

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

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

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Диагностика высоковольтных силовых трансформаторов системы электроснабжения»

Студент(ка)

П.А. Шкляр

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

В.П. Тараканов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

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

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

В выпускной квалификационной работе рассмотрены особенности силового трансформатора как электрического аппарата. Выявлены основные опасные воздействия на силовые трансформаторы со стороны системы электроснабжения и виды дефектов силовых трансформаторов.

Выполнен анализ средств и методов технической диагностики в рабочем и отключенном состоянии при периодических и непрерывных измерениях, при полном обследовании высоковольтных силовых трансформаторов в системе электроснабжения. Рассмотрена диагностика силового трансформатора типа ТРД-20000/35/6 Тольяттинской ТЭЦ методом низковольтных импульсов и измерением сопротивления (напряжения) короткого замыкания Z_k .

Пояснительная записка содержит 61 страницу. Графический материал представлен на 6 листах формата А1.

Содержание

	Введение	5
1	Особенности силового трансформатора как электрического аппарата	6
2	Дефекты силовых трансформаторов	8
3	Выявление дефектов в силовых трансформаторах при непрерывном контроле состояния во время работы в системе электроснабжения	11
3.1	Газовое реле защиты силового трансформатора	11
3.2	Непрерывный контроль газов в масле	12
3.3	Общая концепция контроля выделения газов при работе силового трансформатора	15
3.4	Непрерывное измерение влаги в масле	16
3.5	Контроль теплового состояния силовых трансформаторов	17
4	Техническая диагностика отключенного силового трансформатора	20
4.1	Цели обследования силового трансформаторов	20
4.2	Методы технической диагностики силовых трансформаторов	23
4.3	Метод «емкость-частота»	37
4.4	Периодичность обследования силовых трансформаторов	51
5	Диагностика силового трансформатора типа ТРД-20000/35 Тольяттинской ТЭЦ методом низковольтных импульсов и измерением сопротивления (напряжения) короткого замыкания Z_K	52
	Заключение	56
	Список использованных источников	59

Введение

В двадцать первом веке развитие свободного рынка электроэнергии привело к усилению конкурентной борьбы между компаниями во многих странах мира, производящими, передающими и распределяющими электроэнергию, что привело к стремлению любыми средствами повысить рентабельность производства и снизить расходы на эксплуатацию парка оборудования. Для основного оборудования систем электроснабжения (СЭС) прямым следствием этого явилось снижение капитальных вложений в обновление парка электрооборудования, стремление как можно дольше эксплуатировать уже работающее оборудование.

Другой особенностью настоящего момента, также вызываемой, главным образом, конкуренцией, являются повышенные требования к качеству электроснабжения потребителей, к надежности работы электрооборудования СЭС [2]. Эти требования противоречат желанию продлить срок работы установленного электрооборудования и компромиссные решения являются весьма непростыми. Одним из главных путей поддержания эксплуатационной надежности в таких условиях является организация эффективного контроля состояния работающего оборудования.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ методов технической диагностики высоковольтных силовых трансформаторов при функционировании их в системе электроснабжения.

В дипломной работе для достижения поставленной цели решаются следующие задачи:

- анализ дефектов и методов технической диагностики силовых трансформаторов при работе в СЭС;
- анализ методов технической диагностики отключенного силового трансформатора;
- диагностика силового трансформатора типа ТРД-20000/35 Тольяттинской ТЭЦ.

1 Особенности силового трансформатора как электрического аппарата

В СЭС широко используются силовые трансформаторы и автотрансформаторы различных мощностей и классов напряжения, выполненные как группа однофазных или трехфазные трансформаторы и автотрансформаторы. Они используются как повышающие на электрических станциях и понижающие на трансформаторных подстанциях [4,19].

Главной особенностью силовых трансформаторов является использование бумажно-масляной изоляции с охлаждением циркулирующим маслом в баке, защищенном от окружающего воздуха. Поэтому при эксплуатации возникает необходимость учета неизбежного старения бумажной изоляции, жесткого контроля, ведущего к быстрому старению и нагреву изоляции, периодической подпрессовки обмоток, тщательного изолирования масла от воздействия окружающего воздуха (защита от увлажнения) [5,6,16].

На главных понизительных подстанциях (ГПП) систем электроснабжения преимущественно применяются трехфазные двух- и трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы средней мощности (до 100 МВА включительно) напряжением 35...220 кВ [14]. Наибольшее распространение в практике трансформаторостроения получили плоские магнитные системы стержневого типа со ступенчатой формой поперечного сечения стержня, вписанной в окружность, и с обмотками в виде круговых цилиндров. Плоские бронестержневые системы, аналогичные по форме обмоток и сечения стержня системам стержневых трансформаторов, применяются в некоторых типах трансформаторов большей мощности (более 100000 кВА) и однофазных силовых автотрансформаторах [19].

Надежность работы трансформаторного оборудования непосредственно связано с его сроком службы. От продолжительности

эксплуатации трансформатора зависят допустимые значения воздействующих режимных факторов и их количество.

С выходом РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования» [1] для силовых трансформаторов, автотрансформаторов и масляных реакторов существенно расширен перечень контролируемых параметров. При этом принципиальное отличие действующего документа от предыдущего заключается в том, что наряду с традиционными испытаниями, лежащими в основе оценки состояния трансформаторов, где контролируемые параметры в своей основе имеют связь с электрической прочностью изоляции, введены новые, не имеющие непосредственной связи, но нацеленные на раннее обнаружение развития дефектов. К ним относятся: хроматографический анализ газов, растворенных в масле; контроль содержания фурановых соединений в масле; измерение степени полимеризации; тепловизионный контроль; измерение сопротивления короткого замыкания. Также появляются предложения по дальнейшему расширению данного перечня, в частности: контроль уровня частичных разрядов; ИК-спектрометрический анализ; контроль мутности и поверхностного натяжения масла; вибрационный контроль состояния прессовки обмотки и др.

Таким образом, в нашей стране в ближайшие годы по экономическим, так и техническим причинам не ожидается существенного обновления отработавших свой срок трансформаторов и на ближайшую перспективу усилия по сохранению работоспособности систем электроснабжения будут направлены в основном на продление их срока службы. Поэтому первостепенное значение приобретают эффективный контроль состояния и определения работоспособности силовых трансформаторов в СЭС.

2 Дефекты силовых трансформаторов

Основными дефектами и их причинами повреждения силовых трансформаторов систем электроснабжения при эксплуатации более 20 лет по данным [12] являются:

1. Выгорание витковой изоляции и витков обмотки из-за длительного не отключения сквозного тока короткого замыкания на стороне низшего напряжения трансформатора или протекания по обмоткам квазипостоянных токов при геомагнитных бурях[25];

2. Деформации обмоток из-за недостаточной динамической стойкости обмоток к токам короткого замыкания;

3. Перегрев магнитопровода из-за появления вихревых магнитных потоков, обусловленных высшими гармониками при несинусоидальных процессах в примыкающей электрической сети [26-28];

4. Нарушения в системе охлаждения силового трансформатора из-за повреждения маслонасосов;

5. Нарушение контактов в РПН; механическая неисправность РПН; нарушение герметичности устройства РПН из-за дефектов изготовления и искрения, перегрева, оплавления и выгорания основных и вспомогательных контактов

6. Отложение осадка (продуктов окисления масла или вымывания из конструктивных материалов) на внутренней поверхности фарфора и на поверхности внутренней изоляции высоковольтных вводов силовых трансформаторов из-за повышенного загрязнения окружающей среды.

Распределение повреждений силовых трансформаторов по узлам и классам напряжений по данным [18] приведено в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Распределение повреждений силовых трансформаторов по основным элементам конструкции и классам напряжений

Элемент конструкции силового трансформатора	U, кВ					
	35		110		220	
	Число	%	Число	%	Число	%
Обмотки	61	30	43	13	10	7
Магнитопровод	0	0	0	0	2	1,5
Система охлаждения	7	3	16	5	8	6
Переключающее устройство	4	2	61	18	26	19
Высоковольтные вводы	27	13	77	23	44	32
Течь масла	15	7	35	10	21	15
Упуск масла	59	30	75	22	24	18,5
Вандализм	31	15	31	9	1	1
Итого	204	100	338	100	136	100

Из таблицы 2.1 следует, что с ростом класса напряжения и мощности силовых трансформаторов увеличивается их удельная повреждаемость, минимум имеется для классов напряжения 35 и 110 кВ (1,0 - 1,5 % в год). Рост повреждаемости в зоне 6 – 10 кВ до 5 % и более объясняется низким техническим состоянием распределительных электрических сетей. Уровень повреждаемости трансформаторов 220 кВ несколько выше за счет снижения запасов прочности.

Наибольшая повреждаемость отмечается у высоковольтных маслонаполненных вводов силовых трансформаторов (13% для класса напряжения 35 кВ, 23% для класса напряжения 110 кВ и 32% для класса напряжения 220 кВ), которые могут привести к тяжелым последствиям и отключению электроснабжения потребителей. Также велика повреждаемость обмоток силовых трансформаторов (30% для класса напряжения 35 кВ, 13% для класса напряжения 110 кВ и 7% для класса напряжения 220 кВ) из-за динамической нестойкости к токам короткого замыкания. В последние годы отмечаются повреждения заземленных обмоток мощных силовых трансформаторов из-за протекания по ним квазипостоянных токов во время

сильных геомагнитных возмущений, вызванных потоками солнечного ветра [28].

С ростом класса напряжения наблюдается рост повреждаемости переключающих устройств силовых трансформаторов РПН (2% для класса напряжения 35 кВ, 18% для класса напряжения 110 кВ и 19% для класса напряжения 220 кВ).

В [17] отмечается, что частые повышения напряжения в электрической сети, снижение качества профилактического обслуживания трансформаторов приводят к увеличению повреждаемости отечественных силовых.

По данным НИЦ «ЗТЗ-Сервис» срок службы оказывает значительное влияние на повреждаемость силовых трансформаторов: 5 % повреждений приходится на силовые трансформаторы, работающие 10 лет и менее; 15 % повреждений приходится на силовые трансформаторы, работающие 15 лет и менее и более 30 % приходится на силовые трансформаторы, эксплуатирующиеся 25 лет и более.

Поэтому, для безопасной эксплуатации силовых трансформаторов из-за большого разнообразия возможных дефектов требуется их техническая диагностика для выявления наиболее частых и опасных дефектов.

3 Выявление дефектов в силовых трансформаторах при непрерывном контроле состояния во время работы в системе электроснабжения

Одним из главных средств новых эффективных стратегий обслуживания силовых трансформаторов является непрерывный контроль их состояния. В последнее время заметно выросло применение такой системы контроля. Непрерывный контроль состояния в работе обеспечивает выявление дефектов оборудования на ранней стадии их развития, до того как они перейдут в серьезное повреждение.

Современная тенденция перехода от превентивной профилактики, проводящейся при возникновении дефектов, к профилактике, зависящей от состояния оборудования - к предупреждающей профилактике, требует широкого применения методов непрерывного контроля состояния трансформаторов. Система обслуживания трансформаторов в зависимости от их состояния направлена на увеличение срока службы, организацию оптимальной эксплуатации «критического» оборудования.

В современных условиях наблюдение за рабочим состоянием трансформаторов стало важнейшим фактором надежной работы систем электроснабжения.

3.1 Газовое реле защиты силового трансформатора

Газовое реле является самым простым устройством непрерывного состояния силового трансформатора [11]. Отбор пробы газа из реле позволяет с помощью диагностических методов определить характер и объем повреждения.

Ценную информацию о развитии дефектов в трансформаторе можно получить, измеряя объем и скорость поступающего в реле газа.

Для таких измерений в Ганноверском университете разработан датчик растворенных в масле газов, измеряющий приращение объема газов в газовом

реле. Датчик позволяет определить скорость выделения газов и реагирует на разряды в масле. Зависимость выделяющегося объема газов от числа импульсов разрядов – линейная.

По заданию фирмы Siemens AG на основе такого датчика компанией Messko Albert Hauser GmbH разработано усовершенствованное газовое реле для защиты силовых трансформаторов. Добавление электронной части позволяет существенно повысить точность выявления дефектов за счет определения объема и скорости выделения газов в трансформаторе.

«Электронное» газовое реле, как детектор нерастворенных газов, используется в системе MS2000 непрерывного контроля состояния трансформаторов, разработанной компанией Alstom.

В последние годы налажен выпуск более совершенных, чем ранее, отечественных газовых и струйного реле для силовых трансформаторов. Новые реле РГТ и РСГ обладают повышенной надежностью и расширенными возможностями по контролю скорости потока масла через реле.

3.2 Непрерывный контроль газов в масле

Совершенствуются методы, способы и устройства отбора проб и проведения анализов для непрерывного автоматического контроля концентрации растворенных в масле газов. Разработка мембранных устройств отбора газов и полупроводниковых датчиков раскрывает новые возможности перед автоматизацией процесса.

Датчики непрерывной оценки газосодержания определяют концентрацию растворенного в масле водорода или смеси водорода и других газов, увеличивающуюся при наличии дефектов внутри трансформатора.

Основные требования, предъявляемые к датчикам состава газов: он должен быть как можно избирательным (селективным), реверсивным, точным, быстродействующим (время срабатывания не более 1 – 3 минут),

чувствительным в широком диапазоне концентраций (от 10^{-4} до 100% объема), инертным к условиям окружающей среды, недорогим, миниатюрным.

Наиболее перспективными в плане удовлетворения перечисленных выше требований являются полупроводниковые и электрохимические датчики.

Схема газового датчика на полупроводниковом принципе представлена на рисунке 3.1 [12].

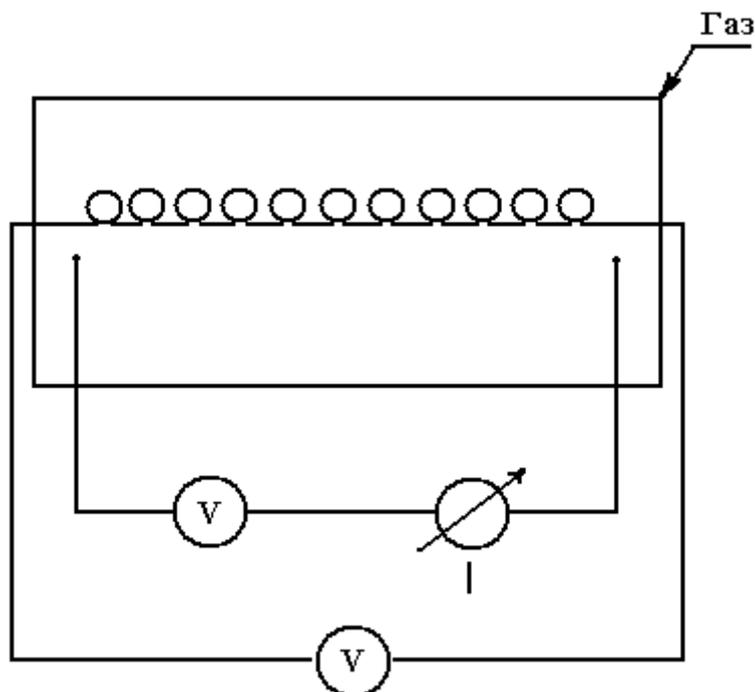


Рисунок 3.1 - Схема газового датчика на полупроводниковом принципе

Одним из первых разработок являются два варианта датчика концентрации водорода в масле, разработанные для использования в энергосистеме ЮАР. Первый вариант датчика использует принцип действия топливного элемента при химическом соединении проникающего через мембрану из масла водорода с кислородом в растворе серной кислоты. Пределы измерения от 0 до $1000 \cdot 10^{-6}$ отн. ед., инерционность – около 70 с. Второй вариант датчика – резистор с электродами, покрытыми диоксидом олова, поверхностная проводимость которой растет с поглощением водорода. Пределы измерения от 0 до $50000 \cdot 10^{-6}$ отн. ед., малая инерционность, существенно больший срок службы, чем у первого варианта.

Канадская компания Morgan Schaffner Systems поставляет установку AMS500 Plus для непрерывного контроля растворенных в масле водорода и воды. Пределы измерений по H_2 от 0 до $5000 \cdot 10^{-6}$ отн. ед. $\pm 2\%$ и $\pm 5 \cdot 10^{-6}$ отн. ед., по влажности масла – от 0 до $100\% \pm 2\%$ и $\pm 1.5 \cdot 10^{-6}$ отн. ед. Установка монтируется прямо на трансформаторе. Результаты измерений отображаются на четырехдекадном дисплее, имеются два порога тревожной сигнализации, соответствующих двум уровням концентрации водорода. Данные измерений запоминаются и могут передаваться на пульт управления подстанцией.

Примерами систем анализа газов в реальном времени, устанавливаемых непосредственно на трансформаторе в комбинации с контролем других параметров (интенсивности частичных разрядов, перегревов изоляции и др.) являются:

- система, используемая в 12 крупных энергообъединениях США, разработанная по заданию института EPRI фирмой Micromonitors Inc., Bend (Oregon), непрерывно определяющая содержание четырех газов (H_2 , CO, C_2H_2 , C_2H_4) с помощью полупроводниковых датчиков, погруженных в масло;

- упрощенная система непрерывного контроля, разработанная компанией ASEA-Brown Boveri T & D Inc., Raleigh (North Carolina) определяющая содержание водорода, оксида углерода и смеси метана и этана, измеряемых в пространстве, отделенном от масла пропускающей газы мембраны с помощью металлооксидных датчиков;

- система непрерывного контроля состояния трансформаторов по многим параметрам компании ABB Secheron с использованием датчика Hydran 201R .

К отечественным разработкам датчиков непрерывного контроля газов в масле относятся сигнализатор горючих газов СГГ-1 для диагностики маслonaполненных трансформаторов и разработанный ВЭИ сигнализатор для непрерывного контроля легких газов в масле. Такой датчик входит в комплекс аппаратных и программных средств непрерывного контроля трансформаторов, также разработанный в ВЭИ.

3.3 Общая концепция контроля выделения газов при работе силового трансформатора

Выделение газов из изоляции в масло имеет различный характер на разных стадиях развития дефектов в трансформаторе. Самая ранняя стадия развития дефектов выявляется ГХА растворенных в масле газов, для начальных стадий – в небольших количествах. Дефекты, вышедшие на стадию заметного развития, выявляются как по содержанию растворенных в масле газов, так и по анализу нерастворенных газов, собирающихся в газовом реле. Развитие дефекта с выделением пузырьков газа (конечная стадия) также выявляется ГХА, но уже возможно срабатывание газового реле. В этом случае производится отбор проб газа из реле. Аварийное отключение трансформатора газовым реле свидетельствует о большом объеме повреждения, анализ масла из реле позволяет уточнить характер дефекта и его опасность [16].

Логическая схема использования анализа газов при диагностике трансформатора имеет две ветви решения о дальнейшей работе или выводе трансформатора в ремонт.

Профилактическая диагностика: периодический и непрерывный контроль газосодержания в масле, контроль объема и темпов выделения нерастворенных газов, прогнозирование выделения газов и образования пузырьков, сравнение с граничными значениями, принятие решения.

Послеаварийная диагностика: анализ газов из реле при его срабатывании, сравнение выделения растворенных и нерастворенных газов, сравнение с граничными значениями, уточнение диагноза, исключение ложного диагноза при выделении из масла растворенного воздуха, принятие решения.

3.4 Непрерывное измерение влаги в масле

Процесс старения бумажно-масляной изоляции сильно ускоряет наличие в ней влаги, поэтому в последние годы в системах непрерывного контроля находят

применение датчики влажности масла, которые оказываются полезными как при постепенном, так и при внезапном попадании влаги в масло. Непосредственное определение количества влаги в твердой изоляции работающего трансформатора недоступно, поэтому при непрерывном контроле определяют увлажненность масла, а о количестве влаги в твердой изоляции судят косвенным способом: по равновесному влагосодержанию в системе масло/картон. Для датчиков влаги в масле используют полупроводниковый чувствительный элемент.

Для непрерывного контроля влажности масла в работающих трансформаторах и в системе обработки масла компания АВВ разработала датчик, измеряющий относительную влажность масла в пределах 0-100 %. Датчик выполнен на основе полиимидной пленки, способной поглощать до 3,3 % воды. Инерционность датчика – около 6 мин. При опытах в установке для обработки масла порог чувствительности по его абсолютной влажности составлял $10 \cdot 10^{-6}$ отн. ед. Датчик врезается в трубку, через которую масло прокачивается дополнительным насосом. Особенно важны показания датчика при 100%-ной влажности, когда в процессе влагообмена возможна концентрация влаги в капли и резкое снижение электрической прочности изоляции [13].

Компания J.W. Harley (США) поставляет датчик, определяющий относительную влажность масла в трансформаторе в пределах от 0 до 93,7 % с точностью ± 1 %.

Непрерывный контроль содержания влаги в масле осуществляет установка AMS500 Plus, поставляемая во многие страны мира компанией Morgan Schaffner Systems (Канада).

3.5 Контроль теплового состояния силовых трансформаторов

Важной проблемой эксплуатации является контроль теплового состояния трансформаторов в работе. Для осуществления такого контроля применяются как косвенные методы, например измерения температуры

верхних слоев масла, так и методы измерения температуры наиболее нагретых точек внутри трансформатора (ТННТ). Такие измерения позволяют оценить перегрузочную способность трансформаторов в динамике, в частности, при типовых испытаниях [7,23,24]. Наибольшие возможности дает применение распределенных волоконно-оптических датчиков температуры, вмотанных в обмотку.

Контроль ТННТ во время работы позволяет определить оптимальное число работающих вентиляторов и насосов при данной окружающей температуре и нагрузке трансформатора. Это позволяет снизить потери в системе охлаждения, повысить КПД трансформатора.

Системы непрерывного контроля нагрева трансформаторов в работе с измерением ТННТ достаточно дороги и используются для управления работой наиболее ответственных и крупных трансформаторов.

Оценка перегрузочной способности с помощью непрерывного контроля состояния опирается на расчет допустимой перегрузки по параметрам тепловой модели трансформатора. В простейшем случае ведется контроль температуры верхних слоев масла, окружающей температуры, кратности и длительности перегрузки. Оптимальная загрузка трансформаторов при непрерывном контроле позволяет продлить срок службы трансформатора, уменьшить потери в них, сократить расходы на его эксплуатацию за счет снижения вероятности повреждений из-за перегревов.

Компания Alstom Schorch Transformatoren GmbH совместно с электрическими сетями PreussenElektra Netz GmbH и Штутгартским университетом применили систему непрерывного контроля MS2000 для контроля перегрузочной способности трансформатора мощностью 250 МВА. Одновременно ведется контроль состояния активной части по ГХА масла и расчет интенсивности старения изоляции.

Обычно применяемые косвенные методы определения температуры обмотки трансформатора все же страдают существенными недостатками и не определяют истинной температуры в обмотке трансформатора.

Разработаны датчики, позволяющие измерять непосредственно температуру в обмотках трансформатора точечного и распределенного типов. Применение волоконно–оптической техники для вывода информации из датчика позволяет поместить датчики непосредственно в обмотку на высоком потенциале, избавиться от электромагнитных помех при измерениях.

Точечные датчики ТННТ обычно используют изменение длины волны света в кристалле-датчике температуры или изменение интенсивности послесвечения флуоресцента на основе фосфоров при изменении температуры. Свет в таких системах измерения передается по оптоволокну. Такие устройства разработаны и используются, в частности, компаниями ABB, General Electric Co (Великобритания), фирмой Luxtron (США) [12].

В контрольно-диагностической системе РТСМС (энергocomпания Imatran Voima, Финляндия) температура наиболее нагретых мест измеряется с помощью точечных датчиков в виде кристаллов арсенида галлия, освещаемого источником света. При повышении температуры наблюдается сдвиг частот поглощаемого света, что позволяет с большой точностью определить температуру в том месте трансформатора, где размещен кристалл.

Датчики непосредственного измерения ТННТ, размещенные в зонах с наибольшим нагревом, позволяют сравнить тепловые нагрузки разных обмоток в одной фазе, найти асимметрию нагрева различных фаз, определить постоянные времени нагрева обмотки и магнитопровода.

Главной проблемой при использовании точечных датчиков ТННТ является выбор места для их размещения, требующий знания мест наибольшего нагрева в активной части трансформатора. В связи с этим разрабатываются распределенные датчики ТННТ, позволяющие определить локальные нагревы по всей длине обмотки.

Физические основы этого метода заключаются в использовании следующего явления: спектр сигнала рассеяния света в оптоволокну имеет «добавки» из-за появления побочных спектральных линий в результате тепловых вибраций материала световода на макро– и молекулярном уровнях.

Разность длин волн этих линий и линии светового излучения источника – стоксово и антистоксово комбинационное рамановское рассеяние света – и позволяет при анализе спектра светового сигнала, проходящего через световод, определять температуру по всей его длине.

Такие датчики входят в систему, разработанную фирмой Cosser Electronics (Великобритания). Усовершенствованная версия измерительной системы (YORK-DTS-80) имеет разрешающую способность по длине 1м/4 км, по температуре $\pm 1^\circ\text{C}$ при времени измерения 10 с и 1м/10 км, $\pm 2,5^\circ\text{C}$ при времени 60 с.

Наиболее ответственные силовые трансформаторы (крупные блочные, сетевые, размещенные в критических узлах сети) оснащаются системами непрерывного контроля температуры, например система с помощью упомянутой выше системы типа MS2000.

Системы на основе датчиков ТННТ обеспечивают сравнительно точный контроль перегрузок, но не позволяют непосредственно определить тепловой износ изоляции, ибо он зависит не только от температуры, но и от наличия влаги и кислорода в масле и твердой изоляции.

Дефекты изоляции успешно выявляются без отключения от сети с помощью измерений интенсивности частичных разрядов (ЧР). Наличие частичных разрядов непосредственно указывает на недостаточную электрическую прочность изоляции, развитие разрядов приводит к повреждению трансформатора.

Непрерывное измерения на работающем трансформаторе позволяют выявить дефекты изоляции со снижением ее электрической прочности на ранней стадии их развития.

Акустические методы нашли себе широкое применение для выявления и обнаружения места ЧР при измерениях на работающем оборудовании как менее подверженные внешним электрическим помехам.

Особенно эффективны акустические датчики ЧР, помещенные внутри бака трансформатора. Такие датчики применяются при контроле особо ответственных трансформаторов и при типовых испытаниях.

Датчики ЧР (электрические и акустические) входят в автоматизированные системы непрерывного контроля состояния крупных силовых трансформаторов, разработанные компаниями Westinghouse (TPAS), Siemens, ABB Calor Emag.

4 Техническая диагностика отключенного силового трансформатора

4.1 Цели обследования силовых трансформаторов

Обследования силового трансформатора с целью определения его работоспособности производят как в рабочем, так и в отключенном состоянии. Контроль в рабочем состоянии определяет необходимость подробного обследования в отключенном состоянии. Возможно потребуются и разборка трансформатора (при твердо установленном наличии опасного дефекта и поисках его места). Результаты обследований позволяют вовремя провести ремонты (не раньше необходимых сроков), не допуская в то же время аварийных выходов из строя.

Поводом к обследованию трансформатора может быть также определение возможности модернизации со снижением повышенных потерь, свойственных старым конструкциям. Наконец, причиной обследования может быть желание повысить нагрузку трансформатора. Это, в частности, объясняется тем, что большая часть сетевых трансформаторов существенно недогружена и есть возможности повышения интенсивности их использования.

В последние годы в нашей стране и за рубежом проводят массовые обследования парка трансформаторов, вызванные быстрым ростом доли трансформаторов, выработавших свой нормативный ресурс.

Эффективность массового обследования показывают, например, результаты работ лаборатории трансформаторов ОАО «ВНИИЭ» и БП «Электросетьсервис» [18]. За 1995-1996 гг. было проведено обследование и подготовлены заключения с оценкой технического состояния и рекомендациями по дальнейшей эксплуатации по 160 трансформаторам и шунтирующим реакторам. Эти обследования показали, что выводы в ремонт по результатам оценки состояния значительно реже, чем по длительности

эксплуатации трансформаторов, что позволяет существенно сократить объемы капитальных ремонтов.

Из обследованных 120 единиц оборудования только 10 требуют замены или вывода в капитальный ремонт.

Требуется также замена 15 вводов. По 30 единицам оборудования, несмотря на длительный срок их службы, даны рекомендации в 1996-1998 гг. капитальные ремонты не планировать.

Обследование более ста трансформаторов, отработавших по 25 лет и более, проведенное НПО «Техносервис-Электро» в системе Центрэнерго, показало, что вывода из работы требуют только 2 % трансформаторов, 23 % - нужен срочный капитальный ремонт и 35 % - незначительный ремонт [12].

Аналогично возможность существенного сокращения выводов в капитальный ремонт показали обследования, проведенные другими организациями, в том числе АО «Фирма ОРГРЭС», АО «СибНИИЭ», АО «Диатранс» и др.

Большое значение эффективности методик обследования трансформаторов подчеркивает тематика Международной конференции «Трансформатор'2009», прошедшей в Колобжеге 27-30 апреля 2009 г. и организованной сетевыми предприятиями, и национальным комитетом СИГРЭ Польши. Представителями ведущих компаний мира, эксплуатирующих и производящих силовые трансформаторы, подробно обсуждались новые методы оценки состояния трансформаторов, применяемые при обследованиях, в том числе определения увлаженности изоляции, деформации обмоток после КЗ, методики ГХА масла. Эти конференции, проводимые в Польше регулярно, очень высоко оцениваются и стоят на третьем месте после сессий СИГРЭ и Doble Client.

4.2 Методы технической диагностики силовых трансформаторов

При предварительной подготовке к обследованию силового трансформатора необходимо иметь данные периодических профилактических испытаний:

- сопротивления изоляции обмоток R_{60} и R_{15} , $\text{tg}\delta$ и емкость изоляции, температура при измерениях (данные, полученные на заводе после монтажа и капитального ремонта, данные последних трех измерений при профилактике);

- сопротивления обмоток постоянному току (данные заводские, монтажные, после капитального ремонта и в эксплуатации);

- данные анализа масла: пробивное напряжение, $\text{tg}\delta$ при 20, 70 и 90°C (последние измерения $\text{tg}\delta$ масла – при температуре измерений параметров изоляции), значение кислотного числа КОН, температура вспышки, наличие механических примесей;

- результаты газохроматографического анализа контроля газов (ГХА), растворенных в масле с датами отбора проб за последние три года;

- сопротивления КЗ Z_k для рекомендуемых пар обмоток, паспортные значения u_k и сведения о протекавших токах КЗ (с выделением отдельно числа КЗ на шинах подстанции и вблизи них).

Программа обследования трансформаторного оборудования выполняется в соответствии с РД 153-34.3-46.304-00. Положение об экспертной системе контроля и оценки состояния и условий эксплуатации силовых трансформаторов [8].

При обследованиях трансформаторного оборудования в первую очередь производится осмотр трансформатора, наружный и внутренний (через соответствующие люки).

Внутренний осмотр доступных узлов трансформатора производится при наличии специальных люков.

Для осмотра внутри трансформатора компанией Imatran Voima Oy (Финляндия) используется специальный эндоскоп, в состав которого входят комплект объективов, управляемых микроэлектродвигателем, световод и видеокамера. С его помощью проверяются состояние обмоток, охлаждающих каналов и т.д.

Контроль качества масла. Программа обследования трансформаторов, принятая РАО «ЕЭС России», включает хроматографический анализ пробы масла с определением содержания газов H_2 , N_2 , O_2 , CO , CO_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 , C_2H_6 , а также воздуха и воды. Определяется содержание фурановых соединений и ионола в масле, контролируются оптические показатели масла трансформатора и вводов (показатель преломления, мутность, цвет), определяется сорт масла, число омыления и наличие продуктов старения масла инфракрасной спектроскопией [22].

Примером особого внимания контролю качества масла при обследованиях трансформаторов является система OLTT (On-Line Transformer Testing) компании S.D. Myers (США). Карта обследования, заполняемая для конкретного трансформатора, содержит паспортные данные трансформатора, его электрические характеристики, особенности эксплуатации. Приводятся результаты осмотров: уровни масла, температуры, давление или вакуум в баке, состояния окраски, наличие утечек. Для пробы масла фиксируются дата изготовления, даты отбора проб, кислотное число, поверхностное натяжение, электрическая прочность, цвет, удельный вес, прозрачность, осадок, концентрация присадок, значение $tg\delta$ масла (предпочтительно при $100^\circ C$).

Приводятся данные ГХА пробы масла по девяти газам, проводимого компанией. С помощью плазменной спектроскопии определяется содержание металлических частиц. Влагосодержание масла, измеряемое в 10^{-6} отн. ед., определяется по методу Карла Фишера. В карте обследования приводятся: дата отбора пробы, условия транспортировки пробы, температура нижних

слоев масла при отборе пробы (для определения относительной влажности), влага в процентах от массы твердой изоляции.

Измерения электрических характеристик отключенного трансформатора позволяют определить наличие неоднородностей в изоляции, что, в свою очередь, указывает на наличие дефектов или общего старения. Электрические характеристики, отражающие параметры схемы замещения изоляции, взаимосвязаны, в том числе и детерминированными соотношениями.

Измерение сопротивления изоляции позволяет определить лишь грубые дефекты оборудования: сквозной прогар, сильное увлажнение или загрязнение изоляции. Измерения проводятся обычно мегаомметром на напряжение 2,5 кВ с использованием зажима «экран» для измерений по зонам. Сложность достоверного определения температуры обмотки (по ее сопротивлению постоянному току) снижает ценность сопротивления изоляции как параметра оценки состояния обмотки.

Измерения сопротивления изоляции обмоток R_{60} и R_{15} входят в программу обследования трансформаторов РАО «ЕЭС России». В соответствии с «Объемом и нормами испытаний электрооборудования» абсолютное значение сопротивления изоляции является браковочным критерием для трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно, вводимых после ремонта. Для более высоких классов напряжений за критерий принято 50 % исходных (заводских) значений.

Тангенс угла потерь $\text{tg}\delta$ и емкость изоляции, измеряемые на переменном напряжении промышленной частоты, позволяют выявить увлажнение и загрязнение изоляции на более ранней стадии, чем измерение сопротивления изоляции. Определение $\text{tg}\delta$ и емкости изоляции входят в программу обследования трансформаторов, принятую РАО «ЕЭС России».

Чаще всего для определения емкости и $\text{tg}\delta$ изоляции трансформаторов используется мост Шеринга, применяющийся при измерениях, как на высоком, так и на низком напряжении. Применяются три схемы измерений –

с заземленным объектом, с незаземленным объектом и с экранированием при измерениях по зонам изоляции.

Для эффективного выявления дефектов изоляции при измерениях C и $\text{tg}\delta$ должно быть обеспечено исключение электромагнитных влияний соседнего не отключенного оборудования, что является непростой задачей, но в принципе решаемой. Источником погрешностей и посторонних влияний при измерениях мостом Шеринга являются паразитные емкости между ветвями ВН, и НН моста. Дальнейшее развитие схемы моста для повышения устойчивости к влиянию помех заключалось в добавлении ветви Вагнера, регулирующей напряжение на экранирующем выходе.

В отечественной практике применяется переключение полярности или изменение фазы приложенного к объекту напряжения, метод компании Tettex заключается в вычитании тока помехи из измеряемого, компании Doble – в измерениях на частоте не равной, но близкой к частоте сети, шведская фирма Programma Electric предлагает проводить измерения в широком диапазоне частот с экстраполяцией, исключая частоту сети.

Примером распространенного моста Шеринга является выпускаемый компанией Haefely Trench – Tettex Instruments мост 2801.

Этот мост предназначен для измерения емкости как заземленных, так и незаземленных объектов. Балансировка моста производится резистивными декадами, проволочным потенциометром и емкостными декадами. Схема моста приведена на рисунке 4.1.

Отличие схемы от классического моста Шеринга в том, что нуль-индикатор включается не строго в диагональ, а на потенциометр, включенный последовательно с R_3 . Плечо с R_3 шунтируется переключателем пределов измерения. Специальных шунтов для измерений с большими токами не требуется. С помощью ветви Вагнера регулируется напряжение на экране.

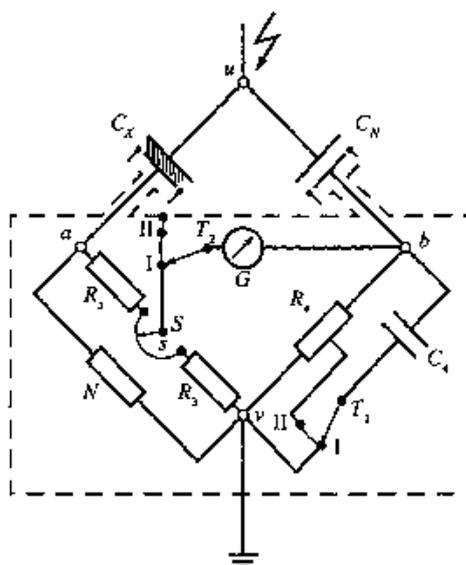


Рисунок 4.1- Схема моста 2801 (Haefely Trench Tettex)

C_x - испытуемый объект,

C_N - эталонная емкость от 50 пФ/1200 кВ до 0,1 мкФ/1кВ,

R_3 - декады 0-1111 Ом,

R_4 - набор 0,1-10 кОм,

R_5 - вспомогательное сопротивление,

N - шунты 0,1-50 Ом,

C_4 - магазин емкостей 50 пФ-1,111 мкФ,

G - гальванометр,

S - реохорд 0,02-1,1 Ом,

T_1 - пределы по $tg \delta$,

T_2 - контроль экрана

Нуль-индикатор моста – внешний, набор эталонных емкостей 100 пФ, 1000 пФ – с газовой изоляцией, 1000 пФ, 0,01 мкФ, 0,1 мкФ – с полистиреновой изоляцией.

Пределы измерения при $C_{эт}$ 100 пФ от 0 до 11 мкФ, погрешность по емкости – в пределах $\pm 0,04\%$

Чувствительность моста по $tg \delta$ при емкости объекта 100 пФ, напряжении 1000 В и частоте 50 Гц составляет $(1-2)10^{-6}$. Возможны измерения на частотах 10-1000 Гц, индуктивности и добротности по схеме моста Максвелла и Хэя, взаимоиנדукции по схеме моста Carey-Foster. Вес моста 20 кг.

В 60-х годах начали применять схемы типа токового компаратора, имеющие между ветвями ВН и НН разделительный трансформатор с

минимальной связью с потоками рассеяния (например, в виде тора). Компания Guideline Instrument разработала модификацию моста Шеринга с токовым компаратором вместо ветви $R_3 - C_4R_4$. Таким путем удалось избавиться от паразитных емкостных связей и получить высокую чувствительность по $\text{tg}\delta$.

Примером такого измерительного устройства является установка для измерений в условиях подстанций ВН характеристик изоляции на напряжении 12 кВ типа 2816/5284 компании Haefely Trench. Компаратор установки имеет четыре обмотки, токи влияний компенсируются до подачи напряжения на измеряемый объект.

Установкой проводятся измерения в цифровой форме значений емкости, диэлектрических потерь, индуктивности, добротности, тока намагничивания, потерь в стали, напряжения, мощности. Главное назначение установки – измерения при профилактике оборудования ВН, особенно - силовых трансформаторов.

В отличие от обычного автобалансирующегося моста установка определяет сдвиг фаз между двумя токами разных ветвей. Эталонный конденсатор на напряжение 12 кВ имеет элегазовую изоляцию.

Установка представляет собой комплект с испытательным трансформатором и подсоединительными кабелями.

Пределы измерения по емкости на 12 кВ - до 53 тыс. пФ, на напряжении 1 кВ – до 0,63 мкФ с разрешающей способностью 0,01 пФ.

Погрешность по емкости $\pm 0,05$ % измеряемой величины или ± 1 деление шкалы; по $\text{tg}\delta \pm 1$ % измеряемой величины или $\pm 1 \cdot 10^{-4}$.

Время первого измерения – 4 с, далее – 0,6 с. Предусматриваются измерения как незаземленных, так и заземленных объектов и позонные измерения. Вес установки 40 + 86 + 24 кг. Имеется и перевозимый вариант установки (2818/5283).

В последнее время схемы автобалансирующихся мостов или компенсаторов получили широкое распространение.

Компанией Haefely Trench AG – Tettex Instruments выпускается целый спектр измерительных установок для измерений емкости и $\text{tg}\delta$, в том числе: полностью автоматический мост 2876a/5935 для измерений C и $\text{tg}\delta$ с высокой точностью, мост 2809 для точных измерений C и $\text{tg}\delta$ с цифровым отсчетом для оценки состояния изоляции оборудования, установки для измерения C и $\text{tg}\delta$ с ручной балансировкой и встроенным нуль – индикатором типов 2811, 2805, 2821, 2822 (портативный мост, мост высокой точности для исследовательских целей, установки для измерений твердых и жидких образцов со встроенной эталонной емкостью).

На рисунке 4.2 приведена схема моста 2809, представляющая собой автобалансирующуюся схему типа трансформаторного компаратора.

Компания предоставляет также программное обеспечение для обработки последовательных измерений C и $\text{tg}\delta$, которое дает возможность графически представить ход параметров во время испытаний, при изменении напряжения или других характеристик, определять отклонения параметров при серийных измерениях, сигнализировать о выходе отклонений за допуски.

Полный комплект аппаратуры для испытаний оборудования содержит передвижная испытательная установка (test vans), поставляемая компанией. Такая установка для измерений изоляции ВН, $\text{tg}\delta$ и ЧР на напряжении до 20 кВ содержит испытательный трансформатор мощностью 50 кВА, защитные фильтры высших гармоник, измеритель ЧР с киловольтметром, эталонное сопротивление, конденсатор связи, установку для автоматического измерения C и $\text{tg}\delta$, эталонный конденсатор 1 нФ на напряжение 25 кВ, матричный принтер.

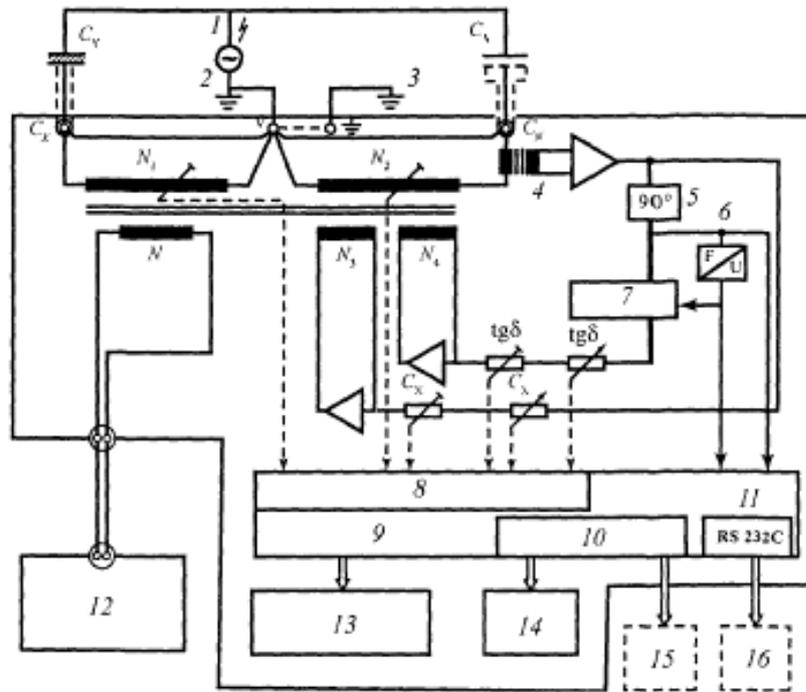


Рисунок 4.2 - Структурная схема моста 2809 (Haefely Trench Tettex)

1 - испытательное напряжение; 2 – заземление; 3 – защитный экран;
 4 - трансформатор тока; 5 - схема сдвига фазы на 90° ; 6 - преобразователь «частота/напряжение»; 7 – умножитель; 8 - индикатор положения переключателей;
 9 – микропроцессор; 10 - интерфейс принтера; 11 - интерфейс компьютера;
 12 - нуль-индикатор типа 5516; 13 - дисплей измеряемых величин; 14 - внутренний принтер; 15 - внешний принтер; 16 – компьютер; C_x - испытуемый объект;
 C_N - эталонная емкость от 10 пФ до 1 мкФ. Обмотки трансформатора; N_1 - предел измерения по емкости; N_2 - балансировка по емкости; V - индикатор нуля;
 N_3 - балансировка по $\text{tg } \delta$; N_4 - точная балансировка по емкости

Установка снабжена испытательными и измерительными кабелями длиной 100 м. Имеется кабина с широким окном, где размещена управляющая и измерительная аппаратура и отсек с оборудованием высокого напряжения.

В последнее время для измерений на заземленных объектах с исключением влияний паразитных емкостей между измерительной и питающей ветвью моста применяется волоконно–оптическая связь измерительной части с ветвью ВН. Примером может служить экспонированный на Ганноверской ярмарке 1997 г. прибор типа LDV-5 компании Lemke Diagnostics, предназначенный для измерений емкости и $\text{tg } \delta$ на заземленных объектах – кабелях, трансформаторах, генераторах.

Дальнейшее развитие защита от посторонних влияний при измерениях на подстанции ВН получила в таких распространенных за рубежом измерительных установках, как прибор M4000 (12 кВ) для измерения $\text{tg}\delta$ и емкости изоляции, разработанный компанией Doble Engineering и Delta 2000 (10 кВ), разработанный компанией Biddle –AVO International. Схема обеих установок близка к цифровому ваттметру, измеряющему ток в изоляции по компенсационной схеме.

Проведение измерений прибором M4000 на частотах 47,5 и 52,5 Гц, т. е. немного ниже и выше промышленной частоты, с использованием активных фильтров позволяет значительно снизить уровень помех (в 7 раз на частоте 47,5 по сравнению с 50 Гц). За результат принимается среднеарифметическое из двух измерений, достаточно хорошо соответствующее значению, которое измерялось бы на частоте 50 Гц. Мощность питающего преобразователя прибора M4000 3кВА.

Компания Doble имеет базу данных, содержащую значения $\text{tg}\delta$ нескольких тысяч трансформаторов, измеренные за последние 50 лет. По этой базе можно подобрать и фирму, и тип, и условия работы для сравнения с контролируемым трансформатором.

Шведская фирма Programma Electric предлагает аппаратуру для измерения $\text{tg}\delta$ на частотах от доли миллигерца до нескольких сотен герц. Экстраполяция кривой этой зависимости позволяет исключить помехи от сети. Кроме того, сама зависимость $\text{tg}\delta$ от частоты показывает увлажненность изоляции и масла. Для оценки состояния изоляции фирма имеет каталог таких кривых.

В отечественной практике применяется мост типа P-5026, позволяющий регулировать напряжение на экране. При работе с этим мостом возможно использование компенсатора помех, особенно в условиях сильных помех, когда применение фазорегулятора недостаточно. При таких измерениях производится компенсация тока в указателе равновесия до нуля без подачи испытательного напряжения.

Абсорбционные процессы являются следствием перераспределения зарядов в изоляции. Методы оценки увлажненности твердой изоляции трансформаторов, использующие электрические характеристики всего комплекса изоляции «бумага–масло», основаны на появлении дополнительной неоднородности структуры при появлении включений влаги. По схеме замещения Максвелла изоляция представляется параллельно включенными геометрической емкостью (которая зависит от размеров и конфигурации изоляции и не зависит от внутренних неоднородностей) и абсорбционной емкостью, состоящей из бесконечного ряда RC -цепочек (замещение взаимных емкостей и сопротивлений утечки неоднородных включений). Чем дольше анализируется процесс абсорбции, тем выше чувствительность определения наличия неоднородности в изоляции (в том числе включений влаги).

Неоднородности в бумажно-масляной изоляции могут быть выявлены с помощью измерения $\operatorname{tg}\delta$, однако этот параметр, измеряемый на промышленной частоте, начинает существенно расти только при опасной степени увлажненности бумаги. Измерения $\operatorname{tg}\delta$ на очень низких частотах (например, на 0,01 Гц) дают высокую чувствительность к увлажнению, но затруднительны в исполнении.

Для выявления начальной степени увлажнения изоляции в настоящее время все шире (Венгрия, Великобритания, Франция, Швейцария) используются методы анализа поляризации в изоляции в диапазонах низких и очень низких частот.

Одной из первых таких разработок являлся метод контроля влажности изоляции обмоток трансформаторов, разработанный в Великобритании исследовательской организацией ERA в начале 50-х годов. Созданный для этой цели прибор *Dispersionmeter* измерял напряжение, которое восстанавливалось при проявлении абсорбционных процессов после кратковременного замыкания предварительно заряженного объекта контроля.

Предложенная в Венгрии в начале 90-х годов методика анализа спектра поляризационных процессов в бумажно–масляной изоляции, распространяющегося до очень больших постоянных времени (порядка тысячи секунд и более), находит все большее распространение в европейских странах. Анализ спектра поляризации проводится при измерениях напряжения, восстанавливающегося после кратковременного замыкания предварительно заряженного объекта.

Анализ измеренных данных позволяет определить качество бумажной изоляции в бумажно-масляной системе в дополнение к другим параметрам – $\text{tg}\delta$, ЧР, показателям качества масла и др. Наличие более одного пика напряжения указывает на неоднородность изоляции. Для вновь изготовленных трансформаторов это может быть из-за неполной сушки изоляции, слишком малого времени сушки, плохой циркуляции или недостаточного вакуума. Для трансформаторов, находившихся в работе, это может свидетельствовать о наличии горячих точек, зон деполимеризации и др.

Ниже приведена доминантная постоянная времени поляризационного процесса t в зависимости от содержания влаги в модели бумажно-масляной изоляции [9]:

Влагосодержание, %	0,5	1,0	2,0	3,0	4,0
t при 25°C, с.....	2000	800	150	18	1,3
t при 64°C, с.....	100	25	1,5	0,1	0,005

Для практического применения анализа поляризационных процессов при контроле состояния трансформаторной изоляции компания Naefely Trench AG – Tettex Instruments поставляет автоматический измеритель восстанавливающегося напряжения типа 5461, предназначенный для диагностики бумажно–масляной изоляции, особенно силовых трансформаторов на месте установки.

Схемой, управляемой микропроцессором, измеряются: зарядное напряжение, восстанавливающееся напряжение, начальная крутизна, пиковое

значение восстанавливающегося напряжения, время до пика, сопротивление изоляции, коэффициент поляризации, напряжение помех. С помощью прибора по доминирующей постоянной времени и температуре изоляции на основе таблиц Tettex определяется относительное влагосодержание твердой изоляции в процентах массы.

Измерения проводятся при замкнутой накоротко обмотке, одна из обмоток заряжается от установки RVM, другие – заземлены. Обычно измерения начинаются с обмотки НН.

Опыт измерений на реальных силовых трансформаторах показал, что преобладающая постоянная времени или время достижения максимума восстанавливающегося напряжения (RVM) непосредственно связаны с увлажненностью изоляции обмоток. Зависимости этих величин от температуры изоляции не меньше, чем у других методов, использующих абсорбционные свойства изоляции.

Авторы разработки считают, что с помощью анализа спектров поляризации можно контролировать увлажнение обмоток трансформатора за время ремонта, при хранении, а также эффективно контролировать ход процесса сушки. Спектр поляризации, по мнению авторов, связан также со степенью старения бумажной изоляции.

Новые методы весьма чувствительны к увлажнению изоляции и, что особенно важно, к небольшому влагосодержанию. Это достигнуто анализом поляризационных процессов в области весьма продолжительного времени заряда и разряда объекта. С другой стороны, это требует продолжительного времени измерения, что осложняет действия персонала в условиях контроля состояния реального трансформатора. Кроме того, с повышением чувствительности растет опасность влияния других факторов, кроме увлажнения изоляции. Так, практика показывает, что на восстанавливающееся напряжение может существенно влиять сопротивление изоляции и свойства масла, которым залит трансформатор.

Работы по освоению новых методов, основанных на анализе поляризационных эффектов в широком диапазоне времени, проводятся в Польше, Франции, Швейцарии и других странах. Используются как измерение восстанавливающегося напряжения предварительно заряженного и кратковременно разряженного объекта, так и измерения токов заряда и разряда.

В университетах Австралии и Бразилии были проведены работы по моделированию спектров поляризации в бумажно-масляной изоляции, в результате которых получены математические выражения для связи измеряемых токов абсорбции и восстанавливающегося напряжения со схемой замещения контролируемого объекта. Проведена также экспериментальная проверка этих зависимостей на реальном трансформаторе.

В системе контроля состояния силовых трансформаторов компании Electricite de France определение восстанавливающегося напряжения предусматривается на втором уровне обследования (в числе уточняющих методов). Для новых неувлажненных трансформаторов доминантная постоянная времени поляризации составляет 1000 с и более. Значения постоянной времени ниже 1 с свидетельствуют о плохом состоянии изоляции, вызванном увлажнением и химическим старением системы «масло–бумага». Обследования намечено повторять каждые 5 лет.

Энергетики Польши имеют уже значительный опыт работы с измерителем восстанавливающегося напряжения 5461. Практика измерений показывает, что новые и отремонтированные трансформаторы имеют малоувлажненную изоляцию с временем максимума RVM 1000 с, работающие трансформаторы могут иметь снижение этой величины до 20 с, в случае значительного увлажнения – до 10 с, измеренная на трансформаторе после аварии с попаданием воды в масло время максимума снизилось до 0,3 с. Все же следует отметить, что этот метод оценки состояния изоляции – вспомогательный.

Опыт энергокомпании BKW FMB Energie AG и фирмы – производителя трансформаторов ABB Secheron SA (Швейцария) показывает, что из-за увлажнения изоляции трансформатора во время ревизии на открытом воздухе время максимума восстанавливающегося напряжения может увеличиться в 100 раз.

Подробные исследования, проведенные в университете штата Кливленд, Австралия, основанные на многочисленных опытах ускоренного старения изоляции, показали эффективность оценки степени старения бумажно–масляной изоляции с помощью поляризационных спектров и их хорошую корреляцию с молекулярной массой целлюлозы и концентрацией фуранов в масле.

При известной геометрии системы можно рассчитать результаты измерений как восстанавливающегося напряжения, так и токов заряда и разряда. Точное количественное определение остатков влаги в целлюлозе ни одним из этих методов в настоящее время невозможно. Старение изоляции можно выявить только путем сравнения измеренных данных с ранее полученными.

Использование предлагаемых за рубежом характеристик абсорбционных процессов для оценки состояния изоляции оборудования предлагалось различными отечественными специалистами. Из последних работ в этом направлении следует отметить анализ, проведенный специалистами БП «Электросетьсервис», с рекомендациями по освоению контроля силовых трансформаторов измерителем восстанавливающегося напряжения типа RVM 5461 (Haefely Trench) и автоматическим цифровым измерителем токов абсорбции ЦИТА-1 отечественной разработки.

4.3 Метод «емкость-частота»

В Советском Союзе методы контроля влажности изоляции трансформаторов разрабатывались с конца 40-х годов. Широкое использование получил метод «емкость–частота». В настоящее время разработаны приборы, использующие однократный заряд емкости обмотки трансформатора и разряд ее на эталонный конденсатор значительно большей емкости, чем объект контроля. Напряжение на эталонном конденсаторе, измеряемое электрометрической схемой, пропорционально емкости объекта. С помощью приборов типа ЕВ («емкость-время») можно измерить отдельно геометрическую емкость C при однократном разряде в течение 10 мс и прирост емкости ΔC за счет абсорбционных процессов в течение 1 с при предварительном разряде объекта в течение 4 мс. Показателем увлажнения является отношение $\Delta C/C$. Повышение чувствительности позволило использовать метод для оценки состояния обмоток трансформатора без масла.

По рекомендациям инструкции по контролю состояния изоляции трансформаторов перед вводом в эксплуатацию трансформаторы можно включать без сушки при условии, что величина $\Delta C/C$ (измеренная без масла) не превосходит следующих значений [8]:

Температура при измерениях, °С.....	10	20	30	40	50
$\Delta C/C$, %, для трансформаторов:					
до 35 кВ включительно.....	13	20	30	45	75
110-150 кВ.....	8	12	18	24	44

На рисунке 4.3 показано, как зависит относительный прирост емкости $\Delta C/C$ от увлажнения изоляции при сравнении двух групп силовых трансформаторов: *A* - прошедших сушку и *B*- увлажнившихся вследствие длительного пребывания на воздухе (данные измерений приведены к температуре 25 °С). Значение 10 % является гранью, выше которой находятся

все трансформаторы, нуждающиеся в сушке. Метод нашел применение также при контроле сушки выемкой части трансформатора в заводских условиях.

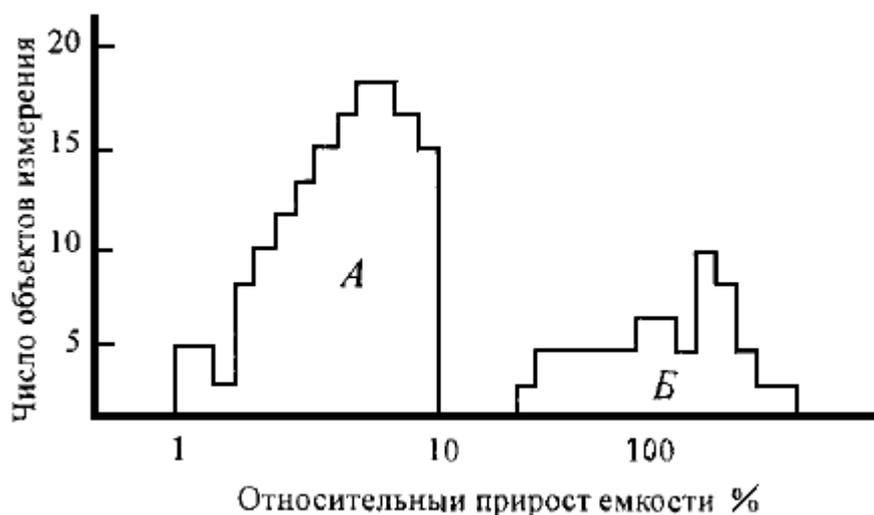


Рисунок 4.3 - Отбраковка трансформаторов по степени увлажненности по методу «емкость-время» (трансформаторы не залитые маслом)

A - трансформаторы после сушки; *Б* – увлажнившиеся трансформаторы

Высокая чувствительность величины $\Delta C/C$ к увлажнению изоляции с поверхности, соприкасающейся с увлажненным воздухом, позволила применять метод для ограничения пребывания выемной части на открытом воздухе в процессе ревизии силового трансформатора.

Широкое применение емкостных методов контроля влажности в СССР было обеспечено тщательным выбором параметров цикла «заряд–разряд» и подробной проработкой влияния на результаты измерения таких факторов, как свойства масла, залитого в трансформатор, индуктивность обмоток трансформатора, схема измерения и др. Определена температурная зависимость емкостных параметров так значение $\Delta C/C$ возрастает для изоляции обмоток, не залитых маслом, в 1,55 раза через каждые 10°C . Нормы на допустимые значения емкостных параметров были установлены на основании контроля состояния сотен силовых трансформаторов.

Проведенные в венгерской энергосистеме исследования взаимосвязей между разными абсорбционными параметрами изоляции показали, что

измерение емкости на частотах 0,25; 2,0 и 50 Гц позволяет определять опасную степень увлажненности трансформатора, однако начальные стадии увлажнения хорошо выявляют измерения преобладающей постоянной времени поляризационного процесса или времени максимума восстанавливающегося напряжения.

При измерениях многослойных масло пропитанных образцов бумаги значение C_2/C_{50} было равно 1,2 при 3,5 % (25 °C), 3 % (38 °C) и 2 % влаги (64 °C). Значение $C_{0,25}/C_{50}$ было равно 1,2 при 3 % (25°C), 2,5 % (38 °C) и 1,5 % влаги (64 °C). Время максимума RVM соответствовало: 0,3 с - 4 %; 15,0 с - 3 %; 100 с - 2 %, 250 с - 1 %; более 500 с - 0,5 % влаги.

Измерение частичных разрядов при подаче повышенного по сравнению с рабочим напряжением является одним из самых эффективных методов выявления дефектов в трансформаторе. При обследовании на месте установки используются измерения интенсивности частичных разрядов при подаче повышенного напряжения возбуждения трансформатора (обычно на частоте выше рабочей). Передвижные лаборатории высоких напряжений для таких испытаний применяются в Австралии (на частоте 300 Гц), Бразилии (измерения ЧР при 130 % номинального напряжения), КНР, США.

Для измерений частичных разрядов в итальянской энергокомпании Enel применяется передвижная установка, испытывающая трансформатор повышенным напряжением с частотой 130 Гц. Измерения производятся в такой последовательности: в течение 5 мин при напряжении $1,3 U_{раб}$; в течение 1 мин при $1,5 U_{раб}$ и в течение получаса при $1,3 U_{раб}$. При интенсивности разрядов более 500 пКл определяют корреляцию между электрическими и акустическими сигналами для определения места разрядов [188]. Компания ABB Secheron SA в швейцарской энергосистеме применяет выявление частичных разрядов в изоляции при подаче на трансформатор возбуждения от постороннего источника (трехфазный двигатель-генератор 60 Гц) с напряжением 1,1 номинального, прикладываемым к третичной обмотке.

Частичные разряды измеряются цифровым прибором, работающим через полосовой фильтр со спектроанализатором; калибровка производится внешним сигналом. Определение места разрядов осуществляется с помощью акустических датчиков. Запоминание сигнала в цифровой форме позволяет составить каталог вида частичных разрядов при разных дефектах и использовать его для определения места дефектов.

Примером устройства для испытаний изоляции от постороннего источника служит статический преобразователь частоты для испытания мощных трансформаторов типа СПЧ-3,6, изготовленный в ВЭИ. Преобразователь, питаемый от сети 6,3 кВ 50 Гц, на выходе имеет плавно регулируемое напряжение от 0 до 11 кВ с частотой 49,5-62 Гц, 100 и 225 Гц. Имеющееся в комплекте компенсирующее устройство в виде конденсаторных батарей позволяет испытывать трансформаторы мощностью до 500 МВА. При испытаниях на заводе в г. Запорожье шунтирующего реактора мощностью 120 Мвар на частоте 60 Гц выходная мощность составляла 1,5 МВ-А. Преобразователь выполнен на IGBT-транзисторах, с режимом широтно-импульсной модуляции на частоте 7 кГц.

Подробный анализ возможности распознавания различных источников частичных разрядов при испытании крупных силовых трансформаторов индуцированным напряжением проведен в совместной работе университета г. Дельфт (Нидерланды), канадского института IREQ и приборостроительной фирмы Haefely Trench. Для анализа измерений частичных разрядов на многих объектах применялся кластерный метод обработки, создана база данных для диагностики.

Научные институты и университеты Японии проводят исследование акустических волн от разрядов в масле, направленные на разработку методики отыскания места частичных разрядов в трансформаторе.

Интересно отметить, что для повышения эффективности выявления дефектов с помощью измерения ЧР японскими производителями

трансформаторов приняты меры по снижению уровня помех от самого трансформатора путем оптимального проектирования машин.

Многими фирмами выпускается специализированная аппаратура для испытаний повышенным напряжением с одновременным измерением ЧР. Примером такой установки является система типа 9120 компании Haefely Trench AG - Tettex Instruments, входящая в комплекс для испытаний высоковольтного оборудования.

Измерения производятся по мостовой схеме Kreuger'a 9120/9-ВК для незаземленных объектов (рисунок 4.4) и по прямой схеме – для заземленных объектов (рисунок 4.5).

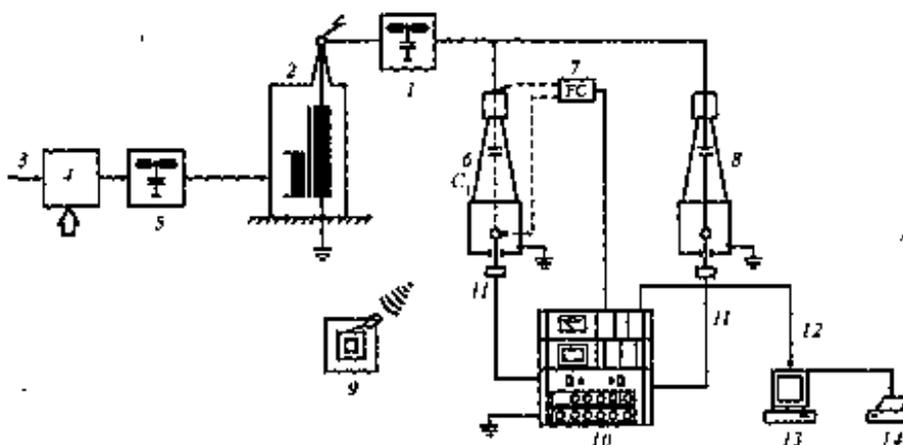


Рисунок 4.4 - Измерения частичных разрядов на незаземленном объекте с помощью детектора типа 9124 (Haefely Trench Tettex):

1 - фильтр верхних частот; 2 - источник высокого напряжения; 3 - от сети; 4 - управление; 5 - фильтр низкого напряжения, 6 - испытуемый объект; 7 - устройство связи для калибровки, 5 - второй испытуемый объект, 9 - ультразвуковой детектор ЧР, 10 - детектор ЧР по схеме мосга (тип 9124), 11 - соединительный кабель, 12 - интерфейс RS 232, 13 - компьютер; 14 - принтер

Детектор частичных разрядов типа 9124 для мостовой схемы или 9126 для прямой схемы имеет усилитель узкополосный с диапазоном частот 20 кГц - 2 МГц, стрелочный прибор, показывающий заряд в пикокулонах, средний ток разрядов, квадрат значения заряда в с, частоту повторения разрядов в герцах. Система имеет дисплей на мониторе 10 x 8 см с линейной

разверткой или эллипсом, устройство выборки окна по фазе испытательного напряжения. Запись ведется в линейном или логарифмическом масштабах. Система имеет калибратор, киловольтметр (1–1000 кВ), конденсаторы связи, устройство самоконтроля, портативный ультразвуковой детектор для определения места разрядов типа 9251, работающий на частоте 40 кГц.

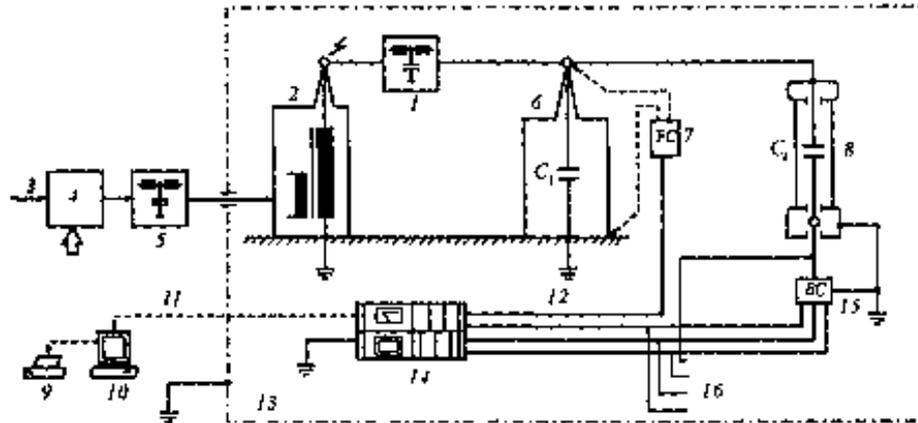


Рисунок 4.5 - Измерения частичных разрядов на заземленном объекте с помощью детектора типа 9126 (Haefely Trench Tettex):

1 - фильтр верхних частот; 2 - источник высокого напряжения, 3 - от сети, 4 - управление; 5 - фильтр низкого напряжения, 6 - испытуемый объект, 7 - устройство связи для калибровки, 8 - конденсатор связи, 9 - принтер; 10 - компьютер, 11 - интерфейс RS 232; 12 - волоконно-оптическая связь; 13 - клетка Фарадея; 14 - детектор ЧР типа 9126, 15 - эталонное сопротивление; 16 - кабельная сборка

Об успешном освоении методики и аппаратуры для измерения ЧР и отыскания их места сообщало австро-украинское предприятие Transformatoren und Oel Service . При совместной работе со специалистами института EGU (Прага, Чехия) выявлялись разряды, возникающие в местах плохих контактов, искрений в короткозамкнутых контурах, нарушений в системе заземления и пр.

В лаборатории полевых испытаний НИЦ «ЗТЗ-Сервис» в комплекс обследования и диагностики трансформаторов включены измерения интенсивности ЧР широкополосным и узкополосным методами, освоена локализация источника разрядов акустическим методом.

В отечественной практике контроль ЧР в силовых трансформаторах производится, главным образом, во время работы как средство предупреждения аварий. «Объемом и нормами испытаний электрооборудования» измерения ЧР не предусмотрены, в том числе и при испытаниях трансформаторов повышенным напряжением.

Определение уровня и места частичных разрядов электрическими и акустическими датчиками входит в объем комплексного обследования силовых трансформаторов, производимого НПО «Тех-носервис-Электро».

На предприятии ДИАКС состояние изоляции трансформаторов оценивается при обследованиях по значениям ЧР и $\text{tg}\delta$, измеряемых на рабочем напряжении при питании от внешнего источника. Для определения частичных разрядов измеряются заряд q , частота следования n , находится спектр по амплитудам $n_i(U_i)$, рассчитываются средняя мощность, суммарный кажущийся заряд разрядов. Средства измерений – комплекс УКИ-2, в том числе анализатор частичных разрядов РДРА-3, мост Р-5026, датчики ЧР.

Программа обследования трансформаторов, принятая РАО «ЕЭС России», также содержит непрерывный контроль ЧР в маслобарьерной изоляции обмоток и бумажно-масляной изоляции вводов как метод, обеспечивающий отключение трансформатора на стадии развития электрического повреждения, предшествующей появлению электрической дуги.

При измерениях тока и потерь холостого хода выявляются возможные дефекты магнитной системы трансформатора, что важно при решении вопроса о возможности дальнейшей эксплуатации длительно работавших трансформаторов. С помощью измерений тока намагничивания могут быть выявлены также смещения обмоток после КЗ и повреждения межвитковой изоляции, устройства РПН [10].

Измерения тока холостого хода и сравнение его с предыдущими данными входят в комплексы обследований трансформаторов крупнейших

организаций, например энергокомпаний EDF и National Grid, трансформаторостроительных фирм Siemens и Smit Netherlands.

По мнению польских специалистов, для выявления витковых замыканий достаточно сравнивать значения тока возбуждения, измеренные при напряжении 220 В. Специалисты фирмы Doble Engineering рекомендуют напряжение 10 кВ, утверждая, что при меньшем напряжении можно не получить правильных выводов, особенно тогда, когда замыкание охватывает относительно малое число витков.

В отечественной практике (по требованиям «Объема и норм испытаний электрооборудования») измерения потерь холостого хода проводятся при напряжении и по схемам, при которых производилось измерение на заводе.

Для вновь вводимых после ремонта трансформаторов измеренные значения потерь в соответствии с действующими нормами не должны отличаться от заводских данных более чем на 5%. При комплексных испытаниях в процессе эксплуатации отличие измеренных значений потерь от исходных данных не должно превышать 30%.

Опыт холостого хода на номинальном напряжении является заключительным при обследовании трансформатора перед вводом его в работу.

Измерения сопротивления обмоток постоянному току являются одними из наиболее ранних в применении методов контроля состояния трансформатора и в то же время - одним из наиболее действенных. С их помощью на практике выявляется значительная часть дефектных трансформаторов. Сопротивления обмоток определяются при одновременном измерении тока и напряжения или мостовым методом. Измеренные значения сравниваются с полученными ранее. Так, в соответствии с «Объемом и нормами испытаний электрооборудования» при комплексном обследовании трансформатора в эксплуатации они не должны отличаться от исходных более чем на 5 %, а разница в измерениях на разных

фазах не должна отличаться более чем на 2 % (при одинаковых положениях регулировочных отпаяк).

Оценка деформации и смещения обмоток трансформатора, вызванных воздействием мощных КЗ, производится по изменению полного сопротивления обмоток: по значениям сопротивления короткого замыкания (Z_k), по реакции обмоток на воздействие прямоугольного импульса низкого напряжения и по частотной характеристике обмоток, измеренной в широком диапазоне частот.

Из применяемых методов наиболее чувствительным признан метод частотных характеристик. Осваиваются также методы частотного анализа сопротивления рассеяния и добавочных потерь (метод IREQ).

Одним из распространенных методов контроля деформации обмоток трансформаторов является измерение индуктивности рассеяния обмоток. К примеру, в энергокомпании Enel (Италия) деформации выявляются периодическими измерениями индуктивности рассеяния с помощью моста Максвелла. Изменения на 0,2 % по сравнению с начальным значением считаются существенными. Нормой, требующей учащения контроля, являются изменения на 2,5%, при изменении на 5% требуется проведение подробного обследования трансформатора при первой возможности.

На основании практического опыта НИЦ «ЗТЗ-Сервис» отмечается, что измерения сопротивления рассеяния или межобмоточных емкостей недостаточно чувствительны к аксиальным деформациям, скручиванию обмоток, локальным деформациям отдельных катушек.

Измерения полного сопротивления короткого замыкания являются наиболее освоенным и простым методом выявления деформации обмоток на отключенном трансформаторе. При деформации обмоток индуктивность рассеяния и соответственно величина Z_k возрастают столь заметно, что изменение Z_k может быть обнаружено при измерениях приборами класса точности 0,5 %. (Критерием отбраковки по «Объему и нормам испытаний электрооборудования» является отличие на 3% от измеренных до КЗ

величин, а также отличие на 3% Z_k по фазам на основном и крайних ответвлениях обмотки.)

Особенно эффективен контроль изменений Z_k для трансформаторов, недостаточно устойчивых к сжимающим радиальным усилиям.

В нашей стране измерения Z_k нашли широкое применение в эксплуатации, они были предложены НИЦ ВВА в 80-х годах и развиты в совместных работах НИЦ ВВА и ЗТЗ. На ООО «Тольяттинский трансформатор» измерения Z_k используются (вместе с методом НВИ) с 1995 г.

Программа обследования трансформаторов, принятая РАО «ЕЭС России», содержит для оценки опасной деформации обмоток контроль сопротивления короткого замыкания Z_k и (или) метод низковольтных импульсов.

Контроль смещений обмоток трансформаторов **методом низковольтных импульсов (НВИ)** разработан в Польше в 1966 г. Метод развит в нашей стране, в ВЭИ – с 1974 г., и нашел уже в 80-х годах применение в энергосистемах страны, а также за рубежом. Для диагностики по этому методу применяются разработанные в ВЭИ установки типа «Импульс-3» и «Импульс-Кардиограф».

По методу НВИ производится сравнение дефектограммы с номограммой при подаче на обмотку калиброванного прямоугольного низковольтного импульса. Метод имеет высокую чувствительность к деформациям обмотки, однако требует наличия исходной номограммы (снятой на заводе или при монтаже), а также квалифицированного персонала для проведения измерений. С 1991 г. метод НВИ был освоен на испытательном стенде в Тольятти.

За рубежом широкое применение нашел **метод анализа частотных характеристик (FRA – Frequency Responce Analysis)**, разработанный в Канаде до 1978 г и подробно описывавшийся в 80-е годы. Для диагностики состояния отключенного трансформатора используется сравнение частотной

характеристики обмотки со снятой прежде на том же или на однотипном трансформаторе. На практике наиболее распространено измерение реактивной проводимости (отношение I/U) в диапазоне частот до 3 МГц. Специалисты института электроэнергетики США EPRI считают, что этим методом хорошо выявляется потеря прессовки обмоток и последствия воздействия токов КЗ.

Анализ частотных характеристик (FRA) применяется при обследовании трансформаторов в Великобритании (энергоскомпания National Grid), в Польше (организация ZPBE Energoromiar-Elektryka), в США (энергоскомпания PSE & G), во Франции (энергоскомпания EDF), в ЮАР (энергоскомпания Eskom), трансформаторостроительными фирмами ABB Secheron, Siemens и др.

Из зарубежных разработок ближе других к методике ВЭИ **определение переходной функции** трансформатора методами спектрального анализа, которое считается проще в применении, чем метод НВИ. Особенно широко стал применяться метод определения переходных (передаточных) функций с внедрением цифровой техники.

В частности, метод применяется компанией ABB-Secheron, определяющей переходную функцию трансформатора на частотах от 2 кГц до 2 МГц. Переходной функцией является частное от деления сигналов на входе и выходе обмотки трансформатора при подаче импульсного напряжения или напряжения переменной частоты. Частотный спектр определяется с помощью быстрого преобразования Фурье.

Любая деформация обмотки изменяет ее индуктивности и емкости и тем самым характер частотной зависимости. Оценка производится с помощью сравнения со здоровым (новым или отремонтированным) трансформатором. Иногда можно использовать данные, полученные на трансформаторе подобной конструкции. Если нет данных для сравнения, сравниваются три фазы трансформатора. Контроль производится обычно после мощных КЗ в сети. Богатый опыт измерений с определением переходных функций имеется

в лаборатории КЕМА (Нидерланды), где проводились опыты по определению усадки обмоток такими методами.

Большие возможности для определения переходных функций обмоток трансформаторов и оценки деформации обмотки дает применение цифровой измерительной и вычислительной техники при испытаниях. На сессии СИГРЭ 2000 г в докладах приводились примеры таких исследований, как определение переходных функций, получение трехмерных характеристик вибрации, определение деформации обмоток по зависимости потерь рассеяния от частоты.

Определение виброударных характеристик - новый метод испытаний. При вибрационном контроле состояния трансформаторов при измерениях уровня вибраций на баке выявляются дефекты крепления на фундаменте, аномальные вибрации и резонансы из-за полей рассеяния, износ маслонасосов. Такие измерения проводятся при всех подробных обследованиях и периодически – в работе.

Весьма перспективно использование вибрационного контроля для оценки состояния прессовки обмоток и магнитопровода без вскрытия трансформатора. Разработан монитор, проверяющий состояние прессовки следующим путем. В отключенном состоянии к баку прикладывается внешнее ударное воздействие. Регистрируется ЭДС, возникающая в вибрирующих витках обмотки при наличии остаточной намагниченности сердечника. Чем выше степень прессовки в обмотке, тем выше частота вибрации.

Используется и другой метод – в отключенном состоянии к самой обмотке прикладывается электродинамическое воздействие. После затухания электромеханических процессов регистрируется ЭДС в вибрирующей обмотке.

Применяется также измерение вибрации поверхности бака включенного в работу трансформатора. Вибрация возникает из-за воздействия на сердечник и обмотку магнитострикции и

электродинамических усилий. С помощью анализа удельного вклада отдельных гармоник основной частоты в пределах до 1000 Гц определяется вибрация ослабленных, отделившихся механически витков обмотки и листов стали сердечника. Когда снижается степень прессовки, увеличивается порядок и амплитуда гармоник вибрации.

Измерения вибрации на поверхности бака имеют два преимущества: не нужно отключать трансформатор от сети и можно определить нарушения прессовки не только в обмотках, как в методах с внешним механическим или электродинамическим воздействием, но и в сердечнике.

Измерения проводятся дважды: под нагрузкой (не менее 50%) и без нагрузки. При работе без нагрузки электродинамические усилия в обмотке практически отсутствуют, и этот режим характеризует только состояние сердечника. Измерения под нагрузкой охватывают вибрации, как сердечника, так и обмоток. Спектры вибрации обмотки получаются при вычитании результатов, полученных при измерениях без нагрузки из результатов опыта под нагрузкой. По данным анализа спектров вибрации, получаемых с помощью быстрого преобразования Фурье, определяются коэффициенты прессовки обмотки и сердечника, коэффициент состояния элементов конструкции и обобщенный коэффициент состояния трансформатора. Еще одним параметром оценки прессовки является скорость ухудшения состояния, приведенная к одному месяцу.

Трансформаторы с коэффициентом прессовки обмотки более 0,9 считаются имеющими хорошее состояние, остаточное давление прессовки в них составляет от 50 до 100 %. Трансформаторы с коэффициентом ниже 0,8 имеют неудовлетворительную остаточную прессовку в пределах 15-20 %. При коэффициенте прессовки сердечника ниже 0,8 распрессовка считается недопустимо большой. В этих случаях трансформатор находится в критическом состоянии, а компьютерная программа (товарная марка «Веста») показывает, какие части обмотки и сердечника ослаблены.

Начиная с 1994 г. этими методами испытано 430 трансформаторов 110–500 кВ, 50 МВА и выше, из них 400 – в России, 12 – в США и 18 – в Канаде. Было установлено, что 59 трансформаторов находились в критическом состоянии. Ремонт этих трансформаторов показал, что 85% из них имели критически низкое усилие прессовки.

Частотный метод НИЦ «Вибро-Центра» используется также для оценки механического состояния устройства РПН и двигателей системы охлаждения трансформаторов.

Виброизмерения на баке с помощью анализатора вибраций типа Di-2200, анализирующего спектр колебаний в реальном времени с помощью быстрого преобразования Фурье, применялись в энергокомпании Южной Каролины (SCE & G).

Практическое освоение определения распрессовки в нашей стране началось с применения виброударного метода при обследованиях трансформаторов в системе Свердловэнерго в начале 90-х годов. В настоящее время в ООО «Снежинсктехсервис», РФЯЦ-ВНИИТФ и ОАО «УЭТМ» разработан и используется для обследования трансформаторов комплекс ДИК-С1, определяющий при внешнем импульсном механическом воздействии спектр ЭДС, наведенных в обмотках. Определяется собственная частота системы прессовки. Опыт обследования 50 трансформаторов, находящихся продолжительное время в работе, показал, что 53% из них имеют удовлетворительное состояние прессовки, 14 % требуют учащения контроля, а 33% требуют скорейшей подпрессовки, их состояние оценивается, как предаварийное.

В НПО «Техносервис-Электро» при обследовании на работающем трансформаторе применяется оценка качества прессовки с помощью измерения вибрации на баке. Степень прессовки определяется с помощью программы обработки данных «Веста» на основе системы, разработанной НИЦ «Вибро-Центр».

4.4 Периодичность обследования силовых трансформаторов

Периодичность обследования силовых трансформаторов определяется правилами технической эксплуатации оборудования, «Объемом и нормами испытаний электрооборудования» и техническим руководством энергосистемы. Необходимость обследования определяется многими факторами, главным из которых является истинное состояние трансформатора.

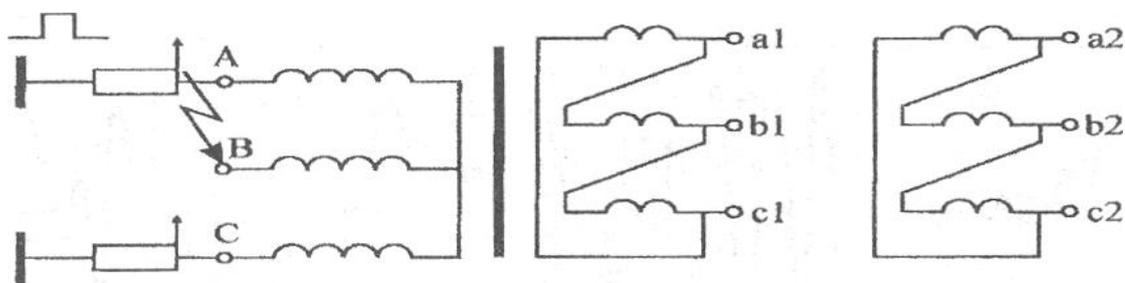
Так, к примеру, по мнению специалистов БП «Электросетьсервис», оценка состояния крупных трансформаторов по всему комплексу параметров с учетом данных эксплуатации и особенностей конструкции трансформатора в виде комплексного обследования необходима для трансформаторов, вышедших за нормированный срок службы, а после 8–12 лет – для определения необходимого объема капитального ремонта. Комплексное обследование необходимо проводить сразу после выявления профилактическими испытаниями дефектов, а также впервые годы эксплуатации, в приработочный период. Объем обследования – различный. Так, для трансформаторов с выявленными в работе дефектами обследование проводится набором методов, уточняющих характер, объем и место дефектов [3].

5 Диагностика силового трансформатора типа ТРД-20000/35 Тольяттинской ТЭЦ методом низковольтных импульсов и измерением сопротивления (напряжения) короткого замыкания Z_K

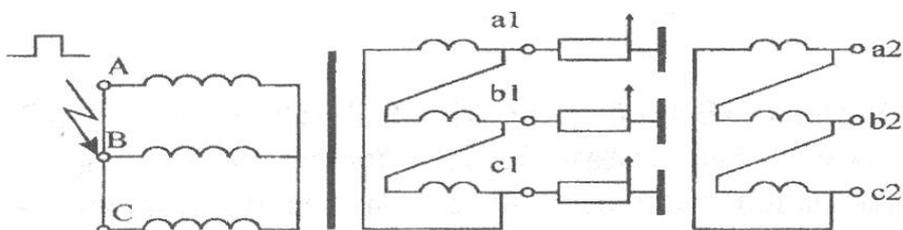
Наиболее эффективными методами диагностики силовых трансформаторов, чувствительны к изменению механического состояния обмоток являются наряду с измерением сопротивления (напряжения) КЗ Z_K является метод низковольтных импульсов (НВИ). Опыт показывает, что применение метода НВИ к диагностике силовых трансформаторов особенно эффективно с сочетанием аппарата спектрального анализа.

Как показывают исследования, в качестве диагностических признаков возможно использование изменений в спектрах основных резонансных частот обмотки на основе сравнения нормограмм НВИ, снятых в условиях штатного состояния объекта, и дефектограмм НВИ в текущем состоянии или в нештатной ситуации, например при повреждении. В связи с этим возникает необходимость количественной оценки результатов измерений НВИ, которая достигается путем математической обработки и определения изменений в спектрах основных резонансных частот обмотки при ее повреждении.

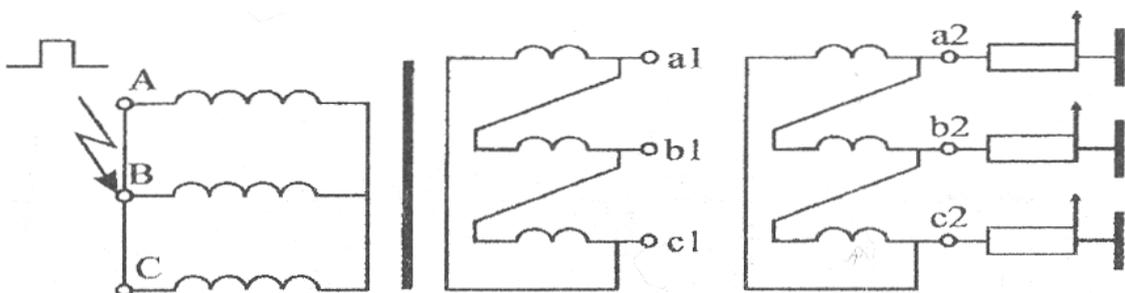
В качестве примера приведено техническое обследование трансформатора типа ТРД-20000/35/6 Тольяттинской ТЭЦ производства ОАО «Электрозавод», 1971 года изготовления, схема соединения обмоток $\Delta/\Delta-\Delta$. Схема дефектеграфирования трансформатора ТРД-20000/35/6 приведена на рисунке 5.1 [20]. Обследование проводилось после КЗ на стороне 6 кВ с помощью НВИ-диагностики.



а) для обмотки ВН



б) для обмотки НН1 по схеме ВН-НН1



в) для обмотки НН2 по взаимной схеме ВН-НН 2

Рисунок 5.1 - Схема дефектеграфирования трансформатора ТРД-20000/35/6

Контроль взаимных перемещений обмоток ВН и НН1 осуществлялось по взаимной схеме ВН-НН 1 (рисунок 5.1, б). Анализ осциллограмм НВИ, снятых по схеме ВН-НН1 (рисунок 5.2), показал примерную «схожесть» кривых импульсного тока различных фаз при некотором отличии фазы «b1». Это заметно и по более высокому уровню амплитуды с участием фазы «b1» - «a1-b1» и «b1-c1». Но при первичном обследовании невозможно сделать определенный вывод о состоянии обмотки НН1 трансформатора (рисунок 5.2). Коэффициент идентичности фаз равен $K_u = 2,0V/1,0V = 2$.

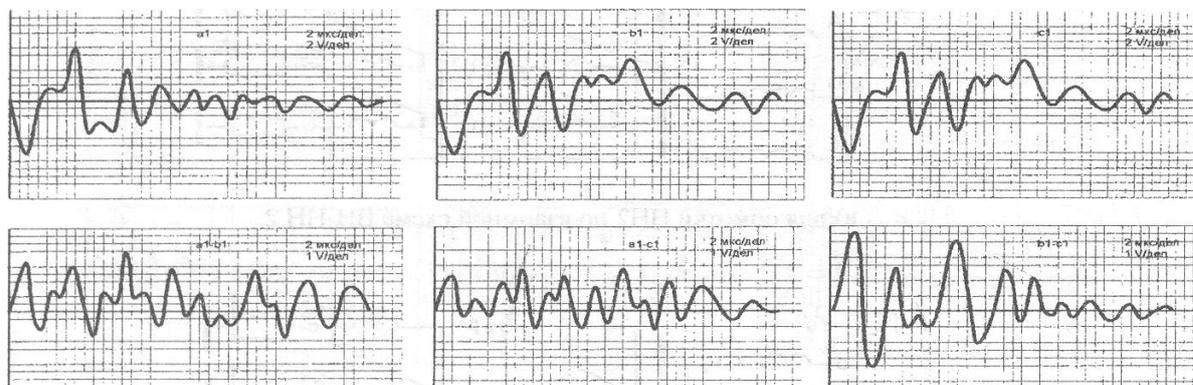


Рисунок 5.2 - Осциллограммы НВИ трансформатора типа ТРД-20000/35/6, снятые по схеме ВН-НН 1, иллюстрирующие примерную «схожесть» кривых импульсного тока различных фаз при некотором отличии фазы «b1» после КЗ на секции обмотки НН2

Контроль взаимных перемещений обмоток ВН и НН2 осуществлялось по взаимным схемам ВН-НН на рисунке 5.1 б, в. Анализ осциллограмм НВИ трансформатора типа ТРД-20000/35/6, снятых по схеме ВН-НН2 (рисунок 5.3), показал наличие замыкания фазы «b2» обмотки НН2 на магнитопровод при одновременном витковом замыкании, что проявилось как «вырождение» кривой импульсного тока фазы «b2» в прямую линию. Также имеет место наличие серьезных отличий между фазами «a2» и «c2» обмотки НН2. Все это свидетельствует о значительных остаточных деформаций и витковом замыкании в обмотке НН2. На рисунке 5.3 приведена также осциллограмма фазы «b2» при увеличении чувствительности в 10 раз по сравнению с фазами «a2» и «c2».

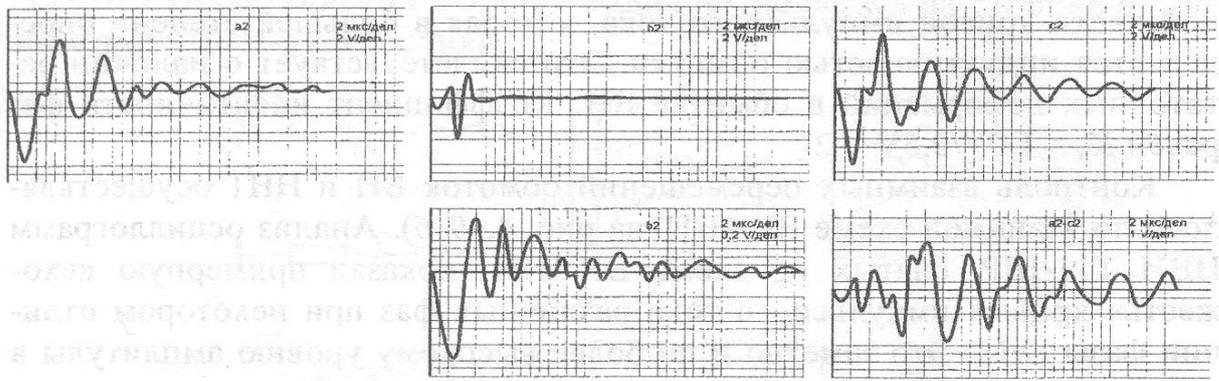


Рисунок 5.3 - Осциллограммы НВИ трансформатора типа ТРД-20000/35/6, снятых по схеме ВН-НН2, иллюстрирующие наличие замыкания фазы «b2» обмотки НН2 на магнитопровод при одновременном витковом замыкании, что проявилось как «вырождение» кривой импульсного тока фазы «b2» в прямую линию

Первичный анализ осциллограмм импульсного дефектографирования НВИ трансформатора типа ТРД-20000/35/6 Тольяттинской ТЭЦ после КЗ на стороне 6 кВ показал наличие:

- 1) остаточных деформаций в обмотке ВН (35 кВ);
- 2) замыкания фазы «b2» обмотки НН2 (6 кВ) на магнитопровод;
- 3) виткового замыкания в фазе «b2» обмотки НН2;
- 4) значительных остаточных деформаций в соседних фазах «a2» и «c2» обмотки НН2.

Основной причиной повреждения трансформатора типа ТРД-20000/35/6, производства ОАО «Электrozавод», 1971 года изготовления следует считать близкое КЗ по стороне 6 кВ и недостаточную электродинамическую стойкость обмоток трансформаторов, изготовленных в 1960-1970-е гг., в связи с недостатками методик расчетов усилий, действующих на обмотки трансформаторов при КЗ.

Заключение

Ситуация в мировой энергетике, связанная с экономическим кризисом, привела к ситуации ремонта электрооборудования не по графику, а в зависимости от его состояния и далее к эксплуатации с допустимой степенью риска аварии. Расчеты показывают, что в нынешней ситуации экономически целесообразно продление срока службы трансформаторного электрооборудования на 20-30 лет. В большинстве развитых стран имеются программы обследования оборудования с целью поддержания его надежности на нужном уровне. Отличия отечественной энергетике - особенно быстрый рост объема электрооборудования систем электроснабжения, вышедшего за определенные стандартами сроки службы.

На первый план выходит техническая диагностика состояния работающего оборудования, 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.

Характерные черты современного развития технической диагностики состояния силовых трансформаторов:

- создание комплексов различных методов для контроля в работе, периодических проверок и полного обследования. Задача таких комплексов - стремление выявить максимально возможное число видов дефектов, опасных для эксплуатации трансформатора;

- использование при контроле новейших технологий в области измерительной техники: волоконно-оптических устройств, газохроматографического анализа, жидкостной хроматографии, термографии, вибрационных и акустических датчиков высокой чувствительности,

газоотделяющих молекулярных мембран, полупроводниковых датчиков газо- и влагосодержания масла и пр.;

- широкое применение вычислительной техники для обработки данных, включая спектральный и частотный анализы, системы защиты от помех, логические системы для анализа полученных данных, сравнения с нормативами, определения тенденций изменения контролируемых параметров. Сбор, передача и отображение данных в удобном для оперативного персонала виде;

- использование «интеллектуальных» систем для анализа результатов измерений, учета условий работы оборудования, в том числе, предыстории его эксплуатации, для постановки диагноза, выдачи рекомендаций оперативному персоналу, решения о дальнейшей работоспособности трансформатора.

В последнее время начали применять анализ развития дефектов и оценку состояния оборудования 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 диагностику 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 технической диагностики, 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 технической диагностики 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. С изменениями № 1 и 2, утвержденными Департаментом научно-технической политики и развития РАО "ЕЭС России" 10.01.2000 и 22.08.2000. С именами и дополнениями, утвержденными Департаментом технического аудита и Генеральной инспекции 24.10.2005.
2. Правила устройств электроустановок. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003.
3. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003.
4. ГОСТ 11677 – 85. Трансформаторы (и автотрансформаторы) силовые. Общие технические требования. – Введ. 1986-01-07. – М. : ИПК изд-во стандартов, 2002.
5. ГОСТ 14209 – 97. Руководство по нагрузке силовых трансформаторов. Межгосударственный стандарт. – Введ. 2002-01-01. – Минск : Изд-во стандартов, 2001.
6. ГОСТ 20243-88. Трансформаторы силовые. Методы испытаний на стойкость при коротких замыканиях.
7. МЭК 354 – 91. Loading guide for oil – immersed power transformers. Межгосударственный стандарт. – Введ. 2002-01-01. – Минск : Изд-во стандартов, 2001.
8. РД 153-34.3-46.304-00. Положение об экспертной системе контроля и оценки состояния и условий эксплуатации силовых трансформаторов.
9. РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. – 6-е издание. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.03.2001).
10. Правила расследования аварий в электроэнергетике. Постановление Правительства Российской Федерации от 28.10.2009 № 846.

11. Система мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Общие технические требования : приложение к приказу ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.04.2008 № 140. – 19 с.
12. Алексеев, Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов / Алексеев Б.А. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2002.
13. Алексеев Б.А. Системы непрерывного контроля состояния крупных силовых трансформаторов. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003.
14. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов: учеб. пособие для вузов/ Г.Ф. Быстрицкий, Б.И. Кудрин. – М.: Издательский центр «Академия», 2013.
15. Козлов, Д.Е. Диагностика изоляции на основе спектроскопии диэлектрических характеристик / Д.Е. Козлов // Энергетик. - 2010. № 11. – С. 43.
16. Лоханин, А.К. Обеспечение работоспособности маслонаполненного высоковольтного оборудования после расчетного срока службы / А.К. Лоханин, В.В. Соколов // Электро. – 2012. - № 1. – С. 10 – 12.
17. Макаров, Е.Ф. Обслуживание и ремонт электрооборудования электростанций и сетей / Е.Ф. Макаров. – М.: Издательский центр «Академия», 2011.
18. О повреждениях силовых трансформаторов напряжением 110 – 500 кВ в эксплуатации /Ванин Б.В., Львов Ю.Н., Львов М.Ю., Неклепаев Б.Н., Антипов К.М., Сурба А.С., Чичинский М.И. – М.: АО ВНИИЭ-МЭИ (ТУ) - РАО «ЕЭС России», 2010.
19. Силовые трансформаторы: Справочная книга// Под ред. Лизунова С.Д. – М: Энергоатомиздат, 2004.
20. Хренников, А.Ю. Техническая диагностика для контроля деформаций обмоток силовых трансформаторов при коротких замыканиях / А.Ю. Хренников. // Новости электротехники. - 2013. - №1.

21. Электродинамическая стойкость трансформаторов и реакторов при коротких замыканиях// Сборник статей. Под ред. Лурье А.И. – М: Знак, 2005.
22. <http://silovoytransformator.ru/stati/diagnostika-masla-2.htm>
23. IEC 76-2. Power transformers. Part 2. Temperature rise.
24. IEEE Std 519. Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Elect Power Systems. – IEEE, 1993.
25. Geomagnetic Laboratory. Data modified: 2013-11-13. [Электронный ресурс] / Систем. требования: Internet explorer. - Режим доступа: <http://www.geomag.nrcan.gc.ca/lab/default-eng.php>.
26. Liu, C.M. Calculation of geomagnetically induced currents in mid to low-latitude power grids based on the plane wave method: a preliminary case study / C.M. Liu, L.G. Liu, R. Pirjola, Z.Z. Wang // Space Weather 7, S04005, doi:10.1029/2008SW000439, 2009.
27. Overbye, T.J.Integration of geomagnetic disturbance modeling into the power flow: a methogology for large-scale system studies / T.J.Overbye, T.R.Hutchins, K. Shetye, J. Weber, S. Dahman. - Submitted to 2012 North America Power Symposium (NAPS), September 2012, Champaign, IL.
28. Pirjola, R. Geomagnetically Induced Currents as Ground Effects of Space Weather. – Space Science, Herman J. Mosquera Cuesta (Ed.) / R. Pirjola. [Электронный ресурс] / Систем. требования: Internet explorer. - Режим доступа: <http://www.intechopen.com/books/spacescience/geomagnetically-induced-currents-as-ground-effects-of-space-weather>, 2012.