

Д. В. Зозуля, Г. М. Федоренко

Институт проблем безопасности АЭС НАН Украины, Киев

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ЕГО РОЛЬ И МЕСТО В ОБЕСПЕЧЕНИИ БЕЗОПАСНОСТИ, ПОВЫШЕНИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ И ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ БЛОКОВ АЭС УКРАИНЫ

Проведен анализ технического состояния, ресурса и надежности современного трансформаторного оборудования энергетических блоков АЭС. Анализируются причинно-следственные факторы предаварийных и аварийных повреждений трансформаторов. Разработаны технические предложения по улучшению показателей эффективности и надежности эксплуатации трансформаторного оборудования блоков АЭС.

Ключевые слова: блочные трансформаторы, вводы, шунтирующие реакторы, автотрансформаторы связи, пробой и старение изоляции, система охлаждения, надежность, безопасность, экологическая эффективность.

Продление эксплуатации энергоблоков АЭС Украины сверх проектного срока предусмотрено «Энергетической стратегией Украины на период до 2030 года», одобренной распоряжением Кабинета Министров Украины от 15 марта 2006 г. № 145-р, и выполняется в соответствии с «Комплексной программой работ по продлению срока эксплуатации действующих энергоблоков атомных электростанций», одобренной распоряжением Кабинета Министров Украины от 29 апреля 2004 г. № 263-р.

Важной проблемой является надежная (с коэффициентом готовности 0,99) работа силовых трансформаторов. Основной парк трансформаторного оборудования атомных электростанций Украины был введен в эксплуатацию в 70 – 80-х годах XX в. На блоках АЭС Украины установлено уникальное оборудование. Уникальность оборудования обусловлена тем, что блочные трансформаторы ТНЦ-1250000/330 и ОРЦ-417000/750 представляют 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).

В ближайшие годы около 50 % блочных трансформаторов и половина парка трансформаторов собственных нужд, пускорезервных трансформаторов и автотрансформаторов связи превысят нормированный срок службы 25 лет (табл. 1). Оборудование не показывает пока симптомов значительного старения по известным признакам, и можно предположить реальную возможность продления календарного времени эксплуатации оборудования до 35 – 40 лет. Продолжение эксплуатации трансформаторов сверх расчетного срока требует проведения работ по ранжированию технического состояния трансформаторов, устранению процессов и продуктов старения изоляции, модернизации конструкции трансформаторов, внедрение инновационных методов контроля, диагностики и мониторинга.

Сегодня Украина входит в десятку наиболее развитых ядерных стран мира. На четырех АЭС эксплуатируется 15 реакторов российского производства типа ВВЭР. В составе энергоблоков украинских АЭС эксплуатируются силовые трансформаторы, изготовленные ОАО «Запорожтрансформатор», ОАО «ВИТ» (Запорожье); все шунтирующие реакторы изготовлены ОАО «Электрозавод» (Москва, Россия). Важно отметить, что более 80 % трансформаторов СНГ и 95 % трансформаторного оборудования для блоков АЭС СНГ изготовлены ОАО «Запорожтрансформатор». На 75 % тепловых и гидроэлектростанциях ближнего зарубежья эксплуатируются запорожские трансформаторы.

В составе ядерных блоков АЭС Украины в выработке электроэнергии участвуют:

1. Блочные трансформаторы – 40 единиц техники, в том числе самые мощные трансформаторы ОРЦ-417000/750 (32 единицы - базовая конструкция), ТНЦ-1250000/330 (4 еди-

© Д. В. Зозуля, Г. М. Федоренко, 2011

ницы) и ТДЦ-250000/330 (4 единицы); такие трансформаторы обеспечивают выработку электроэнергии общей мощностью 13,835 ГВт.

2. Трансформаторы собственных нужд (ТСН) блоков – 49 шт, в том числе 35 трансформаторов базовой конструкции ТРДНС-63000/35; ТСН обеспечивают питание всех систем блоков, включая бесперебойную работу реактора.

3. Пускорезервные трансформаторы, в том числе 14 базовой конструкции ТРДЦН-63000/330.

4. Кроме того, выдачу мощности в энергосистему обеспечивают 29 автотрансформаторов связи, а также 40 шунтирующих реакторов РОДЦ-110000/750.

5. На открытых распределительных устройствах АЭС установлено также около 300 единиц выносных трансформаторов тока (ТТ) двух базовых конструкций: ТФРМ-750 и ТФРМ-330. Более 60 % из них находятся в эксплуатации свыше 25 лет. Все ТТ изготовлены ОАО «Запорожский завод высоковольтной аппаратуры».

Таблица 1. Парк силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов на АЭС Украины

Тип оборудования	ЗАЭС	ЮУ АЭС	РАЭС	ХАЭС	ЧАЭС*	Всего, шт.	Наработка по состоянию на 2011 г., лет
Блочные, в т.ч.:	20	5	9	6	8	48	
ОРЦ-417000/750	20	3	4	5	8	40	12 – 30
ТНЦ-1250000/330		2	1	1		4	23 – 29
ТДЦ-250000/330			4			4	19 – 37
Собственные нужды блоков, в т.ч.:	13	12	5	7	7	44	
ТРДНС-63000/35	13	5	5	7	7	37	12 – 32
ТРДНС-40000/35		7					22 – 28
Пускорезервные, в т.ч.	5	8	4	2	3	22	
ТРДЦН-63000/330	2	3	4	2	3	14	14 – 33
Автотрансформаторы связи, в т.ч.:	4	6	6	4	9	29	
АОДЦТН-333000/750	4	4	4	4	7	23	18 – 30
Шунтирующие реакторы РОДЦ-110000/750	10	10	6	10	10	46	16 – 30
Всего шт.	52	41	30	29	37	189	12 – 37

* 4-й блок (1986 г.), 2-й блок (1991 г.), 1-й блок (1996 г.) и 3-й блок (2000 г.) выведены из эксплуатации. Данные о трансформаторах ЧАЭС введены в публикацию для более полного изучения и анализа особенностей эксплуатации трансформаторного оборудования АЭС.

Как уже отмечалось, значительная часть оборудования приближается к нормированному сроку службы 25 лет (ГОСТ 11677-85). Поэтому вопросы замены и продления срока службы трансформаторов остаются актуальными.

Опыт эксплуатации трансформаторного оборудования показал, что имевшие место ранее отказы в большинстве случаев были связаны с дефектами приработочного характера либо с конструктивными недостатками. В период 1990 – 1996 гг. наблюдалось резкое снижение надежности трансформаторного оборудования на блоках АЭС. Только на ЗАЭС в течение 1991 – 1995 гг. имели место 6 случаев аварийных отключений с повреждением основных узлов и 11 внеплановых остановок блоков, вызванных дефектами в трансформаторах. Удельное число отказов трансформаторного оборудования на ЗАЭС в период 1991 – 1995 гг. составило в среднем 12,4 % в год. Некоторые отказы сопровождались полным повреждением

трансформаторов и длительным простоем блоков. Так, например, в июне 1995 г. после 10 лет эксплуатации на ЗАЭС произошло повреждение блочного трансформатора ОРЦ-417000/750 со взрывом и пожаром. Причина аварии – электрический пробой с экрана ввода 750 кВ на бак при воздействии грозового импульса, наложенного на рабочее напряжение. Катастрофический отказ требовал специального анализа как повышенной грозопоражаемости линий, соединяющих блочные трансформаторы с ОРУ-750, так и специальной оценки запасов прочности с учетом влияния факторов, ухудшающих состояние изоляции в эксплуатации. В октябре 1996 г. после включения 2-го блока 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. Ежесуточные потери оценивались примерно в 1 млн долларов.

Наиболее близкое положение по состоянию оборудования отмечается во Франции, где атомные блоки вырабатывают около 75 % потребляемой энергии. На блоках установлены однофазные трансформаторы 420 кВ, из которых наиболее старый находится в эксплуатации 26 лет, не проявляя при этом симптомов значительного старения. Основным решением вопроса продления срока службы и предупреждения отказов стала система мониторинга, построенная на выявлении частичных разрядов (ЧР) посредством измерения акустических сигналов, химических явлений (измерение газов в масле, а также сигналов ЧР ультравысокой частоты). Кроме того, интенсивно развиваются методы оценки степени деструкции материалов и новые методы, позволяющие выявлять локальные изменения.

Указанные обстоятельства должны мотивировать начало специальных работ по разработке и внедрению систем модернизации, контроля, диагностики и мониторинга (см. п. 4, выводов), обеспечивающих повышенную эксплуатационную надежность, безопасность и эффективность трансформаторного оборудования блоков АЭС в течение ненормированного периода эксплуатации на следующие 10 – 15 лет [1].

Наибольшее количество отказов блоков АЭС приходится на системы электроснабжения (рис. 1): генератор и сеть генераторного напряжения; трансформаторное оборудование; систему электроснабжения собственных нужд; систему внешнего электроснабжения.

Системы электроснабжения отказывают в основном из-за недостатков конструирования и проектирования оборудования, старения материалов и ошибок персонала во время выполнения работ.

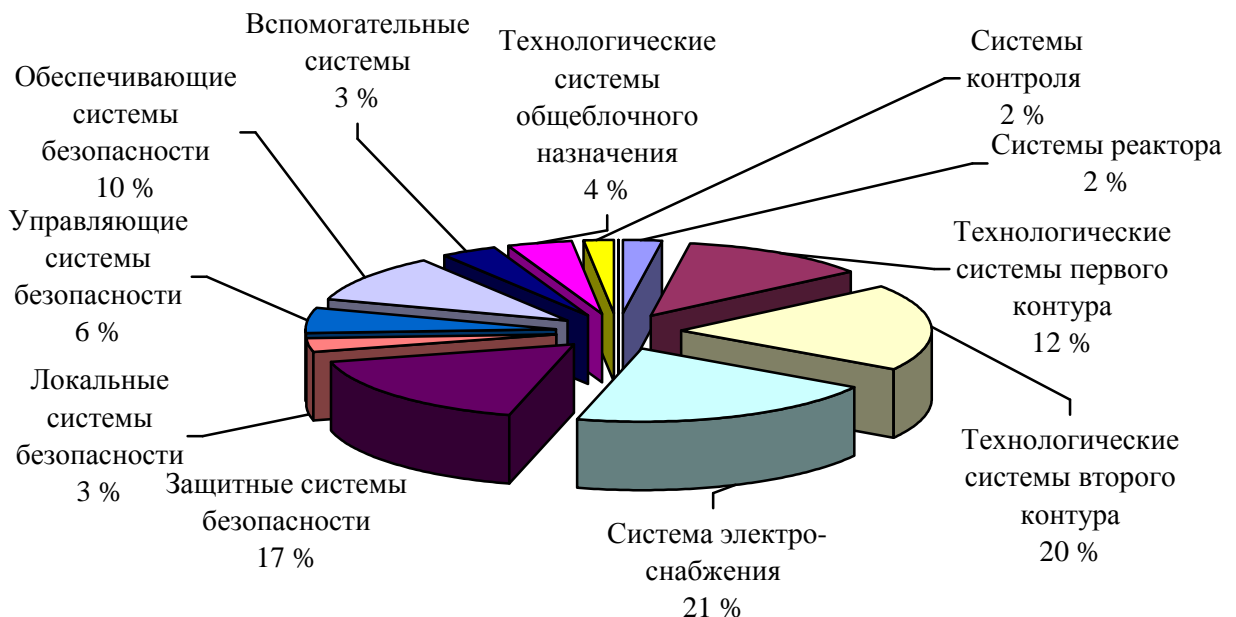


Рис. 1. Доли отказов систем блоков АЭС.

Итоги работы ГП НАЭК «Энергоатом» показали, что, например, в 2009 г. в работе энергоблоков АЭС Украины произошло 21 учетное нарушение (ОП ЗАЭС – 7, ОП РАЭС – 3, ОП ЮУАЭС – 5, ОП ХАЭС – 6). 8 цеховых нарушений были вызваны отказами трансформаторного оборудования (табл. 2).

Таблица 2. Перечень технологических нарушений

6.03.2009 7:30	03АП-СОУ-Н-023-09 (ЗАЭС)	Вывод в ремонт выключателя ВВ Л-Юд/2-750кВ из-за внутреннего повреждения трансформатора тока ТТЛ-Юд/2-750кВ
10.04.2009 18:03	0ХМЕ-СОУ-Н-001- 04-09 (ХАЭС)	Повреждение трансформатора тока ТТ42, отказ I категории, акт № 80-10/7-01-04-09
01.05.2009 5:05	ЗРОВ-СОУ-Н- 01/01.05.09 (РАЭС)	Вывод в ремонт блочного трансформатора Т5 для замены вентильного разрядника Р-Т5-330 по причине потери диэлектрических свойств опорного изолятора фазы "А"
23.05.2009 10:56	ОРОВ-СОУ-Н- 02/23.05.09 (РАЭС)	Отключение автотрансформатора 9АТ действием дифференциальной защиты ошиновки 330кВ (1-й и 2-й комплекты) из-за однофазного короткого замыкания (КЗ) фазы на землю
04.06.2009 10:20	03АП-СОУ-Н-03/06- 09д (ЗАЭС)	Отключение РТСН3 и РТСН4 со стороны ОРУ-330 кВ Запорожской ТЭС
31.07.2009 8:55	04/09 отказ 1-й кате- гории (ЮУАЭС)	ОРУ-150 кВ короткое замыкание по цепи: 6ШР-I - 6ШР-II с отключением ОРУ-150 и трансформатора 1 АТ
04.05.2009	3 РОВ-П05- 001-05-9	Отключение автотрансформатора 9АТ связи ОРУ-330, 750 кВ
03.08.2009 4:22	ОРОВ-СОУ-Н- 03/03.08.09 (РАЭС)	Отключение шунтирующего реактора 2РШ ВЛ 750 кВ "РАЭС Западноукраинская" действием продольной ДЗ RET 521
02.10.2009 16:33	03АП-СОУ-Н-05/10- 09д (ЗАЭС)	Отключение АТ-1 ложным действием газовой защиты РПН фазы "В" (отказ 2-й категории)

Анализ аварийных ситуаций дает возможность понять, что трансформаторное оборудование АЭС Украины постепенно переходит из периода стабильной эксплуатации в период износа оборудования. Процентное соотношение отключений, отказов и катастрофических событий указывает на старение, усталость и изменение структурного состояния материалов систем изоляции, охлаждения конструкционных материалов. Результаты обследований состояния оборудования и, особенно, анализ конструкций трансформаторов с точки зрения их надежности дают основания утверждать, что относительная стабильность числа отказов не гарантирует достаточную надежность в будущем.

Основным показателем надежности оборудования принято считать коэффициент готовности K_G , который определяется по формуле [2]

$$K_G = \frac{\sum T_{\text{раб}}}{\sum T_{\text{раб}} + \sum T_B},$$

где $\sum T_{\text{раб}}$ и $\sum T_B$ – суммарное время наработки на полезную нагрузку и обновление оборудования после его отказа. Характер изменения K_G в зависимости от срока эксплуатации оборудования приведен на рис. 2. Когда K_G начинает уменьшаться, то проведенное обслуживание повышает K_G до нормированной величины. После того как вложенные средства не обеспечивают оборудование с необходимым K_G , то оборудование выводят из эксплуатации. В период ненормированного срока эксплуатации оборудования (рис. 2, отрезок $[t_{\text{нн}} - t_{\text{к}}]$) значения K_G могут достигать значений, определенных на стадии приработки – 0,8 – 0,9. Необходимо отметить, что в качестве комплексного показателя эффективности управления надежностью оборудования предпочтительнее принимать коэффициент аварийности, который выражается, как

$$K_A = 1 - K_G.$$

Это связано с тем, что чувствительность K_A значительно выше, чем чувствительность K_G . Например, если $K_G = 0,88$, то $K_A = 0,12$. После проведенной модернизации произошли следующие изменения: $K_G = 0,89$ и $K_A = 0,11$. Относительные изменения K_G составляют 1,12 %, а у K_A – 9,09 %. В качестве показателей надежности также используются коэффициенты расчета температур и нагрузок трансформаторов [3].

Использование on-line мониторинга и экспертных систем диагностики позволяет получать данные о состоянии оборудования без вмешательства человека. Передаварийное определение локальных зон повреждения трансформаторного оборудования и их обслуживание дает возможность поднять K_G до проектного уровня – 0,995 [4].

В подтверждение теории надежности на рис. 3 и 4 построены зависимости удельной повреждаемости трансформаторов, отключенных действием защит или выведенных из работы персоналом по аварийной заявке и с внутренними короткими замыканиями (КЗ), от срока службы. Характер экспериментальных зависимостей полностью подтверждает классическую фундаментальную зависимость числа отказов при функционировании различных технических систем, которые характеризуются периодами приработки, стабильного функционирования и старения.

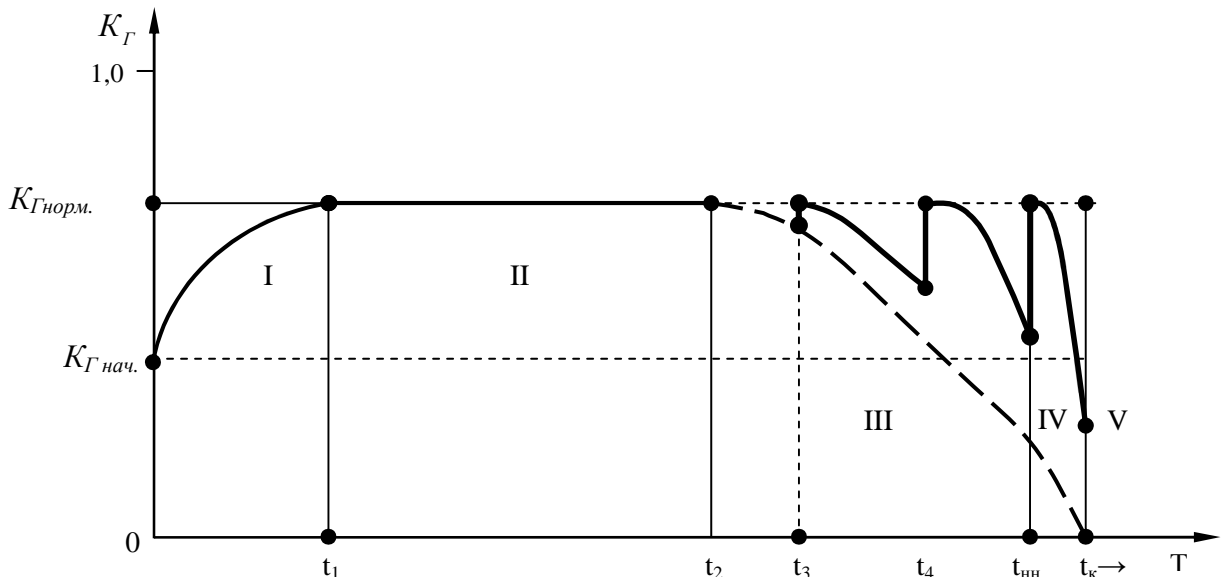


Рис. 2. Коэффициент готовности в функции времени эксплуатации:

I – период приработки $[0 - t_1]$; II – период нормальной эксплуатации $[t_1 - t_2]$; III – период износа $[t_2 - t_{нн}]$; IV – период ненормированного срока эксплуатации $[t_{нн} - t_k]$; V – период выведения старого, неэкономичного оборудования $[t_k \rightarrow]$; отрезки $[t_2, t_3, t_4, t_{нн}, t_k \rightarrow]$ – обслуживание и управление техническим состоянием. $K_{G нач.}$ и $K_{G норм.}$ – коэффициенты готовности периодов приработки и нормального срока эксплуатации соответственно.

Удельная повреждаемость трансформаторов в среднем составляет около 2 %. Это означает, что примерно 5 – 6 % парка могут иметь критические дефекты, чреватые внезапным отказом. Очевидно, что выявление «слабейшей» части парка должно стать первоочередной задачей диагностики. Другой задачей является идентификация оборудования, в котором происходят процессы ускоренного старения. Опыт показывает, что к последней группе может быть отнесено примерно 15 – 20 % парка.

На рис. 5 и 6 показана выборка аварийных отказов трансформаторов за время их эксплуатации на блоках АЭС Украины. Анализ аварийности трансформаторного оборудования АЭС показал, что более 50 % отказов вызваны повреждением комплектующих узлов: вводов,

устройств регулировки под нагрузкой (РПН), элементов системы охлаждения, защиты и т.д. При этом около 30 % от общего числа этих нарушений сопровождались внутренними КЗ.

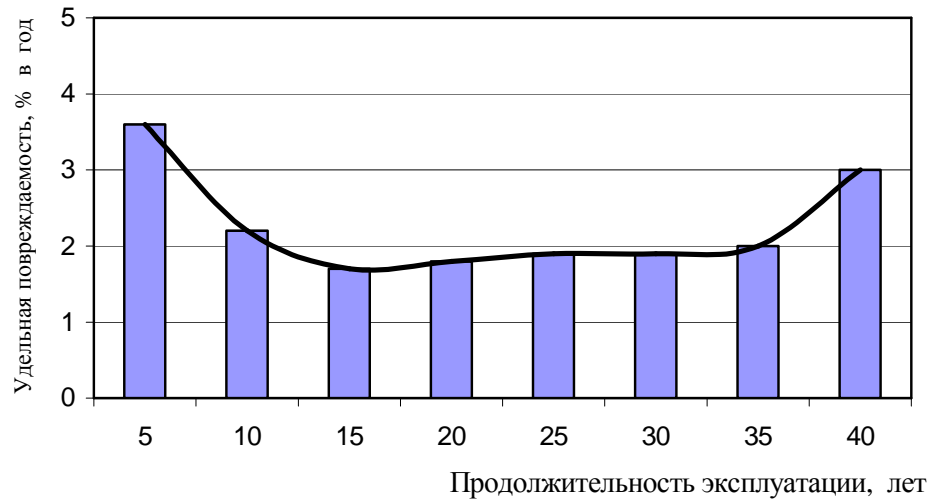


Рис. 3. Удельная повреждаемость силовых трансформаторов и автотрансформаторов, отключенных действием защит или выведенных из работы персоналом по аварийной заявке.

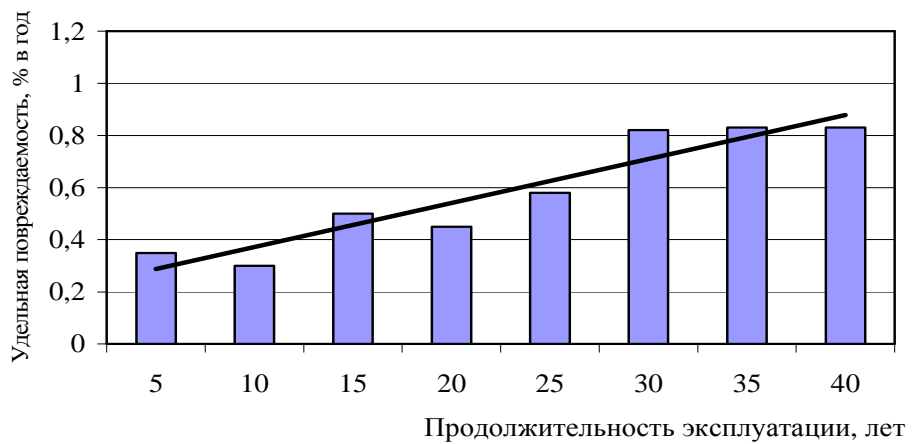


Рис. 4. Удельная повреждаемость силовых трансформаторов и автотрансформаторов с внутренними КЗ.

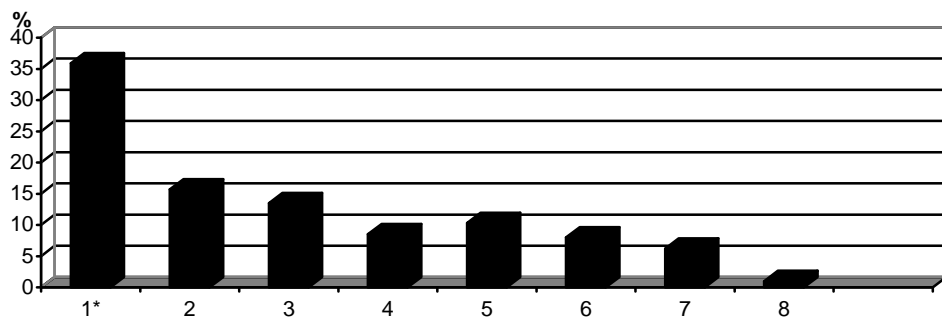


Рис. 5. Гистограмма аварийности силовых трансформаторов блоков АЭС Украины за время их эксплуатации.

* На рис. 5 нижние числа гистограммы соответствуют номерам повреждений рис. 6.

Причинно-следственные факторы аварийности на рис. 5 и 6 обозначены цифрами 1 – 8, которые соответствуют основным причинам аварийных отказов трансформаторов с повреждением оборудования [5].

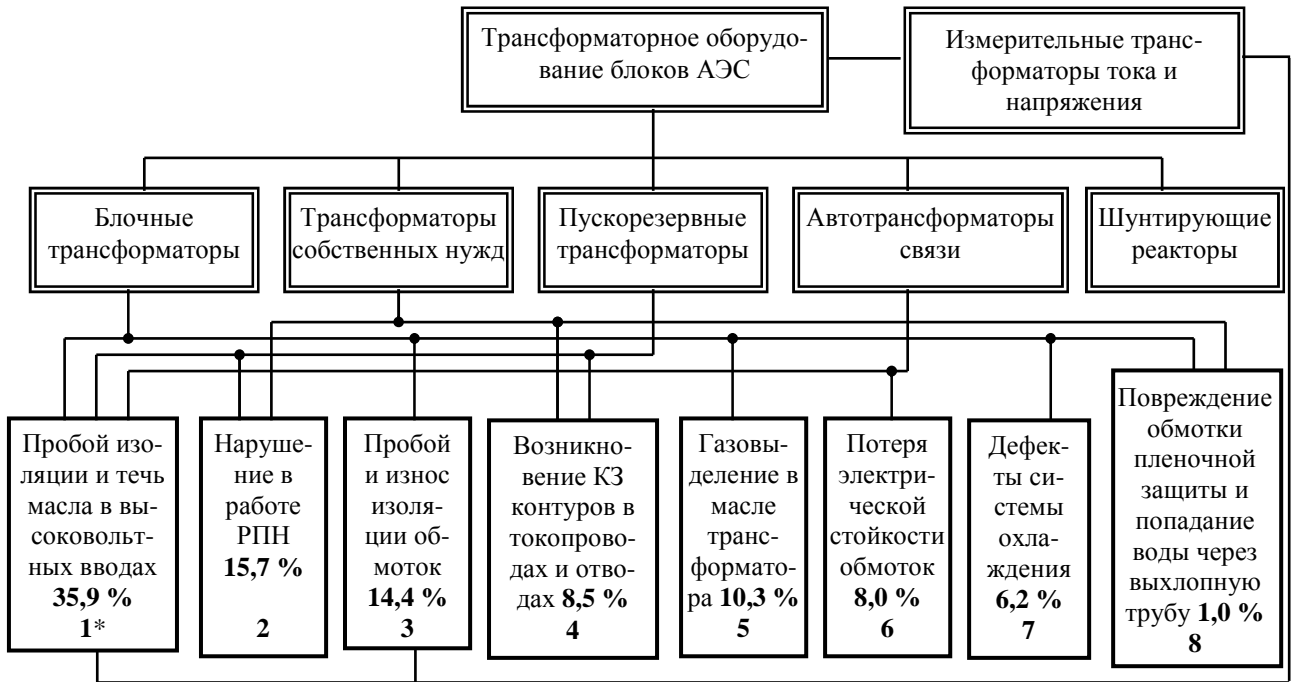


Рис. 6. Трансформаторное оборудование блоков АЭС.

Основные причины аварийных отказов трансформаторов с повреждением оборудования.

Разработка и обоснование технических предложений по улучшению показателей безопасности, эффективности и надежности эксплуатации трансформаторного оборудования блоков АЭС

С целью увеличения безопасности, надежности и эффективности трансформаторного оборудования АЭС и блоков в целом могут быть обоснованы и решены следующие стратегические задачи:

1. Обеспечение безотказной работы в период между перегрузками топлива.
2. Выполнение необходимых ремонтных работ только в сроки плановой остановки блоков.
3. Предупреждение имевших место внезапных и особенно катастрофических отказов, сопровождающихся взрывом и пожаром:

ТНЦ-1250000/330 – (25.05.2005 г.) отключен с пожаром и повреждением вводов НН при КЗ в токопроводе на ЮУАЭС;

ТРДНС-63000/35-72 – (18.08.00 г.) отключен дифференциальной защитой с пожаром и повреждением вводов ВН при возникшем межфазном КЗ в токопроводе 24 кВ на РАЭС (всего анализировалось 11 повреждений со взрывами и пожарами трансформаторного оборудования);

ТРДНС-25000/35 (04.01.2004 г.) отключен защитами со взрывом, пожаром и пробоем между фазами, оплавление поверхности продуктами разложения от перегрева РПН, следы перегрева втычных контактов на РАЭС.

4. Оснащение АЭС инновационными методами и системами модернизации оборудования (см. выводы п. 4).

5. Внедрение контроля состояния оборудования под напряжением, переход на систему обслуживания по фактическому состоянию оборудования.

На основе проведенных исследований может быть предложена следующая технология организации обслуживания:

1. Проведение работ по ежегодным согласованным планам.
2. Оценка реального состояния оборудования посредством специально разработанной для каждого вида оборудования программы комплексного обследования, включающей, как первый этап, обследование с помощью расширенного анализа проб масла.
3. Выявление оборудования, имеющего внутренние дефекты (старение изоляции, газовыделение, электродинамическая стойкость обмоток, система охлаждения и т.д.).
4. Устранение приоритетных дефектов, а также реконструкция трансформаторов с целью повышения надежности.
5. Организация ремонтных работ блочных трансформаторов на месте установки для выполнения полного объема работ в плановые сроки останова блока.
6. Оптимизация и обоснованное сокращение работ по обслуживанию.
7. Внедрение современных методов контроля, диагностики и мониторинга (см. п. 4 выводов).
8. Имеющаяся на АЭС измерительная техника, методические материалы, а также нормированные объем и нормы испытаний являются недостаточными для предупреждения отказов.

Выводы

1. На блоках АЭС Украины эксплуатируется уникальное трансформаторное оборудование, опыт и анализ эксплуатации которого отсутствует (всего около 200 единиц техники). Нарботка по состоянию на 2011 г. составляет 12 – 37 лет.

2. Трансформаторное оборудование не показывает пока симптомов значительного старения. Коэффициент готовности главных блочных трансформаторов и трансформаторов собственных нужд составляет 0,95 [4].

3. Аварийность парка силового трансформаторного оборудования в большей части (57,8 %) вызвана повреждением вспомогательного оборудования: вводы (35,9 %), РПН (15,7 %), системы охлаждения (6,2 %) (см. рис. 5).

4. Учитывая, что более 50 % трансформаторного оборудования вступает в стадию ненормированной эксплуатации (более 25 лет) для продления срока службы необходимо внедрить следующие методы и системы модернизации (выбор систем основывается на причинно-следственном анализе повреждаемости трансформаторного оборудования АЭС):

реконструкция трансформаторов ОРЦ-417000/750 и ТНЦ-1250000/330, для повышения надежности и безаварийной эксплуатации (вводы, системы охлаждения, отводы, шунты, запорная арматура и система запорной арматуры);

определение профиля температур и профиля старения изоляции, в том числе с оценкой степени старения в наиболее нагретой зоне обмоток трансформаторов ТНЦ-1250000/330, ТДЦ-250000/330-76 и ТРДНС-250000/35-72 (данный метод позволит разработать собственные методики определения степени старения изоляции обмоток с учетом температурного профиля и влияния на ускорение деструкции продуктов окисления масла);

дискретного мониторинга (растворенные газы в масле; непрерывный контроль содержания влаги в масле с учетом вариации температуры в работающем трансформаторе и его нагрузки; контроль электрических сигналов частичных разрядов в цепи «генератор – токопровод – трансформатор»; тепловой контроль и контроль циркулирующих токов в трансформаторах ОРЦ-417000/750 и ТНЦ-1250000/330, ТДЦ-250000/330, ТРДНС-25000-40000-63000/35);

диагностики (оценка состояния витковой изоляции, диагностика замыканий между параллельными проводами обмоток, освоение и внедрение методов диагностики на основе анализа частотных спектров импеданса (FRA-Frequency Response Analysis) ОРЦ-417000/750,

оценки электрической прочности изоляционной системы, определение процедуры и степени старения масла и целлюлозы) [6];

совершенствования защит от повреждения трансформаторов ОРЦ-417000/750 и ТНЦ-1250000/330 (внедрение высококачественной поперечной дифференциально-токовой защиты на трансформаторах блоков 1000 МВт с соответствующей модификацией конструкции отводов нейтралей обмоток, усовершенствование газовой защиты трансформатора с введением датчиков контроля влаги, водорода и ацетилена в масле реле);

поддержания электрической прочности масла (с применением эффективных сорбентов, имеющихся в Украине, в частности палыгорскита; устройства тонкой непрерывной фильтрации масла с удалением полимерных частиц – продуктов старения).

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Соколов В.В. Проблемы надежности мощных трансформаторов после длительной эксплуатации // 11-я Междунар. науч.-техн. конф. «Трансформаторостроение-2005». – Запорожье, 5 – 9 сент. 2005 г.
2. Федоренко Г.М., Воциньский Ю.К. Підвищення надійності електричного обладнання ГЕС шляхом використання сучасних стратегій обслуговування // Гідроенергетика України. – 2005. – № 4. – С. 33 – 36.
3. ГОСТ 14209-97 аутентичный МЭК 354-91. Руководство по нагрузке силовых трансформаторов. Loading guide for oil – immersed power transformers. Введен 01.01.02.
4. Кенцицкий О. Г., Ключников А. А., Федоренко Г. М. Безопасность, надежность и эффективность эксплуатации электротехнического и электроэнергетического оборудования блоков АЭС. – Чернобыль: Ин-т проблем безопасности АЭС НАН Украины, 2009. – 240 с.
5. Федоренко Г. М., Соколов В. В., Зозуля Д. В., Гура Ю. Л. Трансформаторное оборудование АЭС Украины, его надежность, техническое состояние ресурс // Праці Ін-ту електродинаміки НАН України. – 2007. – № 1. – Ч. 1. – С. 76 – 82.
6. Mechanical condition assessment of transformer windings using frequency response analysis (FRA) // CIGRE Technical Brochure № 342 WG A2.26, 2008.

Д. В. Зозуля, Г. М. Федоренко

АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБЛАДНАННЯ, ЙОГО РОЛЬ І МІСЦЕ В ЗАБЕЗПЕЧЕННІ БЕЗПЕКИ, ПІДВИЩЕННІ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ТА ЕКОЛОГІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ БЛОКІВ АЕС УКРАЇНИ

Проведено аналіз технічного стану, ресурсу й надійності сучасного трансформаторного обладнання енергетичних блоків АЕС. Аналізуються причинно-наслідкові фактори передаварійних і аварійних ушкоджень трансформаторів. Розроблено технічні пропозиції по поліпшенню показників ефективності й надійності експлуатації трансформаторного обладнання блоків АЕС

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

D. V. Zozulia, G. M. Fedorenko

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

Analysis of technical state, life service and reliability of modern transformer equipment of power generating units of nuclear power stations (NPS) was conducted. Cause-and-effect factors of pre-emergency and emergency faults of transformers have been analyzed. Technical offers aimed at improvement of efficiency and reliability parameters of transformer equipment operation on NPS units were developed.

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

Поступила в редакцію 28.03.11