.; Bastos, G.; Desai, B.; Diggin, B.; Fuhr, J.; Gebauer, J.; Krüger, M.; Lapworth, J.; et al. Transformer Reliability Survey; Technical Brochure 642 CIGRE: Paris, France, 2015.
28. Tenbohlen, S.; Jagers, J.; Vahidi, F.; Bastos, G.; Desai, B.; Diggin, B.; Fuhr, J.; Gebauer, J.; Krüger, M.; Lapworth, J.; et al. Transformer Reliability Survey; Technical Brochure 642 CIGRE: Paris, France, 2015.
29. Tenbohlen, S.; Jagers, J.; Bastos, G.; Desai, B.; Diggin, B.; Fuhr, J.; Gebauer, J.; Krüger, M.; Lapworth, J.; Manski, P.; et al. Development and Results of a Worldwide Transformer Reliability Survey. In Proceedings of the CIGRE SC A2 Colloquium, Shanghai, China, 20–25 September 2015
30. Tenbohlen, S.; Djamali, M. A Dynamic Top-Oil Temperature Model for Online Assessment of Overload Capability of Power Transformers. In Proceedings of the CIGRE SC A2 Colloquium, Shanghai, China, 20–25 September 2015.