

НОВАЯ МЕТОДОЛОГИЯ ДИАГНОСТИКИ ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ С РАНЖИРОВАНИЕМ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ СОСТОЯНИЮ

Соколов В.В.

Научно-инженерный центр «ЗТЗ-Сервис» (г. Запорожье, Украина)

Введение.

К настоящему времени парк мощных силовых трансформаторов в странах СНГ, находящийся в эксплуатации свыше 25 лет, составляет суммарную мощность около 600 ГВА. Ежегодно количество «старых» трансформаторов мощностью выше 100 МВА увеличивается в среднем на 200 единиц.

Продолжение эксплуатации после предполагаемого расчетного срока службы является общемировой тенденцией, причем во многих развитых странах «возраст» мощных трансформаторов заметно старше, чем в СНГ.

Очевидно, что за время длительной работы состояние оборудования существенно изменилось, и во многих трансформаторах могут быть дефекты, значительно сокращающие дальнейший срок службы. Ясно также, что возможности по замене оборудования весьма ограничены. Более того, фактические экономические ограничения не позволяют выполнить даже оценку технического состояния каждого трансформатора, например, по программе т.н. комплексного обследования.

Возникает необходимость в разработке долговременной стратегической программы по поддержанию работоспособности «старого» парка оборудования с постепенным обновлением и заменой на новое, с ориентацией на имеющиеся ресурсы.

Внедрение такой программы требует разработки новой методологии диагностики и новых технологий, чтобы определить оборудование, продолжение работы которого подвержено наибольшему риску, а также продлить работоспособность оборудования на максимально возможный срок.

Такой методологией может быть разработанная СИРГЭ с участием «ЗТЗ-Сервис» методология функциональной диагностики, а также ранжирования оборудования по техническому состоянию.

Технический срок службы.

Техническая «жизнь» трансформатора определяется степенью риска внезапного отказа, особенно с катастрофическими последствиями, и может быть представлена в виде четырех основных категорий:

Тепловое старение - срок службы до критической деструкции целлюлозной изоляции и деградации механических свойств бумаги. Традиционно жизнь трансформатора представляется как «механическая жизнь» бумажной изоляции.

Электроизоляционный износ - срок службы до критического снижения электрической прочности изоляции вследствие увлажнения и загрязнения, в том числе продуктами старения. Изменения имеют в основном обратимый характер.

Механический износ - нарушение механического состояния обмоток под воздействием кумулятивного эффекта токов КЗ, сверхтоков, вибрации и пр. Изменения имеют как обратимый характер (снижение усилий запрессовки обмоток), так и необратимый (деформации обмоток).

Износ комплектующих, в частности, вводов и РПН.

«Механическая жизнь» изоляции.

Степень деструкции изоляции обычно характеризуется числом разрывов молекулы целлюлозы или фактором старения, который может быть представлен через начальное и текущее (конечное) значения степени полимеризации.

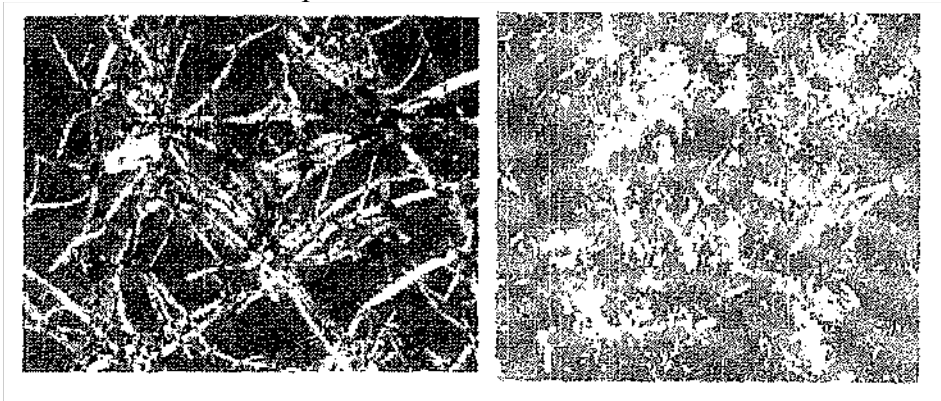


Рис.1 Вид новой (СП=1100) и состаренной (СП<200) целлюлозы.

При этом изоляция считается полностью изношенной, если число разрывов достигло 5.

При измерении средней вискозиметрической степени полимеризации по МЭК 60450 с использованием медно-этилендиаминового растворного комплекса начальное значение СП новой кабельной бумаги равно примерно 1200 и, соответственно, 5 разрывов молекулы целлюлозы соответствует СП=200 (предельное допустимое состояние по МЭК и IEEE). Исходные значения СП, определяемые по ГОСТ 25438-82 в растворе кадоксена, для новой кабельной бумаги составляют примерно 2000 ед. Условие 5 разрывов молекулы соответствует критическому значению СП примерно 330. Уменьшение прочности бумаги на разрыв вдвое против исходного ее состояния считают симптомом дефектного состояния изоляции. При этом степень полимеризации (СП) снижается до 400ед (по МЭК) или 650 (по ГОСТ).

Основным фактором старения изоляции является температура. Температура различных зон изоляции существенно отличается, что соответственно обуславливает её неравномерный износ. Практически наибольшему износу подвергается только 2-4% от общей массы изоляции (рис.2). Наиболее нагретая зона обычно недоступна для отбора проб и измерения СП без разборки активной части, но может быть определена посредством расчета температурного профиля конструкции.

Также установлено, что влага, кислород и продукты старения масла, особенно активные кислоты, могут ускорить процесс декомпозиции изоляции в два и более раза. Существенным фактором окисления масла даже при небольшом содержании кислорода является повышенное содержание в масле металлов, особенно меди. В некоторых случаях процессы старения могут заметно продолжаться и при низких температурах под влиянием продуктов старения масла (Таблица 1).

Несмотря на длительный календарный срок эксплуатации, степень старения изоляции большей части парка может быть существенно ниже критической, поскольку как сетевые, так и блочные трансформаторы в странах СНГ работают со значительной недогрузкой, особенно в последние 10-15 лет.

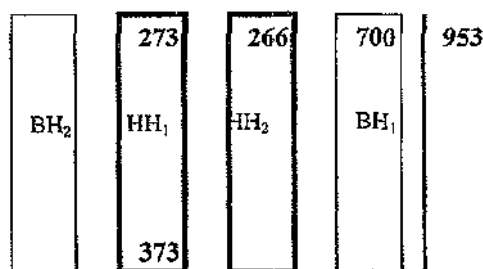
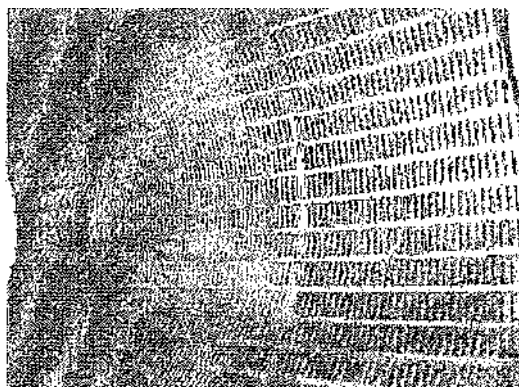


Рис.2 Значение СП (по МЭК) разных участков изоляции блочного трансформатора 700 МВА, 20/400 кВ. Степень износа изоляции верхних катушек обмоток НН приближается к критической. Изоляция внешних обмоток и барьеров практически не состарилась

Таблица 1

Ухудшение показателей старения масла и изоляции в процессе хранения трансформатора в отключенном состоянии

Показатели	После вывода в резерв	После 3х лет хранения в отключенном состоянии
Цвет, баллы	4.5	5.0
Кислотное число мгКОН/г	0.088	0.109
Продукты старения по ИК спектру, %	3.5	8
Коэффициент полярности	0.065	0.08
Содержание фурфурола, ppm	<0.5	0.8

Принятая ранее в СССР практика выбора блочных трансформаторов по условию коэффициента мощности $\cos\phi=0,8$ и без учета отбора мощности на собственные нужды обуславливает их фактическую нагрузку примерно на уровне 80% от номинальной, что создает значительный резерв ресурса изоляции.

Результаты обследования трансформаторов, выполненных НИЦ ЗТЗ-Сервис показывают, что старение, приближающееся к критическому, выявлено только в 10% выборки.

Вместе с тем влияние других факторов (влаги, кислот, кислорода, металлов, активной серы и пр.) может оказаться решающим в сокращении фактического срока службы оборудования. Во

многих случаях внутренние слои изоляции, прилегающей к проводнику, оказывается менее состаренными, чем внешние слои изоляции, обращенных к маслу. Например, значения СП из различных по толщине слоев изоляции (проба из верхней угловой шайбы обмотки ВН АТДЦТГ-240000/330/220 1963 г. выпуска) составили: внешние слои-1170; средние слои-1630; внутренние слои-1796 (измерения по ГОСТ). То есть наружные слои, подверженные старению в прямом контакте с маслом, состарились на 35% больше внутренних. Следует отметить, что действующие РД, допускающие высокую влажность изоляции (до 4% в эксплуатации и до 2% после капремонта), большое содержание кислот в масле, ограниченный, по сравнению с международными нормами МЭК и IEEE, объем испытаний масла по существу способствует ускоренному износу изоляции.

«Электрическая жизнь» изоляции.

Наиболее опасными факторами риска критического снижения электрической прочности изоляции являются:

- Образование или попадание в масло пузырьков газа (пара) в зоне повышенной напряженности электрического поля (например, остаточный воздух после заливки масла, попадание воздуха при замене маслонасосов, пузырьки газа из источника сильного перегрева масла).
- Проникновение свободной воды (например, через плохое уплотнение наконечника ввода, из водяной полости охладителя, в процессе заливки маслом).
- Накопление проводящих примесей (например, металлические частицы из изношенного маслонасоса, углерод из зоны местного перегрева масла).
- Повышение влажности масла в присутствии примесей (волокон целлюлозы).

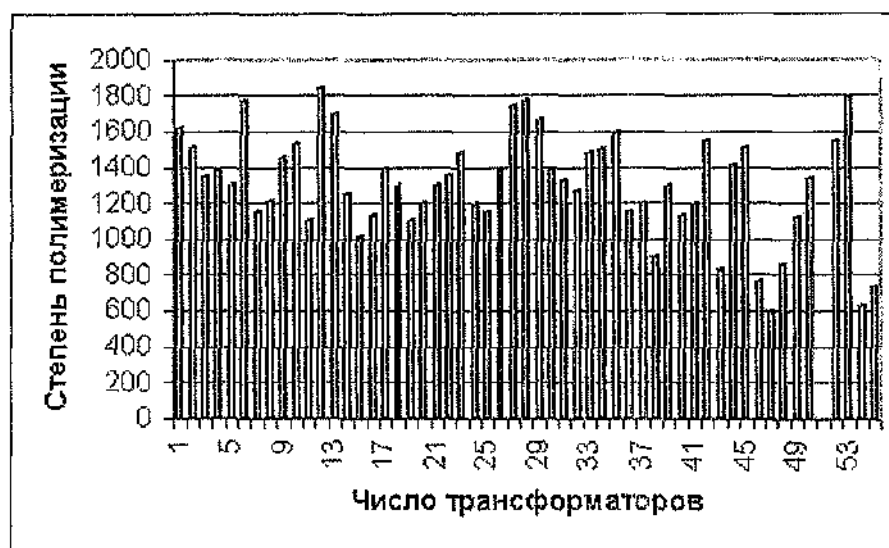


Рис.3 Результаты измерения СП (по ГОСТ) в эксплуатационных трансформаторах Украины и России.

В процессе длительной эксплуатации происходит также постепенное и часто скрыто ухудшение изоляционных свойств в результате накопления продуктов старения в компонентах как главной, так и продольной изоляции обмоток (Таблица 2).

Результаты исследования долговременной прочности моделей изоляции и опыт эксплуатации показывает, что ухудшение изоляционных свойств и последующее критическое

снижение электрической прочности изоляции вследствие накопления продуктов старения масла происходит быстрее, чем тепловое старение изоляции.

Очевидно, что указанные изменения могут представлять опасность, прежде всего, для участков изоляции, имеющих наименьшие запасы прочности, что может быть определено с помощью анализа конструкции.

Неоднородность парка трансформаторов.

Нормативные документы определяют одинаковые требования и одинаковый подход к оценке состояния трансформаторов с некоторыми отличиями по классам напряжения. Фактически все крупные трансформаторы имеют некоторые индивидуальные отличия, что требует индивидуального подхода при решении вопроса о продлении срока службы.

Исторически основным факторами, определяющими эти различия, являлись:

- Развитие техники проектирования трансформаторов, в частности, совершенствование теории расчета добавочных потерь в обмотках, электрической прочности главной изоляции, динамической устойчивости обмоток, расчета добавочных потерь в металлоконструкциях и др.
- Развитие технологии производства, в частности, применение бесшпильных конструкций магнитопроводов, транспонированного и затем склеенного провода, применение формованных и уплотненных деталей из электрокартона, и др.
- Внедрение мер по повышению надежности на основании систематического анализа причин отказов, которые предопределили отличия в формально однотипных трансформаторах
- Изменение конструкции РПН, вводов, элементов системы охлаждения, запорной арматуры и др.

Многие трансформаторы имеют существенно-отличающиеся запасы прочности по отношению к нормированным воздействиям.

Например, в странах СНГ в эксплуатации находятся около 700 автотрансформаторов.

АОДЦТН-167000/500/220, из которых около 200 проработали свыше 25 лет. В данном типе имеются пять различных типоразмеров и несколько модификаций в рамках наиболее распространенных типоразмеров, обусловленных в частности применением различных конструкций РПН. Запасы прочности в разных модификациях и, соответственно, чувствительной к ухудшению состояния в эксплуатации и, следовательно, задачи диагностики и диагностические подходы в них могут существенно отличаться.

Таблица 2

Ухудшение изоляционных свойств в результате накопления продуктов старения

Вид	Изменение состояния	Снижение запасов электрической прочности
Главная изоляция	Отложение шлама в зонах повышенной напряженности электрического поля; примеси в масла	Снижение прочности при воздействии КИ на 15 – 25 %
	Образование поверхностно активных веществ и связанной воды	Снижение долговременной прочности на 30 – 40 %

	Загрязнение поверхности проводящими примесями	Снижение напряжения возникновения поверхностных разрядов Снижение стабильности картона к воздействию ЧР Увеличение поверхностной проводимости
Продольная изоляция	Абсорбция продуктов старения масла Образование воды и кислот	Увеличение tgδ бумаги Снижение электрической прочности Снижение напряжения возникновения ЧР при повышении температуры

Таблица 3

Отказы автотрансформаторов АДЦТН-167000/500/220,
обусловленные повреждением основных узлов

Причины отказов	Число отказов в %	
	Всего отказов с 1966 по 2004 г.г.	Отказы в период 1999 – 2004 г.г.
Всего отказов в %	100	100
Электрическая изоляция обмоток в т.ч.	26,3	36,4
Продольная	17,5	27,3
Главная	8,8	9,1
Механическое повреждение обмоток	11,2	9,1
Старение витковой изоляции	2,5	4,5
Вводы	31,3	18,2
РПН	23,7	13,6
Короткозамкнутые контура в остовах	5	18,2
Число отказов с повреждением основных узлов	80	22

Надежность в эксплуатации.

Опыт эксплуатации показывает, что основные причины отказов происходят вследствие ухудшения состояния оборудования в эксплуатации, но в значительной степени в зависимости от особенностей конструкции трансформатора.

В Таблице 3 в качестве примера приведены данные об отказах автотрансформаторов типа АДЦТН-167000/500/220 за весь срок эксплуатации и за последние 5 лет.

За последние годы имеются данные о 22 отказах, что составляет 27,5% общего числа отказов за весь период эксплуатации с 1966 года, то есть повреждаемость в последний период заметно увеличилась. 8 повредившихся трансформаторов проработали 25-30 лет, хотя среднее время работы до отказа всех 22х единиц составило около 20 лет.

Старение витковой изоляции не превышает 5% от общего числа отказов. В частности износ изоляции явился причиной повреждения обмотки ОО АТДЦТН-167000/500/220-65, работающего с 1976 года в блоке с генератором в качестве повышающего автотрансформатора с нагрузкой в общей части обмотки, которая может превышать номинальную в комбинированном режиме. Выполненный тепловой расчет показал, что температура верхних катушек могла составлять до 100С. Обследование аналогичных автотрансформаторов на том же объекте выявило наличие фурановых производных около 1200 ppб, что указывает на очевидные симптомы сильного старения целлюлозы.

Таким образом, предполагается, что из всего парка автотрансформаторов этого типа только 40 ед. (около 6%), установленных в РАО ЕЭС, Казахстане и Узбекистане, требуют специального внимания к возможному критическому старению изоляции.

Число отказов из-за *электрического повреждения изоляции* в последние годы заметно выросло и составляет 36,4% от общего числа. Анализ конкретных случаев показывает, что значительная часть повреждений вызвана попаданием в бак дождевой воды и металлической пыли (следствие износа маслонасосов). Характерным симптомом является также снижение импульсной прочности загрязненной изоляции, приводящее к перекрытию обмотки ВН. Наиболее чувствительными к загрязнению и попаданию влаги в данной конструкции являются обмотки ВН и РО.

Таким образом, подтверждается, что выявление критического снижения электрической прочности изоляции является первоочередной задачей диагностики состаренного парка.

Решение этой задачи значительно осложнено слабой чувствительностью имеющихся методов диагностики к местному загрязнению изоляции и особенно к ухудшению витковой изоляции обмоток.

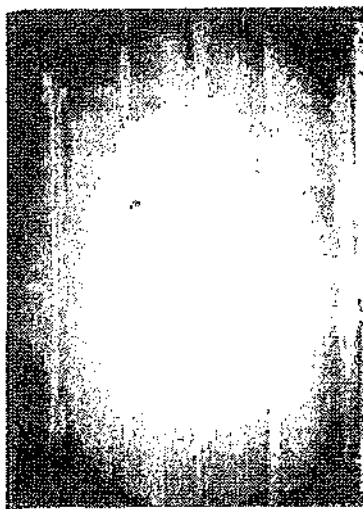


Рис.4 След разряда по электрокартонному цилиндру, загрязненного металлической пылью в автотрансформаторе АТДЦТН-167000/500/220-75

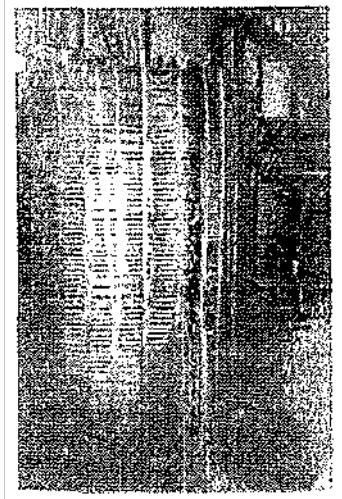


Рис.5 Деформация обмотки СН в АДЦТН-167000/500/220-83

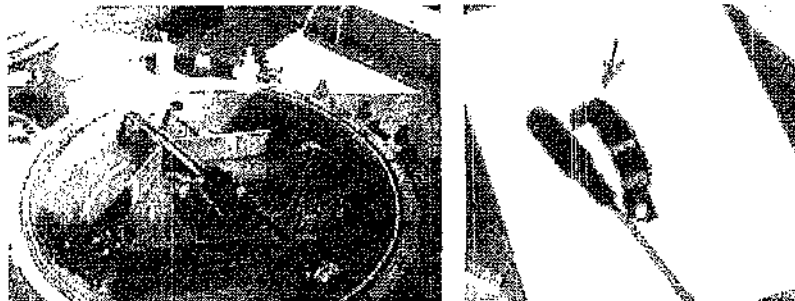


Рис.6 Следы частичных разрядов в месте заземления выемной части контактора (заземление выполнено путем простого касания мембраны заземляющим устройством).
Дефект свойственен SAV III выпуска до 1987 года.

Механическое повреждение обмоток является причиной примерно 10% отказов. В разных типоразмерах выявлена возможность деформации обмоток НН, СН и КО.

Представляется, что специальная проверка требуется на объектах, которые подвергались воздействию токов КЗ выше 70-80% от расчетных.

Расчеты с применением современных методик показали, что запасы радиальной устойчивости обмотке ОО могут быть ниже единицы.

Виды повреждения РПН оказались различными для разных типоразмеров ПУ типа SAV:

- SAV 220 - Перегрев подвижных контактов и токосъемах колец избирателя
- SAVI - Замыкание между пластинами токоограничивающих сопротивлений и перегрев втычных контактов
- SAV3 - Разряды в избирателе и контакторе из-за нарушения контакта в кинематической цепи и появление «плавающего потенциала», а также искрение в контакторе из-за нарушения заземления.

Важно отметить, что значительная часть развивающихся повреждений произошло в контакторах РПН, нормированная диагностика которых ограничивается измерением пробивного

напряжения и влагосодержания масла, что очевидно не достаточно для выявления, например, перегрева масла.

Методология диагностики.

Оценка состояния трансформаторов по результатам периодических испытаний.

Традиционный подход к оценке технического состояния трансформаторов в эксплуатации наиболее полно выражен в РД «Объем и Нормы испытания электрооборудования», а также в стандарте IEEE Std 62-1995 «IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus».

Трансформатор представляется в виде отдельных компонентов: обмотки, магнитопровод, изоляционная жидкость, вводы, переключающее устройство, бак и связанные с ним устройства. Важно отметить, что трансформаторное масло рассматривается как отдельный компонент, а изоляционная система в виде упрощенной двух-компонентной модели «твердая изоляция-масло» без учета структуры изоляции.

Определяется некий обязательный объем испытаний и проверок каждого компонента. Техническое состояние трансформатора оценивается на основе испытаний и проверок путем сравнения результатов конкретных испытаний с исходными значениями и с нормированными допустимыми изменениями. Выход значений любого из параметров за установленные границы (предельные значения) рассматривается как признак наличия повреждений (дефектов), которые могут привести к отказу оборудования.

Большая часть испытаний выполняется на отключенном и расхинованном трансформаторе, что требует больших затрат.

В последние годы объем испытаний дополнился новыми методами, позволяющими выполнять измерения на работающем трансформаторе (акустическое и электрическое измерение ЧР, вибрационное и тепловизионное обследование и др.). Но по существу сохраняется подход, основанный на мониторинге установленных характеристик.

Основные недостатки традиционной системы заключаются:

- В отсутствии прямой зависимости между контролируемыми параметрами и функциональной работоспособностью трансформатора (запасами прочности).
- В возможности неправильного диагноза и неоправданных действий (ненужная сушка по причине малого сопротивления изоляции, отбраковка магнитопровода по данным потерь холостого хода при малом напряжении, неправильная интерпретация сигналов ЧР и пр.).
- Избыточный объем испытаний (во многих случаях эффективными оказываются только 5-10% проведенных тестов).
- Неучет возможных дефектов, которые не выявляются установленным объемом испытания (например, загрязнение витковой изоляции, местное увлажнение и старения изоляции, ухудшенное контактное сопротивление и пр.).
- Практическая невозможность предсказания будущего состояния, в том числе остаточного ресурса изоляции.

Традиционная система диагностики установилась в период развития парка трансформаторов, но по нашему мнению, принципиально не годится для оценки состояния старого парка.

Система двухступенчатых профилактических испытаний.

Данная концепция профилактических испытаний является логическим развитием традиционной системы путем инфильтрации наиболее эффективных методов, а также внедрения новых методов диагностики. Концепция предлагает двухступенчатую систему испытаний, которая предусматривает существенное снижение расходов на обслуживание.

На первом этапе «*индикация состояния*» главной задачей является «определение оборудования, которое работает нормально с помощью недорогих, но эффективных методов, обоснованных опытом эксплуатации и не требующих отключения оборудования. Основу таких испытаний составляют анализы проб масла, преимущественно, измерение продуктов деградации материалов, содержание влаги, примесей, а также показательных продуктов старения масла.

Испытания выполняются периодически, обычно не реже, чем раз в год. Развитие методов мониторинга, позволяющих контролировать необходимые параметры непосредственно, с любой заданной периодичностью, дает возможность перейти на полноценное обслуживание «по техническому состоянию» оборудования.

На втором этапе «*диагностика состояния*» выполняются специальные испытания и проверки, включающие традиционные испытания, а также новые (частотный анализ переходных функций-FRA, поляризационные характеристики, измерение ЧР и пр.).

Типичным примером является система испытаний, разработанная в Национально Магистральной сети Великобритании (National Grid Co).

Концепция функциональной диагностики.

Данная методология разработана рабочей группой СИГРЭ 12-18, прежде всего, для оценки состояния оборудования после длительной эксплуатации, и предусматривает следующие положения:

- Трансформатор представляется в виде ряда функциональных (под)систем, состояние которых обеспечивает выполнение главных функций: передачу электромагнитной энергии, сохранение электрической прочности изоляции, механической прочности обмоток и целостности токоведущей системы.

- Основой системы контроля и диагностики является функциональная модель дефектов, определяющая вероятные дефекты или чувствительные зоны в данной конструкции при данных условиях эксплуатации на базе анализа особенностей конструкции и причин отказов в эксплуатации и, соответственно, цели и задачи диагностики. Общими задачами являются: исключение повторяющихся отказов; выявление возможных необратимых повреждений; оценка степени износа оборудования и предложение необходимого объема работ для поддержания работоспособности и продлению срока службы.

- Оценка состояния оборудования представляется в форме системы запросов о состоянии его функциональных подсистем с учетом возможного сценария развития дефектного состояния в отказ.

- Программа технического обследования концентрируется на выявлении вероятных дефектов путем использования групп методов, характеризующих конкретный дефект. Испытания представляют собой лишь диагностический инструмент. По меньшей мере, две диагностические процедуры требуются для того, чтобы подтвердить наличие дефекта и оценить его количественно.

Оценка состояния оборудования осуществляется в основном в рабочих условиях, особенно в предельных условиях в отношении нагрузки, температуры, напряжения. Данная методология не требует обязательной информации о предшествующих характеристиках, но обязательно требует понимания конструкции оборудования и информацию о предшествующих критических режимах. Анализ конструкции является первой процедурой диагностики.

На рис.7 приведена блочная схема, а в Таблице 4 - логика комплексного обследования, разработанная НИЦ ЗТЗ-Сервис на принципе концепции функциональной диагностики.



Рис.7 Блочная схема функциональной диагностики

Таблица 4

Оценка состояния трансформатора при функциональной диагностике

Общее состояние
<i>Тепловое состояние: теплоотдача и исправность охладителей; перегрев масла и обмоток; внешние нагревы в зонах концентрации поля рассеяния</i>
Необычные шумы и вибрация
<i>Симптомы аномалий, вызывающих деструкцию изоляционных материалов</i>
<i>Симптомы аномального внутреннего нагрева, искрения или разрядов</i>
Электрическая изоляция-степень старения масла и изоляции
<i>Оценка возможных источников прямого проникновения воды</i>
<i>Оценка возможных источников аномального загрязнения (металлические частицы из системы охлаждения, контактора РПН и др.)</i>
<i>Уровень загрязнения масла влагой и механическими примесями.</i>
<i>Степень увлажнения твердой изоляции(барьеров)</i>
<i>Можно ли ожидать значительное снижение электрической прочности при понижении температуры?</i>
<i>Вероятность загрязнения изоляционных поверхностей проводящими примесями</i>
<i>Появление ЧР при рабочем напряжении</i>
<i>Степень увлажнения витковой изоляции. Можно ли ожидать выделение пузырьков пара при перегрузке?</i>
<i>Симптомы аномального перегрева пиролиза изоляции.</i>

<p>Характер процесса старения (нормальный-аномальный) и степень старения масла. Можно ли ожидать выделение осадка в период между испытаниями Можно ли ожидать ускоренную деструкцию витковой изоляции</p>
Механическое состояние
<p>Симптомы локального ослабления прессовки магнитопровода Вероятность аномального снижения усилий прессовки обмоток? Симптомы деформации обмоток, подвергающихся опасным воздействиям при КЗ</p>
Состояние РПН
<p>Исправность, правильность установки и последовательности работы Симптомы аномального механического износа компонентов Симптомы зашламления и перегрева контактов, включая контакты контактора Уровень загрязнения масла влагой и примесями</p>
Состояние высоковольтных вводов
<p>Наличие перегрева контактов и локальных перегревов и разрядов Наличие локальных дефектов в остове Наличие внутренних ЧР Можно ли ожидать заметное старение бумажно-масляной изоляции? Возможность прямого проникновения воды Степень старения масла, наличие проводящих компонентов и воды Симптомы образования полупроводящего налета на поверхностях покрышек</p>

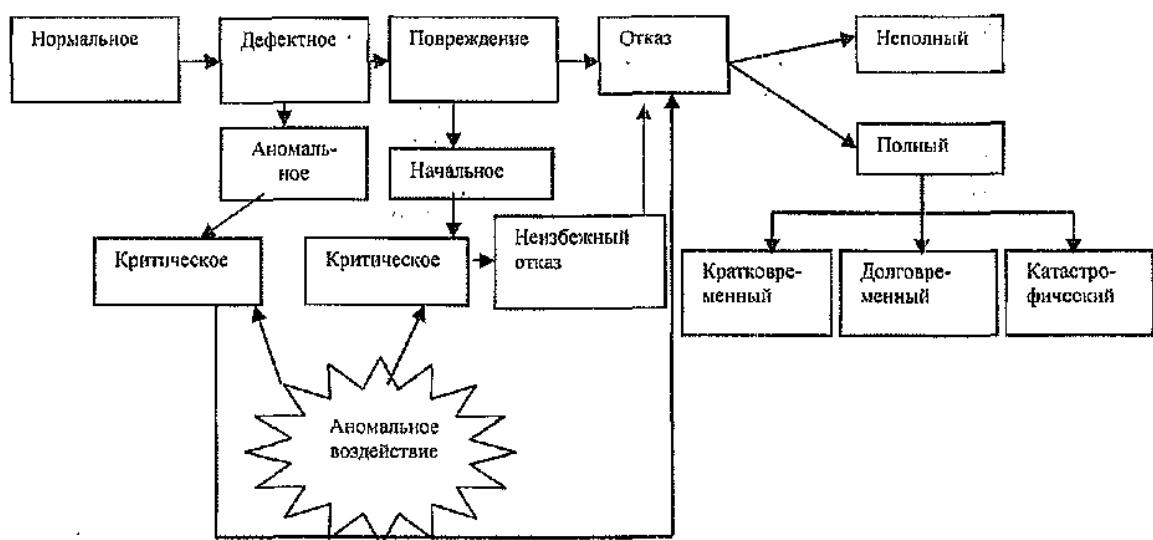


Рис.8 Классификация состояний трансформаторного оборудования

Концепция предполагает ясное определение возможных состояний трансформатора, показанных на Рис.8.

Например, под дефектным состоянием электрической изоляции понимается возможное снижение запасов электрической прочности, принимая во внимания факторы, которые непосредственно влияют на электрическую прочность. Так, например, учитывается не повышенный тангенс угла потерь, который может характеризовать высокую влажность изоляции, и даже не предполагаемая влажность изоляции, а возможное критическое повышение относительной влажности масла совместно с большим количеством примесей, что в

действительности резко снижает прочность масла, определяющего прочность всей композиционной изоляционной конструкции. Соответственно, увлажненный трансформатор может в ряде случаев продолжать эксплуатацию при поддержании низкой относительной влажности масла (повышенной температуры).

Составление модели дефектов.

Технически и экономически эффективной может быть такая система профилактики и диагностики, которая направлена на поиск наиболее вероятных дефектов в данной конструкции и при данных условиях эксплуатации. Систематический анализ отказов неисправностей позволяет определить приоритетные задачи диагностики. Однако вероятность возникновения и развития дефекта зависит, прежде всего, от особенностей конструкции (исходные запасы прочности, чувствительность к ухудшению в эксплуатации), а также от конкретных условий работы оборудования.

Модель дефектов представляет перечень возможных дефектов и повреждений в данном функциональном узле трансформатора и вероятный сценарий их развития в отказ.

Возможный алгоритм составления модели дефектов:

- Составление функциональной схемы трансформатора с учетом его основных подсистем и компонентов.
- Определения видов возможных дефектов и повреждений по данным анализа причин отказов и неисправностей в аналогичном оборудовании и узлах.
- Определение наиболее чувствительных зон в конструкции на основе анализа ее особенностей.
- Уточнение вероятных дефектов и повреждений по данным анализа фактических условий эксплуатации.
- Определение вероятного сценария развития повреждений в отказ, а также возможных последствий отказа.
- Методы функциональной диагностики позволяют существенно сократить объем необходимых испытаний.

Модель дефектов блочных трансформаторов ОРЦ-417000/750 на Запорожской АЭС.

Особенности условий эксплуатации.

- Высокая вероятность грозовых поражений подходов ЛЭП 750.
- Высокая вероятность перекрытия внешней изоляции на ПС (КЗ на шинах 750кВ).
- Загрязнение и повышение температуры охлаждающей воды в летнее время.
- Необычная концентрация мощности (около 10ГВт) и соответственно предельные токи КЗ, особенно в случае 3-х фазного КЗ на генераторной стороне и работающих 4-х и более блоках.
- В случае КЗ на стороне 750 кВ (пробой обмотка-бак, пробой ввода) ток в месте КЗ достигает 30кА. Оцененная энергия дуги 135 МДж/сек может вызывать выделение газов до 75 м³/сек и неизбежное катастрофическое повреждение.
- На АЭС реализована система включения трансформаторов со стороны НН, что исключает наведенные перенапряжения на стороне НН, характерные для случаев включения со стороны ВН.

Анализ конструкции.

- Выявлено два существенно отличающихся типоразмера трансформатора.
- Анализ электрической прочности показал минимальные запасы в промежутке.

- ВН-бак. При загрязнении поверхности картона проводящими примесями возможно снижение пробивного напряжения ниже действующего. Особую опасность представляет недопустимо образование пузырьков газа в этом промежутке.

- Анализ механической прочности выявил, что при КЗ на генераторной стороне и снижении запрессовки обмоток возможна радиальная деформация внешнего слоя обмотки НН. При наличии критической деформации сопротивление КЗ может измениться всего на 1,5%.

- Характеристики изоляции практически не чувствительны к повышению влажности барьеров из-за большого удельного веса масла. Следует ожидать также искажение газового состава и концентрации продуктов старения в масле за счет адсорбции большой поверхности изоляции.

- КЗ на стороне ВН вызывает резкий рост электромагнитных усилий в промежутке обмотка-бак и возможное механическое смещение шунтов на баке

- Недостаточная длина пути утечки внешней изоляции вводов.

Вероятные дефекты (задача диагностики).

- Накопление продуктов старения и появление механических примесей (в том числе в охладителях) выше определенного уровня 50-100 частиц на 1 мл.

- Нарушение герметичности уплотнения наконечника ввода и маслоплотности масловодяного охладителя (в планах предусмотрено установка датчиков влажности).

- Замыкания и перегревы в системе магнитного шунтирования (разработана и реализована на подозрительных трансформаторах реконструкция с усилением крепления и изоляции шунтов).

- Старение масла с образованием проводящих продуктов.

- Старение масла во вводах, нарушение масло-плотности вводов; частичные разряды по поверхности внешней изоляции.

- Перегрев отводов НН и 750 кВ в трубе ввода.

В результате анализа выявлено, что диагностика вероятных дефектов может осуществляться без отключения от сети, главным образом, посредством специальных анализов масла.

Специальные испытания и проверки предусмотрены в случаях грозового поражения ПС, КЗ, симптомов загрязнения масла и других аномалиях, а также в период перегрузки топлива в реакторе.

Для возможности диагностирования вероятных дефектов разработан ряд новых методов, в том числе анализ ключевых газов (бутен-1) для обнаружения перегрева порядка 200-300 С; выявление загрязнения поверхности картона по температурной (обратной) зависимости тангенса угла потерь.

Намечена программа установки датчиков непрерывного контроля.

Ранжирование оборудования по состоянию.

Дальнейшим развитием функциональной методологии является метод ранжирования оборудования по техническому состоянию, который получает распространение для оценки остаточного срока службы большого числа (группы) трансформаторов после длительной эксплуатации (Рис.9).

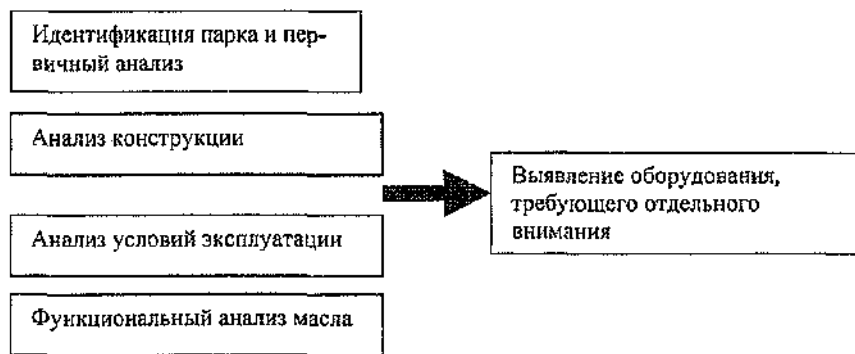


Рис.9 Блочная схема ранжирования оборудования по состоянию

Метод включает количественную градацию признаков возможного состояния, определенных на основании экспертных оценок на базе анализа особенностей конструкции, условий и опыта эксплуатации, особенно видов и причин отказов, а также результатов испытаний. В результате определяется оборудование, требующее особого внимания, специальных работ по продлению срока службы или замены.

Анализ конструкции.

Анализ конструкции является ключевой процедурой для понимания структуры трансформатора и основных функций его компонентов, оценки чувствительности к возможному ухудшению состояния в процессе эксплуатации, а также определения модели вероятных дефектов, позволяющую оптимизировать программу диагностических испытаний и выбрать наиболее эффективные методы.

Предметом анализа является:

- Идентификация типа и типоразмера трансформатора, его назначение и технических требований и основные технические данные.
- Идентификация состава и структуры трансформатора, в том числе особенностей магнитной системы, схемы расположения и соединения обмоток, структуры главной изоляции, наличие и расположение магнитных шунтов, типов и расположение высоковольтных вводов, узла регулирования напряжения (тип и расположение регулировочной обмотки, тип и расположения переключающих устройств), системы охлаждения, системы защиты масла от увлажнения и окисления; средств управления, защиты.
- Основные параметры по результатам заводских испытаний, в том числе: перегрев обмоток, масла и магнитопровода над окружающей средой (данные испытаний на нагрев).
- Определение зон, имеющих минимальные запасы электрической прочности.
- Оценка запасов прочности и устойчивости обмоток и возможных видов деформаций при воздействии токов КЗ в данных условия эксплуатации.
- Оценка температурного профиля обмоток и масла.
- Оценка конструктивных особенностей и «чувствительных зон» установленных высоковольтных вводов и ГТУ.
- Оценка контролепригодности конструкции, в том числе особенностей, влияющих на чувствительность диагностических характеристик.

Масло как диагностическая среда.

Масло как органический компонент изоляционной системы.

Масло, подобно крови в человеческом организме, является органической частью трансформаторного организма, отражая состояние и качество всего трансформатора и особенно композиционной маслосодержащей изоляции.

Методология функциональной диагностики предполагает изменение подхода к оценке результатов испытания масла (Таблица 5).

Таблица 5

Традиционный и функциональный подходы к оценке результатов испытания масла

Традиционная периодическая диагностика	Функциональная диагностика
Масло рассматривается как отдельный самостоятельный компонент. Нормированные характеристики отражают его состояние	Масло рассматривается как функциональная органическая часть трансформатора, определяющая состояние всей изоляционной системы. Изменение состояния масла зависит от его состава
Состояние масла оценивается отдельно	Состояние масла оценивается в неразрывной связи с состоянием всей изоляционной системы
Масло полагается практически гомогенной структурой, так что проба масла отражает состояние всей его массы. Оценка выполняется по результатам испытания пробы масла, отобранной обычно из нижней части бака вне зависимости от состояния и режима работы трансформатора	Состояние масла изменяется в зависимости от режима работы трансформатора вследствие миграций влаги, продуктов старения и загрязнения между маслом и твердой изоляцией под действием температуры, электрического поля и сил гравитации. Состояние масла оценивается по результатам испытания проб масла, отобранных с учетом режима работы и температуры трансформатора при необходимости из нескольких точек
Оценка состояния проводится по отдельным нормированным параметрам, практически одинаковым для масел, имеющих разный состав и характеристики	Оценка состояния проводится по комплексу параметров, относящихся к данной функции масла, с учетом отличия в кинетике старения разных масел