

АКТУАЛЬНЫЕ ЗАДАЧИ РАЗВИТИЯ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ ДИАГНОСТИКИ ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ

Рассмотрены первоочередные задачи диагностики мощных силовых трансформаторов, вытекающие из опыта их эксплуатации. Проанализировано существующее положение и перспективы развития техники контроля и диагностики оборудования без отключения от сети. Определены наиболее актуальные направления развития методов такого контроля.

Техника контроля и диагностики трансформаторного оборудования в рабочих режимах, получившая название «ON-LINE Мониторинга», стала реальностью, которая уверенно оттесняет и заменяет традиционные приемы эксплуатации и обслуживания оборудования.

Определенным толчком для утверждения и развития контроля под напряжением стал симпозиум СИГРЭ «Diagnostic and Maintenance Techniques» в 1993 г. в Берлине, где был обсужден конкретный опыт крупнейших энергосистем мира, а также представлен целый ряд новых разработок. Очевидно, что в последующий период времени интерес к проблемам «ON-LINE» Мониторинга возрос еще больше. В 1995-1996 гг. эта тема была в центре внимания целого ряда международных конференций, в том числе: «Life cycle management of Power Transformers» в Торонто - в ноябре 1995 г.; «Doble Client Conference» в Бостоне в марте 1996 г; заседаний комитетов IEEE в Сан-Франциско в апреле; «Condition monitoring in High Voltage Substations» в Лезерхеде (Великобритания) в мае.

Значительным событием стал Международный семинар «Operation Reliability and Condition Monitoring of High Voltage Transformers» (Повышение надежности и эффективности контроля трансформаторов в эксплуатации), состоявшийся в Запорожье (Республика Украина) в мае 1996 г., на котором было представлено 28 докладов и состоялся обмен опытом между специалистами стран Запада и Востока, что ранее было мало доступно. Анализ материалов данного семинара и составил основу настоящей статьи.

Можно отметить, что условия развития «ON-LINE» техники противоречивы:

1. Парк крупных трансформаторов значительно постарел, в том числе и трансформаторов так называемых оптимизированных конструкций с уменьшенными размерами изоляции, для которых отсутствует опыт «болезней старения», но в то же время существует экономическая необходимость продолжения их эксплуатации свыше нормированного срока службы.

2. При очевидной необходимости предотвращения отказов, особенно катастрофических (взрыв, пожар, разлив масла и пр.), одновременно требуется снижение эксплуатационных затрат.

3. Наряду с возрастанием потока сложной информации о состоянии оборудования имеет место фактическое уменьшение числа экспертов.

Типичными препятствиями при внедрении даже самых привлекательных систем контроля под напряжением являются их сравнительно высокая стоимость, отсутствие достаточной нормативно-технической базы, и психологическая нагрузка на эксплуатационный персонал, который становится ответственным как за выбор методик контроля, так и за принятие решений по отключению оборудования от сети. Поэтому создание действительно эффективной системы диагностики невозможно без ответа на следующие вопросы:

1) что нужно контролировать для предотвращения отказов?

- 2) что можно контролировать под напряжением?
- 3) как оценивать результаты контроля?
- 4) какова фактическая эффективность техники контроля и диагностики?

Широкий обмен информацией помогает найти ответы на эти вопросы.

Приоритетные задачи системы контроля и диагностики, вытекающие из опыта эксплуатации. Основными импульсами для развития методов диагностики обычно являются случаи повреждения оборудования в эксплуатации, представляющие собой некий концентрированный опыт и определяющие как актуальность, так и эффективность средств диагностики. Данные, приведенные в таблице, в некоторой степени отвечают на вопрос о том, что происходит с мощными силовыми трансформаторами в последние годы. В таблице суммированы данные НИЦ «ЗТЗ-Сервис» об отказах оборудования мощностью более 100 МВА в 1994-1995 гг. (парк трансформаторов более 500 единиц) с аналогичными данными, опубликованными в вопросниках комитетов Doble Clients по трансформаторам и вводам в 1995-1996 гг. Предполагается, что имеющиеся отличия в конструкциях и условиях эксплуатации объектом, тем не менее, позволяют увидеть некую усредненную картину повреждаемости.

Отказы силовых трансформаторов мощностью свыше 100 МВА в 1994-1995 гг., вызванные внутренними повреждениями

Компонент	Вид повреждения	Число отказов, % к общему числу
Обмотки	Электрический пробой	14
	Механические деформации	10,7
	Термический износ	1,6
	Всего	26,4
Главная изоляция обмоток и отводов	Диэлектрический пробой, частичные или ползущие разряды	14
Остов, электромагнитные шунты	Перегрев, искрение в масле	8,3
Отводы РПН	Повышенный нагрев, механические повреждения	4,1
	Перегрев контактов	8,3
	Повреждение или ЧР в изоляции	5,0
	Механические нарушения	0,83
	Всего	14
Вводы	Пробой внутренней изоляции	28
	Перегрев контактных соединений	5
	Всего	33
	Итого	100

Рассмотрено более 120 отказов, связанных только с внутренними (скрытыми) повреждениями. В таблице не учтены отказы и вынужденные отключения, обусловленные внешними причинами: внезапным вытеканием масла из трансформаторов и вводов, низким или завышенным уровнем масла, перекрытием внешней изоляции, отказами приводов РПН, отказами элементов систем охлаждения и контрольно-измерительной аппаратуры, составляющие более половины случаев вынужденных отключений.

Анализ повреждаемости показывает следующее.

1. Примерно 50% отказов произошли после 15 лет эксплуатации, в том числе 23,3% - после 25 лет;

2. Несмотря на значительное постарение парка трансформаторов, отсутствует заметная повреждаемость по причине термоокислительного старения изоляции обмоток (всего 1,6%);

3. 60% отказов обусловлены нарушением электрической изоляции обмоток, отводов, вводов и устройств РПН (регулировки под нагрузкой);

4. 70% электрических повреждений витковой и межкатушечной изоляции произошли в обмотках высокого напряжения (ВН), которые обычно более чувствительны к загрязнению и увлажнению, и после сравнительно длительной эксплуатации (в среднем более 19 лет), 6 отказов изоляции произошли при воздействии грозových перенапряжений;

5. 16,7% отказов вызваны повреждениями токоведущих соединений устройств РПН (преимущественно контакты реверсора и избирателя) и отводов;

6. 10,3% отказов (преимущественно повреждения обмоток низкого напряжения) произошли при воздействиях сквозных коротких замыканий (КЗ).

К катастрофическим отказам (взрывы, пожары, разливы масла и др.) приводили случаи повреждений вводов, короткие замыкания в баках устройств РПН пробоем изоляции промежутка обмотка ВН - бак в междуфазной изоляции. Рассмотрение конкретных случаев отказов показывает, что в подавляющем большинстве случаев их причиной послужили сравнительно длительно развивающиеся дефекты, которые могли бы быть своевременно выявлены методами учащенной диагностики.

Анализ причин отказов в Австралии и Новой Зеландии [1], а также в Канадской энергосистеме Hydro Quebec [1] подтверждает, что основными элементами, в которых возникают повреждения, являются обмотки, вводы и устройства РПН (см. рис. 1 и 2), а типичными видами отказов являются: 1) ухудшение и нарушение изоляции обмоток, устройств РПН и вводов, 2) механические повреждения обмоток, 3) нарушение в цепях токоведущих соединений отводов и устройств РПН.

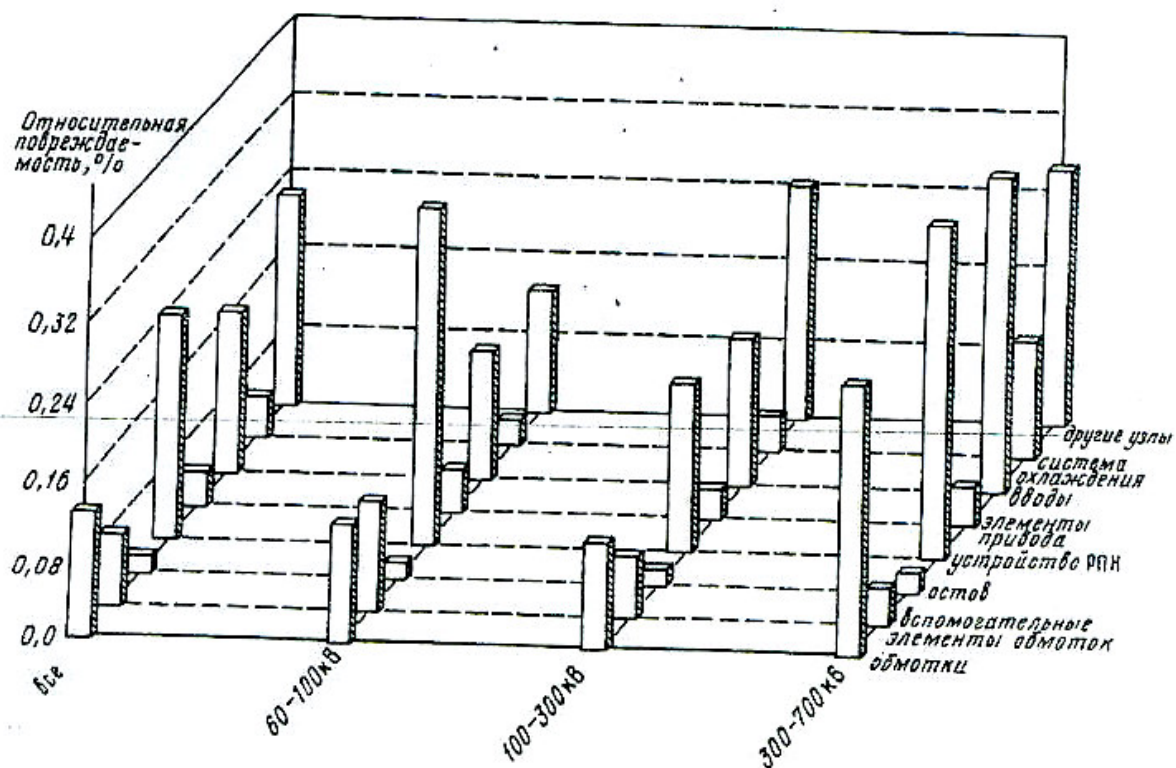


Рис. 1. Относительная повреждаемость отдельных функциональных узлов трансформаторов

Из анализа отказов могут быть определены следующие **приоритетные задачи диагностики.**

1. Выявление опасного ухудшения изоляционных свойств и начальных повреждений в главной и продольной изоляции обмоток (особенно ВН), изоляции отводов и узла РПН;
2. Обнаружение перегревов токоведущих соединений отводов и контактов РПН;
3. Обнаружение механических деформаций обмоток и ослабление их прессовки:
4. Выявление дефектов во вводах и предупреждение пробоя их изоляции;
5. Выявление (особенно в сверхмощных трансформаторах) местных перегревов в остовах, его креплениях в баке, электромагнитных шунтах и пр.
6. Предупреждение механических повреждений устройств РПН;
7. Перегрев изоляции обмоток и отводов.

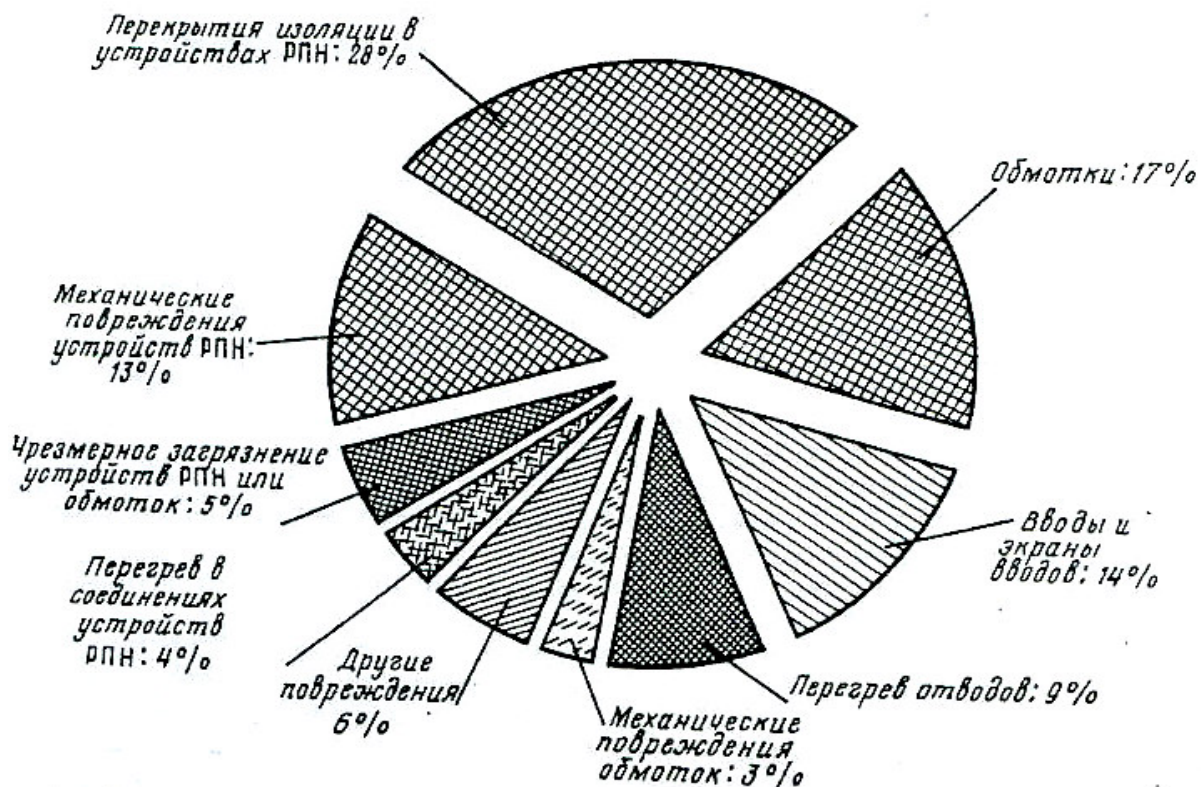


Рис. 2. Распределение видов повреждений за период 1983 – 1992 гг. (силовые трансформаторы 120 – 315 кВ с РПН)

Анализ отказов позволяет также выделить три направления мониторинга:

1. Контроль и управление нормальными режимами.
2. Контроль и ограничение аномальных режимов, вызывающих повышенные либо недопустимые воздействия на оборудование.
3. Контроль и диагностика состояния оборудования, предупреждение отказов и опасного развития начальных повреждений. При этом желательно получать всю необходимую информацию без отключения оборудования от сети. Это возможно посредством установки постоянных датчиков, периодического или ситуационного контроля путем подключения или установки временных датчиков и, наконец, периодического контроля без вмешательства в оборудование.

Контроль режимов эксплуатации. В работах [2-7] определяются следующие направления контроля:

- 1) температурно-нагрузочный режим;
- 2) напряжения обмоток и возбуждение магнитной системы;
- 3) уровень масла;

4) работа и функциональная исправность систем охлаждения;
5) работа и функциональная исправность устройств РПН. Развитие системы температурно-нагрузочного контроля трансформатора обычно основывается на следующих данных:

значениях токов нагрузки, а также значениях тока в нейтрали;

значениях температуры масла в верхних и нижних слоях, а также на входе и выходе из охладителя;

значениях температуры окружающего воздуха, а также воздуха на выходе из вентилятора;

числе и состоянии работающих вентиляторов и маслососов и данных измерения токов в обмотках электродвигателей;

показаниях устройств уровня масла.

Указанная информация, а также данные расчетов и заводских испытаний в значениях потерь в трансформаторе и перегревах обмоток и масла позволяют решать следующие задачи [8-12]:

оценка температур наиболее нагретых зон обмоток и степени износа изоляции;

оптимизация режимов охлаждения по допустимым температурам;

оптимизация режимов перегрузки по допустимым температурам;

корреляция между температурой масла и уровнем масла в расширителе;

корреляция между нагрузкой и газовыделением (при наличии источника такового).

Наиболее впечатляющим примером решения такого рода задач представляется система TTM (TRANSFORMER THERMAL MONITORING), разработанная и установленная в Национальной Сетевой компании (Великобритания) в 1980 г. [5]. В настоящее время система контролирует 18 ключевых трансформаторов, позволяя использовать большей частью ступень естественного охлаждения, дает возможность также планировать и управлять режимом перегрузки, выполняет ряд других функций.

В США традиционной системой контроля режимов трансформатора является SCADA (SUPERVISORY CONTROL and DATA ACQUISITION), главной функцией которой является обеспечение информацией о нагрузочном режиме и аварийных сигналах.

В последнее время предложен новый тип систем QUALITROL, SENTRY [10], предусматривающих также получение и обработку информации о температуре, уровнях масла, давлении и др.

Непосредственный контроль температуры обмотки и ее наиболее нагретых зон. Появление опτικο-волоконных датчиков температуры позволило решить эту задачу, что подтверждается материалами деятельности РГ 12-09 СИГРЭ, обобщившей информацию о результатах испытаний 26 трансформаторов, оборудованных датчиками. В [2] представлены перспективные измерения температурного профиля обмоток с помощью опτικο-волоконных датчиков в процессе эксплуатации.

Очевидно, что установить такие датчики можно только в процессе изготовления или ремонта трансформатора. Сдерживающими факторами при этом являются опасность повреждения датчиков при сборке, а также необходимость последующей калибровки. Вместе с тем использование встроенных датчиков несомненно перспективно для контроля нагретых зон, например, магнитопроводов мощных трансформаторов, работающих в условиях перевозбуждения или перегрузки.

Контроль фактического уровня масла в расширителе. В мощных трансформаторах считается достаточным контролировать только минимальный и максимальный уровни масла.

Во вводах из-за малого объема масла появление течи масла может привести к отказу за короткое время. На Запорожской АЭС как часть системы контроля и

диагностики вводов 750 кВ предусматривается контроль, основанный на использовании физической взаимосвязи давления масла и его температуры [13]. Предполагается, что при этом могут быть решены следующие задачи: 1) обнаружены течи масла; 2) определены неисправности сильфонов; 3) обнаружены источники внутреннего газовыделения (по увеличению давления); 4) определена фактическая температура ввода.

Виды аномальных воздействий, подлежащих регистрации и учету в базе данных. Опыт показывает, что в зависимости от назначения и места установки трансформаторов виды существенных воздействий, влияющих на их техническое состояние, различны. Например, для блочных трансформаторов существенны: КЗ на генераторной стороне и несинхронные включения; перевозбуждения (повышение U/f): коммутационные перенапряжения при включениях со стороны ВН; грозовые перенапряжения, особенно в случаях перекрытия внешней изоляции. Для сетевых автотрансформаторов существенными воздействиями являются: сквозные КЗ (кратность более 0,7 от расчетной); перевозбуждения при работе в понижающем режиме с нагруженной третичной обмоткой; перенапряжения при включениях-отключениях холостых линий и автотрансформаторов.

Широкие возможности для контроля рабочих и аномальных режимов открывает система INSITE (DOBLE ENG., США) [4], в которой предусматривается оперативная регистрация мгновенных значений напряжений и токов с частотой 10000/с, что может быть базой для расчета электромагнитных характеристик трансформатором, повышенных воздействий на трансформатор вплоть до перенапряжений в миллисекундном диапазоне частот и других параметров.

Контроль и диагностика технического состояния трансформаторов. Построение диагностической модели. Создание системы диагностики неизбежно связано с решением вопроса о том, как обеспечить ее эффективность при наименьших затратах. Очевидно, что эффективной (в том числе и наименее затратной) может быть система, направленная на поиски дефектов, которые реально могут иметь место, основанная на измерениях таких параметров, которые наиболее четко характеризуют образ дефекта.

Систематический анализ отказов и видов дефектов позволяет определить приоритетные задачи диагностики. Но очевидно, что оборудование не может «болеть» одновременно всеми, даже самыми типичными болезнями. Вероятность возникновения дефекта зависит, прежде всего, от особенностей конструкции (исходные запасы прочности, чувствительность к воздействиям и т.п.), а также от конкретных условий эксплуатации. Сказанным определяется следующий возможный алгоритм построения диагностической модели.

1. Составление функциональной модели трансформатора с учетом его основных компонентов и подсистем.
2. Определение бездефектного состояния и характеристик бездефектности.
3. Оценка видов вероятных дефектов (в данной конструкции и в данных условиях эксплуатации).
4. Определение физико-химических характеристик дефекта.
5. Определение образа дефекта через доступные диагностические параметры.
6. Определение дефектного состояния и его характеристик.
7. Нахождение параметров контроля: 1) характеризующих симптомы дефектного состояния; 2) позволяющих идентифицировать дефект.
8. Оценка механизма развития дефекта до отказа и определение характеристик развития дефектного состояния.
9. Определение корреляции между условиями развития и эксплуатационными воздействиями.
10. Определение допустимого дефектного состояния.

Выявление очевидных аномалий. Какие явления могут быть признаны как несомненные признаки дефектного состояния? Опыт показывает, что к таковым

относятся: аномальное общее или местное повышение температуры, появление посторонних звуков и иных акустических сигналов, необычная вибрация и особенно образование в масле газов - явление, которое практически однозначно связано с процессами аномальной деградации материалов.

Логическим развитием реле Бухгольца и более позднего датчика общей горючести газов в азотной подушке является устройство HYDRAN 201R канадской фирмы «SYPROTEC». В нем с использованием селективной мембраны, через которую диффундируют растворенные в масле газы, и миниатюрного электрохимического датчика анализируется концентрация смеси горючих газов следующего состава: 100% H₂ + 18% CO + 8% C₂H₂ + 1,6% C₂H₄. В [14, 7] показан некоторый опыт обнаружения дефектов с помощью HYDRAN 201R в трансформаторах и шунтирующих реакторах. К настоящему времени устройство HYDRAN установлено примерно на 7000 ед. оборудования. В канадской энергосистеме HYDRO-QUEBEK, в которой имеется более 500 ед. трансформаторов и реакторов 735 кВ, HYDRAN установлен на всем оборудовании 735 кВ, на всех новых и отремонтированных трансформаторах 315 кВ.

Известны десятки случаев выявления опасных дефектов, среди которых: перегревы контактов отводов, вводов и контактов РПН, случаи перегревов из-за циркулирующих токов в остове, повреждение электростатических экранов и др. Наиболее важным результатом явились многократные наблюдения интенсивного развития повреждений всего за 2-3 дня, что практически исключало обнаружение таких повреждений традиционными методами периодической диагностики.

В 1996 г. планируется установка системы HYDRAN 201i для контроля трансформаторов одного из блоков Запорожской АЭС. Предусматривается одновременный контроль газов в каждом из трансформаторов ОРЦ-417000/750 трехфазной группы, в трех вводах 750 кВ, а также в трансформаторе собственных нужд 63 МВА. В программном обеспечении предусматривается также использование возможности сравнения газового состава в однотипном оборудовании.

Перспективы дифференцированного анализа газов в системе непрерывного контроля. С 1996 г. фирма «Micromonitors» (США) предлагает коммерческую поставку полупроводникового датчика, разработанного по заказу EPRI со следующими достигнутыми пределами измерения: H₂: 30-1500 ppm ±10%; C₂H₂: 50-300 ppm ± 20%; C₂H₄: 50-300 ppm ± 20%; CO: 50-2000 ppm ± 20%. Можно предполагать, что в 1996 г. будут опубликованы первые данные об опыте эксплуатации датчика.

Следует отметить, что более чем пятилетний опыт анализа водорода в масле с помощью селективно абсорбирующей таблетки показал, что основная проблема селективных датчиков связана с необходимостью их периодической калибровки.

Диагностика состояния изоляционной системы. Задачи превентивной диагностики. Повреждение изоляции обычно происходит внезапно (пробой масляного промежутка, витковое или межкатушечное замыкание и др.). Поэтому реальными здесь являются задачи выявления дефектов, вызывающих ухудшение изоляционных свойств материалов до опасного снижения электрической прочности (например, повышенное влагосодержание или загрязнение масла), а также задачи по обнаружению развивающихся (неполных) повреждений в виде скользящих или ползущих разрядов, образующих науглероженные следы в изоляции.

Наиболее характерные и опасные виды дефектов. К таковым, прежде всего, необходимо отнести наличие влаги в виде жидкой, а также в виде растворенной воды в масле в количестве, могущем создать повышенную относительную влажность в масле при рабочих температурах. Далее могут быть названы проводящего типа примеси (углерод, металлические частицы и др.), являющиеся обычно продуктами износа маслонасосов, повышенного местного нагрева и др. Опасным может быть также отложение продуктов старения масла на поверхности твердой изоляции, а также абсорбирование продуктов старения изоляционной поверхностью. Описание вероятных дефектов и возможность их обнаружения с помощью диэлектрических характеристик

представлены в [15].

Реальные возможности существующей техники контроля под напряжением. Практическое применение в системе контроля под напряжением нашли датчики влажности масла. Чувствительным элементом в таких датчиках обычно является тонкая полимерная пленка, электрические характеристики которой изменяются функционально при изменении влажности окружающей среды [16, 17]. Фактически датчики показывают относительную влажность масла.

В [6] описан также датчик влажности, выполненный в виде цилиндрического конденсатора с тонким слоем кабельной изоляции. Этот тип датчика разработан в Киевском политехническом университете и впервые применен в Днепроэнерго 10 лет назад. К настоящему времени в эксплуатации находятся более 60 датчиков нескольких модификаций. Отмечено несколько случаев обнаружения опасного увлажнения.

Непрерывные измерения влаги. Имеется ли необходимость непрерывных измерений, если масло доступно для периодического контроля и, кроме того, имеются портативные приборы (например, устройство AQUA OIL канадской фирмы SYPROTEC), позволяющие быстро и эффективно измерять влагу в масле.

Возможны следующие аргументы.

1. Причины опасного увлажнения имеют эпизодический, внезапный характер. Например, известны неоднократные случаи проникновения дождевой воды через ослабленное уплотнение наконечника отвода в верхней части ввода. В этих случаях опасное снижение прочности и даже повреждение изоляции происходит всего за несколько часов.

2. Электрическая прочность масла с растворенной в нем влагой зависит не от абсолютной, а от относительной влажности. Поддержание низкой относительной влажности путем, например, поддержания некоторой повышенной температуры масла может позволить продолжать эксплуатацию даже значительно увлажненного трансформатора.

Датчик относительной влажности масла позволяет также оценить концентрацию влаги в твердой изоляции под нагрузкой после выдержки трансформатора при наибольшей рабочей температуре.

Проблема определения опасного изменения состояния изоляции вследствие загрязнения масла проводящими частицами, загрязнения поверхности изоляции, в том числе продуктами старения, еще требует своего решения. В [18] предложено использование для контроля проводящих примесей датчика, измеряющего удельное объемное сопротивление масла.

Измерение частичных разрядов (ЧР). Акустические характеристики ЧР. Непременной частью систем контроля под напряжением является акустическая дефектоскопия. Акустический датчик логически рассматривают как трансформаторный аналог стетоскопа. Он отличается простотой использования, возможностью локализовать местоположение источника разрядов, а также эффективностью при выявлении дефектов.

Идентификация частичных разрядов в оборудовании сопровождается, по меньшей мере, двумя проблемами: отстройкой от внешних помех и распознаванием источников внутренних шумов.

Обширный опыт Национальной Сетевой компании (Великобритания) позволил английским специалистам добиться заметных успехов в данном направлении [19]. Для выявления дефектов, симптомами которых обычно является аномальный состав растворенных в масле газов, используется датчик радиопомех - Radio Frequency Interference (RFI), работающий в диапазоне частот до 1 ГГц, что позволяет эффективно отстроиться от помех. Локализация источников разрядов осуществляется с помощью ультразвуковых транзедьюсеров, устанавливаемых в нескольких точках на баке.

Акустическая дефектоскопия занимает одно из центральных мест в диагностической системе TPAS 4000 (HARLEY INC. США) [20]. Особое внимание уделяется распознаванию природы сигналов (начальных повреждений, статических

разрядов, механических нарушений, магнитострикции). Например, механические шумы (изношенный маслонасос) имеют частотный максимум энергии в области низких частот, в то время как акустические сигналы от частичных разрядов в масле обычно имеют максимум энергии в области 120 кГц. В HARLEY INC. разработаны новые акустические датчики, в том числе датчик для внутренней установки, так называемый «рыбий глаз», позволяющий более четко определить источники внутренних сигналов. Представляется, что применение датчиков внутренней установки является следующим шагом развития акустического дефектографирования.

Дефекты, выявляемые акустическими датчиками. Обычно исходным импульсом для применения акустических датчиков является обнаружение источника внутреннего газовыделения. Типичными дефектами, обнаруженными по результатам акустического обследования, являются: обрыв шинок заземления активной части или электростатических экранов; нарушение крепления экранов ввода; нарушение изоляции прессующих обмотку винтов, замыкание активной части на бак; повреждения контактов РПН, а также нарушение соединений между частями избирателя (свободный потенциал) и др.

Электрические характеристики ЧР. Электрические характеристики ЧР более чувствительны к дефектам изоляции, чем акустические, и, как показывает многолетний опыт заводских испытаний, могут выявлять не только источники разрядов приводящих к необратимым повреждениям изоляции, но и различные дефекты, приводящие к снижению напряжения возникновения ЧР при отсутствии заметных акустических сигналов.

Вместе с тем допустимая граница интенсивности ЧР, характеризующая на заводе бездефектное состояние изоляции (ниже 300 пК), оказывается практически недостижимой в условиях эксплуатации.

В последние годы с помощью ряда технических усовершенствований (распознавания различного рода помех, использование частотных анализаторов, применение схем регистрации ЧР с нижней частотой измерительной полосы выше 1-1,5 МГц, совершенствование системы калибровки и приемов электрической локации и др.) оказывается возможным достаточно уверенно измерять и идентифицировать кажущиеся заряды на уровне тысячи пКл, а в балансных схемах - на уровне сотен пКл. Проблемы измерения ЧР подробно рассмотрены в [21].

Вместе с тем следует признать, что осуществление и трактовка данных измерения ЧР остается пока делом сравнительно узких специалистов, а проблема создания эффективного, доступного и относительно недорогого диагностического комплекса, основанного на измерении электрических характеристик ЧР, еще ждет своего решения. Одним из перспективных направлений может быть использование характеристик ЧР (тока, энергии и др.) для индикации предпробивных процессов с целью совершенствования защит.

Диагностика механических повреждений обмоток. Данный аспект диагностики тесно связан с необходимостью классификации характерных видов повреждений. В [22] выделены три вида деформаций:

- 1) потеря радиальной устойчивости, что особенно характерно для внутренних обмоток мощных силовых трансформаторов и автотрансформаторов;
- 2) полегание проводников под действием осевых сил;
- 3) закручивание обмоток.

К дефектному состоянию относят также ослабление прессовки обмоток, способствующее уменьшению динамической стойкости обмоток, и повреждение элементов прессующей конструкции. При этом опыт показывает, что отдельные трансформаторы могут работать с деформированными обмотками довольно долгое время (месяцы и даже годы) до следующего КЗ, в то же время при неблагоприятных условиях развитие данного дефекта может быть весьма скоротечным.

Наиболее эффективные методы диагностики деформаций. Для выявления

деформации используются методы: изменение емкости между обмотками: изменение сопротивления КЗ (ΔZ_k); метод искажения низковольтного импульса [23]; метод частотного анализа (FRA) [24].

Для выявления распрессовки обмоток, кроме того, используется частотный анализ вибраций [2] - метод, который применяется также для оценки деформации обмоток.

Проблема сравнения эффективности различных методов еще требует своего решения. Предполагается, что чувствительность того или иного метода зависит от вида деформации. Однако при радиальных деформациях более надежную основу для вывода о появлении дефекта дает анализ изменения индуктивности рассеяния обмоток или сопротивления Z_k поскольку образ дефекта в виде изменения геометрических размеров обмотки может быть функционально выражен через эти параметры. Оговоримся, что до последнего времени все эти методы подразумевали отключение трансформатора.

Диагностика деформаций обмоток в рабочем режиме трансформатора. Положительный ответ на вопрос о возможности осуществления такой диагностики дали результаты измерений Z_k под нагрузкой, проводившиеся в энергосистемах Украины в 1988 г. Основным препятствием на пути создания удовлетворительной по точности и стабильности методики, по мнению осуществляющих ее специалистов, оказались высокие погрешности, вносимые измерительными трансформаторами. Несколько лет назад в Италии был предложен подход [25], благодаря которому оказалось возможным определить не только сопротивление короткого замыкания, но также потери в меди и потери в стали трансформатора.

В [26] предложены теоретические основы для определения электромагнитных характеристик трансформатора под нагрузкой по результатам измерений комплексных или мгновенных значений токов и напряжений обмоток. В настоящее время по заказу НИЦ «ЗТЗ-Сервис» в одном из подразделений РАН изготавливается устройство, реализующее указанную стратегию диагностики электромагнитных параметров. Устройство будет представлено в опытную эксплуатацию в 1996 г.

В [27] предлагается подход к выявлению деформаций и смещений обмоток трехфазных трансформаторов по параметрам нулевой последовательности нормального режима на основе измерения действующих значений и фаз тока в нейтрали, фазных токов, а также напряжения нулевой последовательности.

Использование диагностических возможностей электромагнитных характеристик трансформаторов может явиться принципиально новым шагом в системе ON-LINE мониторинга и позволит значительно более полно контролировать состояние трансформатора и его отдельных узлов.

Диагностика повреждений устройств РПН. Проблемы эксплуатационной надежности устройств РПН связаны преимущественно с тремя обстоятельствами.

1. Частой работой устройств РПН и сопутствующим механическим износом деталей, электроэрозионным износом дугогасительных контактов, загрязнением масла в контакторе и др.

2. Редкими переключениями и сопутствующим «старением» размыкаемых контактов (реверсора, избирателя, рабочих контактов контактора).

3. Ухудшением состояния изоляции (загрязнением, увлажнением), а также возможными перенапряжениями в узле контактора, в том числе резонансного характера.

В [28] рассмотрены проблемы наиболее характерного вида повреждения — перегрева размыкаемых контактных соединений. Процесс возникновения и развития таких повреждений связан с исходными конструктивными особенностями (конструкция и материал контактов, значение переходного сопротивления и перегрева контактов над маслом, сорт масла и др.) и особенностями эксплуатации (значение рабочего тока, сверхтоки, длительность работы на одном положении и др.).

Механизм повреждения контактов связан с образованием пленки,

прогрессирующим ростом переходного сопротивления и температуры, зашламлением, газовыделением, разрывом цепи.

Методы диагностики устройств РПН. Традиционный подход предусматривает текущий контроль масла и газов в масле, а также ревизию и испытания с отключением трансформатора после определенного числа переключений или определенного времени эксплуатации. В практике энергосистем стран СНГ весьма эффективно показал себя периодический контроль переходных сопротивлений контактов. В последние годы наметилась тенденция к осуществлению диагностики РПН под напряжением.

Для диагностики механических повреждений применяются такие методы, как изменение момента сопротивления на валу привода, частотный анализ вибраций, изменение тока и нагрузки электродвигателя привода.

Наиболее полный диагностический комплекс для данного вида переключающих устройств представлен системой LTC-MAP (MARLEY INC.) [3]. Эта система отличается простотой установки и применения и включает ряд интересных решений, в том числе: выявление перегрева контактов по изменению температуры масла, оценку состояния механизма устройств РПН по изменению тока электродвигателя привода и др.

Перспективы развития диагностики устройств РПН связаны в первую очередь с совершенствованием методов обнаружения повреждений контактов на более ранней стадии. Такими методами могут быть селективный анализ газов, а также частотный анализ излучений от перегретых контактов.

Диагностика повреждений вводов. Маслонаполненные вводы, так же как и трансформаторы тока с бумажно-масляной изоляцией конденсаторного типа, являются тем видом оборудования, для которого контроль под напряжением оказался более эффективным, чем традиционные испытания, проводимые на отключенном оборудовании. Современная техника ON-LINE мониторинга и опыт ее применения полно представлены в [29-34]. Обобщение имеющегося опыта позволяет сделать следующие выводы.

1. Типичные дефекты вводов [35]: местные дефекты остова, загрязнение поверхности остова, а также загрязнение внутренней поверхности фарфоровой крышки продуктами старения масла - могут быть выражены через три диагностические характеристики: изменение тангенса угла потерь; изменение емкости остова; изменение тока небаланса трехфазной системы вводов. Развитие указанных дефектов, как правило, сопровождается возникновением ЧР и газовыделением.

2. Развитие повреждений в остове может быть предупреждено посредством контроля и ограничения нарастания тока небаланса, превышение допустимого уровня которого можно использовать в качестве импульса для срабатывания сигнализации и защиты.

3. Все перечисленные выше диагностические характеристики могут измеряться непосредственно под напряжением. Повышения напряжения и температуры усиливают проявление дефекта в виде больших изменений диэлектрических характеристик.

4. Могут быть предложены три варианта системы контроля под напряжением:

1) устройство постоянного контроля с выводом информации на щит управления;

2) устройство для периодического контроля вблизи трансформатора без устройства балансировки тока небаланса;

3) устройство присоединения для обеспечения возможности измерения под напряжением с предварительной балансировкой тока небаланса.

5. Главной проблемой создания эффективной системы диагностики остается разработка нормативно-технической документации, включающей в себя определения

дефектного состояния и допустимого дефектного состояния вводов разных конструкций, а также разработка диагностических алгоритмов.

Улучшение контролепригодности оборудования. Стандартизация методов контроля под напряжением. Значительное повышение эффективности диагностики оборудования без отключения от сети может быть достигнуто на основе модификации конструкции оборудования с целью улучшения контролепригодности и защитопригодности. При этом могут быть предложены следующие технические решения.

а) Изменение схем заземления с выводом заземляющих отводов магнитопровода, активной части, электростатических экранов на наружную часть бака.

б) Модификация отводов (например, нейтрали) с целью обеспечения возможности сравнительного контроля (защиты) параллельных участков обмоток.

в) Установка датчиков (акустических, температурных и др.) внутри бака. Реализация подобных решений, так же как и решений по установке наружных приспособлений (датчиков газов, температур, влаги, вибраций и др.), требует тесного сотрудничества между потребителем и изготовителем продукции.

Необходимым условием создания и развития систем эффективного контроля под напряжением является разработка международных стандартов, определяющих требования к системам ON-LINE мониторинга, а также нормативные требования к их эксплуатации.

Выводы. 1. Проблемы диагностики трансформаторного оборудования под напряжением характеризуются возрастающей актуальностью во всем мире.

2. Достигнуты значительные успехи в создании эффективных методов контроля и диагностики устройств с изоляцией конденсаторного типа (высоковольтные вводы, трансформаторы тока).

3. Наиболее актуальные задачи современного этапа развития диагностики трансформаторов под напряжением связаны с углубленной проработкой теоретических вопросов, разработкой нормативно-технической документации, с созданием новых и модернизацией существующих конструкций с целью повышения диагностируемости оборудования.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Aubin J. Transformer Specification // Min. Conf. «Life Cycle Management of Power Transformer». Toronto, 1995.

2. Босс П. Непрерывный мониторинг силовых трансформаторов // Матер. Междунар. семинара «Повышение надежности и эффективности контроля трансформаторов в эксплуатации». Докл. 2. 3. Запорожье, 1996.

3. Харлей Дж. Непрерывный контроль устройств РПН // Матер. Междунар. семинара «Повышение надежности и эффективности контроля трансформаторов в эксплуатации». Докл. 3.1. Запорожье. 1996.

4. Вудвард Р. Экспертные системы диагностики под напряжением оборудования подстанций INSITE // Матер. Междунар. семинара «Повышение надежности и эффективности контроля трансформаторов в эксплуатации». Докл. 3.2. Запорожье. 1996.

5. Лапворт Дж. Система для контроля теплового состояния трансформатора под напряжением // Матер. Междунар. семинара «Повышение надежности и эффективности контроля трансформаторов в эксплуатации». Докл. 3.5. Запорожье, 1996.

6. Казмерский М. Общие принципы и отдельные элементы системы для контроля и диагностики мощных силовых трансформаторов, работающих в Польской энергосистеме // Матер. Междунар. семинара «Повышение надежности и эффективности контроля трансформаторов в эксплуатации». Докл. 3.6. Запорожье. 1996.

7. Нунэн Т. Дж. Опыт использования контрольно-измерительных устройств компанией ESBI // Матер. Междунар. семинара «Повышение надежности и эффективности контроля трансформаторов в эксплуатации». Докл. 3.7. Запорожье, 1996.

8. D'Ajello L. et al. A Monitoring and Diagnostic System for a High Power Autotransformer and Associated Bays // CIGRE Simpos. «Diagnostic and Maintenance Techniques». Berlin, 1993. Rep. 110-05.

9. Feser K. et al. On-Line Diagnostic System for Monitoring the Thermal Behaviour of Transformer // CIGRE Simpos. «Diagnostic and Maintenance Techniques». Berlin, 1993. Rep. 110-08.

10. Teetsel M. Transformer Monitoring Techniques to Improve Predictive Maintenance and Increase Efficiency // Min. Conf. «Life Cycle Management of Power Transformers». Toronto, 1995.
11. Experimental Determination of Power Transformer Hot-Spot Factor // Eleclra, 1995. № 161.
12. Boss P. et al. Mesure du Profil de Temperature dans les Transformateurs a l'aide d'un Capteur Distribue a Fibre Optique // CIGRE Simpos. «Diagnostic and Maintenance Techniques». Berlin, 1993. Rep. 110-07.
13. Дудкин Е.М., Мостовщиков А.К., Соколов В.В., Ренев В.П. О мерах по повышению надежности эксплуатации и эффективности контроля трансформаторного оборудования 750 кВ на Запорожской АЭС // Матер. Междунар. семинара «Повышение надежности и эффективности контроля трансформаторов в эксплуатации». Докл. 3.8. Запорожье, 1996.
14. Жибо М.П. Определение и контроль аварийных условий в силовых трансформаторах, шунтирующих реакторах и трансформаторах тока // Матер. Междунар. семинара «Повышение надежности и эффективности контроля трансформаторов в эксплуатации». Докл. 3.3. Запорожье. 1996.
15. Sokolov V., Vanin B. Evaluation of Power Transformer Insulation Condition through Measurement of Dielectric Characteristics // Proc. of the Sixty Third Annual Intern. Conf. of Doble Clients. 1996.
16. Von Guggenberg P. Applications of Interdigitai Dielectromctry to Moisture and Double Layer Measurements in Transformer Insulation // PH D Thesis. Hassach set. USA. MIT. June 1993.
17. Oomen T.V. On-Line Moisture Monitoring in Transformers and Oil Proceeding System // CIGRE Simp. «Diagnostic and Maintenance Techniques». Berlin. 1993. Rep. 110-03.
18. Туркот В.А. Оценка состояния трансформаторных масел по удельному объемному сопротивлению // Матер. Междунар. семинара «Повышение надежности и эффективности контроля трансформаторов в эксплуатации». Докл. 5.3. Запорожье. 1996.
19. Вилсон А., Холя Д., Лапворт Дж. Измерение частичных разрядов в силовых трансформаторах под напряжением // Матер. Междунар. семинара «Повышение надежности и эффективности контроля трансформаторов в эксплуатации». Докл. 3.4. Запорожье, 1996.
20. Harley J. PD Test Experience and TPAS-400 // Proc. of the Tenth TPA5 User's Group. July. 1995.
21. Вдовико В.П., Овсянников А.Г. Контроль изоляции трансформаторного оборудования 110-500 кВ под рабочим напряжением по характеристикам частичных разрядов // Матер. Междунар. семинара «Повышение надежности и эффективности контроля трансформаторов в эксплуатации». Докл. 5.4, Запорожье, 1996.
22. Лазарев В.И., Кохоп П.Г., Дубинин Ю.А. - Обеспечение электродинамической стойкости обмоток для предотвращения повреждения при коротких замыканиях во время эксплуатации трансформаторов // Матер. Междунар. семинара «Повышение надежности и эффективности контроля трансформаторов в эксплуатации». Докл. 2.4. Запорожье. 1996.
23. Аликии С.В. и др. Диагностика обмоток силовых трансформаторов методом низковольтных импульсов // Электротехника. 1991. № 12.
24. Lapworth J., Noonan T. Mechanical Condition Assessment of Power Transformers Usiny Frequency Responce Analysis // Proc. of the Sixty Second Annual Intern. Conf. of Doble Clients. 1995. Sec. 8.14.
25. Arri E. et al Diagnosis of the State of Power Transformer Windings by On-Line Measurements of Stray Reactance // IEEE Trans, on Instrumentation and Measurement. 1993. V. 42. № 2.
26. Бутырин П.А., Алпатов М.Е. Диагностика силовых трансформаторов под нагрузкой // Изв. РАН. Энергетика. 1996. № 1. С. 74-81.
27. Засыпкин А.С, Дорожко С.В., Гармаш В.А. Выявление деформации обмоток силовых трансформаторов по параметрам нулевой последовательности нормального режима // Матер. Междунар. семинара «Повышение надежности и эффективности контроля трансформаторов в эксплуатации». Докл. 5.1. Запорожье. 1996.
28. Вайнштейн А.Л., Иванов А.М. Надежность устройств РПН, производимых на Украине // Матер. Междунар. семинара «Повышение надежности и эффективности контроля трансформаторов в эксплуатации». Докл. 2.7. Запорожье, 1996.
29. Григорьев А.В., Колесников А.С., Маяков В.П., Нестеренко А.И. Опыт контроля и диагностики состояния изоляции трансформаторов тока под рабочим напряжением // Матер. Междунар. семинара «Повышение надежности и эффективности контроля трансформаторов в эксплуатации». Докл. 4.1. Запорожье, 1996.
30. Соколов В.В., Маяков В.П., Шинкаренко Г.В. и др. Развитие системы контроля изоляции высоковольтных вводов под рабочим напряжением. // Матер. Междунар. семинара «Повышение надежности и эффективности контроля трансформаторов в эксплуатации». Докл. 4.2. Запорожье, 1996.
31. Григорьев А.В., Колесников А.С., Вольпов К.Д., Мостовщиков А.К. Опыт выявления дефектов изоляции опорных трансформаторов тока с использованием передвижных испытательных установок // Матер. Междунар. семинара «Повышение надежности и эффективности контроля трансформаторов в эксплуатации». Докл. 4.3. Запорожье. 1996.
32. Сви П.М., Сmealов В.В. Совершенствование устройств контроля трансформаторного

оборудования с учетом опыта эксплуатации // Матер. Междунар. семинара «Повышение надежности и эффективности контроля трансформаторов в эксплуатации». Докл. 4.4. Запорожье, 1996.

33. Курбатова А.Ф., Гречко О.И., Казачек В.Е., Петкевич Г.И. Методология и опыт длительных испытаний трансформаторов тока 330 кВ // Матер. Междунар. семинара «Повышение надежности и эффективности контроля трансформаторов в эксплуатации». Докл. 4.5. Запорожье, 1996.

34. Петкевич Г.Л., Гречко О.И., Курбатова А.Ф. Опыт ресурсных испытаний трансформаторных маслонаполненных вводов // Матер. Междунар. семинара «Повышение надежности и эффективности контроля трансформаторов в эксплуатации». Докл. 4.6. Запорожье, 1996.

35. Sokolov V., Vanin B. On-Line Monitoring of High-Voltage Bushings // Proc. of the Sixty Second Annual Intern: Conf; of DobleClients, 1995. Sec. 3.4.