



## **Аннотация**

В выпускной квалификационной работе рассмотрены основные опасные воздействия на высоковольтный силовой трансформатор. Рассмотрены общие требования и возможности автоматизированных систем непрерывного контроля состояния силовых трансформаторов. Показано, что в настоящее время наибольшее применение нашли зарубежные автоматизированные системы непрерывного контроля состояния силовых трансформаторов - система TPAS (США), система компании Siemens (ФРГ) и система ABB Secheron (Швейцария).

Рассмотрена целесообразность применения интеллектуальных систем контроля состояния силовых трансформаторов. Анализ современных автоматизированных зарубежных и российских производителей систем контроля состояния силовых трансформаторов показал, что их применение продлит срок службы силового трансформатора, а также поможет оперативному персоналу своевременно принимать решения на основе полноты получаемой информации. Выполнен расчет экономической эффективности проекта.

Пояснительная записка содержит 62 страницы. Графический материал представлен на 6 листах формата А1.

## Содержание

	Введение	5
1	Основные опасные воздействия на высоковольтный силовой трансформатор	7
2	Автоматизированные системы непрерывного контроля состояния силовых трансформаторов	8
2.1	Общие требования и возможности автоматизированных систем непрерывного контроля состояния силовых трансформаторов	8
2.2	Комплексная автоматизированная система TPAS	11
2.3	Система непрерывного контроля состояния трансформатора компании Siemens	15
2.4	Система контроля компании ABB Secheron	22
3	Автоматизированные методы принятия решения при контроле состояния силовых трансформаторов	26
3.1	Необходимость применения автоматизированных методов для оценки состояния силовых трансформаторов	26
3.2	Контроль состояния силовых трансформаторов с экспертными системами	27
3.3	Примеры экспертных систем	30
4	Контроль состояния вводов и устройств РПН силовых трансформаторов	41
4.1	Повреждаемость комплектующих силовых трансформаторов	41
4.2	Контроль состояния высоковольтных вводов	42
4.3	Контроль состояния устройств РПН	50
5	Экономическая эффективность проекта	52
5.1	Определение удельных ущербов от длительной аварии при выходе силовых трансформаторов	52
5.2	Ожидаемый экономический эффект от применения современных методов технической диагностики состояния высоковольтных силовых трансформаторов	55
	Заключение	57
	Список использованных источников	60

## **Ведение**

В процессе работы в системах электроснабжения (СЭС) электрооборудование подвергается многочисленным внешним и внутренним электромагнитным и другим эксплуатационным воздействиям, а также сами непосредственно влияют на окружающие объекты и среду. Поэтому в настоящее время большое внимание уделяется созданию условий для нормальной безаварийной работы и эффективной работы электрооборудования СЭС [1-4]. Таким электрооборудованием являются прежде всего силовые трансформаторы (СТ). Силовые трансформаторы, хотя и являются в эксплуатации весьма надежными аппаратами благодаря отсутствию вращающихся частей, но неисправности и аварии для них являются не редкостью, что оказывает большое влияние на надежность работы энергосистемы. По данным ПАО «ФСК» выработка нормативного ресурса высоковольтных силовых трансформаторов составляет более 60%. Определить фактическое состояние позволяет применение комплексного диагностического обследования трансформаторов. Это позволяет оценить их реальный остаточный ресурс, вкладывать средства в профилактику, ремонт и замену проблемного оборудования.

Перспективным средством выявления и прогнозирования ресурса являются автоматизированные методы диагностики силовых трансформаторов, которые благодаря расширенному комплексу датчиков, охватывающим все его узлы и системы, позволяют на ранней стадии зафиксировать начало негативных процессов. Применение автоматизированных методов диагностики силовых трансформаторов позволит продлить ресурс силовых трансформаторов и поможет оперативному персоналу своевременно принимать решения на основе полноты получаемой информации.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ автоматизированных методов диагностики состояния высоковольтных силовых трансформаторов систем электроснабжения.

Для достижения поставленной цели решаются следующие задачи:

- анализ основных опасных воздействий на высоковольтный силовой трансформатор;
- анализ современных автоматизированных систем непрерывного контроля силовых трансформаторов зарубежного и отечественного производства;
- оценка возможности необходимости введения экспертных систем оценки состояния силовых трансформаторов.

## **1 Основные опасные воздействия на высоковольтный силовой трансформатор**

Основными опасными воздействиями на высоковольтный силовой трансформатор согласно данным [8,11,12,13,15,18,22-24,26] являются:

- грозовые и коммутационные перенапряжения, вызывающие повреждения главной и витковой изоляции при недостаточных запасах их электрической прочности;

- повышения рабочего напряжения из-за некомпенсированной зарядной мощности линий электропередач (ЛЭП), приводящие к насыщению сердечников силовых трансформаторов;

- токи КЗ, оказывающие механические воздействия на обмотки. Внешние короткие замыкания могут привести к деформации обмоток при их динамической нестойкости;

- токи намагничивания при включении, вызывающие повреждения обмоток из-за электрических и механических переходных процессов;

- перегрузка силовых трансформаторов, что приводит к снижению срока службы из-за старения изоляции;

- геомагнитно-индуцированные токи, возникающие при сильных геомагнитных бурях, которые, протекая по заземленным обмоткам силовых трансформаторов, вызывают насыщение сердечников и приводят к увеличению намагничивающих несинусоидальных токов, что может привести к нагреву конструктивных элементов силовых трансформаторов, ложному срабатыванию релейной защиты и автоматики, к понижению показателей качества (несинусоидальность кривой напряжения и отклонения напряжения) в электрической сети ниже нормативных значений [22-24,26]. При протяженных высоковольтных воздушных ЛЭП величина геомагнитно-индуцированных токов может достигать рабочих значений токов в линиях.

## **2 Автоматизированные системы непрерывного контроля состояния силовых трансформаторов**

### **2.1 Общие требования и возможности автоматизированных систем непрерывного контроля состояния силовых трансформаторов**

Наибольшей эффективностью в предупреждении аварий высоковольтных силовых трансформаторов систем электроснабжения обладают автоматизированные системы непрерывного контроля, использующие комплекс датчиков, реагирующих на максимально возможное число видов развивающихся при работе дефектов [7,9].

Основное назначение автоматизированных систем непрерывного контроля - выявление на ранней стадии развития опасных для трансформатора дефектов непосредственно во время работы. Автоматизированные системы контроля применяются уже продолжительное время. Существует много работающих систем с частичным охватом контролируемых параметров, т. е. с резко ограниченным числом видов выявляемых дефектов.

Наибольшее применение в настоящее время нашли зарубежные автоматизированные системы непрерывного контроля состояния силовых трансформаторов - система TPAS (США), система компании Siemens (ФРГ) и система ABB Secheron (Швейцария) [14].

Растущую роль автоматизированных систем контроля состояния трансформаторов показывает Ганноверская промышленная ярмарка - выставка, прошедшая с 20 по 25 марта 2010 г. [20]. В области трансформаторостроения на ярмарке сравнительно слабо были представлены новые разработки крупных трансформаторов. Либерализация рынка электроэнергии потребовала в первую очередь экономии инвестиций. Поэтому в энергетике стала преобладать общая тенденция к лучшему использованию существующих трансформаторов. В результате на ярмарке были широко представлены системы непрерывного контроля состояния трансформаторов,

позволяющие осуществлять уход за ними с учетом рабочего состояния. Системы контроля рассчитаны как на новые трансформаторы, так и на работающие длительное время.

Компания Alstom Schorch Transformatoren представила сведения об автоматической системе непрерывного контроля состояния типа MS 2000 для трансформаторов мощностью более 100 МВА и типа MS 1000 для трансформаторов мощностью от 10 до 100 МВА [9].

Компания Siemens поставляет систему непрерывного контроля состояния Sitram+ второго поколения на базе вычислительной системы Sitnatic, получающей сигналы от датчиков, установленных на трансформаторе, производящей обработку, анализ и визуализацию данных измерений. Система обеспечивает раннее обнаружение дефектов в трансформаторе и извещение об этом на пульте управления. Применение системы позволяет перейти к системе ухода за трансформатором по его состоянию, что снижает эксплуатационные расходы [9].

Компания VA Tech Elin Transformatoren также поставляет систему непрерывного контроля и диагностики трансформаторов с выдачей рекомендаций по уходу.

Разработки автоматизированных систем непрерывного контроля силовых трансформаторов проводятся также в России и странах СНГ. Примерами могут служить система СДИСТ (СКТБ Мосэнерго), система для Минской ГРЭС нескольких предприятий Белоруссии, система, разработанная университетом в Твери. Наиболее глубоко проработанной является система для АСУ ТП подстанций, разработанная в «ВЭИ» [9].

Система СДИСТ предназначена для постоянного контроля состояния изоляции силовых трансформаторов класса напряжения 110 - 500 кВ и их вводов в процессе эксплуатации. Работа системы основана на регистрации акустических сигналов, сопровождающих частичные разряды в местах дефектов изоляции. Система позволяет своевременно обнаруживать возникновение дефектов в изоляции трансформаторов и вводов и выявлять тенденции их развития,



определять местоположение дефектов, предотвращать тем самым наступление аварийных ситуаций.

В настоящее время стационарные системы СДИСТ установлены на 21 силовых трансформаторах Мосэнерго напряжением от 110 до 500 кВ и мощностью от 40 до 250 МВА.

## 2.2 Комплексная автоматизированная система TPAS

Комплексная автоматизированная система TPAS (Transformer Performance Analysis System) – первая система контроля состояния силовых трансформаторов и предназначена для выявления максимального количества видов дефектов на ранней стадии их развития, разработана в Массачусетском технологическом институте США [14].

Система TPAS выявляет возникающие при работе трансформатора дефекты: частичные пробой изоляции, снижение механической прочности из-за коротких замыканий, точки перегрева обмоток и магнитной системы, повреждение устройств РПН и вводов. Системой через короткие промежутки времени контролируются наиболее важные параметры, отражающие состояние трансформатора.

В системе TPAS наряду с датчиками, контролирующими влагу в масле, газы в масле, частичные разряды, температуру наиболее нагретых точек обмоток и сердечника, уровень вибрации и т.д., используются измерительные трансформаторы тока и напряжения для контроля режима работы, датчики положения устройства РПН, включения и отключения вентиляторов и насосов, сведения о геомагнитных возмущениях при геомагнитных бурях. Структурная схема работы системы TPAS представлена на рисунке 2.1.

Система TPAS использует математических моделей поведения отдельных узлов трансформатора (концепция Model Based Monitoring). Модели содержат постоянные и переменные коэффициенты, которые зависят от рабочего режима трансформатора, для прогнозирования характеристик трансформатора при определенных условиях эксплуатации. Работа математической модели TPAS приведена на рисунке 2.2.

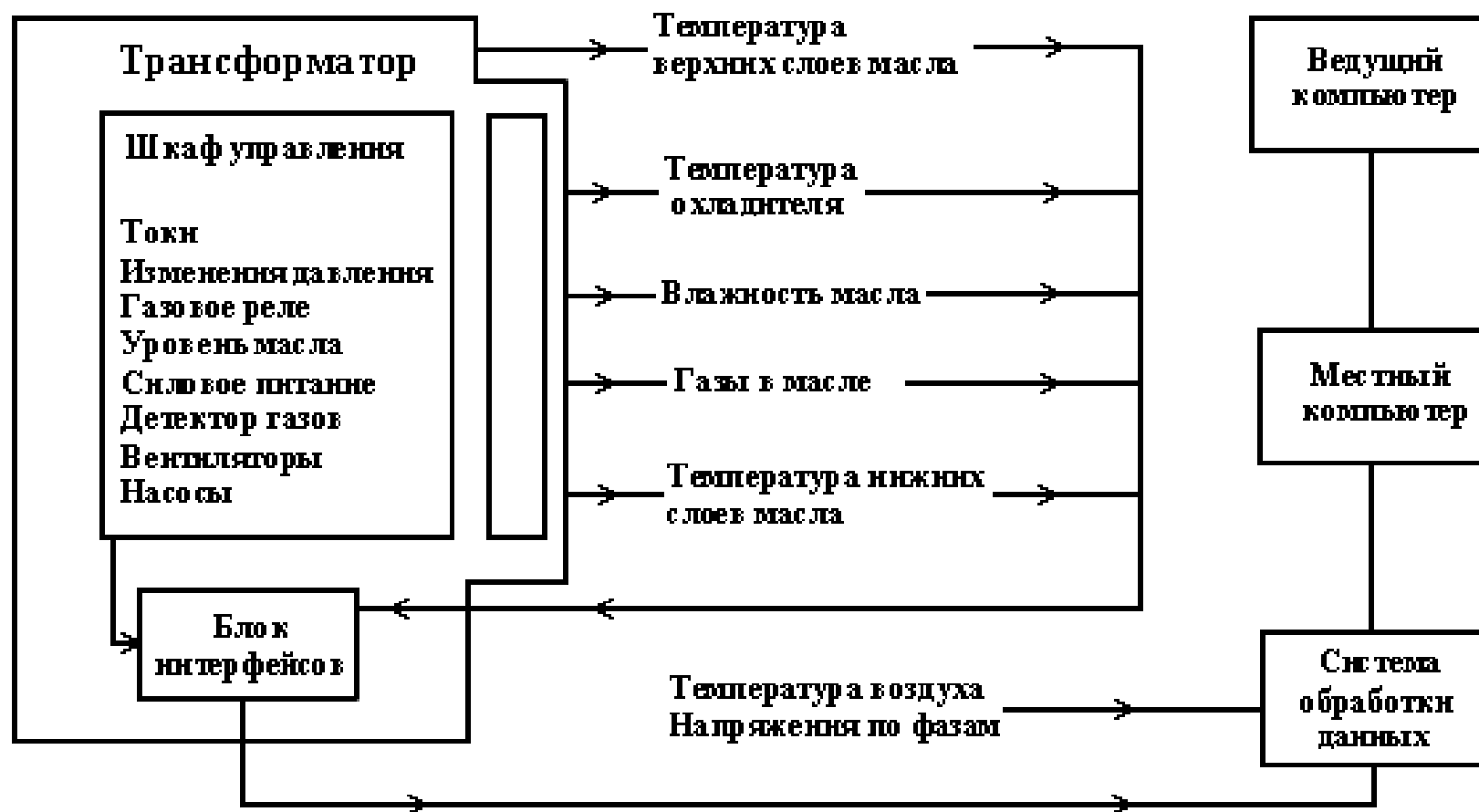


Рисунок 2.1 - Структурная схема работы системы TPAS

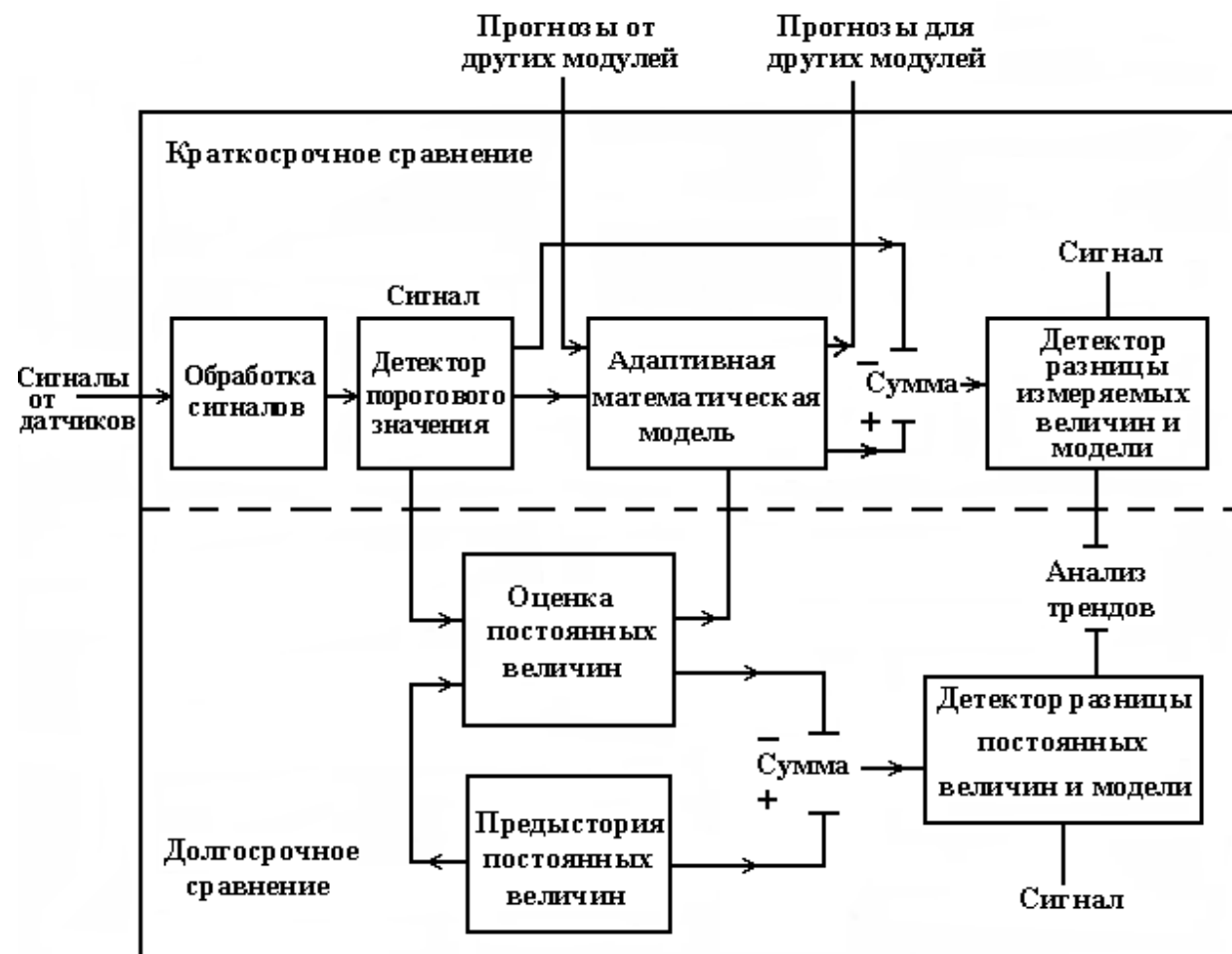


Рисунок 2.2 - Структурная схема модуля с математической моделью

По мере накопления опыта эксплуатации установок ТРАС, продолжается их совершенствование в направлении применения более чувствительных датчиков для контроля устройств РПН и вводов, усовершенствования алгоритмов обработки сигналов (особенно частичных разрядов), использования метода искусственных нейронных сетей для интерпретации тревожных сигналов и для проверки состояния датчиков, расширения набора моделей процессов, происходящих в трансформаторе (миграции влаги, образования пузырьков, статической электризации потоком масла). Ведутся разработки по усовершенствованию датчиков непрерывного контроля газа, применения виброконтроля распрессовки обмоток и магнитопровода, неразрушающих испытаний прочности масла, оптических датчиков температуры наиболее нагретых точек обмоток и сердечника силового трансформатора.

### **2.3 Система непрерывного контроля состояния трансформатора компании Siemens**

Система непрерывного контроля состояния трансформатора, разработанная компанией Siemens, несет все основные черты, характерные для таких установок, и основана на модульном принципе с заменой отдельных модулей [9]. Система состоит из комплекса датчиков, аналого-цифровых преобразователей и компьютерной части. Модульная структурная система непрерывного контроля силового трансформатора компании Siemens представлена на рисунке 2.3.

Система разработана в двух вариантах. В первом варианте вся система, т.е. аппаратура обработки данных и персональный компьютер, размещена в одном шкафу, который монтируется непосредственно на трансформаторе. Чтобы противостоять погодным воздействиям, в зависимости от места установки, шкаф снабжается системами охлаждения и подогрева, включаемыми в зависимости от температуры и влажности в шкафу.

При втором варианте на баке трансформатора располагается только аппаратура обработки данных. Персональный компьютер находится в здании пункта управления, при этом имеется возможность использовать его в стандартном выполнении. Модули аналого-цифрового преобразования разных групп датчиков соединены между собой интерфейсами RS485, а также с персональным компьютером – RS232.

Компьютер производит обработку данных, запоминание и оценку результатов измерений. Кроме того, он осуществляет связь с внешними системами. При втором варианте системы для связи компьютера с системой контроля используется интерфейс RS485, который позволяет для избавления от помех применять волоконно-оптический канал связи.

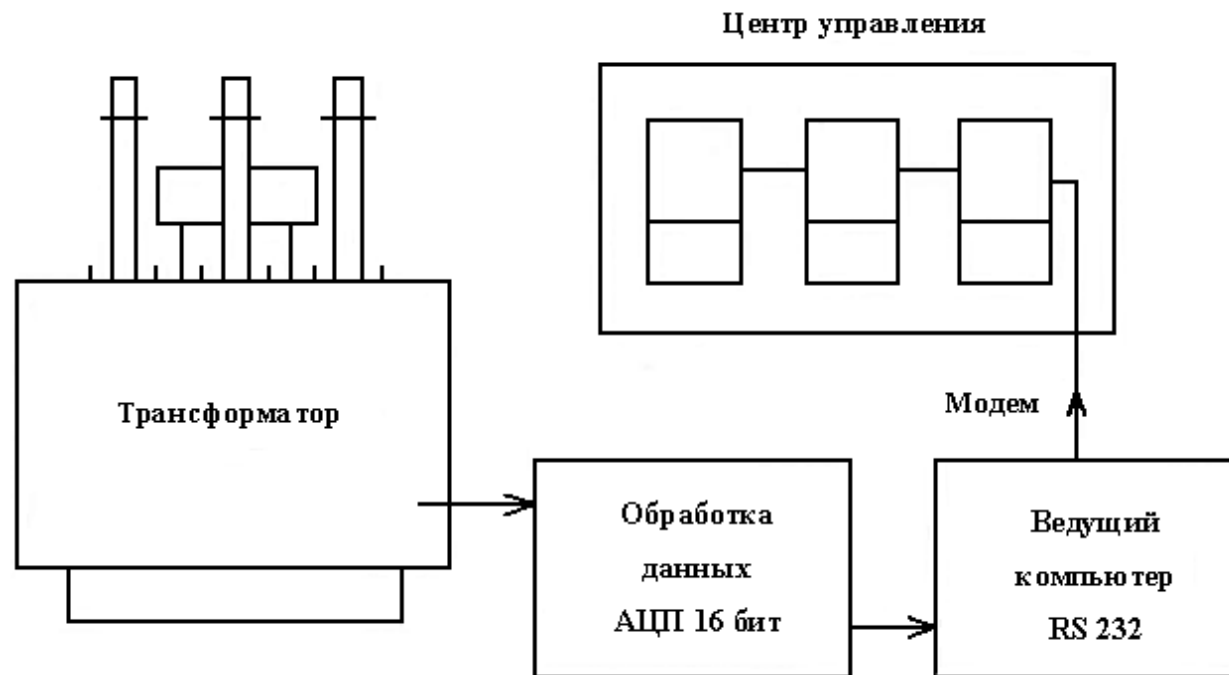


Рисунок 2.3 - Система непрерывного контроля силового трансформатора компании Siemens

Ведущий компьютер работает на основе операционной системы Microsoft Windows, которая позволяет осуществлять управление системой, обработку и запоминание данных, а также вывод данных на экран персонального компьютера в две ступени:

1 ступень. Обработка данных.

2 ступень. Выявление перехода за допустимый предел одного или нескольких параметров. Для каждого из физических параметров может быть установлен свой предел. Если надо, задействуется сигнализация тревоги. После выдачи файла с тревожной информацией и измеренными величинами за последние 2 часа через модем посылаются сообщения с ними в удаленные компьютеры.

По прошествии каждого часа запускается команда на сжатие данных. Результаты 60 поминутных измерений сжимаются в один пакет данных, характеризующих этот час.

На рисунке 2.4 приведена последовательность действий при сжатии и запоминании данных в системе непрерывного контроля состояния трансформатора компании Siemens.

Передача информации на удаленные терминалы реализуется с помощью модема. Изображение на экране ведущего компьютера непрерывно передается на компьютеры пульта управления или диспетчерского пункта. Это позволяет оперативному персоналу анализировать данные контроля. Пример передаваемого на пульт управления сообщения показан на рисунке 2.5.



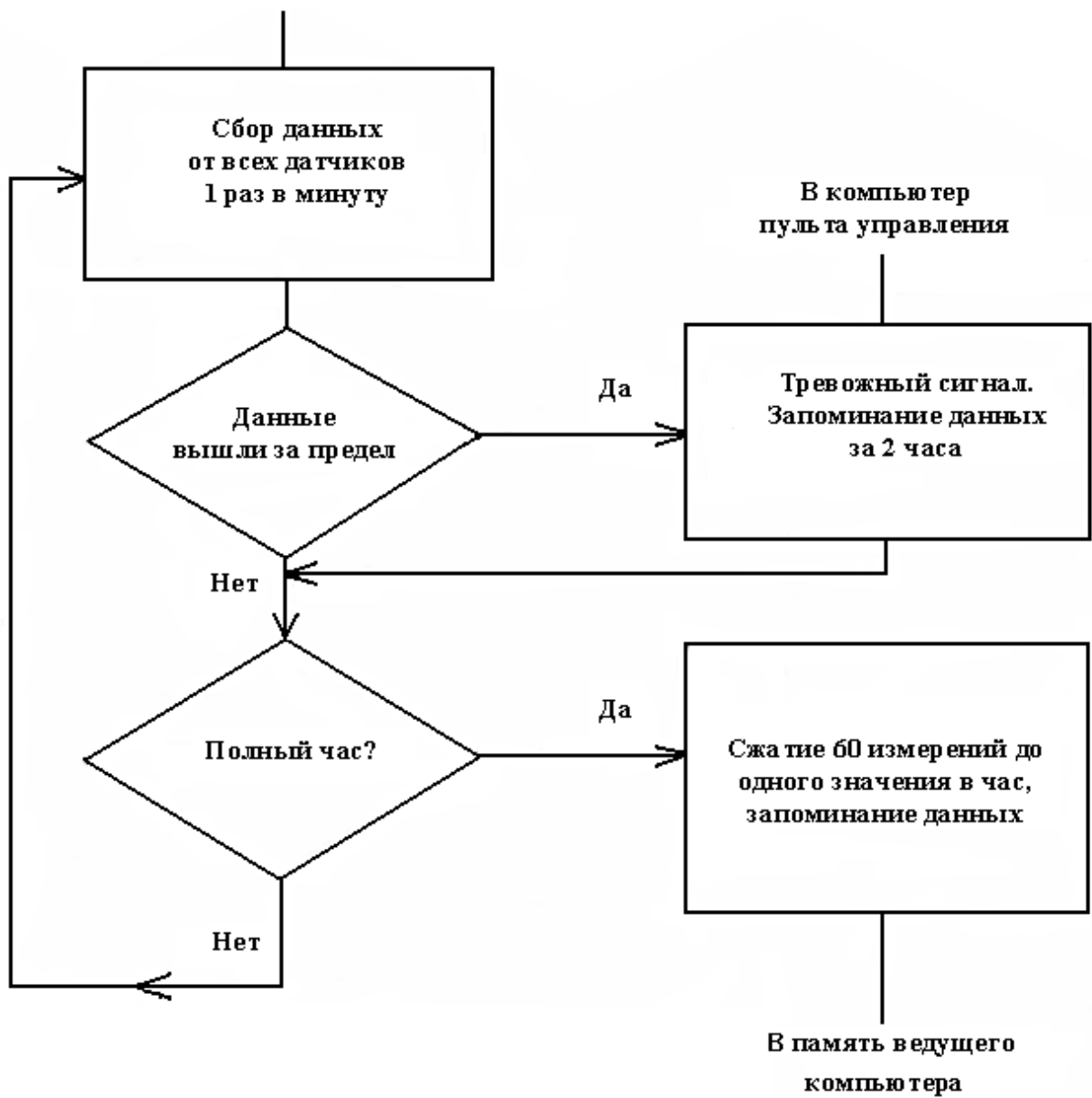


Рисунок 2.4 - Последовательность действий при сжатии и запоминании данных в системе компании Siemens

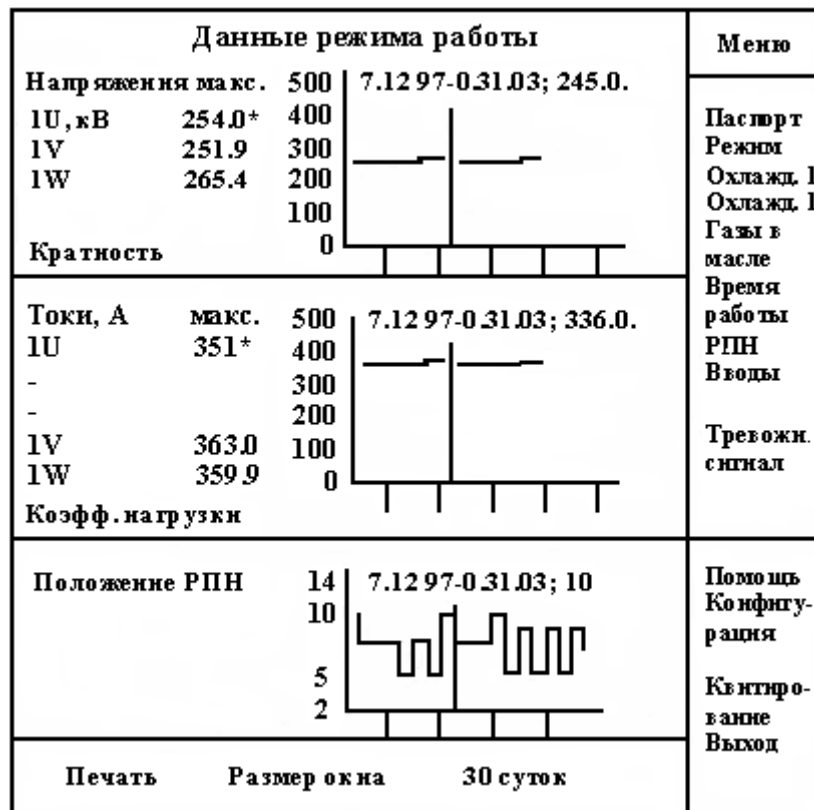


Рисунок 2.5 - Пример передаваемого на пульт управления сообщения (система Siemens)

Тревожное сообщение на экране ЭВМ пульта управления имеет вид:

«Непрерывный контроль силовых трансформаторов»

НОВОЕ СООБЩЕНИЕ

Пример страницы с регистрацией тревожных сообщений приведен на рисунке 2.6.

11.05.98	13:52:46	Трансформатор 2, блок 6
11.05.98	13:52:46	Температура охладителя 1: 73,5 <sup>0</sup> С > предела [50 <sup>0</sup> С]
11.05.98	14:04:28	Трансформатор 413, п/ст Клауэнфусс
11.05.98	14:04:28	Температура наиболее нагретой точки: 100,1 <sup>0</sup> С > предела [98 <sup>0</sup> С]
11.05.98	14:10:42	Трансформатор 212, п/ст Нойштадт
11.05.98	14:10:42	Температура наиболее нагретой точки: 150,0 <sup>0</sup> С > предела [110 <sup>0</sup> С]
11.05.98	14:10:42	Температура наиболее нагретой точки: 150,0 <sup>0</sup> С > предела [110 <sup>0</sup> С]

Рисунок 2.6 - Пример регистрации тревожных сообщений  
(система Siemens)

Контроль состояния вводов в системе осуществляется с помощью измерения напряжения на обкладках ввода. Пробой между конденсаторными обкладками внутри ввода вызывает изменение напряжения на измерительной обкладке. Если предположить, что пробой не наступает одновременно на всех вводах трех фаз, то имеем возможность выявления частичного пробоя при сравнении измерений на трех фазах. Для маслобумажных вводов 400 кВ, имеющих 75 обкладок, на основе практических наблюдений был установлен критический порог разницы напряжений между фазами несколько ниже 2 %.

Такие изменения легко отличить от колебаний напряжения в сети, которые находятся в пределах до 1 %. При работе системы непрерывного контроля выходов за эти пределы не наблюдалось.

Система непрерывного контроля Siemens введена в работу с января 1997 г. и эксплуатировалась только на крупных трансформаторах. В настоящее время система непрерывного контроля распространяется на трансформаторы малых и средних мощностей с использованием автоматизированной системы Sitram 100. В настоящее время компания Siemens считает целесообразным установку таких систем на трансформаторах мощностью от 10 МВА .

## 2.4 Система контроля компании ABB Secheron

Компанией ABB Secheron разработан проект системы непрерывного контроля силовых трансформаторов мощностью более 100 МВА. Первый образец системы введен в работу в начале 1997 года на трансформаторе 220/65 кВ мощностью 185 МВА на подстанции Fiesch (Швейцария). Эта система использует сравнение измеряемых значений с получаемыми на математических моделях процессов в трансформаторе (нагрев верхних слоев масла, увлажнение и газосодержание масла и т.д.) [27].

При работе трансформатора непрерывно измеряются следующие параметры:

- нагрузка трансформатора;
- температура верхних слоев масла;
- температуры бака и окружающего воздуха;
- концентрация растворенных газов и влажность масла;
- вибрация бака;
- перенапряжения и токи КЗ в каждой фазе.

Контролируются срабатывания газового реле, реле перегрузки и режим работы охладителей.

По оценке экспертов системой ABB Secheron выявляется 80 % дефектов, ведущих к повреждениям.

Наибольшее число дефектов определяется примененным в системе датчиком содержания газов в масле типа Hydran 201 Ri, поставляемым компанией Syprotec. Датчик выявляет растворенные в масле водород и оксид углерода, пропускаемые мембраной. Время реакции датчика на появление этих газов составляет 10-20 мин. Датчик работает по принципу топливного элемента. Протекающий через его электроды ток растет с увеличением концентрации растворенных в масле газов.

Старение маслобумажной изоляции резко ускоряется при ее увлажнении, системой непрерывно определяется увлажненность масла, а о

количестве влаги в твердой изоляции судят косвенным способом: по равновесному влагосодержанию в системе масло-картон. Для оценки увлажненности масла в трансформаторе применен тонкопленочный полупроводниковый датчик, емкость которого зависит от влагосодержания масла. Сравнение с измерениями по методу Карла Фишера показало, что точность измерений составляет около 3 %.

Во время работы трансформатора система контролирует параметры нагрузки и температуры в разных его частях. Для непосредственного измерения температуры наиболее нагретых точек внутри обмотки установлены точечные оптические датчики. Значительно большую информацию о нагревах внутри трансформатора можно было бы получить от распределенных волоконно-оптических датчиков, но трудность выполнения и сложность измерений позволяют применять их только при лабораторных опытах и для решения принципиальных вопросов конструкции, но не для мониторинга на месте установки. Точность применяемых в настоящее время точечных оптических датчиков составляет  $\pm 1$  °С.

Для измерений вибрации используются обычные акселерометры, устанавливаемые на баке, причем вибрация записывается каждый раз с появлением перенапряжений.

Перенапряжения измеряются на вводах напряжения 65 кВ с помощью емкостного делителя напряжения. Повреждения витковой или главной изоляции могут быть выявлены с помощью измерения частичных разрядов в изоляции, проводимых по той же схеме на отключенном после воздействия перенапряжений трансформаторе. Для измерений ЧР на работающем трансформаторе разрабатываются методы подавления влияния короны и электромагнитных помех.

Для оценки возможной деформации обмоток после воздействия КЗ разрабатывается метод с измерением реактивного сопротивления рассеяния на работающей машине. В случае КЗ большой кратности предполагается в

отключенном состоянии проводить анализ переходной функции обмоток частотным или временным методом

Рассматриваются возможности использования в системе контроля состояния вводов ВН с помощью измерений  $\text{tg}\delta$  и емкости и пофазного сравнения результатов, а также с помощью ГХА масла вводов.

Важной задачей системы контроля на будущее является оценка состояния устройства РПН. Возможности для этого - контроль момента на валу, токов нагрузки электропривода, наблюдение за процессом коммутации, измерение температуры масла контактора, использование прогнозирования износа контактов при измерениях рабочего тока.

Сбор и обработка данных измерений производится системой T-MAP 2230, разработанной компанией J.W. Harley и позволяющей обрабатывать и отображать данные непрерывного контроля 17 аналоговых и 16 дискретных сигналов с частотой слежения 150 или 1920 Гц (отображение токов КЗ). Для сокращения объема памяти данные сжимаются до одного значения каждый час на каждом канале измерения. Благодаря этому память системы хранит данные за 3 мес. Модем между системой обработки данных и ПЭВМ позволяет отображать данные на удаленном терминале и с него же управлять потоком данных.

Сигналы от датчиков обрабатываются двумя системами на подстанции и далее передаются на центральный компьютер. Система T-MAP 2230 собирает эти данные, а также фиксирует срабатывания газового реле, сигналы изменения состояния системы охлаждения и сигналы перегрузки. Для записи перенапряжений и вибрации бака используется цифровой осциллограф.

С помощью соответствующего математического обеспечения результаты непрерывного контроля отображаются на мониторе ПЭВМ, что дает возможность быстрого выявления изменений характеристик масла или подачи тревожного сигнала.

Требования к компьютеру: класс не ниже IBM-386, 8-16 Мбайт оперативной памяти, операционная система классом не ниже DOS 5,0,

Windows 3,1 - Windows 95, модем со скоростью не ниже чем 2400 Бод, монитор SVGA, графический принтер.

Результаты эксплуатации системы непрерывного контроля, введенной в работу в январе 1997 г., удовлетворительные, получены хорошие совпадения между измеряемыми значениями и получаемыми на математических моделях (температура верхних слоев масла, влажность и газосодержание масла). Для оценки эффективности прогнозирования изменений характеристик периодически определяется разница между моделью и данными контроля.

Летом 1997 г. были зафиксированы перенапряжения на вводах 65 кВ. Из-за отсутствия аномальных режимов пока нет данных о корреляции между перенапряжениями, токами КЗ и состоянием трансформатора. Отмечается, что для принятия решения о состоянии трансформатора нужен больший объем анализируемых данных, в частности, о выходах трансформатора из строя и связанных с ними эффектах медленного старения.



### **3 Автоматизированные методы принятия решения при контроле состояния силовых трансформаторов**

#### **3.1 Необходимость применения автоматизированных методов для оценки состояния силовых трансформаторов**

Решение такой сложной задачи, как диагностирование состояния оборудования на основе многих контролируемых параметров с учетом особенностей объекта контроля, его режимов работы и предыстории его эксплуатации, требует переработки большого количества информации, невозможной без автоматизации этого процесса. Применение автоматизированных систем постановки диагноза при оценке состояния оборудования началось в середине 80-х годов.

Внедрение «интеллектуальных» систем облегчило труд эксплуатационного персонала, повысило эффективность управления режимом и достоверность оценки состояния трансформатора, устранило многие ошибки персонала. Особенно эффективно использование экспертных систем постановки диагноза с базами знаний, составленными квалифицированными специалистами по отдельным направлениям диагностики.

При отборе контролируемых параметров для базы знаний экспертной системы решается оптимизационная задача получения максимальной информации о состоянии объекта контроля при минимально возможном объеме применяемых средств и методов контроля. При такой оптимизации важную роль может сыграть объективная оценка информативности отдельных признаков дефектов и контролируемых параметров трансформатора. Предложена классификация признаков, которые делятся в зависимости от вероятности появления признака для объектов с данным диагнозом на признаки с детерминированной и условной диагностическими ценностями. Неоднозначно проявляющиеся признаки имеют частную диагностическую ценность.

Количественная оценка вероятности появления признака требует статистического анализа результатов обследования многих трансформаторов после их повреждений.

### **3.2 Контроль состояния силовых трансформаторов с экспертными системами**

Для осуществления работы в реальном времени оперативное диагностирование состояния силовых трансформаторов возможно только при использовании экспертных систем принятия решения. Внедрение таких систем коренным образом повысило достоверность диагноза по результатам контроля состояния оборудования [5]. В этом случае используются интеллектуальные возможности человека, багаж накопленного им практического опыта, знания многих экспертов, объединенных в общей базе знаний экспертной системы.

Нельзя смешивать экспертные системы с системой экспертных оценок, когда много экспертов дают абстрактную оценку какого-то факта, а потом эти оценки суммируют и берут среднее. В экспертной системе база знаний формируется из собранных мнений всех экспертов по какому-либо факту, а на их основании уже ставится диагноз.

Сущность экспертной системы состоит в следующем: записанные в формализованном виде мнения экспертов по какому-либо факту введены в базу знаний системы. База знаний построена по типу «ЕСЛИ..., ТО...», например: «ЕСЛИ коэффициент полимеризации бумажной изоляции обмоток становится равным или меньшим 250, ТО ресурс изоляции считается исчерпанным». Таких правил в базе знаний столько, сколько требуется, чтобы всесторонне оценить состояние обследуемого узла. База знаний системы диагностики силового трансформатора может содержать несколько сотен правил.

Экспертная система позволяет заложить в базу данных («базу знаний») знания самых опытных специалистов, которые не всегда под рукой, когда надо

решать вопрос о состоянии машины, например, когда нужно реагировать на тревожные сигналы системы непрерывного контроля.

Экспертные системы приобрели большое значение именно для постановки диагноза при оценке состояния оборудования.

При использовании экспертной системы решения, обобщающие большой объем измерительной информации, получаемой от системы контроля, могут приниматься значительно быстрее, чем это может сделать сам работающий персонал электростанции. Экспертная система может привлечь внимание оператора к ненормально протекающему режиму или к отклонениям в состоянии оборудования, чтобы принять решение о его замене или ремонте. С помощью экспертной системы можно оптимизировать график плановых остановов, мероприятия по профилактике, минимизировать стоимость обслуживания и ремонта, уменьшить число вынужденных остановов блока, время вынужденного простоя, повысить коэффициент готовности блока.

Для принятия решения о дальнейшей работоспособности машины необходимо проанализировать очень большое количество данных, характеризующих режим и состояние оборудования. Особенно затруднительно принятие решения оператором работающей машины в периоды изменений режима, например, во время пуска или внезапных переходных процессов, а также при быстром развитии дефекта. В этих случаях неоценима помощь экспертной системы, формулирующей точное описание состояния оборудования, дающей рекомендации с указанием необходимых действий персоналу, с определением приоритета действий и оценкой вероятных последствий невыполнения рекомендованных действий для оперативного персонала.

В базе знаний экспертно-диагностической системы находятся диагнозы и рекомендации, вытекающие из конструкции объекта контроля, правил и практики обслуживания и поддержания работоспособности оборудования. База знаний создается на основе коллективных знаний и опыта высококвалифицированных технических экспертов. Если система сталкивается с непредвиденной ситуацией,

оператор извещается о необходимости постановки нового диагноза. Каждый такой новый диагноз вводится в базу знаний системы

Важным является установление единой терминологии в отношении контрольных и диагностических систем. Предложено терминологически разграничить эти функции, используя следующие определения [16]:

- экспертная система (Expert System) - система с использованием вычислительной техники, основанная на базе знаний и направленная на интеллектуальную оценку и принятие решения. Система не включает простейшие решения типа алгоритмов контроля и функционального контроля (в том числе, для защитных устройств);

- экспертная система непрерывного контроля (Monitoring Expert System) - система с ЭВМ, непрерывно получающая сигналы и данные измерений в динамике от работающей машины, имеющая также базу знаний и выдающая решение о ведении режима в реальном масштабе времени. Главная особенность системы - выдача рекомендаций в очень короткий срок после возникновения дефекта;

- экспертная система диагностики (Diagnostic Expert System) - система с ЭВМ, получающая данные измерений, проведенных при диагностических испытаниях на остановленной машине и выдающая рекомендации о возможности дальнейшей эксплуатации машины с использованием базы знаний. Система - диалоговая, время выдачи рекомендаций сравнительно длительное.

Именно для оценки состояния изоляции, как особо ответственной и сложной задачи, были разработаны первые экспертные системы в энергетике.

Количество и объекты применения экспертных систем выросли в геометрической прогрессии за последние 15-20 лет. Все шире применяются они и для оценки состояния силовых трансформаторов.

### 3.3 Примеры экспертных систем

Одна из первых экспертных систем для диагностирования повреждений на подстанции и обработки оперативной информации была разработана в университете г. Афины (Греция) в 1991 г. Одна из ее подсистем была предназначена для контроля состояния силовых трансформаторов.

Примером современной системы контроля трансформаторов с автоматизированной постановкой диагноза может служить диагностическая информационная система для трансформаторов Insite™, рекомендуемая компанией Doble Engineering (США). Это самообучающаяся экспертная система, выявляющая дефекты, определяющая изменения в работе трансформатора и дающая рекомендации по уходу за ним. При сбоях в работе персоналу посылается тревожный сигнал. Сообщение содержит описание аномальности и рекомендации по мерам, которые должны быть приняты. Типичный пример тревожного сообщения, посылаемого системой Insite: «Существенные изменения на вводе № 2. Тангенс угла диэлектрических потерь этого ввода 2,75 %, а его изменение - 1,3 % в месяц. Емкость этого ввода 333 пФ, и она изменяется на 0,4 % в месяц по сравнению с номинальной. Если эти изменения продолжатся, ввод надо будет заменить».

Институтом электроэнергетики США EPRI разработана также система Xvisor для диагностики состояния трансформаторов. Она обрабатывает результаты измерений датчиками и коррелирует их с информацией о нагрузочных способностях и особенностях конструкции трансформатора. Это дает беспрецедентные возможности анализа состояния оборудования. Система Xvisor автоматически оценивает состояние трансформатора, решает проблемы постановки диагноза, определяет необходимые меры при возможном развитии дефекта. Дальнейшее развитие этой системы предполагает создание базы знаний об устройствах РПН и вводах трансформаторов. Как минимум девять крупных компаний используют систему Xvisor.

Экспертная система TRAFES, разработанная в университете El Fenosa (Испания), предназначена для оценки состояния одного конкретного трансформатора и проверялась на опытном стенде, состоящем из двух трансформаторов 1,5 и 2,0 МВА, 15/0,4 кВ. В систему вводятся данные от термопар, размещенных на сердечнике, в масле, контролирующей окружающую температуру, от волоконно-оптических датчиков, размещенных на обмотке, от датчиков вибрации и перемещения, от датчика поступления газа в газовое реле и расходомера на охладителях. На стенде моделируются перегрузки, КЗ, перенапряжения. Структура системы TRAFES, типичная для экспертных систем, приведена на рисунке 3.1 [12].

Экспертные системы решают все более широкий круг вопросов, включая повышение эффективности обслуживания, ведения режима и оценки конструкции силового трансформатора.

Диагностические экспертные системы для оценки состояния силовых трансформаторов создавались и в нашей стране.

Экспертно-диагностическая система для силовых трансформаторов Нурекской ГЭС разрабатывалась во ВНИИЭ. Минимальный объем вводимой в архивные файлы базы данных системы следующий: паспортные данные трансформатора, результаты ГХА масла и анализа его физических и химических характеристик, результаты контроля состояния изоляции.

На базе разработок ВНИИЭ и ОРГРЭС, в частности, осуществлена экспертная система диагностики как часть прототипа интеллектуальной системы принятия решений в объединенном информационном пространстве электростанции. Система непрерывного контроля и диагностическая экспертная система обслуживают все основное оборудование Загорской ГАЭС, включая и силовые трансформаторы на напряжение 500 кВ.

В Норильском государственном техническом университете предложены принципы построения экспертной системы для нового поколения АСУ, осуществляющей диагностику и управление режимами силовых трансформаторов (ДЭСТР).

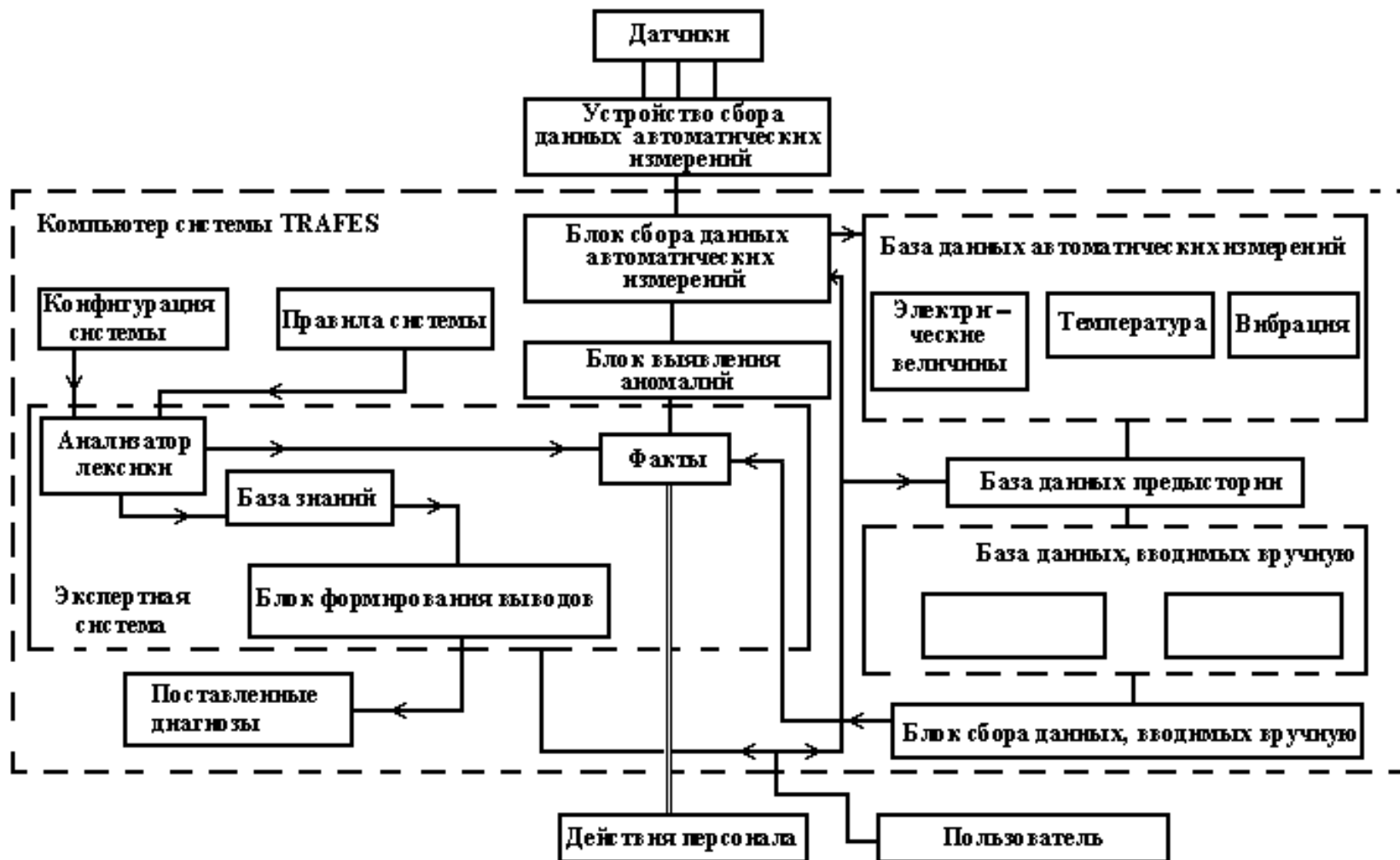


Рисунок 3.1 - Структура диагностической экспертной системы TRAFES

Для Чебоксарской ГЭС Чебоксарским государственным университетом создана экспертно-диагностическая система оценки состояния трансформаторного оборудования, позволяющая определять необходимость вывода в ремонт на основе непрерывного контроля и диагностики рабочего состояния силовых трансформаторов вместо системы периодических ремонтов. С помощью экспертной системы принимается решение об останове оборудования, контролируется качество выполненного ремонта.

Казанскими электрическими сетями принято решение о разработке интеллектуальной автоматизированной системы контроля и диагностики силовых однофазных автотрансформаторов 500/220 кВ подстанции 500 кВ «Киндери» (система АСКДТ), которая базируется на существующей системе диагностики TDM (Transformer Diagnostics Monitor), разработки ПВФ «Вибро-Центр», г. Пермь, укомплектованной дополнительно датчиками масла, изготовленными ООО «Дискон», г. С.-Петербург.

Внедрение АСКДТ позволит:

1. Обеспечить продление срока службы силовых однофазных автотрансформаторов 500/220 кВ подстанции 500 кВ «Киндери», превысивших нормативный предел эксплуатации.

2. Интеллектуализация TDM на основе экспертной базы знаний и математического аппарата обработки данных позволит решить вопрос с растущим дефицитом квалифицированных специалистов. Данный способ совокупной обработки и анализа всех измеряемых параметров называется методом упреждающей многопараметрической диагностики (МПД).

3. Накапливать информацию о функционировании всех узлов автотрансформаторной группы, превысившей нормативный срок эксплуатации, что позволит решить вопрос о совершенствовании подобных экспертных систем.

4. Выполнить апробацию и совершенствование всего комплекса используемого программного (ПО) и технического обеспечения (ТО) системы.



5. Снизить штрафные санкции при отказе автотрансформаторной группы, при этом стоимость АСКДТ по предварительным оценкам не будет превышать 5% от стоимости нового оборудования.

6. К настоящему времени в России разработаны современные дешевые отечественные микропроцессорные модули и датчики для компьютерного сбора и обработки диагностических параметров; сформирована концепция мониторинга ответственного высоковольтного оборудования.

Система TDM, на базе которой разрабатывается АСКДТ, предназначена для непрерывного мониторинга технического состояния силовых трансформаторов. Она позволяет собирать и анализировать параметры состояния основных подсистем трансформатора. Для формирования оперативного диагноза в ней анализируются:

- состояние изоляции маслонаполненных вводов;
- состояние изоляции трансформатора;
- регистрация перенапряжений и токовых воздействий на обмотки;
- вибрационные процессы магнитопровода и обмоток
- изменение геометрии обмоток на основании результатов оперативного расчета  $Z_k$ ;
- температурный режим работы системы охлаждения;
- техническое состояние насосов и вентиляторов;
- работа РПН;
- регистрация работы защитных систем трансформатора.

Датчики системы TDM устанавливаются на трансформатор без функционального ущерба для конструкции. Подобные системы контроля и диагностики стремительно дешевеют и становятся экономически целесообразными для внедрения.

Разрабатываемая система должна выполнять следующие функции:

- контроль параметров масла (влажность, содержание механических примесей, содержание водорода и горючих газов);
- контроль влажности твердой изоляции;

- контроль изоляции высоковольтных вводов;
- регистрация работы защитных систем трансформатора;
- регистрация перенапряжений и токовых воздействий на обмотки;
- вибродиагностика работы РПН и акустический контроль дуговых разрядов в баке РПН;
- управление переключением РПН;
- вибродиагностика магнитопровода и обмоток в баках фаз;
- Индукционный и акустический контроль твердой изоляции по ЧР с определением места их возникновения (локацией) внутри бака;
- контроль изменения геометрии обмоток на основании результатов оперативного расчета  $Z_k$ ;
- контроль температурного режима системы охлаждения и управление работой насосов и вентиляторов;
- контроль технического состояния насосов и вентиляторов;
- прогнозирование остаточного эксплуатационного ресурса трансформатора;
- многопараметрическая обработка поступающей информации и выдача заключения о состоянии трансформатора, а также управляющих воздействий, вплоть до отключения.

Опыт эксплуатации используемых в системе модулей, внедренных в США, Канаде, Казахстане, Туркмении и России, убедительно доказывает отсутствие каких-либо отрицательных функциональных факторов.

Система АСКДТ обеспечивает совокупный непрерывный оперативный контроль основных параметров и характеристик непосредственно в процессе эксплуатации. Сигналы состояния, снятые с датчиков, смонтированных на трансформаторе, поступают на микропроцессорные блоки, содержащие схемы для измерения и преобразования в цифровой вид, передаваемый для визуализации оператору на экран центрального компьютера. Вся совокупность собранных данных в каждый момент времени передается в интеллектуальный программный модуль, который после сравнения каждого параметра с

нормативными пределами, формирует код состояния объекта, состоящий из совокупного множества индикаторов допустимых и недопустимых эксплуатационных значений. Индикация в коде генерируется по типу "00", - нормальная зона сигнала, "-01", - зона внимания к изменению сигнала, "11"- выход сигнала за эксплуатационные пределы в аварийную зону. Границы допустимых зон измеряемых параметров определяются экспертами в эксплуатационном диапазоне температур и записываются в базу знаний (БЗ), которая является пополняемым множеством известных эксплуатационных состояний трансформатора. Идентификация текущего состояния определяется поиском его кода в БЗ. При появлении «неизвестного» кода он определяется экспертами и заносится в БЗ. Таким образом, происходит обучение системы и подстройка её под объект. Пополнение БЗ на основе собираемых данных позволяет не только уточнять диагностирование состояния, но и проводить обучение обслуживающего персонала. Математическая обработка трендов каждого полученного параметра позволит определить функцию, по которой он изменяется во времени. По этой функции можно прогнозировать изменение параметра во времени. Зная прогноз каждого из параметров можно получить прогнозируемый код совокупности и определить в БЗ будущее состояние оборудования через некоторый промежуток времени, интересующий оператора.

При недостатке собираемой информации для постановки диагноза система по сети может связаться с существующей экспертно-диагностической информационной системой ЭДИС «Альбатрос», содержащей результаты периодических испытаний, и уточнить текущее состояние трансформатора.

Функционально-структурная схема взаимодействия системы АСКД с объектом и другими системами автоматизации управления представлена на рисунке 3.2.

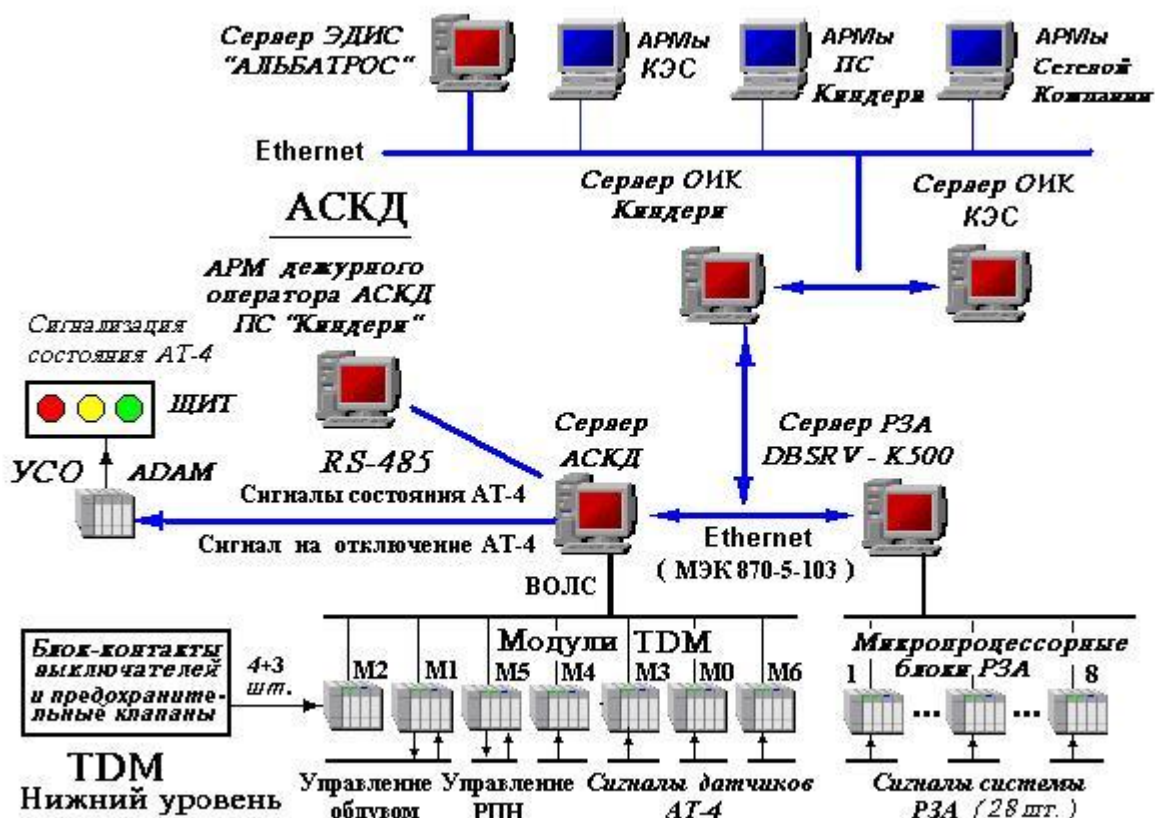


Рисунок 3.2 - Функционально-структурная схема взаимодействия АСКД автотрансформаторной группы 500/220 кВ подстанции 500 кВ «Киндери»

В системе АСКД осуществляется сбор следующей первичной информации с датчиков:

1. Давление вводов 220 и 500 кВ для 3-х фаз (А, В, С), (6 шт.);
2. Концентрация выделяющегося в масле водорода  $H_2$ , (3 шт.);
3. Суммарная концентрация выделяющихся в масле горючих газов (3 шт.);
4. Содержание мехпримесей в масле (3 шт.).
5. Влагосодержание масла (3 шт.).
6. Влагосодержание твердой изоляции (3 шт.).
7. ток утечки вводов 220 кВ (1 шт.);
8. ток утечки вводов 500 кВ (1 шт.); ,
9. Уровень и интенсивность частичных разрядов для ввода 220 кВ (3 шт.);

10. Уровень и интенсивность частичных разрядов для ввода 500 кВ (3 шт.);
11. Уровень и интенсивность частичных разрядов обмоток фаз А, В, С с нейтрали (3 шт.);
12. Акустические сигналы индикации и локации частичных разрядов (АЧР) в баках (12 шт).
13. Температура масла на входе и выходе охладителей (12 шт.).
14. Температура верхних слоев масла у крышки бака. (3шт.)
15. Температура нижних слоев масла у днища бака. (3шт.)
16. Температура окружающего воздуха. (1 шт.).
17. Влажность воздуха (1 шт.).
18. Вибрация бака АТ (3 шт.)
19. Рабочие токи фаз ВН и СН трансформатора (6шт.).
20. Рабочие напряжения ВН и СН трансформатора (6шт.).
21. Ток двигателей маслососов и вентиляторов (36 шт.).
22. Напряжение 0.4 кВ на шинах питания обдува ( в ШАОТ) (3 шт.).
23. Вибрация РПН (3 шт.).
24. Температура масла в баке РПН (3 шт.);
25. Акустический сигнал, определяющий наличие и время горения дуги в баке РПН (3 шт.);
26. Сигнал N положения РПН (3 шт.).
27. Напряжение и ток привода РПН (6 шт.).
28. Дискретный сигнал пуска электродвигателей маслососов и вентиляторов (36 шт.);
29. Сигнал управления переключением РПН (6 шт.).
30. Сигналы срабатывания блок-контактов отключения выключателей АТ-4 (4 шт.).
31. Сигналы срабатывания предохранительных клапанов АТ-4 (3 шт.).

32. Сигналы системы РЗА, получаемые на среднем уровне АСКД дополнительно по программному опросу с сервера РЗА (28 шт.)

Система позволяет обеспечить необходимый уровень представления информации для оперативного и административного персонала подстанции в технологической базе данных подстанции 500 кВ «Киндери» и обеспечивает передачи информации в режиме on-line диспетчерской службе и необходимым службам на административном уровне Казанских электрических сетей.

При обработке и анализе информации на верхнем уровне должна быть предусмотрена реализация следующих алгоритмов контроля и диагностики:

1. Контроль состояния трансформатора по совокупности диагностических параметров и признаков (МПД) с возможностью его немедленного отключения.

2. Выдача рекомендаций по объемам и срокам технического обслуживания.

АСКД обеспечивает выдачу следующих предупредительных сигналов на щит:

- желтый сигнал на щите – «предупреждение» при отклонении (не считающимся аварийным) любого из параметров от нормы;
- красный сигнал на щите – «опасность» при необходимости принятия срочных мер;
- «отключение» при аварийной ситуации для немедленного отключения.

Необходимость проектирования верхнего уровня системы вызвана требованием проведения диагностирования состояния автотрансформатора с использованием унифицированной обработки и интерпретации различных комбинаций входных параметров, возникающих во время работы. Диагностика среднего уровня по предельным значениям некоторых параметров не всегда дает полную картину и не отражает тип и динамику развития деструктивного процесса, наличие которого и скорость его развития

надо определить с помощью АСКД. Временная последовательность складывающихся из параметров кодов позволяет определить и тип процесса, и характер его развития.

Перевод разработанной системы АСКДТ в разряд интеллектуальной может быть осуществлен за счет применения математического аппарата обработки получаемых параметров и их формализованной идентификации специалистами-экспертами для БЗ на основе создания программного обеспечения, позволяющего провести обработку трендов всех параметров, определить функции, по которым происходят их изменения. База формализованных знаний позволит системе автоматически диагностировать состояния трансформатора в процессе работы.

Система АСКДТ позволит продлить срок служба автотрансформаторной группы, а также поможет оперативному персоналу своевременно принимать решения на основе полноты получаемое информации. Прогнозируемая системой оценка ресурса трансформаторов поможет эффективно распределять финансовые ресурсы при ремонте и замене оборудования. Внедрение интеллектуальных систем контроля смягчит растущий дефицит квалифицированного эксплуатационного персонала.

## **4 Контроль состояния вводов и устройств РПН силовых трансформаторов**

### **4.1 Повреждаемость комплектующих силовых трансформаторов**

В общей повреждаемости силовых трансформаторов значительная доля причин повреждений приходится на комплектующие изделия. По данным ПАО «ФСК» на вводы и устройства РПН/ПБВ приходится около 60 % повреждений, по данным НИЦ «ЗТЗ-Сервис» около 52 % выявленных причин повреждений относится к комплектующим узлам. У зарубежных трансформаторов доля вводов несколько меньше, но доля устройств регулирования напряжения - такого же порядка.

Контролю состояния комплектующих изделий, особенно вводов ВН и устройств регулирования напряжения, уделяется особое внимание в российских энергосистемах, что вызвано низким качеством большинства этих изделий, изготовлявшихся на заводах со сниженной культурой производства. Именно этим объясняется особенно высокая повреждаемость отечественных силовых трансформаторов из-за развития дефектов во вводах и устройствах РПН [17,18,19].



## 4.2 Контроль состояния высоковольтных вводов

При отказах высоковольтных вводов в трансформаторах происходят очень тяжелые повреждения. Доля повреждений по этой причине в ПАО «ФСК» составляет 30-45 % общего числа. Вводы являются одним из самых опасных в отечественном трансформаторе узлом, повреждения которого часто сопровождаются катастрофическими последствиями - взрывом, разливом масла и пожаром. На основании низкой надежности герметичных вводов 110-500 кВ, по результатам анализа аварий Минэнерго России был выпущен противоаварийный циркуляр «О мерах по повышению надежности герметичных вводов» [6].

Типичные дефекты вводов: искрение контактов, острые края (микроразряды в масле), ослабление контактов (термическое разложение масла), дефекты остова (микроразряды в нем). Вводы ВН являются весьма напряженным в отношении тепловых нагрузок узлом: температура во вводе может превышать температуру верхних слоев масла на 10 °С. Конструкция вводов благоприятствует оседанию продуктов старения масла внутри нижней части покрышки.

Очень важно, чтобы масло, которым залиты вводы, было устойчиво к окислению, однако даже лучшие в этом отношении отечественные трансформаторные масла все же полностью не устраняют возможности взрыва ввода.

В соответствии с предписаниями «Объема и норм испытаний электрооборудования» [1] для крупных и ответственных трансформаторов рекомендуется производить контроль изоляции вводов под рабочим напряжением с определением изменений  $\text{tg}\delta$  и емкости (или модуля проводимости). Предельное значение увеличения емкости - 5 % начального,  $\text{tg}\delta$  - от 1 до 2 % (абсолютное значение) в зависимости от рабочего напряжения вводов.

Непрерывный контроль вводов является наиболее эффективным из-за особенностей повреждений вводов в виде слабых проявлений начальных стадий развития дефекта и быстрого перехода его в повреждение по достижении критического уровня.

Системы непрерывного контроля вводов используют измерения  $\tan\delta$ , емкости и проводимости, сравнения этих значений при измерениях на разных фазах или объектах контроля.

Примером выполнения такой системы может служить система непрерывного контроля изоляции вводов, примененная в Австралии, которая представлена на рисунке 4.1 [10]. На группах вводов измеряются и пофазно сравниваются между собой электрические параметры (угол потерь и проводимость). При расхождении этих значений подается тревожный сигнал оператору подстанции.

На предприятиях ГНЦ ВЭИ и ДИАКС разработана автоматизированная система диагностики изоляции вводов блочного трансформатора, использующая непрерывный контроль вводов по частичным разрядам и комплексной проводимости [18].

Поставляемые в большом числе системы непрерывного контроля вводов под рабочим напряжением разработаны компанией AVO International. Непрерывный контроль характеристик вводов под рабочим напряжением осуществляет широко распространенная за рубежом контрольно-диагностическая система Insite™ (Doble Engineering) [28].

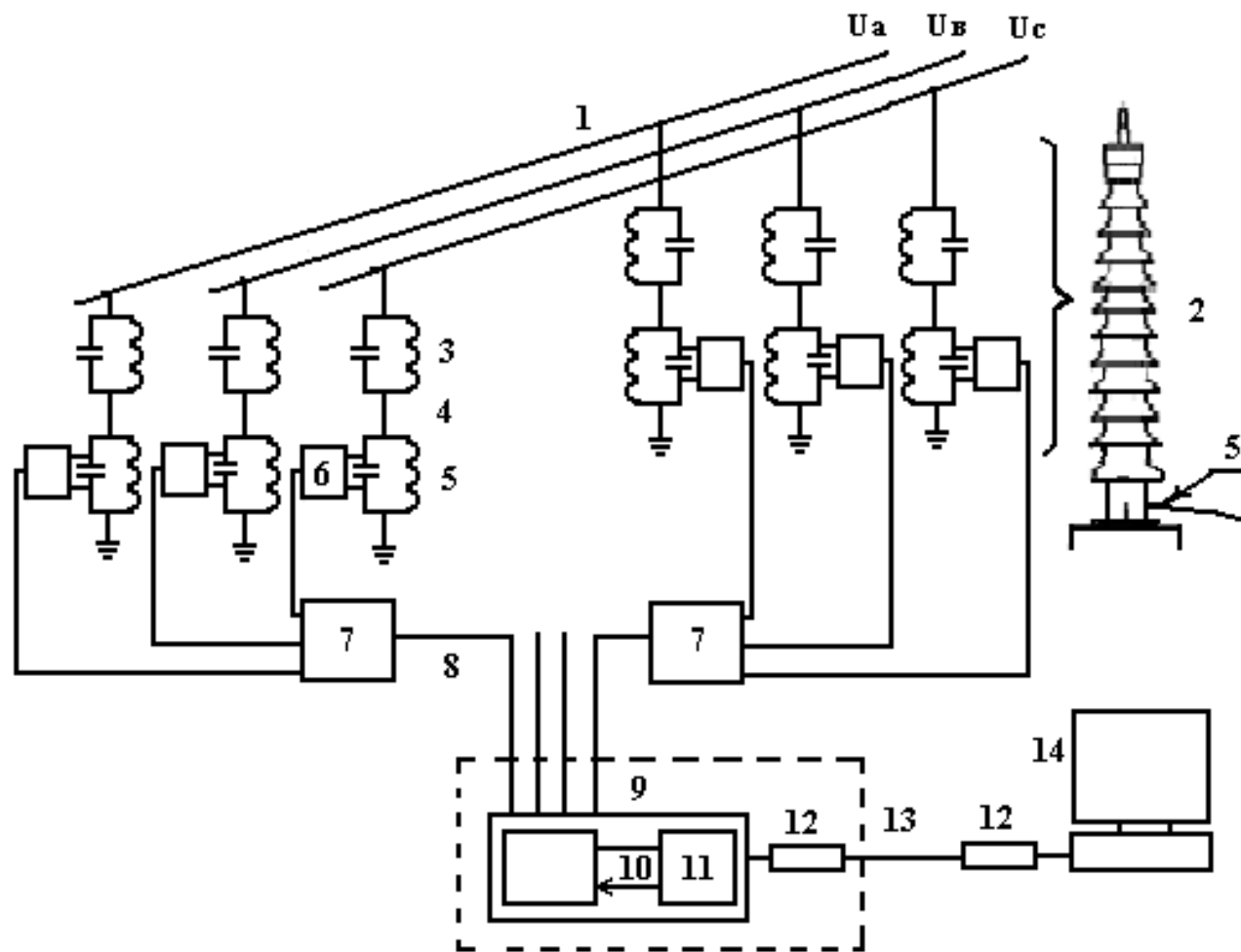


Рисунок 4.1 - Система непрерывного контроля состояния высоковольтных вводов силовых трансформаторов  
(Австралия)

Рассмотрим несколько типов современных приборов и набор датчиков для контроля состояния изоляции высоковольтного оборудования по уровню частичных разрядов и тангенсу угла диэлектрических потерь изоляции. Приборы относятся к классу систем непрерывного (стационарного) контроля параметров изоляции, когда измерения производятся постоянно и под рабочим напряжением. Именно такой подход обеспечивает максимальную эффективность и достоверность измерений, выявляет наиболее существенные изменения параметров изоляции. Только при непрерывном контроле удастся своевременно выявлять и предупреждать аварийные ситуации с большим материальным ущербом, переходить на обслуживание оборудования по техническому состоянию.

В таблице 4.1 представлены приборы и системы для постоянного контроля состояния изоляции под рабочим напряжением.

Таблица 4.1 - Системы для непрерывного контроля состояния вводов

Марка	Описание	Назначение
R-1500	Устройство непрерывного контроля тангенса угла диэлектрических потерь в трех вводах трансформаторов под рабочим напряжением.	Контроль $\text{tg } \delta$ маслонеполненных вводов.
R-1600	Система непрерывного контроля изоляции трансформаторов и вводов по величине $\text{tg} \delta$ и частичным разрядам под рабочим напряжением.	Комплексный контроль состояния изоляции силовых трансформаторов по нескольким параметрам.

Прибор R-1500 предназначен для контроля  $\text{tg} \delta$  трех вводов одного трансформатора. На объекте, имеющем три элемента контроля (обычно три ввода силового или измерительного трансформатора), устанавливается система стационарного контроля тангенса угла диэлектрических потерь. На вводах устанавливаются стационарные датчики контроля изоляции марки

DB-1. Датчик этого типа специально предназначен для монтажа на измерительном выводе маслonaполненного ввода. Стандартно он поставляется в металлическом корпусе и по установочным размерам (две шпильки М8) предназначен для монтажа на вводах до 330 кВ. Для вводов 500 кВ дополнительно поставляются переходный фланец и удлинительная шпилька. Эскиз монтажа датчика контроля изоляции марки DB-1 показан на рисунке 4.2.

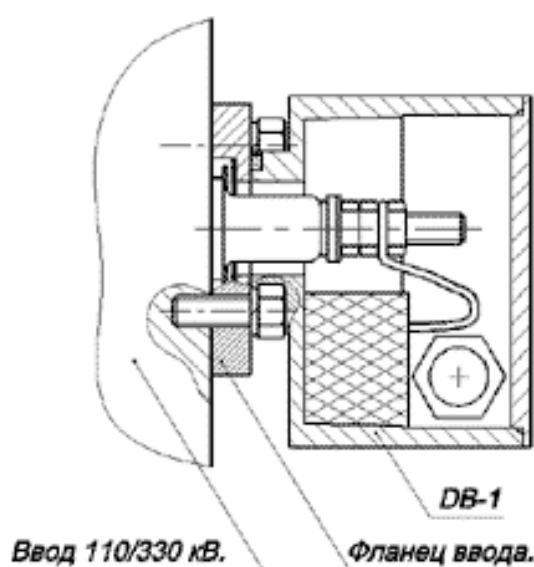


Рисунок 4.2 - Эскиз монтажа датчика контроля изоляции марки DB-1

Отличительной особенностью датчика этого типа является то, что он одновременно служит источником частичных разрядов и тока комплексной проводимости ввода. Это существенно повышает общую информативность систем контроля состояния изоляции под рабочим напряжением. В качестве нагрузочного элемента в датчике используется конденсатор, что, по сравнению с нагрузочным резистором, существенно снижает перенапряжения при грозовых разрядах. Особенностью датчиков данного типа является также установка элементов защиты от перенапряжений (варисторов и разрядника) непосредственно в корпусе датчика. Благодаря этому напряжение на измерительном выводе ввода при разрыве во внешней

цепи датчика не превышает 250 вольт, что абсолютно не опасно для самого ввода.

Сигналы с датчиков выводятся коаксиальным кабелем в металлорукаве и объединяются на коммутационных платах, установленных в защитных ящиках непосредственно рядом с объектом контроля.

Система в таком составе осуществляет контроль состояния вводов по двум важным параметрам. Ведется непрерывное измерение величины комплексных токов проводимости и величины тангенса угла диэлектрических потерь в автоматическом режиме. Полученную информацию прибор хранит в памяти, что позволяет также выявлять тенденции в изменении состояния изоляции. При необходимости прибор может автоматически включить цепь сигнализации при недопустимых изменениях параметров изоляции одного из вводов. Передача готовой текущей информации в центральный компьютер производится по интерфейсу RS – 485.

Использование этих двух, примерно близких, методов контроля состояния изоляции вводов в одном приборе объясняется следующим. Контроль величины тока небаланса (равного векторной сумме токов вводов трех фаз) является очень удобным и точным средством для управления системой защиты вводов. По своему физическому принципу использование тока небаланса, контролируемого в R-1500 микроконтроллером, работает так же, как всем известный прибор КИВ, в котором ток небаланса контролируется суммирующим трансформатором. Данная функция прибора R-1500 является современной, более эффективной реализацией КИВ. По величине тока небаланса хорошо настраивать систему блокировки и защиты. Контроль величины  $\text{tg}\delta$  позволяет выявить дефектный ввод, причем изменению параметров изоляции придать всем понятный физический смысл. Кроме того, эта величина является нормируемым параметром, измерение которого должно проводиться периодически. Величина тангенса угла потерь ввода может измеряться и индицироваться прибором R-1500 в двух

вариантах. Если при монтаже системы были проведены измерения истинных значений  $\text{tg}\delta$  и емкости ввода, то прибор будет показывать выходную информацию как абсолютное значение ( $\text{tg}\delta$  и величина емкости) с учетом произошедших изменений. Если такие измерения не выполнялись, то прибор будет показывать выходную информацию в виде процентного изменения от начальных значений.

R-1600 система является наиболее комплексной и эффективной. Она осуществляет комплексный контроль состояния вводов и самого трансформатора (автотрансформатора и трансформаторов тока) по трем параметрам состояния изоляции. Это: величина комплексных токов проводимости, значения тангенсов углов потерь вводов, уровень и распределение частичных разрядов в изоляции трансформатора.

Отличительной особенностью этой системы от других, описанных выше, является то, что она контролирует не только состояние изоляции вводов, но и состояние главной изоляции самого трансформатора. Это достигается благодаря тому, что используемая система регистрации частичных разрядов в трансформаторе имеет многоуровневую защиту от помех. В результате удается разделить импульсы от частичных разрядов, возникающих внутри трансформатора с импульсами от внешних помех и частичных разрядов, поступившими в трансформатор по высоковольтным линиям.

Данный вариант системы монтируется в защитном корпусе рядом с объектом контроля и в автоматическом режиме проводит измерения, расчеты, оценивает состояние изоляции. Полученную информацию прибор R-1600 хранит в памяти, включает реле сигнализации, выдает текущую информацию и архив по мере поступления запросов по линии связи на центральный компьютер.

В СКТБ ВКТ Мосэнерго разработано устройство контроля изоляции вводов 110 и 220 кВ «Альфа», предназначенное для заблаговременного обнаружения повреждения изоляции высоковольтных вводов. Принцип

действия устройства состоит в непрерывном контроле токов вводов ПИН высоковольтных вводов трех фаз по небалансу суммы трех токов ПИН. Устройство «Альфа» имеет уставки на превышение номинального тока ПИН для сигнализации и отключения с соответствующими уставками времени задержки срабатывания, а также сигнализацию о нарушении кабелей связи между блоками устройства.



### 4.3 Контроль состояния устройств РПН

Устройство регулирования напряжения силовых трансформаторов под нагрузкой являются одним из самых слабых мест оборудования подстанций. По зарубежной статистике около 40 % аварий силовых трансформаторов связаны с повреждениями устройств РПН [10]. В отечественной практике также отмечается ненадежность устройств РПН, особенно болгарского производства типов РС-3 и РС-4, а также типов ЗРНОА и SAY первых партий. В этих устройствах имеются конструктивно неудачные узлы, в результате чего доля повреждений трансформаторов составляет на наших подстанциях до 25 %.

В институте электроэнергетики США EPRI проведена работа по исследованию срока службы и износа контактов устройств РПН, определению контрольных параметров для выявления износа. Исследовались выделение газов в масло ( $H_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_2H_2$ ,  $C_2H_6$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ ), окружающее устройство РПН, концентрация частиц и загрязнений в масле.

На 54 устройствах РПН подстанций энергокомпании BC Hydro (Канада) были сняты характеристики масла и контактов как исходные для дальнейшего контроля изменения параметров. Ускоренные испытания на срок службы проводились на подстанции Kent. Устройство РПН производило 800 операций в сутки, исследовался износ как без токовой нагрузки трансформатора, так и при токах через контакты устройства РПН порядка 100 А. Исследования показали, что с увеличением числа операций концентрации газов монотонно растут, анализ продуктов разложения масла может являться дополнительным методом оценки износа контактов устройства РПН.

Простейшим примером непрерывного контроля состояния устройства РПН является использование крепящегося магнитом индикатора нагрева бака этого устройства для сравнения температуры в нем и в основном баке трансформатора. Включение такого датчика в состав диагностической системы, применяемой в энергокомпании Dayton Power & Light, позволяет проводить

ремонт устройств РПН по потребности, а не по расписанию, как это было до сих пор.

Фирмой J.W. Harley Inc. (США) в системе контроля состояния силовых трансформаторов с устройствами РПН используются датчики непрерывного измерения температуры, устанавливаемые на основном баке трансформатора и баке с устройством РПН.

Совместная работа института IREQ (Канада) и отделений компании АВВ в США и Швеции привела к созданию системы непрерывного контроля устройств РПН во время работы на основе акустического детектора. Сравнение акустических сигналов в нормальном состоянии устройства РПН с текущими измерениями позволяют выявить дугообразование на контактах, ведущее к их износу и повреждению. Испытания в течение 12 месяцев на трансформаторе 120 кВ мощностью 47 МВА показали, что система может предупредить около 50 % всех повреждений устройств РПН. Системы контроля поставляет компания J.W. Harley Co (США). Системы T-MAP и LTC-MAP 2105,2130,2115 и 2230, осуществляющие контроль по многим параметрам, предназначены для отображения состояния трансформаторов с устройствами РПН на щите подстанции, упрощенная система LTC-MAP 1525 -только для устройств РПН различных исполнений, наиболее сложная система T-MAP 3100 представляет собой монитор с распечаткой изменений параметров контроля, как правило, входящая в состав автоматизированных систем контроля всего трансформатора.

## **5 Экономическая эффективность проекта**

### **5.1 Определение удельных ущербов от длительной аварии при выходе силовых трансформаторов**

Высоковольтные силовые трансформаторы хотя и являются в эксплуатации весьма надежными аппаратами благодаря отсутствию вращающихся частей, но из-за отрицательного влияния окружающей среды неисправности и аварии для них не являются редкостью и оказывают большое влияние на надежность работы электроэнергосистемы.

Также следует отметить, что происходит старение и износ высоковольтных силовых трансформаторов электрических сетей и систем электроснабжения. По данным ПАО «ФСК» степень трансформаторного оборудования, превысившего нормативный срок эксплуатации составляет более 60%.

Расходы для энергокомпании могут составлять при аварии крупного трансформатора десятки миллионов долларов, поэтому естественно стремление защититься от внепланового его выхода из строя, выявлять развивающиеся в трансформаторе дефекты или опасные режимы работы до того, как они вызовут повреждения.

Для этого необходимо применение современных методов технической диагностики силовых трансформаторов. Современные методы технической диагностики позволяют выявлять быстроразвивающиеся дефекты без отключения трансформатора от сети, что ведет к росту затрат ведущих сетевых и энергетических компаний на проведение комплексных обследований и диагностики высоковольтных силовых трансформаторов.

Системы технической диагностики особенно важны как средства перехода к профилактике, опирающейся на реальное состояние трансформатора, которая приводит к сокращению расходов на обслуживание и продлевает срок службы работающих трансформаторов. Кроме функций

выявления дефектов, системы технической диагностики за счет применения средств автоматизации могут решать задачи управления режимом силового трансформатора, что позволит повысить срок его службы.

Современные многопараметрические системы технической диагностики позволяют выявить возникающие в работе дефекты в высоковольтных силовых трансформаторах, обнаружить их на ранней стадии развития, а также своевременно, до возникновения аварийной ситуации, принять правильные решения по ликвидации дефектов; обеспечивают высокий коэффициент готовности, сократить или полностью исключить вынужденные простои на ремонт и обслуживание, увеличить межремонтный интервал и качество ремонта, снизить затраты на него, а также продлить срок службы оборудования. В конечном итоге, такой подход обеспечивает переход от планово-предупредительных и послеаварийных ремонтов к обслуживанию объектов энергетики по их фактическому состоянию.

Применение современных методов технической диагностики состояния высоковольтных силовых трансформаторов позволяет:

- повысить надежность электроснабжения;
- продлить срок службы оборудования благодаря выявлению слабых мест;
- предотвратить выход из строя дорогостоящего оборудования;
- уменьшить аварийные ситуации.

По данным [21] удельный ущерб от длительной аварии при выходе силовых трансформаторов подстанции целевого назначения составит от 38,48 руб/кВт (для промышленности строительных материалов) до 5032,62 руб/кВт (для химической промышленности), т.е. при мощности подстанции 100 МВА – от 38 млн.руб. до 5032 млн. руб.

Также в [21] показано, что капитальный ремонт силового трансформатора ТРДЦН 63000/110/10/10 составляет около 1000 тыс. рублей, диагностика его технического состояния - в пределах 100 - 120 тыс. рублей, т.е. в 10 раз меньше. Стоимость нового силового трансформатора указанной

мощности находится в пределах 20 млн. рублей (данные ООО «Тольяттинский трансформатор» в ценах 2000 г.).

Очевидно, затраты на диагностику технического состояния высоковольтных силовых трансформаторов в разы меньше затрат на капитальный ремонт электрооборудования после выхода его из строя при авариях и стоимости нового электрооборудования, а тем более намного меньше ущербов от развития длительных аварий в промышленных регионах.

## **5.2 Ожидаемый экономический эффект от применения современных методов технической диагностики состояния высоковольтных силовых трансформаторов**

Ожидаемый экономический эффект от применения современных методов технической диагностики состояния высоковольтных силовых трансформаторов при малых эксплуатационных затратах будет складываться из нескольких составляющих:

- уменьшение числа аварий и как следствие уменьшения расходов на ремонт;
- снижения внеплановых отключений электроэнергии (результатом которых становится массовый брак);
- в значительной мере компенсирование недостаточной численности обслуживающего персонала;
- своевременный вывод электрооборудования в ремонт, что снижает затраты на ремонт и уменьшает время простоя оборудования в ремонте;
- снижение себестоимости потребления (выработки) электроэнергии на предприятиях и себестоимости выпускаемой продукции.

Своевременное выявление возникшего дефекта позволяет вовремя его устранить, обойтись ремонтом трансформатора на месте установки. Ремонт на месте установки решает проблемы с вводами, насосами, радиаторами охлаждения, разуплотнением, утечками масла, засорением трубок охладителя. Другие возникающие (перегрев стали, плохая сварка, ослабление прессовки) дефекты требуют транспортировки на завод.

По расчетному сценарию ремонта трансформатора с повреждением изоляции в одной из обмоток (практика одной из энергокомпаний США), если дефект не был выявлен своевременно, и повреждение повлекло за собой возникновение дуги и разрыв бака, расходы на ремонт возрастут более чем в 2 раза.

Своевременно проведенная диагностика позволяет оценить состояние трансформатора и провести плановый ремонт в критические сроки так, чтобы потери от вывода из работы или замены источника энергии были минимальны.

Особенно эффективна техническая многопараметрическая диагностика для трансформаторов, отработавших большой срок службы. Практика показывает, что риск повреждения силового трансформатора начинает заметно возрастать после десяти лет эксплуатации и тогда возникает потребность в системе раннего выявления дефектов.

Переход к многопараметрическому контролю состояния электрооборудования в энергокомпаниях подробно обсуждался на конференции в Нью-Орлеане, организованной институтом электроэнергетики США EPRI в 2007 г. Было отмечено, что около 65 % всех силовых трансформаторов в Северной Америке имеют срок службы более 25 лет и проблема оценки их работоспособности стала первостепенно важной. В этих условиях необходим переход от превентивной профилактики, проводящейся при возникновении дефектов, к профилактике, зависящей от состояния оборудования, к предупреждающей профилактике, опирающейся на непрерывный контроль состояния оборудования.

Многие эксперты за рубежом прогнозируют в ближайшем будущем повышение срока использования электрооборудования, в том числе силовых трансформаторов, что связано с реструктуризацией энергетики и требованиями свободного рынка электроэнергии. Ожидается рост нагрузок силовых трансформаторов в связи с задержками в поставках сетевого оборудования. Поэтому снизить риски развития аварий можно только при своевременно выполненной его диагностике.

Высокоэффективные системы контроля используют самую современную измерительную и вычислительную технику со сложными программами обработки данных измерений, их сравнения, поиска

корреляции между непосредственно не связанными параметрами, анализа частотных спектров и т.п.

Применение эффективных систем контроля и диагностики позволяет, предупреждая аварийный выход из строя крупных трансформаторов, получить такой значительный экономический эффект, что становится целесообразным использование даже весьма сложных средств измерения, обработки данных и выдачи результатов контроля. Примерами сложных устройств, использующих самые последние достижения науки и техники, являются оптоволоконные измерители температуры обмоток, акустические и радиочастотные измерительные устройства для индикации частичных разрядов и дугообразования внутри бака, устройства непрерывного контроля концентрации растворенных в масле газов, автоматизированные системы непрерывного контроля состояния трансформатора и др.

Эффективность применения усовершенствованных методов контроля можно иллюстрировать следующим примером. Расчеты, проведенные специалистами Канады и США, показывают, что раннее обнаружение развития дефектов в трансформаторе снижает расходы на ремонт на 75 %, потери от недоотпуска электроэнергии - на 63 %, а ежегодная экономия составляет 2 % от стоимости нового трансформатора. Опыт внедрения установок многопараметрического контроля и диагностики состояния силовых трансформаторов в США подтверждает, что энергокомпания экономит в 3-6 раз больше, чем затрачивает на систему контроля, включая периодические измерения на отключенном трансформаторе.



## **Заключение**

Таким образом, старение парка трансформаторного оборудования сетевых и энергетических компаний, потребовало продление срока его службы. Причем следует отметить, что отличием отечественной энергетики является особенно быстрый рост объема электрооборудования, вышедшего за определенные стандартами сроки службы, при крайней степени экономии средств на обслуживание и замену оборудования на новое.

Поэтому на первый план выходит контроль и оценка состояния работающего электрооборудования, выявление дефектов на ранних стадиях их развития, когда стоимость ремонта еще не велика, предупреждение аварийных выходов из строя. В зависимости от скорости развития выявляемых дефектов контроль ведется периодически или непрерывно, наибольший охват контролируемых параметров происходит при полном обследовании трансформатора, имеющем целью определить его работоспособность.

Большое разнообразие возможных дефектов трансформаторов, развивающихся в работе, требует широкого спектра методов и направленности контроля, в первую очередь, на выявление наиболее частых и опасных дефектов, что для обеспечения высокой оперативности принятия решения привело к широкому внедрению автоматизированных систем контроля и оценки состояния оборудования как зарубежного, так и отечественного производства.

К настоящему времени число автоматизированных систем контроля трансформаторов в мире исчисляется сотнями. Наиболее совершенными являются комплексные автоматизированные системы непрерывного контроля по многим параметрам, применяемые за рубежом на самых крупных, особенно ответственных трансформаторах.

В последние годы для анализа развития дефектов и оценки состояния трансформаторного оборудования начали интенсивно внедряться системы с применением аппарата нечеткой логики и искусственных нейронных сетей.

Особенно эффективно внедрение экспертных систем принятия решения на базе знаний высококвалифицированных экспертов. При этом повышаются надежность оценки состояния трансформаторов, оперативность действий персонала, облегчается его труд. В конечном счете, повышается надежность работы оборудования, осуществляется переход к стратегии профилактики в зависимости от реального состояния трансформатора.

Крупнейший форум электроэнергетиков - СИГРЭ - обратил особое внимание на контроль состояния трансформаторов как ответственного узла энергосистемы, он принял на себя координацию действий по совершенствованию систем контроля и повышению их эффективности. В рекомендациях СИГРЭ первоочередной задачей назван контроль под рабочим напряжением, особенно с помощью систем непрерывного контроля.

На ближайшую перспективу рекомендовано дальнейшее развитие методов контроля, в том числе, определения фуранов в масле и бумаге, выявление других продуктов старения масла, использование для контроля состояния обмоток переходных функций трансформатора, анализируемых во время работы, виброакустических методов определения распрессовки обмоток и сердечника.

Для наиболее ответственных трансформаторов рекомендуется непрерывный контроль газов и влаги в масле, частичных разрядов, диэлектрических характеристик высоковольтных вводов, состояния устройств РПН. Особое внимание следует уделить разработкам экспертных систем постановки диагноза и оценки работоспособности трансформаторов.

Применяемые в России методы контроля состояния трансформаторов, в основном, аналогичны методам, используемым за рубежом. За последние годы в этой области имеет место значительный прогресс, расширяется применение самых современных методов и средств выявления дефектов автоматизированных систем контроля состояния трансформаторов.

## Список использованных источников

1. РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012.
2. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). – С.-Пб.: - Энергоатомиздат, 2008 г.
3. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2013.
4. Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Приказ Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. N 229.
5. РД 153-34.3-46.304-00. Положение об экспертной системе контроля и оценки состояния и условий эксплуатации силовых трансформаторов, шунтирующих реакторов, измерительных трансформаторов тока и напряжения.
6. Ц-06-88 (э) от 27.07.1988. О мерах по повышению надежности герметичных вводов 110-750 кВ.
7. Методы контроля состояния силовых трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов. – М.: ОГРЭС. – 2007.
8. Алексеев, Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов/ Б.А. Алексеев. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2008.
9. Алексеев, Б.А. Системы непрерывного контроля состояния крупных силовых трансформаторов. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2009.
10. Анализ причин повреждений и результаты обследования технического состояния трансформаторного оборудования/ В.С. Богомолов, Т.Е.Касаткина, С.С. Кустов// Вестник ВНИИЭ, 2014.
11. Васютинский, С.Б. Вопросы теории и расчета трансформаторов/ С.Б. Васютинский. – С.-Пб.: Энергия, 2012.

12. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов: учеб. пособие для вузов/ Г.Ф. Быстрицкий, Б.И. Кудрин. – М.: Издательский центр «Академия», 2013.
13. Гурт, В.В. Обследование силовых трансформаторов в эксплуатации/ В.В. Гурт// Электротехника. – №12. – 2011.
14. Климов, А.Г. Диагностическое оборудование и средства неразрушающего контроля для объектов энергетики/ А.Г.Климов, В.Р. Козлов // Энергетик. – 2013. - №1. – С. 42.
15. Короленко, В.В. Обнаружение повреждений силовых трансформаторах при коротких замыканиях/ В.В. Короленко // Электрические станции. - № 7. – 2010.
16. Лоханин, А.К. Обеспечение работоспособности маслонаполненного высоковольтного оборудования после расчетного срока службы / А.К. Лоханин // Электро. – 2014. - № 1. – С. 10 – 12.
17. Обслуживание и ремонт электрооборудования электростанций и сетей / Е.Ф. Макаров. – М.: Издательский центр «Академия», 2013.
18. О повреждениях силовых трансформаторов напряжением 110 – 500 кВ в эксплуатации / Б.В.Ванин и др. – М.: АО ВНИИЭ-МЭИ (ТУ) - РАО «ЕЭС России».
19. Силовые трансформаторы: справочная книга// Под ред. Лизунова С.Д. – М: Энергоатомиздат, 2004.
20. Строганов, Ю.В. Мониторинг трансформаторного оборудования / Ю.В. Строганов // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. - №2. - 2013.
21. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей / В.А. Непомнящий. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010.
22. Elovaara, J. Finnish experience with grid effect of gic's / J. Elovaara. Fingrid Oyj. P.O. Box 530. F1-00101 Finland // Space Weather. 2007. – P. 311 – 326.

23. Kappenman, J.G. Geomagnetic storms and Their Impact on the U.S. power grid / J.G. Kappenman. Metatech Corporation 358 S. Fairview Ave., Suite E Goleta, CA 93117, January 2010. – 197 p.

24. Pulkkinen, A. Solar shield: Forecasting and mitigating space weather effects on high-voltage power transmission systems / A. Pulkkinen, M. Hesse, L. Van der Zel, B. Damsky, F. Policelli, D. Fugate, W. Jacobs // Nat Hazards 53, 2010. – P. 333 – 345.

25. SimPowerSystems For Use with Simulink. User's Guide. – The MathWorks Inc., 2014. – 411 p.

26. Tyomson, A.W.P. Present day challenges in understanding the geomagnetic hazard to national power grids / A.W.P. Tyomson, C.T. Gaunt, P. Cilliers, J.A. Wild, D. Opperman, L.A. McKinnell, P. Kotze, C.M. Ngwira, S.I. Lotz // Advances in Space Research. – 2010. – № 45(9) – P. 1182-1190.

27. <http://ru.secheron.com/>

28. <http://www.doble.com/>