

РАЗРАБОТКА И НАУЧНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ, ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ПРОДЛЕНИЮ РЕСУРСА ТРАНСФОРМАТОРОВ ТНЦ-1250000/330 НА БЛОКАХ АЭС УКРАИНЫ

Исследованы типичные основные и вероятные сценарии предаварийных и аварийных отказов главных блочных трансформаторов ТНЦ-1250000/330 АЭС. Предложены методы обслуживания силовых трансформаторов после их нормированного срока эксплуатации. Исследования аварийности позволили определить основные «зоны риска» оборудования, выявить интерпретации различных дефектов и предложить некоторые контрольно-диагностические методы управления сроком службы трансформаторного оборудования блоков АЭС Украины.

Ключевые слова: трансформаторы, изоляция, обмотки, бак, масло, газообразование.

Актуальной задачей в электроэнергетике в ближайшие 20 - 30 лет является обеспечение работоспособности электротехнического оборудования после нормируемого (расчетного 25 - 30 лет) срока службы. Возможности по замене технически устаревшего парка экономически и технически ограничены. Возникает проблема, как понизить пик необходимых инвестиций и распределить его на более долгий период? Необходима разработка долговременной стратегии обновления и замены оборудования на максимально возможный срок.

Конструкции блочных трансформаторов АЭС разработаны и введены в эксплуатацию в конце 70 – начале 80-х годов прошлого столетия. Из табл. 1 видно, что более половины главных блочных трансформаторов АЭС Украины превысили формальный срок службы (данные от общего числа эксплуатируемых машин даны в скобках в процентах).

Таблица 1. Время наработки парка блочного трансформаторного оборудования АЭС Украины по состоянию на июнь 2011 г.

Оборудование	11 – 15 лет	16 – 20 лет	21 – 25 лет	26 – 30 лет	31 – 35 лет
ТНЦ-1250000/330	2*	-	1	1	1
ОРЦ-417000/750	7	6	12	6	-
ТДЦ-250000/330	-	-	-	3	1
Всего: 40 блочных трансформаторов	9	6	13 (30 %)	10 (25 %)	2

* После ремонта на заводе.

Модель «жизни» трансформатора может быть представлена в виде ухудшения состояния со временем, а именно снижения запасов прочности под воздействием термических, электрических, электромагнитных и электродинамических нагрузок и различных химических преобразований и загрязнений.

В [1] предлагает различать четыре состояния: *нормальное* – состояние, при котором оборудование может выдерживать нормированные нагрузки; *дефектное* – аномальное состояние, в основном вследствие обратимых изменений (увлажнение, загрязнение масла и изоляции, ослабление креплений и пр.). Дефекты принципиально могут быть устранены без отключения трансформатора от сети; *поврежденное состояние* – связанное с условно необратимыми изменениями (повреждениями), для устранения которых требуется частичная замена деталей активной части, проведение дорогостоящих работ со сливом масла, демонтажем бака, разборкой активной части и пр.; *отказ (полный или неполный)* – состояние, при котором продолжение эксплуатации невозможно либо ограничено. Следует различать полный и неполный отказ и его экономические последствия.

Целью оценки состояния должна быть идентификация дефектного и поврежденного состояний с учетом вероятного сценария развития дефектов и последствия отказа. Блочные трансформаторы АЭС Украины длительно работают на номинальной мощности.

Такая нагрузка может скрывать, что трансформаторы имеют дефекты старения изоляции активной части, проблемные места теплогазовыделения, нестабильность электродинамики. Вероятным сценарием повреждения при ненормированной эксплуатации будут межвитковые или межкатушеч-

ные разряды, разрушение изоляции вводов и отводов, а также повреждения устройства регулирования под нагрузкой (РПН). Оценка технического состояния и продления срока службы трансформаторного оборудования блоков АЭС определяется степенью риска внезапного отказа, особенно с катастрофическими последствиями, и может быть представлена в виде четырех основных категорий: тепловое старение, электроизоляционный износ, механический износ, износ комплектующих изделий [2, 3]. В октябре 1996 г. после включения 2-го блока Южно-Украинской АЭС (ЮУАЭС) после останова для перегрузки топлива произошло повреждение блочного трансформатора ТНЦ-1250000/330 с пожаром из-за пробоя изоляции обмотки 750 кВ. Только специальные меры по временной установке трансформатора ТНЦ-1000000/300, доставленного из Запорожской ТЭС, позволили ограничить время простоя блока до 40 сут. При этом ежедневные потери оценивались примерно в 1 млн долларов.

Блочные трансформаторы ТНЦ-1250000/330 представляют собой наиболее мощную в мире конструкцию в трехфазном исполнении. Удельная загрузка каждого стержня составляет 417 МВА, что существенно превышает, например, мощность наиболее мощного трансформатора, установленного на АЭС Франции – 360 МВА на фазу (стержень). Всего в эксплуатации находятся пять трансформаторов данной конструкции, из которых четыре установлены на АЭС Украины. Первый трансформатор находится в эксплуатации на ЮУАЭС с 1982 г.

Технические характеристики блочных трансформаторов ТНЦ-1250000/330

Номинальное напряжение обмотки высокого напряжения (ВН), кВ	347
Номинальное напряжение обмотки низкого напряжения (НН), кВ	24
Номинальный ток ВН, А	2082
Номинальный ток НН, А	30070
Вольт/виток; напряжение короткого замыкания (КЗ), %	705,88; 14, 6%
Группа соединения	Y _n /D-11
Ток холостого хода, %	0,55
Потери Р холостого хода, кВт	715
Потери Р _{кз} ВН/потери рассеяния, кВт	1118/195
Потери Р _{кз} НН/потери рассеяния/циркулирующие токи, кВт	926/278,2/65
Потери Р _{кз} суммарные, кВт	2269
Система охлаждения с принудительной циркуляцией масла; направленный контур в обмотке НН	5 + 1 резервный масловодяной охладитель
Транспортная масса, т	500
Масса масла, т	85

Опыт эксплуатации. Причины отказов, приводящих к вынужденному отключению блоков АЭС. Особенности конструкции, влияющие на надежность

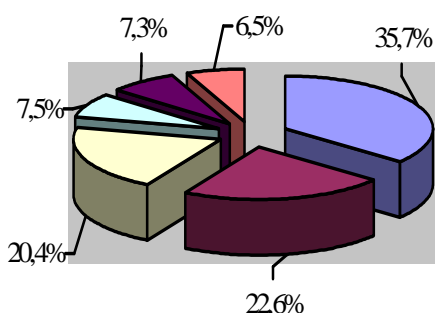


Рис. 1. Диаграмма Парето аварийности ТНЦ-1250000/330 за время их эксплуатации на блоках АЭС Украины.

Опыт эксплуатации наиболее мощных классов блочных машин в трехфазном исполнении в мире отсутствует. Более наглядно классификацию отказов с относительными долями от общего числа иллюстрирует диаграмма Парето (рис. 1) аварийности систем токоведущей (6,5 %), механической (7,3 %) электроизоляционной (7,5 %), охлаждения (20,4 %), электромагнитной (22,6 %) и системы вводов (35,7%) блочных трансформаторов ТНЦ-1250000/330.

Большая часть отказов обусловлена дефектами комплектующих узлов, возникавших преимущественно в приработочный период и устраненных на месте установки. Очевидно, что любая причина отказов трансформатора приводит к несоизмеримо большим потерям, связанным с отключением блока. Опыт показывает, что наиболее вероятными дефектами в активной части конструкции могут быть местные нагревы в электромагнитной системе; перегревы контактных соединений осо-

бенно на стороне НН, дефекты, вызывающие значительное снижение электрической прочности, а также местные деформации обмоток (табл. 2).

Электромагнитная система. Магнитная система выполнена трехстержневой с разветвленными боковыми ярмами. Средняя индукция в стержне 1,7 Тл. Стяжка стержней и боковых ярмовых балок выполнена бандажками из стеклоленты, а горизонтальных ярмовых балок – полубандажками. Верхние и нижние ярмовые балки (консоли) связаны между собой вертикальными пластинами, установленными на стержнях. Балки со стороны НН электрически связаны с балками со стороны ВН через одну из восьми поперечных балок, которыми активная часть опирается на дно бака трансформатора.

Таблица 2. Виды и причины отказов функциональных систем блочных трансформаторов ТНЦ-1250000/330 за время их эксплуатации

Функциональная система	Число отказов	Вид и причина отказа (наработка лет до отказа)
Электромагнитная	3	Разземление магнитопровода; ослабление контакта «лапа – нижняя балка ярмовая» (4). Нагрев металлической пластины прессовки обмотки (под ярмом), закупоривание охлаждающего канала магнитопровода (9). Перегрев в зоне стыка верхнего ярма и обратной полки консоли (2)
Электроизоляционная	1	Перекрытие изоляции верхней половины обмотки ВН (11)
Механическая	1	Потеря осевой устойчивости крайних катушек обмотки ВН (11)
Токоведущая	1	Нагрев и выгорание гибкой связи ввода НН (1)
Система охлаждения, шкаф автоматического охлаждения трансформатора (ШАОТ)	3	Перегрев клемм в цепи рабочего питания ШАОТ (9). Течь масла через компенсатор напорной ветви маслопровода (9). Отключение газовой защиты (ГЗ) из-за утечки масла из системы охлаждения (15)
Вводы	4+1	КЗ контур в узле компенсации давления масла (1). Повышение концентраций растворенных газов в масле вводов 330 кВ (3). Снижение давления во вводе 330 кВ (1). Падение давления во вводе из-за нарушения уплотнения токоведущей трубы (13). Повреждение вводов НН при КЗ в токопроводе после включения со стороны 330 кВ (23)

Для снижения добавочных потерь от потоков рассеяния предусмотрены магнитные шунты. Они установлены на верхних полках нижних ярмовых балок, на внутренних стенках бака в зоне приближения обмоток, вдоль разъема, на внутренних стенках коробок вводов НН. Нагрев металлических частей в потоке рассеяния остается весьма заметным. Например, перегрев поверхности прессующих колец обмоток ВН над маслом при номинальной нагрузке от потока рассеяния составляет 47 °С.

Возникновение местных нагревов, связанных как с основным потоком, так и с потоком рассеяния, является весьма вероятным явлением в данной конструкции. Учитывая, что в объеме масла около 100 м³, выделение, например, 300 мл газа, что соответствует местному нагреву масла до 700 °С в течение часа, вызывает изменение концентрации газа всего на 3 ppm. Очевидно, что установленный периодический (один раз в шесть месяцев) контроль растворенных газов малоэффективен. Требуется внедрение непрерывного контроля газов координировано с величиной токовой нагрузки и температуры. Целесообразно выполнить модификацию схемы заземления активной части путем вывода шинок заземления наружу бака через изоляторы для контроля замыканий между частями магнитопровода.

Электроизоляционная система. Конструкция обмоток: обмотка НН – винтовая, 8-ходовая (количество ходов определяют по числу, на которое делят проводники витка). Хода располагают вдоль стержня, а параллельные проводники перпендикулярно оси стержня. В зависимости от тока и соответственно числа параллельных проводов винтовая обмотка может выполняться одноходовой и многоходовой. В блочных трансформаторах ТНЦ-1250000/330 применена двухслойная обмотка из транспонированного провода (21 параллельный проводник расчетное значение при токе обмотки НН более 300 А) с двумя склеивающимися лентами. Обмотка ВН – катушечная комбинированная с вводом в середину. Всего 60 катушек из подразделенного провода. 14 катушек от линейной зоны - переплетенного типа, остальные – непрерывной намотки. Толщина изоляции в переплетенной зоне 1,36 мм на две стороны. Напряженность электрического поля при рабочем напряжении 2,6 кВ/мм.

Чувствительные зоны. Влияние вероятных факторов деградации. На рис. 2 изображена главная изоляция маслобарьерного типа. Напряженность электрического поля в промежутке ВН - НН

при рабочем напряжении 2,5 кВ/мм. Расчетные минимальные запасы импульсной прочности продольной изоляции ВН 130 %. Из рисунка видно, что надежность главной изоляции при воздействии кратковременных воздействий грозового и коммутационного импульсов определяется участками изоляции «ВН - НН», «обмотка ВН – бак», а также участком вдоль обмотки ВН. Отложение на поверхности изоляции проводящих примесей (сульфида серы, низкомолекулярных кислот и фурановых соединений), а также накопление примесей и их концентрация в масле может вызвать значительное снижение напряжения возникновения скользящего разряда, стриммеров и увеличения скорости их распространения (рис. 3). Маслородяная система охлаждения представляет потенциальную угрозу попадания воды в масло, особенно после длительного отключения блока в зимнее время. Реальным источником проникновения дождевой воды является уплотнение накопника отвода на вводе 330 кВ.

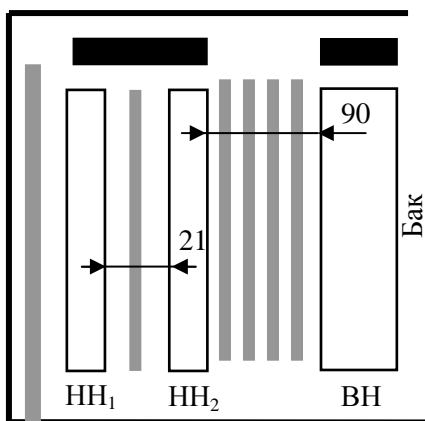


Рис. 2. Главная изоляция ТНЦ-1250000/330.

Возникает необходимость непрерывного (системы Transport X, Transfix, Hydran) контроля содержания газов и влаги в работающем трансформаторе, а также периодического контроля влагосодержания в донной части маслоохладителей. Для повышения чувствительности защит к начальному замыканию между проводниками целесообразно выполнить модификацию с разделением нейтралей (верх-низ ВН) и установкой поперечной дифференциальной токовой защиты.

Возникает необходимость непрерывного (системы Transport X, Transfix, Hydran) контроля содержания газов и влаги в работающем трансформаторе, а также периодического контроля влагосодержания в донной части маслоохладителей. Для повышения чувствительности защит к начальному замыканию между проводниками целесообразно выполнить модификацию с разделением нейтралей (верх-низ ВН) и установкой поперечной дифференциальной токовой защиты.

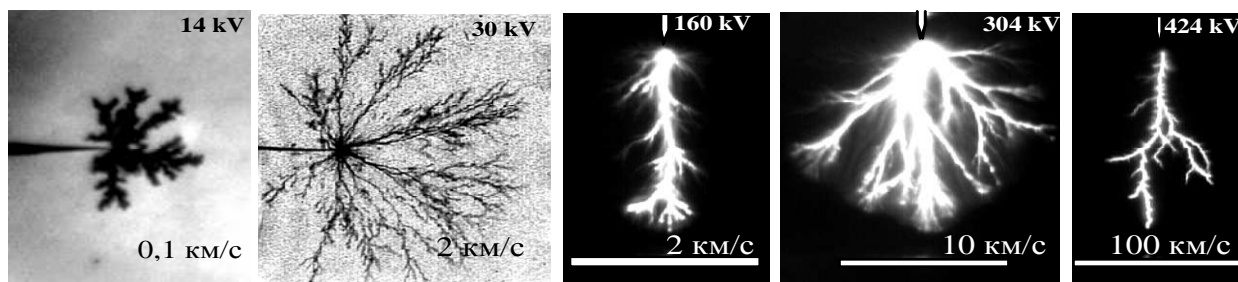


Рис. 3. Образы стриммеров в трансформаторном масле трансформатора ТНЦ-1250000/330.

Возникает необходимость непрерывного (системы Transport X, Transfix, Hydran) контроля содержания газов и влаги в работающем трансформаторе, а также периодического контроля влагосодержания в донной части маслоохладителей. Для повышения чувствительности защит к начальному замыканию между проводниками целесообразно выполнить модификацию с разделением нейтралей (верх-низ ВН) и установкой поперечной дифференциальной токовой защиты.

Критическим фактором деградации электрической прочности является образование проводящих примесей (металлические примеси, углерод). Учитывая, что электрическое поле способствует миграции примесей и отложения их на участках повышенной напряженности, необходимо контролировать количество и состав механических примесей в масле, а также предусмотреть систему тонкой фильтрации примесей под напряжением. Наиболее вероятным видом повреждения изоляции после ее значительного старения (при содержании влаги в бумаге от 0,3 до 7 % степень полимеризации твердой изоляции в пределах не менее 400 - 360, тепловое старение табл. 5 по ГОСТ 14209-97 и аутентичному МЭК-60354-91) может быть замыкание между параллельными проводниками обмотки НН, выполненной из транспонированного провода. Реальным методом диагностики может быть резистивная составляющая потерь рассеяния обмотки и ее частотная зависимость. Необходимым методом диагностики может быть метод анализа растворенных газов.

Диагностические параметры имеют вероятностный характер из-за неравномерности структуры изоляции, способов проникновения, равновесия и миграции проводящих частиц, отсутствия эффективных диагностических методов к изменению состояния изоляции при увлажнении и загрязнении. Масло составляет более 46 % объема маслоразрядной изоляции. Увеличение тангенса угла диэлектрических потерь от 0,5 до 1 % в масле с малыми диэлектрическими потерями вызовет заметное увеличение тангенса угла потерь участка «ВН - НН», «обмотка ВН – бак» от 0,27 до 0,55 %. Однако поскольку барьеры между обмотками не полностью перекрывают высоту обмоток, так что между об-

мотками остается чисто масляный участок, влияние проводимости масла может шунтировать величину тока через масло-барьерный участок и снизить чувствительность диэлектрической характеристики к ухудшению состояния картона.

Механическая система. Динамическая стойкость обмоток при КЗ определяется радиальной устойчивостью наружного слоя обмотки НН, выполненной из транспонированного провода, а также осевой устойчивостью верхних катушек обмотки ВН. Чувствительность применяемого метода диагностики посредством измерения сопротивления КЗ недостаточна для определения начальных деформаций. Необходимо освоение и внедрение более чувствительных методов диагностики, в частности анализа частотных спектров импеданса (FRA-Frequency Response Analysis) [4].

Токоведущая система. Значительные величины токов более I_H (см. выше технические характеристики) через обмотки предполагают повышенную чувствительность трансформатора к изменению переходных сопротивлений в контактных соединениях, особенно на стороне НН. В конструкции применены вводы на номинальный ток 20 кА при номинальном токе трансформатора 17,36 кА. Увеличение переходного сопротивления всего на 10 - 15 мкОм может инициировать прогрессирующий нагрев контактов. 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). Разработаны датчики, позволяющие измерять непосредственно температуру в обмотках трансформатора точечного и распределенного типов. Применение волоконно-оптической техники для вывода информации от датчика позволяет поместить датчики непосредственно в обмотку на высоком потенциале, избавиться от электромагнитных помех при измерениях. 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. Система может применяться для непрерывного контроля нагрева трансформатора.

Тепловое исполнение. Система охлаждения. Для системы охлаждения применяются пять рабочих и один маслководяной резервной охладитель типа МО-53-4-1, ШАОТ. Тепловое состояние и соответственно термическая «жизнь» изоляции определяется состоянием верхних катушек обмоток ВН и НН, зависящим в значительной степени от температуры масла (табл. 3). Так при температуре масла 65 °С и полной нагрузке трансформатора температура наиболее нагретых катушек (ННК) может достигать 120 °С.

Таблица 3. Тепловое состояние обмоток трансформатора ТНЦ-1250000/330

Обмотка	Перегрев средней температуры обмотки над маслом, °С		Перегрев средней температуры обмотки над водой, °С	
	Средний	ННК	Средний	ННК
НН	25,7	54,8	43,6	72,7
ВН	35,9	52,7	54,3	74,4

В трансформаторах ТНЦ-1250000/330, в которых соблюдаются ГОСТ 14209-97, МЭК-60354-91, относительная скорость теплового старения определяется по отношению к скорости старения в течение одного нормального дня. Таким днем считается день работы трансформатора при номинальной нагрузке при окружающей температуре 20 °С. При этом температура наиболее нагретой точки составляет 98 °С (1,0 отн. ед.). Для нормального суточного износа изоляции трансформатора температура наиболее нагретой точки должна быть ≤ 98 °С. Из табл. 4 следует, что если температуру увеличить на 6 °С, срок службы изоляции сократится вдвое (под температурой наиболее нагретой точки подразумевается температура наиболее нагретого слоя обмотки верхней катушки трансформатора).

Таблица 4. Относительная скорость теплового старения изоляции трансформатора

Температура ННТ обмотки, °С	80	86	92	98	104	110	116	122	128	134	140
Скорость старения при 98 °С, отн. ед.	0,125	0,25	0,5	1,0	2,0	4,0	8,0	16,0	32,0	64,0	128

Фактически нагрузка трансформаторов ТНЦ-1250000/330 не превышает 85% от номинальной. Вместе с тем температура масла в осевых каналах у обмоток может существенно превышать температуру верхних слоев масла (до 20 %), которая на самом деле представляет смесь потоков масла, вытекающих из обмоток, из магнитопровода и масла, циркулирующего между обмотками и баком. Можно утверждать, что фактическое тепловое состояние, степень старения изоляции и соответственно, ее остаточный ресурс являются в настоящее время неопределенными из-за 15 % недогрузки трансформатора на блоках.

Для оценки теплового состояния данного трансформаторного оборудования необходим контроль, мониторинг и диагностика по следующим вопросам:

использование современных методов расчета, определения температурного профиля обмоток и возможности непосредственного измерения температуры масла, выходящего из обмоток посредством оптико-волоконных датчиков;

усовершенствование системы контроля и управления охладителями на основе автоматического измерения температуры входящих и выходящих потоков масла и воды в каждом работающем охладителе, температуры масла, входящего в обмотки НН – бак и выходящего из бака. Контроль и поддержание оптимальной температуры масла, выходящего из обмоток должен быть эффективным способом продления ресурса изоляции;

определение места и средств контроля температуры верхних слоев масла. Контроль температуры необходимо осуществлять с учетом величины тока в обмотках, а также величины расходов воды и масла в охладителе и расходов масла через трансформатор. Целесообразно использовать приборы контроля средней температуры обмоток ВН (на принципе термографии) с учетом превышения температуры обмотки над маслом, величины тока через обмотки и постоянной времени нагрева.

Прходные вводы 330 кВ. Состояние вводов в значительной мере определяет надежность и устойчивость работы блоков (см. табл. 1, рис. 1). В конструкции трансформатора применен ввод типа ГМТПА-45-330/2500У1, имеющий наибольшую (2500 А) токовую нагрузку. Вводы должны выдерживать ток термической стойкости $I_{TC} = 25 I_N$. Максимальное давление масла 3 атм при номинальной нагрузке, температуре масла в трансформаторе 75 °С и окружающей температуре 40 °С. При этом не учитывается, что трансформатор подогревает окружающий ввод воздух и что солнечная радиация создает существенный дополнительный нагрев ввода (по ГОСТ 10693-81 эффективное значение температуры окружающего воздуха 40 °С для исполнения У1 и ХЛ1). Сильфонные устройства (18 или 20 устройств в зависимости от года изготовления) объемом 1,9 л должны обеспечивать давление масла во вводе в расчетных пределах при расчетном диапазоне изменения температур.

Соответственно контроль изменения давления масла во вводе становится важной задачей. Существующая конструкция предусматривает только визуальный контроль по манометру, установленному на «голове ввода», позволяющему осуществлять только грубую индикацию давления. Повышение давления масла во вводе свидетельствует о нарушении свойств трансформаторного масла, и оно должно быть комплексно проверено на наличие влаги и примесей.

Опыт эксплуатации показал, что конструкция остова ввода является весьма надежной. Фактические причины отказов и отбраковки вводов связаны с окислением масла и образованием медьсодержащих коллоидов, перегревом масла, в частности в верхней части из-за образования контуров в поле рассеяния и течами масла, что требует организации иного контроля. Системы контроля вводов предлагается основывать на автоматическом измерении давления и температуры масла, комплексной проводимости масла ввода под напряжением и постоянном контроле растворенных газов.

Метод и модель исследования газообразования в блочных трансформаторах блоков АЭС. В силовых трансформаторах и шунтирующих реакторах 70 % проблем (п. 1–6 данного раздела) может быть выявлено с помощью хроматографического анализа растворенных газов (ХАРГ) в масле. Анализ растворенных газов является индикатором аномальных явлений: термические и разрядные процессы, изменение рабочего напряжения и магнитного потока, увеличения нагрузки, влияние на конструкцию основного магнитного потока или потока рассеяния. К таким дефектам расположены все анализируемые системы «жизнеобеспечения трансформатора», однако скорость газообразования при различных повреждениях, их качественные и количественные показатели различны, и в некоторых случаях анализ растворенных газов может выявить начальный, развитый и послеаварийный дефект. Известные инструкции по интерпретации газов [5 - 7] дают четкие указания, как идентифицировать трансформатор с дефектом и какой тип повреждения может иметь место. Исследования состояния трансформаторного оборудования блочного типа АЭС Украины на базе функционального ХАРГ в масле дает возможность показать типичные развития аварий.

1. Анализируемые газовые соединения: H_2 (водород), C_2H_2 (ацетилен), C_2H_4 (этилен), CH_4 (метан), CO (окись углерода), C_4H_8 (бутен-1) – основные газовые соединения для определения прогнозируемых дефектов; вспомогательные газы – CO_2 (диоксид углерода), O_2 (кислород), N_2 (азот). Так, например, C_2H_4 – является симптомом перегрева выше $500\text{ }^\circ\text{C}$, когда может ожидать образование углерода; C_2H_2 – для образования ацетилена необходима температура, как минимум, $800 - 1200\text{ }^\circ\text{C}$, при этом образование растворенных газов может сопровождаться образованием пузырьков газа и оплавлением металла.

2. Газовые отношения (идентификация повреждения): CH_4/H_2 (оценка частичных разрядов (ЧР)), C_2H_2/C_2H_4 (дуговой разряд), C_2H_4/C_2H_6 (нагрев-перегрев масла), C_2H_2/C_2H_6 (электрические разряды), CO_2/CO (перегрев целлюлозы), C_2H_2/H_2 (проникновение газов в масло основного бака из бака РПН), N_2/O_2 (расходование кислорода), $C_2H_8/(\sum C_xH_x + H_2)$ (перегрев при температуре $150 - 300\text{ }^\circ\text{C}$). Отношение C_2H_4/C_2H_6 также используется для расчета температуры локального перегрева с помощью имперического выражения [8]

$$T\text{ }^\circ\text{C} = 322 \log (C_2H_4/C_2H_6) + 525, \quad (1)$$

где отношение C_2H_4/C_2H_6 (этилен/этан используется как параметр, выявляющий термические воздействия и его величина больше единицы).

3. Скорость газообразования в случае локального перегрева за 1 сут на 1 см^2 сопоставляется с предполагаемой температурой и возможным количеством перегретого металла по уравнению [8]

$$\log R = 14,4 - 11800/T, \quad (2)$$

где R – скорость образования, мл/ч на 1 см^2 нагретой поверхности; T – абсолютная температура, К.

4. Вид (образ) развивающихся в трансформаторах дефектов можно ориентировочно определить графически по основным газам: водороду, метану, этилену и ацетилену. Описанные в [8, 9] образы характерных газов являются очень эффективными диагностическими характеристиками. На рис. 4 на оси абсцисс представлены анализируемые газы, а на оси ординат – удельная концентрация каждого газа по отношению к газу, имеющему наибольшую концентрацию. Таким образом, отображается образ характерного дефекта.

5. Количество образовавшихся и растворенных горючих газов могут использоваться как степень деградации материалов, особенно целлюлозной изоляции. Важно учитывать количество газов в трансформаторах, имеющих большой объем, какими являются блочные трансформаторы. Так, например, авторы [10] считают, что необходимо обращать внимание на трансформаторы с количеством CO только более 15 л , а авторы [9] считают опасным уровень газов $0,2\text{ л}$ ($CO + CO_2$) на 1 кг нагретой витковой изоляции.

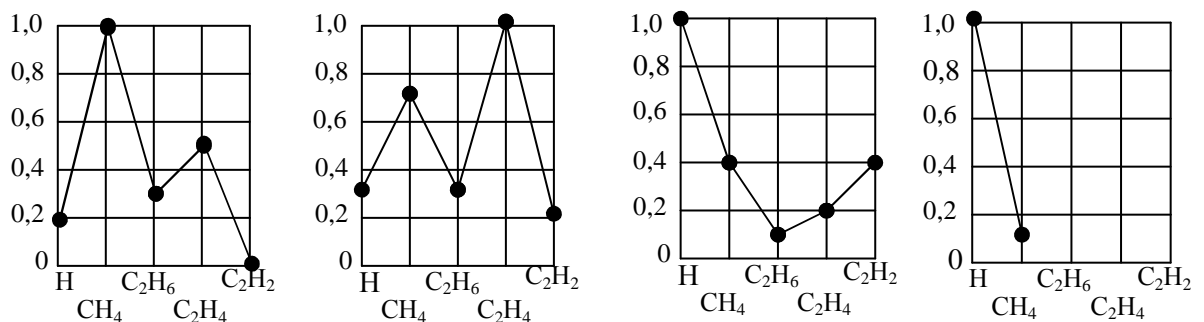


Рис. 4. Образ характерного дефекта по основным диагностируемым газам.

6. Источники газообразования в блочных трансформаторах ТНЦ-1250000/330, ОРЦ-417000/750, ТДЦ-250000/330 АЭС Украины могут быть оценены на базе функциональной модели повреждений трансформаторов, предложенной рабочей группой СИГРЭ 12.18 «Управление сроком службы трансформатора», которая представлена на рис. 5 в модифицированном виде.

На базе функциональной методологии, основанной на состоянии оборудования [12] и проведенных исследованиях главных блочных трансформаторов, определены интерпретации системных сценариев развития аварий:

Электромагнитная система. 1. Местный перегрев, искрение в остове, связанное с магнитным потоком: КЗ контуры в остове (изолированные и прессирующие болты, прессирующие металлические кольца), как правило, приводят к интенсивному газообразованию. 2. Местный перегрев, искрение в остове, связанное с потоком рассеяния.

Три механизма могут быть рекомендованы для рассмотрения:

местный перегрев, вызванный вихревыми токами, который приводит к образованию газа, частиц углерода (нагара) и других продуктов разложения, а также к износу изоляции;

КЗ контуры между соседними частями в потоке рассеяния, часто из-за плохого контакта между ними, приводят к перегреву, искрению и дуговому разряду, газообразованию;

изменение плавающего потенциала также приводит к искрению.

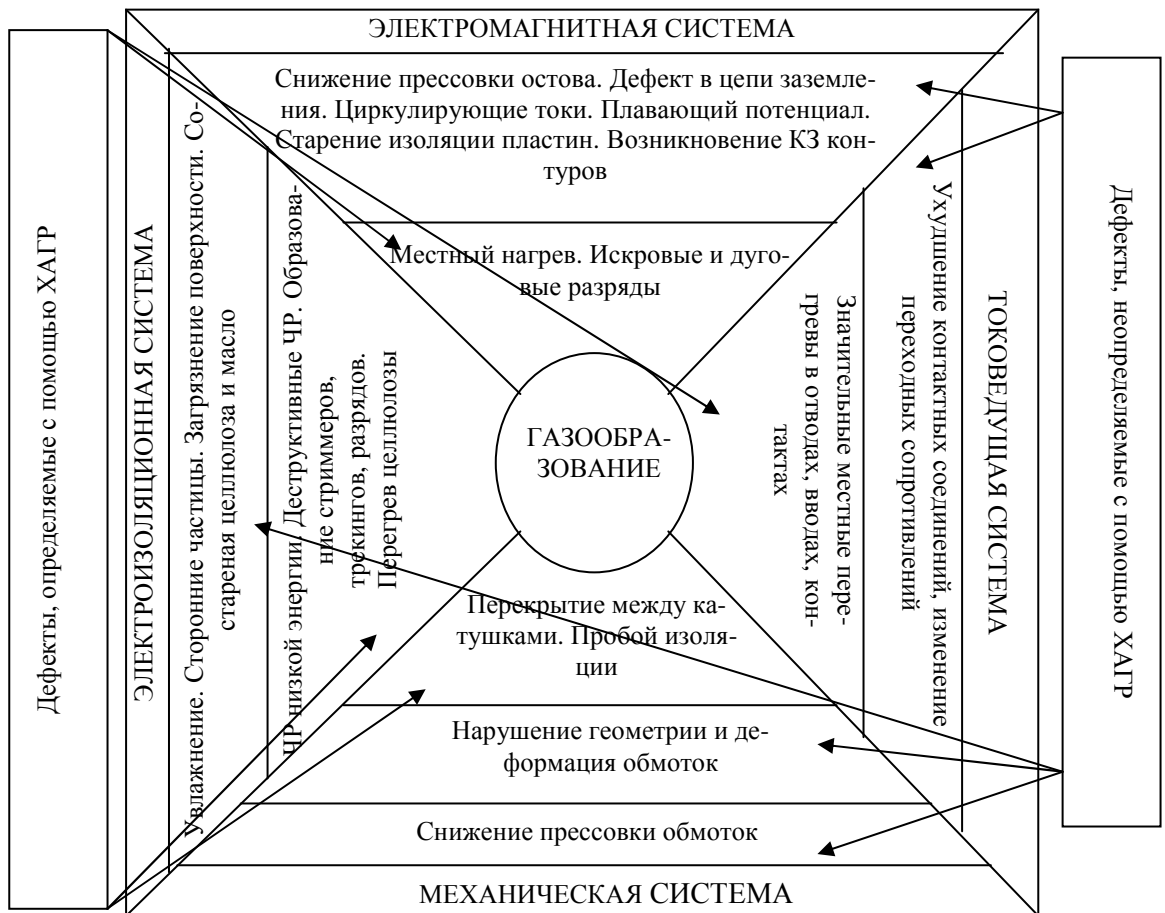


Рис. 5. Модель функциональных повреждений трансформатора. Дефекты, выявляемые с помощью ХАГР.

Диэлектрическая система. Увлажнение, загрязнение частицами ⇒ возникновение умеренных ЧР ⇒ возникновение деструктивных ЧР ⇒ образование газов ⇒ прогрессирующие ЧР, сопровождающиеся газообразованием ⇒ образование трещин, стриммеров, сопровождающееся критическими предаварийными ЧР и интенсивным газообразованием ⇒ пробой.

Механическая система. Снижение прессирующей способности ⇒ нарушение геометрии обмотки ⇒ появление ЧР, сопровождающееся газообразованием ⇒ развитие ползущего разряда ⇒ перекрытие, пробой или нарушение геометрии обмотки + коммутационная волна ⇒ перекрытие между катушками обильным газовыделением.

Токоведущая система. Прогрессирующее увеличение сопротивления контакта приводит к прогрессирующему росту температуры, газообразованию, необратимому износу контактов, обугливанию, коксованию, разрыву цепи и КЗ.

Проведенные исследования типичных и вероятных сценариев повреждения блочных трансформаторов ТНЦ-1250000/330 после их нормированного срока эксплуатации позволяют выявить «зо-

ны риска» оборудования и определить факторы и меры надежности, безопасности и эффективности главных генераторных трансформаторов блоков АЭС.

Факторы, влияющие на снижение надежности и меры по повышению надежности в главных трансформаторах ТНЦ-1250000/330 блоков АЭС Украины

Отсутствуют средства выявления замыканий между параллелями обмотки, в частности между проводниками транспонированного провода обмоток НН – наиболее вероятного вида повреждения вследствие механической деградации состаренной изоляции	Разработать и внедрить метод контроля состояния обмоток посредством анализа частотной зависимости потерь рассеяния с учетом опыта института IREQ (Канада)
Недостаточная чувствительность применяемых методов диагностики деформации обмоток	На базе разработок СИГРЭ освоить и внедрить метод диагностики на основе анализа частотных спектров импеданса (FRA-Frequency Response Analysis)
Применяемая при разработке методика теплового расчета оказывается недостаточной для определения фактического нагрева изоляции обмоток. Предполагается, что температура масла в осевых каналах у обмоток существенно превышает температуру верхних слоев масла, принятую для контроля теплового состояния в работе	Выполнить переоценку теплового исполнения трансформатора с использованием современных методов расчета, определения температурного профиля обмоток и возможности непосредственного измерения температуры масла, выходящего из обмоток посредством оптико-волоконных датчиков
Головной образец конструкции ТНЦ-1250000/330 на ЮУАЭС № 109401 находится в эксплуатации более 30 лет, не проявляя заметных признаков старения по данным традиционных испытаний. Однако фактическое состояние трансформатора остается неопределенным. Имеются основания предполагать значительный износ отдельных катушек обмоток	Выполнить обследование состояния трансформатора № 109401 по специальной программе с определением профиля температур и профиля старения изоляции, в том числе с оценкой степени старения в наиболее нагретой зоне обмоток и остаточного ресурса изоляции. На базе такого обследования разработать методические рекомендации по оценке состояния и остаточного ресурса трансформаторов данного типа
Недостаточный контроль температурного режима трансформатора. Отсутствие автоматического контроля расходов масла, в том числе в контуре направленной циркуляции. Поддержание неадекватно повышенной температуры масла способствует ускорению старения изоляции	Переработать систему контроля и управления охладителями на основе автоматического измерения температуры входящих и выходящих потоков масла и воды в каждом работающем охладителе, температуры масла. Организовать контроль температуры масла, выходящего из обмоток. Разработать экспертную Программу температурно-нагрузочного контроля
Продольная дифференциальная токовая защита (ДЗ) недостаточно чувствительна к замыканию между витками обмотки	Выполнить модификацию конструкции с разделением нейтралей (раздельным контролем токов небаланса в верхних и нижних половинах обмоток ВН) и установкой поперечной ДЗ
Система контроля состояния вводов неадекватна фактическим процессам, приводящим к отказам	Разработать систему контроля, основанную на автоматическом измерении давления и температуры масла и комплексной проводимости ввода под напряжением и периодическом ХАГР и проводимости масла

Выводы

Анализ аварийности, оценка состояния и диагностическое обследование главных генераторных трансформаторов ТНЦ-1250000/330 [2, 3] позволили определить возможность и целесообразность дальнейшей эксплуатации блочных трансформаторов АЭС Украины.

1. Определено, что в блочных трансформаторах ТНЦ-1250000/330, ОРЦ-417000/750, ТДЦ-250000/330 необратимых катастрофических процессов за время эксплуатации 25 - 35 лет не происходит.

2. Увеличивается объем обратимых дефектов. Трансформаторное оборудование после нормируемого срока эксплуатации (25 - 30 лет) нуждается в восстановлении запасов прочности своих систем. Такие работы по оценке технического состояния и продления срока службы могут быть выполнены на месте их установки.

3. Процесс восстановления и возвращения систем трансформаторного оборудования до регламентируемого состояния позволяет надеяться, что улучшенное состояние сохранится длительное время при высоких показателях безопасности, надежности и эффективности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Life management techniques for power transformers // CIGRE Technical Brochure. – 2003. – № 227.*
2. *Зозуля Д. В. Анализ опыта эксплуатации главных блочных трансформаторов ОПЦ – 417000/750 блоков АЭС Украины // Проблемы безпеки атомних електростанцій і Чорнобиля. – 2012. – Вип. 18. – С. 66–76.*
3. *Зозуля Д. В., Федоренко Г. М. Анализ современного состояния трансформаторного оборудования, его роль и место в обеспечении безопасности, повышении энергетической и экологической эффективности эксплуатации блоков АЭС Украины // Там же. – 2011. – Вип. 17. – С. 59 – 67.*
4. *Mechanical condition assessment of transformer windings using frequency response analysis (FRA) // CIGRE Technical Brochure. – 2003. – № 342.*
5. *IEC 60599 – Mineral oil-impregnated equipment in service – interpretation of dissolved and free gases analysis. – 2007.*
6. *IEEE Standart. Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers C57. –1991. – 104 p.*
7. *Moelmann A., Pahlavanpour B. New Guidelines for Interpretation of Dissolved Gas Analysis in Oil-Filled Transformers // Electra. – 1999. – № 186. – P. 31 – 51.*
8. *Tsukioka H. et al. Behavior of gases generated from decomposition of insulating oils under effect of localized heating // Denki Gakkai Rombunsi. – 1978. – Vol. 98-A. – № 7. – P. 381 – 388.*
9. *Okubo H. et al. Electrical Insulation Diagnostic Method and Maintenance Criteria for Oil-Immersed Power Transformers // Proceedings of the 13th International Conference on Diagnostic Liquids. Nara, Japan, July 20 - 25, 1999.*
10. *Current problems in insulating systems including assessment of aging and degradation // Join colloquium // Electra. – 1990. – № 133.*
11. *Sokolov V. et al. Experience with Life Management of 750 kV GSU Transformers at 100 MW units of Zaporozhskaya Nuclear Power Plant // Proceedings of the Sixty-Fifth Annual International Conference of Doble Clients. – 1998. – P. 8 - 11.*
12. *Sokolov V. Consideration on Power Transformer Condition- based Maintenance // EPRI Substation Equipment Diagnostic Conference VIII. – New Orleans, 2000, Feb. 20 - 23.*

Д. В. Зозуля

Інститут проблем безпеки АЕС НАН України, вул. Лисогірська, 12, корп. 106, Київ, 03028, Україна

РОЗРОБКА Й НАУКОВЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ТЕХНІЧНИХ ПРОПОЗИЦІЙ ПО ПІДВИЩЕННЮ НАДІЙНОСТІ, ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ Й ПРОДОВЖЕННЮ РЕСУРСУ ТРАНСФОРМАТОРІВ ТНЦ-1250000/330 НА БЛОКАХ АЕС УКРАЇНИ

Досліджено основні типові та ймовірні сценарії перед аварійних й аварійних відмов головних блокових трансформаторів ТНЦ-1250000/330. На основі аналізу відмов запропоновано методи обслуговування силових трансформаторів після нормованого строку експлуатації. Дослідження аварійності дали змогу визначити основні «зони ризику» устаткування, виявити інтерпретації різних дефектів і запропонувати деякі контрольно-діагностичні методи керування терміном служби трансформаторного устаткування блоків АЕС України.

Ключові слова: блокові трансформатори, вводи, шунтуючі реактори, автотрансформатори зв'язку, пробій і старіння ізоляції, система охолодження, надійність, безпека.

D. V. Zozulia

Institute for Safety Problems of Nuclear Power Plants NAS of Ukraine, 12, Lysogirska str., building 106, Kyiv, 03028, Ukraine

DEVELOPMENT AND SCIENTIFIC GROUND OF TECHNICAL SUGGESTIONS ON INCREASE OF RELIABILITY, ENERGY EFFICIENCY AND EXTENSION OF RESOURCE OF TRANSFORMERS OF TNC-1250000/330 ON NPS UNITS OF UKRAINE

Statistics, design- and technological characteristics of main transformers of NPS units were compiled and analyzed. In article the basic typical and probable scenarios of preemergency and emergency refusals of main transformers of NPS units TNC-1250000/330 are investigated. . Reasons of unit transformer failures resulting in forced outage of

the units were found. On the basis of the analysis of refusals methods of service of power transformers after them the normalized operation term are offered. Breakdown susceptibility researches have allowed to define the cores «risk zones» equipment, to reveal interpretations of various defects and to offer some kontrol-diagnostic management methods service life of the transformer equipment of blocks of the atomic power station of Ukraine.

Keywords: unit transformers, bushings, shunt reactors, coupling autotransformers, breakdown and deterioration of insulation, cooling system, reliability, safety.

REFERENCES

1. *Life management techniques for power transformers // CIGRE Technical Brochure. – 2003. – № 227.*
2. *Zozulia D. V. Analysis of cervice experience of ORC-417000/750 main unit transformers of NPS units of Ukraine // Problemy bezpeky atomnyh electrostansiy i Chornobylya (Problemy of nuclear power plants and of Chornobyl). – 2012. – Iss. 18. – P. 66 – 76. (Ukr)*
3. *Zozulia D.V., Fedorenko G. M. Analysis of current state of transformer equipment, its role and place in affording safety, increasing power and ecological effectiveness operation of units of nuclear power stations of Ukraine // Problemy bezpeky atomnyh electrostansiy i Chornobylya (Problemy of nuclear power plants and of Chornobyl). – 2011. – Iss. 17. – P. 59 – 67. (Ukr)*
4. *Mechanical condition assessment of transformer windings using frequency response analysis (FRA) // CIGRE Technical Brochure. – 2003. – № 342.*
5. *IEC 60599 – Mineral oil-impregnated equipment in service – interpretation of dissolved and free gases analysis. – 2007.*
6. *IEEE Standart. Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers C57. – 1991. – 104 p.*
7. *Moelmann A., Pahlavanpour B. New Guidelines for Interpretation of Dissolved Gas Analysis in Oil-Filled Transformers // Electra. – 1999. – № 186. – P. 31 – 51.*
8. *Tsukioka H. et al. Behavior of gases generated from decomposition of insulating oils under effect of localized heating // Denki Gakkai Rombunsi. – 1978. – Vol. 98-A. – № 7. – P. 381 – 388.*
9. *Okubo H. et al. Electrical Insulation Diagnostic Method and Maintenance Criteria for Oil-Immersed Power Transformers // Proceedings of the 13th International Conference on Diagnostic Liquids. Nara, Japan, July 20 - 25, 1999.*
10. *Current problems in insulating systems including assessment of aging and degradation // Join colloquium // Electra. – 1990. – № 133.*
11. *Sokolov V. et al. Experience with Life Management of 750 kV GSU Transformers at 100 MW units of Zaporozhskaya Nuclear Power Plant // Proceedings of the Sixty-Fifth Annual International Conference of Doble Clients. – 1998. – P. 8 - 11.*
12. *Sokolov V. Consideration on Power Transformer Condition- based Maintenance // EPRI Substation Equipment Diagnostic Conference VIII. – New Orleans, 2000, Feb. 20 - 23.*

Надійшла 02.04.2012
Received 02.04.2012