

Диагностика, эксплуатация и ремонт трансформаторов с длительным сроком службы

Долин А.П., генеральный директор ООО НТЦ «ЭДС», канд. техн. наук

Нормативный срок службы трансформаторов и автотрансформаторов (далее трансформаторов) устанавливается заводами изготовителями и составляет 25-30 лет. Как правило, фактический срок эксплуатации трансформаторов может значительно превышать указанные значения. Тем не менее, после 30 лет эксплуатации в трансформаторах развиваются характерные дефекты, вызванные, прежде всего, старением изоляции, а также другими факторами. В результате после наступления нормативного срока возрастает количество ремонтных работ, в том числе капитальных ремонтов с разгерметизацией активной части. Как следствие возрастает негативная роль «человеческого» фактора.

Анализ причин аварий, результатов комплексных обследований и технического освидетельствования более 1000 трансформаторов с длительным сроком службы, а также ремонтных работ и опыта эксплуатации трансформаторов различными энергетическими компаниями показал следующее. Требования периодичности регламентных испытаний, установленных СО 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования» [1] (ОНИЭ), ориентирован на достаточно «молодые» трансформаторы. Некоторые предельно допустимые значения, а также значения, ограничивающие область нормальной эксплуатации требуют корректировки и изменений. Нормативные документы по эксплуатации этих электрических машин также не учитывают срок эксплуатации, износ и развитие дефектов. Планирование и выполнение ремонтных работ зачастую ориентировано на минимизацию их стоимости без учета необходимых трудозатрат для качественного проведения и снижения затрат при дальнейшем техническом обслуживании. Использование типовых, а тем более современных технологий ремонтов трансформаторов с длительным сроком эксплуатации освоено далеко не всеми ремонтными предприятиями. Следует отметить также тенденцию снижения качества ремонтов отдельными организациями, в том числе, вызванную сменой поколений, требованиями сокращения сроков и т.п. Вместе с тем, нарушение технологии ремонтов особенно опасно для трансформаторов, имеющих развивающиеся дефекты изоляции.

Основная цель диагностического контроля: получить достоверную информацию о техническом состоянии трансформаторов, его отдельных систем и узлов, а также обеспечить ремонтно-эксплуатационное обслуживание по техническому состоянию и, в результате, снизить количество технологических нарушений. Организация диагностического контроля и оценка технического состояния включают в себя:

- 1) регламентные периодические отборы проб масла (из бака трансформатора, контактора РПН и маслонаполненных вводов) и проведение хроматографических и физико-химических анализов;
- 2) регламентные периодические измерения и испытания (на выведенном из работы трансформаторе);
- 3) проведение измерений специальными методами диагностики, как правило, на работающем трансформаторе (периодические или неперидические);
- 4) комплексные диагностические обследования (КДО);
- 5) непрерывный диагностический контроль (мониторинг технического состояния);
- 6) периодическое техническое освидетельствование.

Объем и периодичность регламентных испытаний и анализов в процессе эксплуатации трансформаторов устанавливается ОНИЭ [1]. Одним из самых эффективных методов контроля остается хроматографический анализ растворенных в масле газов. Здесь следует отметить, что выполнение этих анализов вполне оправдано для трансформаторов с большим сроком эксплуатации напряжением 35 кВ (с периодичностью, например, 1 раз 1-2 года), а не только 110 кВ и выше и блочных трансформаторов собственных.

При ухудшении контролируемых параметров (то есть в зоне риска трансформаторов) вводится учащенный контроль. Введение учащенного контроля требует дополнительных финансовых затрат. В этой ситуации оправдано определенное регламентирование необходимости введения такого контроля, с периодичностью учитывающая срок эксплуатации трансформатора, а также скорость и опасность развития дефектов. В табл. 1 и 2 приводятся примеры требований к периодичности некоторых физико-химических анализов и электрических измерений, учитывающие указанные факторы.

Кроме того, давно назрела необходимость корректировки ряда устаревших, а также ошибочных требований, установленных ОНИЭ, например, для оценки качества эксплуатационных масел. Так в процессе эксплуатации оправдано отказаться от определения температуры вспышки [1, табл. 25.4, п. 3], если проводится периодический контроль концентрации горючих газов хроматографическим или другим методом и не производилась доливка (или заливка) масла.

Нормированные в [1, табл. 25.4, п. 6] значения тангенса угла диэлектрических потерь можно использовать далеко не для всех трансформаторных масел. Значение $\operatorname{tg}\delta$ (при 90 °С) масла ТК (не путать с ТКп), ГК, а также большинство импортных масел при длительной эксплуатации и глубоком старении остаются много ниже 7-10 % (то есть ниже нормы, установленной в [1] для оборудования 110-500 кВ). Для трансформаторов напряжением 110-500 кВ, залитых указанными выше маслами, оправдано принять значение, ограничивающее область нормальной эксплуатации и предельно

допустимое значение при 90 °С равными, например, 3% и 5% (так же как для трансформаторов напряжением 750 кВ [1]).

Таблица 1

Пример периодичности проведения некоторых физико-химических анализов масла из бака в процессе эксплуатации трансформатора

Показатель качества масла*	ГОСТ, РД, метод	Периодичность измерения, не реже,			Основание для проведения учащенного контроля
		Согласно [1] (для трансформаторов со сроком эксплуатации до 35 лет при удовлетворительном техническом состоянии)	Для трансформаторов со сроком эксплуатации больше 35 лет при удовлетворительном техническом состоянии	Для трансформаторов с длительным сроком службы при наличии развивающихся дефектов (учащенный контроль)	
1. Пробивное напряжение	ГОСТ 6581	1 раз в 2 года	1 раз в год	1 раз в 6 месяцев****	Снижение $U_{пр}$ или рост влагосодержания масла
4. Влагосодержание	МЭК 60814 ГОСТ 7822	1 раз в 4 года	1 раз в 2 года	1 раз в 6-12 месяцев****	Снижению $U_{пр}$ или рост влагосодержания масла
5. Содержание механических примесей	ГОСТ 17216	1 раз в 4 года	1 раз в 4 года	1 раз в 2 года	Снижение $U_{пр}$
6. Тангенс угла диэлектрических потерь при 90°С	ГОСТ 6581	1 раз в 4 года	1 раз в 2 года*	1 раз в год	Рост $tg\delta$, кислотного числа или срабатывание антиокислительной присадки
11. Содержание фурановых производных	МЭК61198	1 раз в 4 года***	1 раз в 4 года	1 раз в 2 года	Рост влагосодержания масла, кислотного числа или достижение 70% от граничных концентраций СО и/или СО ₂

Примечания: * - номер указан в соответствии с нумерацией в табл. 25.4 ОНИЭ [1];

* – измерение тангенса угла диэлектрических потерь после замены или регенерации масла проводятся первые два года 1 раз в год;

** – газосодержание определяется только для трансформаторов с пленочной защитой;

*** – периодичность определения содержание фурановых производных по [1] указана для трансформаторов со сроком эксплуатации более 24 лет.

**** – периодичность учащенного контроля пробивного напряжения и влагосодержания может быть сокращена вплоть до ежедневного контроля при достижении любого из этих параметров значения близкого к предельно допустимому.

Пример периодичности проведения электрических испытаний трансформатора в процессе эксплуатации

Электрическое испытание	Периодичность измерения, не реже,				Основание для проведения учащенного контроля
	Согласно требованиям [1]	Для трансформаторов со сроком эксплуатации до 35 лет при удовлетворительном техническом состоянии	Для трансформаторов со сроком эксплуатации больше 35 лет при удовлетворительном техническом состоянии	Для трансформаторов с длительным сроком службы при наличии развивающихся дефектов (учащенный контроль)	
Измерение сопротивления изоляции обмоток	При неудовлетворительных испытаниях масла, хроматографического анализа газов, при КДО	1 раз в 2 года	1 раз в 2 года	1 раз в год	При неудовлетворительных показателях масла: $U_{пр}$, влагосодержания, $tg\delta$
Измерение тангенса угла диэлектрических потерь	При неудовлетворительных испытаниях масла, хроматографического анализа газов, при КДО	1 раз в 2 года	1 раз в 2 года	1 раз в год	При неудовлетворительных показателях масла: $U_{пр}$, влагосодержания, $tg\delta$
3 Оценка влажности твердой изоляции	Первый раз через 10-12 лет после включения далее 1 раз в 4-6 лет	При КДО или 1 раз в 6 лет (только при влагосодержании масла более 10 г/т)	При КДО или 1 раз в 5 лет (только при влагосодержании масла более 10 г/т)	При КДО, 1 раз в 5 лет или внеочередное при росте влагосодержания масла	При росте влагосодержания масла выше 25-30 г/т

Предлагаемая периодичность направлена, прежде всего, на контроль увлажнения, зашламления, а также загрязнения активной части (характерных для трансформаторов с длительным сроком эксплуатации). Следует отметить, что рост влагосодержания бумажной изоляции (в том числе в результате гидролиза), а также кислотности среды приводит к ускоренному старению бумажной изоляции и сокращению ресурса трансформаторов [2,3].

Не менее важен контроль состояния вводов, оборудования систем регулирования напряжения, защиты от увлажнения, охлаждения и регенерации масла.

Использование специальных методов диагностики (в том числе измерение и локация ЧР) оправданы прежде всего в объеме комплексных диагностических обследований (КДО). Выполнение КДО трансформаторов для ведущих энергетических предприятий стало обычной практикой. Подавляющее большинство специализированных организаций выполняют КДО согласно требованиям Типовой программы [4]. Эта программа устанавливает обязательный объем измерений, испытаний и анализов, но не ограничивает возможность применения иных методов. Такой подход доказал свою эффективность [5, 6]. Более того, как показал анализ результатов КДО, применение оригинальных диагностических методов, но без использования ряда методов, требуемых Типовой программой, а также сокращение «обязательной» программы приводит к ошибкам первого или второго рода и, соответственно к неверным выводам и рекомендациям.

Техническое освидетельствование электрооборудования (в том числе трансформаторов), отработавшего нормативный срок службы, является обязательной процедурой, установленной ПТЭ [7, п.1.5.2]. В настоящее время организация технического освидетельствования проводится в соответствии с требованиями Методических указаний (стандартом) ОАО «ФСК ЕЭС» [8], рекомендованных Ростехнадзором к «применению на объектах по производству электроэнергии, объектах электросетевого хозяйства и в электроустановках принадлежащих иным лицам (потребителям)» (письмо Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.10.2009 г. № 023-09/47).

Одним из требований указанных документов является участие в комиссии по техническому освидетельствованию представителей экспертной (специализированной) организации. Невыполнение или формальное выполнение указанного и других требований, значительно снижает эффективность освидетельствования и полезность этой работы. При таком подходе имели место отказы трансформаторов, имевших явные признаки дефектов и требовавшие проведения технических мероприятий, не отмеченных в актах технического освидетельствования.

Для трансформаторов с длительным сроком эксплуатации оправданы более «щадящие» эксплуатационные режимы, исключая (или по крайней мере ограничивающие) повышенные уровни напряжения и нагрева. В качестве основных мер оправдано введение в частности следующих ограничений.

Целесообразно исключить коммутации трансформаторов разъединителями (в режиме холостого хода).

Оправдано ограничить по времени (а лучше исключить) работы с повышенным напряжением (по сравнению с допустимыми значениями по ГОСТ 1516.3 [9]). В случае кратковременного повышения напряжения (выше наибольшего рабочего) на трансформаторах, которые находятся в зоне риска по уровню частичных разрядов и/или деструкции твердой изоляции, необходим

внеочередной контроль развития уровня ЧР (на основе ХАРГ или прямых измерений).

У трансформаторов 110-220 кВ нежелательна эксплуатация с разземленной нейтралью обмотки ВН, а при наличии дефектов твердой изоляции такой режим следует исключить.

Очередность включения выключателей при АПВ линии (при возможности) должна выполняться со стороны конца линии, противоположного трансформатору с длительным сроком эксплуатации.

Для трансформаторов, имеющих глубокую деструкцию твердой изоляции необходимо ограничение температуры верхних слоев масла (по крайней мере на 10°С ниже значений, установленных ГОСТ Р 52719 [10]).

На трансформаторах проводятся текущие и капитальные ремонты. Текущие ремонты выполняются без разгерметизации активной части, капитальные – с разгерметизацией. При текущих ремонтах важнейшими являются работы обеспечивающие нормальное состояние систем защиты от увлажнения, охлаждения и регенерации масла. Дефекты этих систем сокращают ресурс твердой изоляции, провоцируют развитие ЧР и других дефектов. Типичные ошибки при выполнении текущих ремонтов неэффективная промывка охладителей, а также засыпка в термосифонные фильтры и адсорберы непромытого (маслом) и/или недостаточно высушенного силикагеля. В результате трансформатор работает с повышенной температурой, изоляция загрязняется силикагелевой пылью (рис. 1) и увлажняется.



Рис.1 Налет силикагелевой пыли на изоляции активной части трансформатора АТДЦТН 125000/220/110

Капитальные ремонты могут проводиться:

- без вскрытия активной части;
- со вскрытием активной части;
- со сменой обмоток.

Проведение ремонтов со сменой обмоток связано со значительными затратами и для трансформаторов с длительным сроком эксплуатации, как правило, технико-экономически неоправданно.

Капитальный ремонт силовых трансформаторов в подавляющем большинстве случаев проводится по техническому состоянию, то есть на основании результатов диагностического контроля. До капитального ремонта целесообразно проведение комплексного диагностического обследования трансформатора для уточнения объема и технологии проведения ремонтных работ (в том числе, сушки активной части).

Капитальные ремонты без вскрытия активной части выполняются на месте установки трансформатора с частичным сливом масла не ниже уровня верхней части обмоток (например, при замене вводов 110 кВ и других работах). Для трансформаторов с длительным сроком эксплуатации, имеющим значительную деструкцию и, следовательно, повышенное влагосодержание бумажной изоляции, а также при наличии зашламления активной части при разгерметизации активной части целесообразно в объем капитального ремонта включать обмыв и сушку изоляции, то есть проводить работы со вскрытием.

Сушку изоляции оправдано выполнять методом разбрызгивания масла при вакуумировании. Учитывая снижение прочности твердой изоляции режим сушки не должен приводить к ускорению ее деструкции при выполнении технологических процессов.

При сушке таких трансформаторов температура промывочного масла не должна превышать 70-75 °С, а остаточное давление в баке – 400-450 мм рт.ст. В качестве промывочного рекомендуется использовать масла с хорошей растворяющей способностью воды и шлама. Оправдано применение технологии [11, 12] с использованием промывочного масла содержащего присадку Midel.

При сушке трансформаторов методом разбрызгивания масла (особенно при значительном зашламлении) необходимо контролировать параметры промывочного масла, в том числе тангенса угла диэлектрических потерь. При неудовлетворительных значениях $\operatorname{tg}\delta$ промывочного масла должно быть регенерировано или заменено. В противном случае можно получить заметное ухудшение диэлектрических параметров изоляции обмоток трансформатора. Опыт проведения ремонтов трансформаторов со сроком эксплуатации даже более 40-45 лет по технологии [11] доказал эффективность процесса восстановления изоляции и сохранения работоспособности трансформаторов на весьма длительный период (более 10 лет) [13, 14].

Следует отметить, что в контроль качества ремонтных работ не возможен без анализа результатов испытаний до, после и в период проведения ремонтных

работ, требуемых [1]. К сожалению, обычно, объем измерений и анализов при проведении капитальных ремонтов выполняется далеко не в полном объеме. Многие ремонтные предприятия не только не имеют физико-химических лабораторий, но и договоров на выполнение соответствующих анализов. Ряд ремонтных предприятий не освоили даже традиционные электрические испытания. Имеют место технологические нарушения при ремонтных работах. В результате значительное количество отказов трансформаторов спровоцировано развитием дефектов после проведения ремонтов.

Также следует сказать, что в последнее время весьма редко проводятся прямые измерения влагосодержания твердой изоляции, а определение степени полимеризации образцов изоляции составляет не более 1-2 % от общего количества ремонтов со вскрытием активной части. Такие нарушения требований [1] не только ограничивают контроль качества ремонтных работ, но и возможность объективной оценки остаточного ресурса твердой изоляции (и трансформатора в целом [2, 3]).

Заключение. Учитывая значительное количество трансформаторов с длительным сроком службы, находящихся в работе, необходима разработка Руководящего документа, регламентирующего требования к диагностике, эксплуатации и ремонтам этих электрических машин. Такой документ позволит обеспечить необходимый уровень диагностического контроля трансформаторов, снизит негативные воздействия внешних факторов, провоцирующих развития опасных дефектов и ускоренное старение, обеспечит планирование и выполнение необходимого объема ремонтных работ, включающих современные технологии. Это позволит снизить вероятность развития финальных аварий, обеспечит необходимый уровень эксплуатационной надежности трансформаторов со сроком эксплуатации более 30 лет.

Литература

1. **СО 34.45-51.300-97** (РД 34.45-51.300-97). «Объем и нормы испытаний электрооборудования»
2. **Vasin .V.P., Dolin A.P.** Development of methods of evaluation of power transformer insulation aging taking into account random exploitation factors. CIGRÉ 2009, 6th Regional Conference. Paper C111. 7 p.
3. **Васин В.П., Долин А.П.** Оценки выработанного ресурса изоляции силовых маслонаполненных трансформаторов. ЭЛЕКТРО, 2009 г, №2, с. 37-41
4. **Типовая программа** комплексного диагностического обследования силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих реакторов 110-750 кВ. ОАО «ФСК ЕЭС», 2005.
5. **Smekalov V.V., Dolin A.P, Pershina N.F.** Condition assessment and life time extension of power transformers. CIGRE. Session 2002, 12-102. 7 p.

6. Долин А.П., Смекалов В.В., Цветаев С.К. и др. Опыт диагностики и ремонтов силовых трансформаторов для повышения надежности эксплуатации и продления срока службы. ЭЛЕКТРО, 2006, № 5. С. 27-31.

7. **Правила** технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. М.: Энергосервис. 2003.

8. **СТО 56947007-29.240.10.030-2009**. Методические указания по проведению периодического технического освидетельствования электротехнического оборудования ПС ЕНЭС

9. **ГОСТ 1516.3-96** Электрооборудование переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции.

10. **ГОСТ Р 52719** Трансформаторы силовые. Общие технические условия.

11. **Патент на изобретение № 2387492**. Способ очистки маслонеполненного силового электротехнического оборудования. 28.08.2008.

12. **Патент на полезную модель № 83951**. Устройство для очистки маслонеполненного силового электротехнического оборудования. 28.08.2008.

13. **Smekalov V.V., Dolin A.P.** The repair of power transformers with a long service life. CIGRE. Session 2004, A2-212. 8 p.

14. Долин А.П., Смекалов В.В. "Ремонт силовых трансформаторов с длительным сроком службы. ЭЛЕКТРО, 2004 г, №1. С. 41-46.