



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



МЕЖДУНАРОДНЫЙ СЕМИНАР-КОНФЕРЕНЦИЯ
«ОРГАНИЗАЦИЯ РЕМОНТОВ
ЭНЕРГООБОРУДОВАНИЯ:
ПРОБЛЕМЫ, ОПЫТ,
ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ»

СБОРНИК ДОКЛАДОВ

16-17 октября 2014г.
Москва

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ И РЕМОНТОВ ТРАНСФОРМАТОРОВ С ДЛИТЕЛЬНЫМ СРОКОМ СЛУЖБЫ

Долин А.П.

Генеральный директор ООО НТЦ «ЭДС», канд. техн. наук

Продолжительность эксплуатации трансформаторов (автотрансформаторов) может значительно превышать нормативный срок службы, составляющий 25-30 лет. Вместе с тем, после 30 лет эксплуатации в трансформаторах развиваются характерные дефекты, вызванные, прежде всего старением твердой и масляной изоляции, снижением и потерей изоляции элементов магнитной системы, 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 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. Кроме того, некоторые предельно допустимые значения, а также значения, ограничивающие область нормальной эксплуатации, требуют корректировки и изменений. Планирование и выполнение ремонтных работ зачастую ориентировано на минимизацию их стоимости без учета необходимых трудозатрат для качественного выполнения ремонта. 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.

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 электрические измерения и испытания;
- 3) проведение измерений специальными методами диагностики, как правило, на работающем трансформаторе (периодические или непериодические);
- 4) комплексные диагностические обследования (КДО);
- 5) непрерывный диагностический контроль (мониторинг)
- 6) периодические технические освидетельствования.

Объем и периодичность регламентных испытаний и анализов в процессе эксплуатации трансформаторов устанавливается ОНИЭ [1]. При ухудшении контролируемых параметров (то есть в зоне риска трансформаторов) вводится учащенный контроль. Введение учащенного контроля требует дополнительных финансовых затрат. В этой ситуации целесообразно иметь регламент введения такого контроля с периодичностью, учитывающей 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 для оценки качества эксплуатационных масел, в частности допустимых значений тангенса угла диэлектрических потерь, содержания фурановых соединений и др.

Предлагаемая периодичность испытаний (табл. 1 и 2) направлена, прежде всего, на контроль увлажнения, зашламления, а также загрязнения активной части (что характерно для трансформаторов с длительным сроком эксплуатации).

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 раза в 6 месяцев	Снижение $U_{пр}$ или рост $W_{масла}$
4. Влажность	МЭК 60814 ГОСТ 7822	1 раз в 4 года	1 раз в 2 года	1 раз в 6-12 месяцев	Снижение $U_{пр}$ или рост W 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°C	ГОСТ 6581	1 раз в 4 года	1 раз в 2 года **	1 раз в год	Рост $tg\delta$, КЧ 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 W , КЧ масла, или концентрации CO и/или CO_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;

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

Таблица 2

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 больше 35 лет при удовлетворительном техническом состоянии	Для трансформаторов с длительным сроком службы при наличии развивающихся дефектов	
Измерение сопротивления изоляции обмоток	При неудовлетворительных испытаниях масла, хроматографического анализа газов, при КДО	1 раз в 2 года	1 раз в год	При неудовлетворительных показателях масла: $U_{пр}$, W , $tg\delta$ масла
Измерение тангенса угла диэлектрических потерь	При неудовлетворительных испытаниях масла, хроматографического анализа газов, при КДО	1 раз в 2 года	1 раз в год	При неудовлетворительных показателях масла: $U_{пр}$, W , $tg\delta$ масла
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 4 года (при W масла более 10 г/т)	1 раз в 2 года	При росте влагосодержания масла выше 20-25 г/т

Следует отметить, что рост влагосодержания бумажной изоляции (в том числе в результате гидролиза), а также кислотности среды (масла) приводит к ускоренному старению бумажной изоляции и сокращению ресурса трансформаторов [2]. Не менее важен контроль состояния вводов, оборудования систем регулирования напряжения, защиты от увлажнения, охлаждения и регенерации масла.

Использование специальных методов диагностики оправдано, прежде всего, в объеме комплексных диагностических обследований (КДО). Вместе с тем, имеется успешный опыт регулярных, периодических измерений ЧР, вибрационных и других обследований для своевременного выявления развивающихся дефектов.

В настоящее время выполнение КДО трансформаторов стало обычной практикой. Подавляющее большинство специализированных организаций выполняют КДО согласно требованиям Типовой программы [3]. Эта программа устанавливает обязательный объем измерений, испытаний и анализов, но не ограничивает возможность применения иных методов.

Использование непрерывного контроля (мониторинга) технического состояния трансформаторов с длительным сроком эксплуатации в нашей стране практически не используется, исходя из экономических соображений. Вместе с тем за рубежом такой контроль иногда проводится, что позволяет отказаться от учащенного контроля ряда параметров.

Техническое освидетельствование электрооборудования (в том числе трансформаторов), отработавшего нормативный срок службы, является обязательной процеду-

рой, установленной ПТЭ. В настоящее время техническое освидетельствование проводится в соответствии с требованиями Методических указаний (стандартом) ОАО «ФСК ЕЭС»[4]. 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.

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.

Капитальные ремонты могут проводиться: без вскрытия активной части; со вскрытием активной части; со сменой обмоток. Ремонты со сменой обмоток связаны со значительными затратами и для трансформаторов с длительным сроком эксплуатации, как правило, технико-экономически неоправданны.

Капитальный ремонт силовых трансформаторов в подавляющем большинстве случаев проводится по техническому состоянию, то есть на основании результатов диагностического контроля. До капитального ремонта целесообразно проведение КДО трансформатора для уточнения объема и технологии проведения ремонтных работ

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 напряжением до 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 оС, 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 с использованием промывочного масла содержащего присадку Midel.

При сушке трансформаторов методом разбрызгивания масла (особенно при значительном зашламлении) необходимо контролировать параметры промывочного масла, в частности tgδ. При неудовлетворительных значениях tgδ, промывочное

масло должно быть регенерировано или заменено. Опыт проведения ремонтов трансформаторов со сроком эксплуатации даже более 40-45 лет по технологии [5, 6] доказал свою эффективность и возможность сохранения работоспособности трансформаторов на весьма длительный период (более 10 лет).

Следует отметить, что контроль качества ремонта не возможен без проведения и анализа результатов испытаний (требуемых [1]) до, после и в период проведения этих работ. К сожалению, в ряде случаев, объем измерений и анализов при капитальных ремонтах выполняется 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 освоил 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]).

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 с длительным сроком службы.

Литература

1. СО 34.45-51.300-97 (РД 34.45-51.300-97). «Объем и нормы испытаний электрооборудования»/ под общей ред. Б.А.Алексеева, Ф.Л. Когана, Л.Г. Мамиконянца – 6 изд., с изм. И доп.. М.: ЭНАС, 2007.- 256 с.
2. Васин В.П., Долин А.П. Оценки выработанного ресурса изоляции силовых маслонаполненных трансформаторов. ЭЛЕКТРО, 2009 г, №2, с. 37-41
3. Типовая программа комплексного диагностического обследования силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих реакторов 110-750 кВ. Утв. 28.10.2005. ОАО «ФСК ЕЭС», 2005. 13 с.
3. СТО 56947007-29.240.10.030-2009. Методические указания по проведению периодического технического освидетельствования электротехнического оборудования ПС ЕНЭС Утв. и введен 18.05.2009 распор. ОАО «ФСК ЕЭС» № 176 р. 96 с.
5. Патент РФ на изобретение № 2387492 от 27.04.2010. Способ очистки маслонаполненного силового электротехнического оборудования. Авт.: Долин А.П., Отморский С.Г., Смекалов В.В. и др Заявка № 20008134869 от 28.08.2008.
6. Долин А.П., Смекалов В.В. "Ремонт силовых трансформаторов с длительным сроком службы. ЭЛЕКТРО, 2004 г, №1. С. 41-46.