

В.Е.БОНДАРЕНКО, д-р. техн. наук., проф., НТУ «ХПИ»
Н.В.АУЛОВА, препод. - стажер, НТУ «ХПИ»

АНАЛИЗ ТРАДИЦИОННОЙ СИСТЕМЫ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ МАСЕЛ В БАКАХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 330 кВ

Проведено аналіз стану силових високовольтних трансформаторів, розглянуті причини відмов і технологічних порушень високовольтних трансформаторів, проведено аналіз традиційної системи діагностики стану трансформаторного устаткування. Запропоновані основні напрями удосконалення діагностики стану силових високовольтних трансформаторів.

The analysis of a condition of the power high-voltage transformers, the considered causes of failures and technological infringements of high-voltage transformers the carried out analysis of traditional system of diagnostics of a condition of the transformer equipment is carried out. The offered basic directions of improvement of diagnostics of a condition of power high-voltage transformers.

Введение. Высоковольтные силовые трансформаторы являются наиболее ответственными и дорогостоящими элементами в системе распределения электрической энергии. Надежность электрических сетей во многом определяется надежностью работы высоковольтных силовых трансформаторов. Постепенное старение высоковольтного электроэнергетического оборудования происходит во всех промышленно развитых странах. Повышение уровней напряжения и снижение запасов прочности в оборудовании последних поколений остро поставили вопрос оценки его состояния и степени риска за пределами нормированного срока службы [1].

В Украине количество трансформаторов превысивших свой ресурс достигает 40 %, причем для генераторных трансформаторов мощностью более 250 МВА этот показатель еще выше и достигает 70 % [2]. В настоящее время в энергосистеме России около 45 % трансформаторов находятся в эксплуатации более 20 лет, 35 % более – 25 лет [3]. Аналогичная картина старения парка силовых трансформаторов наблюдается и в зарубежных энергосистемах. Так, например, по данным института электроэнергетики США EPRI, в 1997 г. около 65 % силовых трансформаторов в сетях США отработало более 25 лет. В Японии порядка 30 % парка трансформаторов старше 30 лет.

Таким образом, надежность силовых высоковольтных трансформаторов, а как следствие и надежность энергосистемы в целом, будут определяться надежностью трансформаторов с большим сроком службы, который значительно превосходит расчетный.

Продление срока службы высоковольтных силовых трансформаторов до 30 – 40 лет возможно при условии грамотного обслуживания, наблюдения за состоянием и своевременного устранения развивающихся дефектов. Срок службы 40 – 50 лет следует признать критическим, дальнейшая эксплуатация высоковольтных силовых трансформаторов является неоправданным риском [3]. Ежегодная повреждаемость высоковольтных трансформаторов находится в пределах от 0,8 до 8%, а в последние годы количество поврежденных трансформаторов возрастает, особенно с длительным сроком службы [4]. Аварии по вине трансформаторов в электрических сетях вызывают 80 – 90 % недоотпуска электроэнергии, а на электростанциях от 10 до 20 % .

Старение парка высоковольтных силовых трансформаторов является острой проблемой для электроэнергетической отрасли большинства промышленно развитых стран. В связи с этим в ближайшее время наиболее актуальными для электроэнергетики в целом будут стоять вопросы надежности, а именно: диагностика и прогнозирование состояния оборудования.

Причины отказов и технологических нарушений высоковольтных силовых трансформаторов. Роль трансформаторных масел в обеспечении эксплуатационной надежности высоковольтных трансформаторов. Основные причины связаны с ухудшением состояния оборудования в процессе длительной эксплуатации. Около 22 % технологических нарушений вызвано старением материалов, 19,4 % – дефектами конструкции и изготовления, 16,8 % – недостатками эксплуатации, 10,3 % – посторонними воздействиями, 5,8 % – нерасчетными режимами в сети, 4,2 % – дефектами ремонта, 3,5 % – климатическими и внешними воздействиями.

Обобщенный анализ этих данных показывает что, наибольшее число технологических нарушений (порядка 36 %) приходится на высоковольтные вводы, на втором месте по повреждаемости находятся обмотки трансформаторов (27 %), и далее достаточно высокий уровень технологических нарушений имеют устройства регулировки под напряжением (РПН), порядка (24 %).

Анализ повреждаемости трансформаторов и автотрансформаторов напряжением 110 – 500 кВ, за период 1998 – 2002 гг. показал, что около 30 % общего числа технологических нарушений сопровождаются внутренними короткими замыканиями в трансформаторах, из которых 24 % происходили с возгораниями и пожарами трансформаторов [4]. К таким повреждениям относятся: пробой внутренней изоляции высоковольтных вводов; недостаточная стойкость при коротких замыканиях; износ изоляции обмоток; пробой изоляции обмоток; пробой изоляции отводов, нарушения контактного соединения отвода обмотки, обрыв части проводников гибкой связи, замыкание на ярмовую балку магнитопровода и корпуса бака; повреждение РПН.

Процент технологических нарушений, обусловленных ухудшением свойств трансформаторных масел составляет порядка 20 % от всех технологических нарушений [5]: выделение газов в масло – 9,02 %; старение масла – 7,47 %; загрязнение масла – 2,18 %; окисление масла – 0,62 %.

Однако эта цифра отражает только те нарушения, которые непосредственно обусловлены старением масел. В тоже время влияние продуктов старения масел на состояние основной изоляции при анализе причин повреждений высоковольтных силовых трансформаторов, как правило, не учитывается. Известно [6], что продукты окисления масел гидроперекиси и водорастворимые кислоты снижают степень полимеризации целлюлозы, что приводит к снижению механической прочности бумажной изоляции. Особенно влияние на электрическую прочность изоляции и срок ее службы оказывает содержание в ней влаги. При содержании влаги 3,3 % от массы твердой изоляции, от бумаги начинают отделяться волокна, которые попадают в масло и резко снижают его электрическую прочность [5]. Кроме снижения электрической прочности изоляции при увлажнении, существует опасность выделение влаги в масло при переходных тепловых процессах с образованием пузырьков. Появление пузырьков газа в масле снижает его электрическую прочность на 20 – 50 %. Это может стать причиной снижения электрической прочности конструкции в целом из-за возникновения частичных разрядов в пузырьках газа при перегрузках. Образование пузырьков газа сильно зависит как от содержания влаги, так и от температуры. Начало выделения пузырьков при хорошо высушенной изоляции (0,2 – 0,5 % влаги) соответствует температурам 175 – 200 °С. При заметном увлажнении бумаги температура образования пузырьков снижается: при влагосодержании 2,3 – 2,4 % температура возникновения пузырьков составила 143 – 156 °С, а при влагосодержании 3,1 % эта температура составила всего 100 – 126 °С.

С точки зрения диагностики трансформаторное масло является той информативной средой, по состоянию которой выявляются 70 % дефектов трансформаторов [2]. По результатам хроматографического анализ растворенных в масле газов определяют наличие в трансформаторе процессов ионизационного старения (частичные разряды малой и большой мощностей, искровые и дуговые разряды, дуги, искрения), а также процессы термической деструкции изоляции, вызванные перегревами. Содержание в масле фурановых производных позволяет оценить степень полимеризации целлюлозы. Учитывая недоступность активной части трансформатора в процессе эксплуатации, состояние трансформаторного масла и растворенных в нем продуктов старения – является индикатором состояния, как основной изоляции, так и других узлов трансформатора.

Анализ традиционной системы диагностики состояния трансформаторного оборудования. Основные направления совершенствования диагностики состояния трансформаторов.

Традиционный подход к оценке технического состояния трансформаторов в процессе эксплуатации представлен в [7]. При таком подходе трансформатор представляется в виде отдельных компонентов: обмотки, магнитопровод, изоляционная жидкость, вводы, переключающее устройство, бак и связанные с ним устройства [8]. Важно отметить, что трансформаторное масло рассматривается как отдельный компонент, а изоляционная система – в виде упрощенной двухкомпонентной модели «твердая изоляция – масло», без учета структуры изоляции. Определяется некий обязательный объем испытаний и проверок каждого компонента. Техническое состояние трансформатора оценивается сравнением значений показателей, полученных в результате проведенных испытаний, с исходными значениями либо нормированными допустимыми их значениями. Выход значения любого из параметров за установленные границы (предельные значения) рассматривается как признак наличия повреждений (дефектов), которые могут привести к отказу оборудования. Большая часть испытаний выполняется на отключенном и расшинованном трансформаторе, что требует больших затрат. В последние годы объем испытаний дополнился новыми, с помощью которых можно осуществлять измерения на работающем трансформаторе (акустическое и электрическое измерение ЧР, вибрационное, акустическое и тепловизионное обследование [9] и др.). Но по существу, сохраняется подход, основанный на мониторинге установленных характеристик.

Основные недостатки традиционной системы контроля состояния трансформаторного масла [2, 8] заключаются в следующем:

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

В последнее время для оценки состояния силовых трансформаторов все шире используется комплексное диагностическое обследование, которое заключается в определении характера и уровня развития дефектов всех

систем и узлов трансформаторов [10, 11]. Программа комплексного диагностического обследования включает в себя следующие этапы:

- анализ аварийности и характерных дефектов данного типа трансформаторов;
- осмотр трансформатора и сбор технической информации (о режимах работы, нагрузке, уровнях токов короткого замыкания и рабочего напряжения, особенностях эксплуатации, потребителях, климатических условиях, загрязненности атмосферы и т.д.);
- анализ технической документации и результатов эксплуатационных измерений;
- проведение электрических измерений на отключенном трансформаторе (tgδ и R изоляции обмоток и вводов, сопротивление обмоток постоянному току, потерь холостого хода и сопротивления короткого замыкания и т.д.);
- проведение измерений на работающем трансформаторе в режимах нагрузки и холостого хода (измерение частичных и других электрических разрядов, локация разрядов акустическими приборами, тепловизионное обследование всех узлов трансформатора, вибрационное обследование бака, а также маслонасосов);
- отбор проб масла из бака, маслонаполненных вводов, контакторов устройства регулирования под напряжением и проведение физико-химического анализа в лаборатории;
- подготовка и выпуск технического отчета, в котором приводятся, результаты обследования и их анализ, заключение о состоянии трансформатора и рекомендации по дальнейшей эксплуатации, а при необходимости объема и методики проведения ремонтных работ.

Существеннейшим недостатком комплексного диагностического обследования [2] является высокая стоимость проведения такого обследования и как следствие невозможность выполнить его на всех трансформаторах. Альтернативой комплексному диагностическому обследованию [2], может служить технология диагностики посредством ранжирования оборудования по техническому состоянию и определение части оборудования, действительно нуждающейся в комплексном обследовании. Технология ранжирования может быть основана как на опыте эксплуатации однотипного оборудования, так и на определении наиболее вероятных дефектов трансформаторов и степени их опасности для данной конструкции в данных условиях эксплуатации.

Важнейшим направлением оптимизации эксплуатации высоковольтных трансформаторов является концепция перехода на ремонт и обслуживание трансформаторов по их состоянию. Данный переход подразумевает не только высокую достоверность при оценке состояния оборудования, но и возможность прогноза его поведения, что на сегодняшний день отсутствует.

В настоящее время широко используются экспертные системы и системы мониторинга состояния силовых трансформаторов [1]. Несмотря на

широкий спектр контролируемых параметров (в том числе и под рабочим напряжением) данные системы обладают существенным недостатком – методы принятия решений основываются на традиционной системе диагностики. Наблюдается противоречие между использованием современных информационных систем и измерительных средств и методами обработки получаемой информации.

Сравнительный анализ методов оценки состояния трансформаторных масел. Оценка состояния трансформаторного масла в Украине производится по комплексу показателей качества и нормативам, регламентируемым в [12]. Показатели качества трансформаторного масла и их граничные значения, используемые при эксплуатационном контроле трансформаторного масла, для трансформаторов номинальным напряжением 330 кВ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Гранично-допустимые значения трансформаторных масел для трансформаторов напряжением 330 кВ, используемые в Украине

Показатель	Гранично-допустимые значения
Пробивное напряжение, кВ	60/55
Содержание механических примесей	0,005 (50)
Содержание антиокислительной присадки ионов, % массы	0,1
Кислотное число, мг. КОН на 1 грамм масла	0,1
Содержание водорастворимых кислот, мг КОН	0,014
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	Снижение не более чем на 5°С по сравнению с предыдущими испытаниями, но не более чем на 15°С с начала эксплуатации
Тангенс угла диэлектрических потерь при 90°С, %	7/10
Содержание влаги, не более, % от массы г/г:	отсутствует
Содержание газа, % объема	2

Система контроля, существующая в Украине, позволяет выделить две характерные области состояние масла:

1) область нормальных значений показателей качества – масло годно к эксплуатации, значения показателей качества не выходят за границы допустимых;

2) область браковочных значений, когда один или несколько показателей качества масла вышли за граничные значения.

Оценка состояния масел в России [7], осуществляется по значениям показателей, приведенных в табл. 2. Кроме области нормальных и браковочных значений показателей, выделена и зона риска.

Используемые за рубежом различными энергокомпаниями более сложные многоуровневые системы контроля [5]. В таблице 3 приведены критерии оценки состояния трансформаторного масла, принятые в компании S.D. Myers (США), которая проводит обследования трансформаторов с 1965 г. Ежегодно данной компанией производится более 200 тыс. анализов проб масла. Система контроля имеет три характерные области: область приемлемых значений показателей качества масла, область ухудшенных значений показателей качества и область неприемлемых показателей качества.

Таблица 2 – Гранично-допустимые значения трансформаторных масел для трансформаторов напряжением 330 кВ, используемые в России

Показатель	значение показателя качества масла	
	ограничивающая область нормального состояния	предельно допустимое
Пробивное напряжение, кВ	50	45
Кислотное число, мг КОН/г масла	0,10	0,25
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	снижение более чем на 5°С в сравнении с предыдущим анализом	125
Содержание влаги, % от массы г/г	–	0,0030 (30)
Содержание механических примесей	0,0020 (11)	0,0030 (12)
Тангенс угла диэлектрических потерь при 70/90 °С, %	5/8	7/10
Содержание водорастворимых кислот и щелочей, мг КОН/г масла	0,014	–
Содержание антиокислительной присадки ионов, % массы	0,1	–
Содержание растворимого шлама, % массы,	–	0,005
Газосодержание в соответствии с инструкциями предприятия-изготовителя, % объема	2	4
Содержание фурановых производных, % массы	0,0015 (0,001)	

Таблица 3 – Гранично-допустимые значения показателей трансформаторных масел применяемые в США компанией S.D. Myers

Показатель	Приемлемо	Под вопросом	Не приемлемо
Кислотное число, КОН / г	< 0,05	0,06–0,10	> 0,10
Коэффициент поверхностного натяжения, Н/ м	> 32 10 ⁻²	28,0–31,9 10 ⁻²	> 27,9 10 ⁻²
Электрическая прочность, кВ	> 30	25–29	< 25
Цвет	< 3,5	–	> 3,5
Удельный вес, г / см ³	0,841–0,91	< 0,84	> 0,91
Прозрачность	Прозрачно	–	–
tgδ, % при 25 °С	< 0,1	0,1–0,3	> 0,3
tgδ, % при 100 °С	< 2,99	3,0–3,99	> 4,0
Влажность по Карлу Фишеру при номинальном напряжении:			
	< 69 кВ	< 30	30–34,9
	69–288 кВ	< 20	20–24,9
345 кВ и выше	< 15	15–19,9	> 20
Содержание газов	Сравнение с прежними данными		
Металлические частицы	Сравнение с прежними данными		
Содержание фуранов (выборочно), %	< 100	101–249	> 250

Несмотря на видимые различия в номенклатуре показателей и их граничных значениях, приведенные системы оценки состояния трансформаторных масел имеют одно общее свойство. Граничные значения показателей качества масла никак не связаны с продолжительностью эксплуатации и одинаковы на всем временном промежутке, поэтому невозможно определить состояние масла в интервале допустимых значений. На ранней стадии эксплуатации значения показателей будут ниже граничных значений, поэтому в данной области какую-либо оценку провести не возможно. С другой стороны, дрейф значений показателей будет происходить с разной скоростью, и зависеть от условий эксплуатации. Но граничные значения показателей не только постоянны на всем интервале эксплуатации, но и никак не связаны с режимами работы трансформаторов. Таким образом,

существующая система диагностики не позволяет выявить трансформаторы с аномальным старением масла на ранней стадии, т.е. еще до того, как эти показатели достигли своих граничных значений, что является существенным недостатком.

Выводы и постановка дальнейших задач исследования.

Выполненный анализ особенностей эксплуатации высоковольтных силовых трансформаторов позволил выявить целый ряд проблем, негативно влияющих на надежность функционирования электрических сетей Украины.

1. Старение силовых высоковольтных трансформаторов и крайне низкие темпы их замены, приводят к тому, что в эксплуатации находятся трансформаторы, отработавшие свой нормативный ресурс. В связи с этим наибольшую актуальность и значимость приобретают вопросы совершенствования диагностики состояния таких трансформаторов и продления их срока службы.

2. Порядка 30 % общего числа технологических нарушений силовых высоковольтных трансформаторов сопровождаются внутренними короткими замыканиями, из которых 24 % происходили с возгораниями и пожарами трансформаторов. При этом удельная повреждаемость трансформаторов с внутренними короткими замыканиями монотонно возрастает в процессе эксплуатации.

3. Трансформаторное масло является той информативной средой, по состоянию которой выявляются 70 % дефектов силовых высоковольтных трансформаторов.

4. Традиционная система диагностики установилась в период развития парка трансформаторов, но не всегда способна достоверно оценить состояния работающего старого оборудования.

5. Выявлено объективное противоречие между использованием современных информационных систем и измерительных средств и методами обработки результатов испытаний, что вынуждает разрабатывать более совершенные методы принятия решений.

6. Существующая система диагностики состояния трансформаторных масел не позволяет выявить трансформаторы с аномальным старением масла на ранней стадии, т.е. еще до того, как эти показатели достигли своих граничных значений.

7. Отсутствие возможности прогнозирования значений характеристик изоляции, не позволяет осуществить переход на ремонт и обслуживание трансформаторов по их состоянию.

Основными направлениями совершенствования диагностики состояния высоковольтных трансформаторов при длительном старении масел являются:

– разработка метода для оценки старения трансформаторных масел, который позволит распознавать трансформаторы с аномальным старением масел на ранней стадии;

– разработка математических моделей для прогнозирования значений показателей качества масел.

Список литературы: 1. *Мордкович А.Г.* О построении подсистем мониторинга, управления и диагностики оборудования подстанций сверхвысокого напряжения и их интеграция в АСУ ТП ПС / *А.Г. Мордкович, П.А. Горожанкин* // Электрические станции. – 2007. – №6. – С. 44–54; 2. *Соколов В.В.* Меры по повышению эффективности диагностики состояния трансформаторного оборудования / *В.В. Соколов* // Перспективные технологии электроэнергетики: IX симпозиум "ЭЛЕКТРОТЕХНИКА 2030 [Электронный ресурс]– М.: CD-изд-во "ТРАВЭК". - 2007; 3. *Алексеев Б.А.* Основное электрооборудование электрических станций и сетей / *Б.А. Алексеев, Л.Г. Мамикосянц, Д.С. Савваитов* // Электрические станции. – 2005. – №2. – С. 48–57; 4. *Львов М.Ю.* О надежности силовых трансформаторов и автотрансформаторов электрических сетей / *М.Ю. Львов, Ю.Н. Львов, Ю.А. Дементьев и др.* // Электрические станции. – 2005. – №11. – С. 69 – 75; 5. *Алексеев Б.А.* Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов / *Б. А. Алексеев.* – М.: НИЦ ЭНАС, 2002 г. – 216 с.; 6. Норми випробування електрообладнання: ГКД 34.20.302 – Офіц. вид. – К.: ОЕП ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2002. – 216 с. – (Галузевий керівний документ); 7. Объём и нормы испытаний электрооборудования: РД 34.45-51.300-97. Изд. 6-е. – М.: ЭНАС, 1998. – 296 с.; 8. *Бондаренко В.Е.* Повышение эффективности эксплуатационного измерительного контроля трансформаторных масел. [Монография] / *В.Е. Бондаренко, П.Ф. Шапов, О.В. Шутенко* – Харків.: НТУ «ХПИ», 2007. – 452 с; 9. *Хренников А.Ю.* Тепловизионная диагностика как инструмент предупреждения аварийности высоковольтного электрооборудования подстанций / *А.Ю. Хренников, М.Г. Сидоренко, Е.П. Стратон* // Электро. – 2008. – №4. – С. 27–31; 10. *Ляпин А.Г.* Комплексный подход к диагностике и оценке технического состояния энергетического оборудования / *А.Г. Ляпин, Б.Г. Певчев, А.А. Пимошин* // Электрические станции. – 2005. – №8. – С. 64–67; 11. *Долин А.П.* Диагностика развивающихся дефектов силовых трансформаторов / *А.П. Долин, А.Ю. Ленков* // Электрические станции. – 2005. – №8. – С. 49–53; 12. Норми випробування електрообладнання: СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 – Офіц. вид. – К.: ОЕП ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2007. – 262 с. – (Національний стандарт України).



Бондаренко Владимир Емельянович, закончил электроэнергетический факультет ХПИ в 1974 году по специальности «Электроизоляционная и кабельная техника». Учился в аспирантуре в Дрезденском техническом университете, ГДР. Кандидатскую диссертацию защитил в Дрездене, в 1979 году по специальности «Техника высоких напряжений». Докторская диссертация была защищена в 2004 году в НТУ «ХПИ» на тему «Многофункциональные методы и устройства для одновременного контроля электрических и геометрических параметров, материалов и изделий энергетического оборудования. Теория и практика».



Аулова Наталья Владимировна закончила электроэнергетический факультет НТУ «ХПИ» в 2008 году по специальности «Электрические системы и сети». В настоящее время преподаватель-стажер кафедры «Передача электрической энергии» в Национальном техническом университете «Харьковский политехнический институт».

Поступила в редколлегию 03.09.2010