

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ ГОСУДАРСТВЕННОЙ СЛУЖБЫ
ПРИ ПРЕЗИДЕНТЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ИНСТИТУТ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ
ГОСУДАРСТВЕННЫХ СЛУЖАЩИХ

ИКС
ОСНОВ

50
лет

**ТЕХНИЧЕСКОЕ
ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ
И РЕМОНТ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
ОБЪЕКТОВ**

*Доклады юбилейной научно-практической
конференции, посвященной 50-летию
ИПКгосслужбы*

Том 4

Москва
2002

К.М.Н. Сماعيلов В.В.,
РАО «ЕЭС России»
К.М.Н. Долин А.П.,
Першина Н.Ф.,
НПО «Техносервис-Электрон»

ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ И ПРОДЛЕНИЕ СРОКА СЛУЖБЫ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

В настоящее время на энергопредприятиях России работает около 20000 единиц силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов (далее трансформаторов) напряжением 110 кВ и выше. Из них свыше 40% эксплуатируются 25 лет и больше. Ежегодная повреждаемость трансформаторов за последние несколько лет для различных классов напряжения и мощности приведена в табл. 1.

Таблица 1

Вид оборудования	Напряжение, кВ	Повреждаемость на 100 единиц		
		1987 г.	1992 г.	1995 г.
Трансформаторы мощностью 10-80 МВ-А	110-150	1,27	0,88	0,77
	220	3,90	1,74	1,08
	110-150	3,50	4,15	3,11
	220	2,66	2,63	2,47
Трансформаторы мощностью более 80 МВ-А	400-500	2,33	4,31	3,8
	750	2,28	3,46	-
	500	3,85	5,19	-
Шунтирующие реакторы	500	-	-	-
	750	2,13	6,47	-

Данные, приведенные в табл. 1, следует рассматривать как ориентировочные, составляющие средний уровень повреждаемости трансформаторов в России. В 90-х годах в связи с ослаблением административных связей в процессе реструктуризации энергетики, качество информации об отказах трансформаторов, поступающей в центральные структуры РАО «ЕЭС России» от энергосистем, резко ухудшилось; оно начинает улучшаться только в последнее время [1]. Снижение повреждаемости сило-

вых трансформаторов малой мощности за последние несколько лет обусловлено не повышением надежности, а всего лишь введением в 1993 году нового порядка учета отказов и аварий трансформаторов.

В табл. 1 более достоверные данные относятся к мощным силовым трансформаторам и шунтирующим реакторам, поскольку большинство из них состоит на балансе РАО «ЕЭС России», а значит, информация об их повреждении находится под контролем и практически не искажается в отчетности.

Следует отметить некоторый рост повреждаемости мощных трансформаторов класса напряжения 400-500 кВ и шунтирующих реакторов 500-750 кВ. В последние годы достаточно часто повреждаются относительно «молодые» шунтирующие реакторы (5-10 лет эксплуатации). В [2] также отмечается рост повреждаемости трансформаторов, эксплуатирующихся в центральных регионах России, без детализации по классам напряжения и мощности. Согласно данным [1] трансформаторы 750 кВ за последние 3 года в России не повреждались.

Несомненный интерес для организации диагностики трансформаторов представляет анализ причин отказов трансформаторов, распределение отказов по узлам и определение виновников повреждений.

Такие данные получены авторами в середине 90-х годов на основе анализа актов отказов силовых трансформаторов напряжением 110 кВ и выше, мощностью 63 МВ-А и более; они вместе с данными [1] и [2] приведены в табл. 2.

Несмотря на различные подходы к анализу аварийности, разное время выборок и разный парк трансформаторов, основные выводы по всем трем источникам могут быть сделаны один и те же: наиболее повреждаемыми узлами трансформаторов являются вводы, обмотки и регуляторы напряжения. Практически отсутствуют повреждения трансформаторов по причине дефектов магнитопровода. В последние годы практически нет повреждений, связанных с потерей динамической стойкости обмоток. По данным [2] достаточно высокий процент повреждений (около 25%) связан с неправильными действиями персонала. Прежде всего это неудовлетворительная эксплуатация трансформатора и несвоевременный ремонт. Проведение ремонтных работ на оста-

ры» трансформаторах традиционными методами (без надежной диагностики и специальной технологии восстановления характеристик) зачастую приводит к неоправданным затратам, снижению надежности трансформаторов и даже их аварийным отказам.

Таблица 2

Узлы и основные повреждения	Отказы, % по данным авторов		
	[1]	[11]	[12]
Главная изоляция обмоток в отводах	12	16	28
Вспомогательная и межслойная изоляция	28	-	-
Повреждения обмоток от динамических воздействий	11	-	-
Термические повреждения обмоток от токов КЗ	1	-	-
Изоляторы	27	22	19
РПН и ПНС	9	13,5	19
Контакты	1	-	-
Магнитопровод и магнитные шунты	5	0,5	-
Течи масла	1	11	-
Утечки масла	-	22	-
Система охлаждения	-	5	-
Повреждения по вине эксплуатации	-	-	8,5
Повреждения по вине ремонтных персонала	-	-	14,2
Заводской брак	-	-	4,3
Вандализм	-	9	-
Не выявлено	5	-	-

Замена всех трансформаторов с длительным сроком службы, учитывая реальную экономическую ситуацию, оказывается невозможной. С другой стороны фактический ресурс многих трансформаторов не исчерпан. Более того, его удается продлить, сохраняя требуемую эксплуатационную надежность.

Одной из важных составляющих повышения эксплуатационной надежности трансформаторов является объективная оценка состояния и реальный переход от ремонтов по «наработке ресурса» на ремонты «по состоянию». В России концепция перехода на ремонты трансформаторов «по состоянию» нашла отражение в отраслевых нормативных документах [3, 4].

Обобщая, можно сказать, что такой переход может быть реализован только при возможности достаточно достоверного определения технического состояния оборудования, в том числе в процессе его комплексного обследования. Таковая программа обследования, приведенная в табл.3, включает достаточно широкий набор как традиционных, так и нетрадиционных методов диагностики.

Комплексное диагностическое обследование позволяет оценить состояние следующих основных элементов и узлов трансформатора:

- 1) твердой изоляции (увлажнение, загрязнение, деструктивно);
- 2) магнитной системы (прессовку, историю изоляции элементов от бака и т.п.);
- 3) обмоток (уровень прессовки, деформации);
- 4) трансформаторного масла;
- 5) системы охлаждения, очистки и защиты масла;
- 6) вводов;
- 7) регуляторов напряжения и контактной системы.

Таблица 3

Методы обследований, испытаний, измерений	Оценка состояния узлов						
	1	2	3	4	5	6	7
1. Оценка наиболее вероятных мест повреждения на основе анализа дефектов трансформаторов аналогичного типа	+	+	+	+	+	+	+
2. Анализ режимов работы, эксплуатационной и ремонтной документации, измерений и испытаний	+	+	+	+	+	+	+
3. Осмотр оборудования					+	+	+
4. Хроматографический анализ масла	+	+			+	+	+
5. Химический анализ масла	+	+			+	+	+
6. Определение влажности масла при различных температурных режимах трансформатора	+			+	+	+	+
7. Определение наличия и фракционного состава нежелательных примесей в масле	+	+		+	+	+	+
8. Определение количества антиокислительной присадки в масле				+	+	+	
9. Определение остаточной стабильности масла против окисления				+	+	+	

Методы обследований, испытаний, измерений	Оценки состояния узлов						
	1	2	3	4	5	6	7
10. Инфракрасная спектроскопия масла	+	+		+	+	+	
11. Определение фурановых производных в масле	+						+
12. Измерение $\mu\delta$ и проводимости масла при различных температурах	+			+	+	+	+
13. Анализ диэлектрика из трансформаторных фильтров	+			+	+		
14. Измерение изоляционных характеристик обмоток и выводов при различных температурах и напряжениях, в том числе во время	+				+	+	
15. Расчет влагоемкости твердой изоляции по равновесному состоянию «бухта – выхлоп» и по измеренным значениям изоляционных характеристик	+				+	+	
16. Измерение частичных разрядов	+	+				+	+
17. Тепловизионное обследование трансформатора*		+			+	+	+
18. Акустическое обследование трансформатора*	+	+	+				+
19. Вибрационное обследование баки трансформатора*, маслонасосов и вентиляторов системы охлаждения		+	+		+		
20. Снятие осциллограммы высоковольтных импульсов				+			
21. Измерение сопротивления короткого замыкания			+				
22. Измерение тока и потерь холостого хода, в том числе при коммутационном напряжении	+						
23. Измерение объема масла в расширителье при различных температурах						+	
24. Измерение давления масла во выводах при различных температурах							+
25. Расчет электрической прочности изоляции выводов						+	
26. Измерение сопротивления постоянному току обмоток и переходных контактов на разных напряжениях РИП							+

Методы обследований, испытаний, измерений	Оценки состояния узлов						
	1	2	3	4	5	6	7
27. Снятие крутовой диаграммы и осциллографирование работы РИП							+
28. Измерение фазной токов маслонасосов и вентиляторов						+	
29. Комплексный анализ полученных результатов	+	+	+	+	+	+	+

Примечание. Обследования, отмеченные *, проводятся в двух режимах: наибольшей нагрузке и холостого хода.

В распоряжении авторов имеются результаты обследований более двухсот пятидесяти трансформаторов мощностью от 6,3 до 1000 МВА, изготовленных в России, на Украине, в Швеции и Бельгии и установленных в разных климатических зонах России, Белоруссии, Югославии. Почти 70% обследованных трансформаторов имеют выработку более 25 лет. Около половины из них относятся к крупным (более 100 МВА). Обобщенные результаты комплексных диагностических обследований показаны на рис. 1.



Рис. 1. Результаты обследований

Как видно из диаграммы, 30% трансформаторов из числа обследованных могут продолжать эксплуатироваться без каких-

либо ограничений. И всего лишь 2% должны быть заменены. Остальные трансформаторы требуют либо капитального ремонта (15%), либо относительно-небольших и недорогих типовых восстановительных ремонтов (23%), либо просто усиленного контроля (30%).

Следует отметить некоторые общие выводы по результатам обследований:

1. Трансформаторы, отработавшие длительный срок службы, как правило, бывают серьезно увлажнены. Увлажнения могут быть вызваны несбалансированными подсосами воздуха помимо системы осушки (например, в результате коррозии металла и образования сквозных отверстий в выхлопной трубе), а также деструкцией твердой изоляции и другими причинами.

2. Достаточно часто в старых трансформаторах имеет место зашламливание изоляции (рис. 2) продуктами старения масла или деструкции твердой изоляции, металлической пылью от неисправных масляных насосов и мелкими фракциями силикестера из термосифонных фильтров.

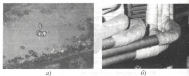


Рис. 2. Шлам в трансформаторе
(а - на активной части, б - на обмотках)

Старые трансформаторы со свободным дыханием, установленные вблизи химических, металлургических и некоторых других предприятий, имеют зашламливание, обусловленные выбросами этих предприятий, например летучими кислотами.

3. Большинство вводов, отработавших более 25 лет, требуют замены или ремонта со вскрытием. Вводы негерметичные нередко бывают увлажнены. Изоляционные характеристики таких вводов ухудшаются постепенно, что облегчает их диагностику. На старых вводах, как герметичных, так и негерметичных, достаточно часто наблюдается деструкция резиновых уплотнений.

В герметичных вводах происходит старение масла в отсутствие воздуха, что обуславливает образование коллоидных структур и выпадение осадков на ферфор и поверхность изоляции. При изменении режима работы трансформатора может интенсифицироваться процесс адсорбирования влаги осадком с появлением проводящих участков и возможным перекрытием изоляции. Процесс образования осадка носит спонтанный характер и достаточно трудно прогнозируется. Наличие таких дефектов диагностируется только по косвенным признакам (увеличение тгв масла, появление газов в масле, уменьшение тгв основной изоляции ввода), что затрудняет их своевременное обнаружение.

4. В магнитной системе часто появляются короткозамкнутые контуры, приводящие к нагревам, повышенному газообразованию, образованию углерода при искровых и дуговых разрядах. Вынос углерода из зоны горения дуги может приводить к выпадению полупроводящего осадка на изоляцию, как обмоток так и вводов (рис. 3), и возникновению условий для ее перекрытия.

5. Потери холостого хода старых трансформаторов, как правило, возрастают из-за распрессовки магнитопровода и нарушения изоляции между листами стали.

6. Старые регуляторы напряжения, системы охлаждения и защиты масла обычно требуют ремонта.

7. Бушковая изоляция трансформаторов, отработавших 25-30 лет, обычно еще имеет запас по механической прочности и степени полимеризации и может быть частично восстановлена. Браковок таких трансформаторов по причине естественного старения бушковой изоляции практически нет.

Тепловизионное обследование выявило наличие зон перегрева (рис. 5б). Диагноз «потеря изоляции стальных шпильки» полностью подтвердился. При вскрытии трансформатора были обнаружены 5 стальных шпилек, имеющих трещину изоляции отнесительно магнитопровода.

Перед обсуждением ремонтных вопросов необходимо прояснить позицию авторов относительно темпа и скорости использования традиционных технологий для ремонта старых трансформаторов:

Во-первых, воздействие высоких температур и глубокого вакуума приводит к частичной потере бумаги степени полимеризации. При этом снижается механическая прочность бумаги и уменьшается и ее без того невысокий остаточный ресурс.

Во-вторых, сушка старой изоляции до уровней влагосодержания менее 0,5% (что регламентировано требованиями нормативных документов для новых трансформаторов) приводит к повышению хрупкости бумаги. При динамических воздействиях в процессе дальнейшей эксплуатации трансформатора это может вызвать осыпание бумаги с последующим пробоем или перекрывом.

В-третьих, прессовка обмоток до заводских уровней также может привести к повреждению бумажной изоляции (уже частично потерявшей механическую прочность).

В-четвертых, сушка старой изоляции без снятия загрязнений приводит к ухудшению изоляционных характеристик вследствие «закисания» загрязнений на поверхности изоляции. Наряду с такими трансформаторами после проведения ремонта происходят аварии.

В-пятых, при загрязнении трансформатора углеродом, образующимся от горения дуги в короткозамкнутой контуре, использование замкнутой схемы обмотки с фильтрами более 5 минут не позволяет удалить мелкодисперсный углерод, который разносится от места образования по всему баку, загрязняя изоляцию. При этом имеет место ухудшение изоляционных характеристики и увеличивается вероятность аварии.

По мнению авторов, процедура ремонта должна быть индивидуальной для каждого трансформатора и включать в себя несколько этапов:

1. Ремонт трансформатора должно предшествовать комплексное диагностическое обследование. На основании результатов обследования разрабатываются технически обоснованный объем и технология проведения ремонта: в частности, замена оборудования (например, вводов, зазорной арматуры и т.д.), реконструкция отдельных узлов, сушка, регенерации или замены трансформаторного масла, метода сушки и восстановления изоляционных характеристик обмоток. Составляется объем необходимой поставки комплектующих и расходных материалов (кранов, защитной оболочки, предохранительных и отсечных клапанов, силикагеля, немона и т.п.), составляется план производства работ и другие необходимые документы.

2. Накладывая ремонт на предприятие возводятся мобильная физико-химическая лаборатория, а в случае необходимости – электротехническая лаборатория. На ремонтную площадку завозятся и устанавливаются технологическое оборудование для выполнения работ, сушки, регенерации и детализации масла, маслоподогреватели, установки для сушки и подготовки сорбентов, приспособления для проведения объема активной части трансформатора.

3. Такелажные работы, вскрытие трансформатора и проведение ремонта по типовой номенклатуре, но с измененными технологическими параметрами, о чем говорилось ранее. В том числе – прессовка обмоток и магнитопровода до уровней 50-60% от заводских, ревизия системы охлаждения и системы регулирования напряжения, ремонт адсорберов и термосифонных фильтров, устранение течей, замена поврежденной изоляции отводов и защитной системы, замена ревизионных уплотнений и т.п.

4. Реконструкция отдельных узлов трансформатора. В частности, замена выхлопной трубы на предохранительный клапан, оснащение трансформатора венточной защитой масла, особенно в зонах выбросов химических и металлургических комбинатов, замена вводов на вводы новых типов и т.п.

5. Подготовка масел и сорбентов. Эта работа занимает значительный объем времени, так как обработки требуют масла не

только эксплуатировавшихся, но также свежие, находящиеся в маслеобразных. Как правило это сушка, чистка, дегумация, а в ряде случаев регенерация на силикогеле.

Если масло проработало длительный срок, его регенерация может оказаться экономически неоправданной, или технически затруднительной. Вместе с тем, как показывает опыт, масло марки ТК из высококачественных бакинских нефтей (например, дессорной нефти) даже при продолжительной эксплуатации более 40-50 лет сохраняет свои высокие диэлектрические свойства. После обработки диэлектрические параметры масла не уступают лучшим показателям новых масел.

При ремонте обязательно контролируется влагосодержание силикогеля, подготовленного для термосифонных и воздушоосушительных фильтров. Обычно его приходится подсушивать. Кроме того, проводится его промывка маслом.

6. Обмыл и сушка изоляции являются важнейшим компонентом ремонта трансформаторов со значительным сроком службы, а также высоким увлажнение и запыление. Здесь используются как традиционные, так и новые решения.

Особенность процесса промывки и сушки заключается в следующем: исходя из прочности бумажной изоляции, ее влажности и запыленности устанавливаются продолжительность экзотермической промывки (обмыла) и вакуумирования. Уровень вакуума в трансформаторе устанавливается исходя из состояния твердой изоляции и конструктивных особенностей бака. Температура нагрева выбирается оптимальной для получения высокого конечного результата. В процессе обмыла на разных этапах температура масла и давления в баке варьируются в зависимости от значений контролируемых параметров.

На определенном этапе обмыла обычное трансформаторное масло заменяется раствором трансформаторного масла, содержащим моющую присадку Midel 7131 и другие компоненты. Оптимальное содержание присадки в масле, установленное в результате лабораторных и натурных исследований, позволяет, с одной стороны, достигнуть заметного повышения механической прочности, а с другой стороны – обеспечить активный смыл шлама и хорошую сушку изоляции.

Следует отметить, что нарушение технологического режима и процентного содержания присадки значительно снижает эффективность упрочнения и сушки бумажной изоляции. Работа проводится при постоянном контроле влагосодержания, класса промышленной чистоты, изоляционных и других характеристик промышленного масла, а также (при возможности) сопротивления изоляции обмоток R_{21} и R_{20} .

Присадка Midel 7131 является электроизоляционной жидкостью, получаемой на основе безгалогенных сложных эфиров пентаэритритовой кислоты. По классификации МЭК тип Т1, по DIN VDE 0375 она совместима с окржающей средой и имеет класс опасности для воды 0 (UBA № 52330, проспект 770, Федеральное ведомство по вопросам здравоохранения, Берлин). В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.007-76 «ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности» электроизоляционная жидкость Midel 7131 относится к IV классу опасности (вещества слабо опасные).

Жидкость Midel 7131 обладает влагосогоняющей способностью в 200 раз выше, чем масло. Кроме того, она имеет значительно более высокую растворяющую способность.

Проведенные ремонты показали высокую эффективность новой технологии обмыла. Например, у трансформатора типа ТДП-40500/110, проработавшего 44 года, известного значительное увлажнение и загрязнение твердой изоляции (в том числе окислами и нафенатами железа), удалось повысить сопротивление изоляции обмоток R_{20} в 2,5-5,5 раз, а t_{20} снизить в 5 раз (табл. 4). Более чем в 2 раза было снижено и влагосодержание контрольных образцов твердой изоляции.

Особо следует отметить, что разработанная и внедренная технология обмыла и сушки твердой изоляции позволяет не только значительно улучшить изоляционные характеристики, но и в ряде случаев и повысить механическую прочность твердой изоляции с длительным сроком службы.

Исследования образцов изоляции до и после проведения обмыла по новой технологии методами инфракрасной спектроскопии и рентгеноструктурного анализа доказали усиление внутрених и внешних водородных связей в макромолекулах целлю-

лов и совершенствование кристаллической решетки. В некоторых случаях произошло значительное (более 20%) увеличение кристалличности целлюлозы в образцах твердой изоляции после ремонта.

Таблица 4

Испытания	t _{исп} , °С	Испытанные характеристики, приведенные к 20°С, при схеме измерения		Класс изоляционной прочности по требованиям [3]	Влаго-содержание, % [1]		
		ВН-ВН+К t ₉₅ , % МПа	НН-ВН+К t ₉₅ , % МПа				
До ремонта	20	5,57	600	4,7	1000	3-4	3,3-4,2
После ремонта	27	1,2	3980	0,88	2650	2-3	1,5-1,7

В табл. 5 в качестве примера приводятся данные о механической прочности и степени полимеризации образцов изоляции трансформатора ТДГ-40500/110, проработавшего более 45 лет.

Таблица 5

Над изоляцией	Толщина, мм	Место отбора		Механическая прочность, МПа		Степень полимеризации, ед.	
		Сторона	Фаза	до	после	до	после
				ремонта	ремонта	ремонта	ремонта
Барьерная	2	ВН, верху	В и С	3-4	3	275	327
	2	ВН, верху	В и С	3	3	403	474
	2	ВН, верху	А и В	4	3	340	333
Дополнительная изоляция обмоток в месте верхнего бумажного кристаллина	0,5	НН	А	4	3	308	377
	0,5	НН	В	4	3	298	309
	0,5	ВН	А	3	2-3	341	335
	0,5	ВН	В	3	2-3	326	333

Безусловно, полного обновления изоляции реализованная технология не дает. Тем не менее, она в ряде случаев примерно

на 15 – 20% повышает прочность изоляции, имеющей значительную деструкцию, и весьма эффективно улучшает изоляционные показатели.

Таким образом, полученные результаты подтверждают возможность продления ресурса бумажной изоляции и, следовательно, во многих случаях – срока службы трансформаторов.

В заключение следует сказать, что стоимость комплексного обслуживания составляет менее 1% стоимости трансформатора, а стоимость наиболее сложного ремонта – не более 10%.

Выводы

1. Учитывая объективную необходимость эксплуатации трансформаторов с длительным сроком службы для повышения надежности их работы целесообразно проводить комплексные диагностические обследования, которые позволяют получить объективную информацию о состоянии трансформатора.

2. Как показывает опыт обследований более чем 250 трансформаторов, приблизительно 30% трансформаторов из числа обследованных, могут продолжать эксплуатироваться без каких либо ограничений. И всего лишь 2% должны быть заменены. Остальные трансформаторы требуют либо капитального ремонта (15%), либо относительно небольшого и асеперического восстановления ремонтов (23%), либо просто усиления контроля по тем или иным параметрам (30%).

3. Новая технология ремонта с обмывом изоляции маслом, содержащим специальные присадки, позволяет значительно улучшить изоляционные характеристики обмоток, а при значительной деструкции бумажной изоляции в результате улучшения кристаллической структуры целлюлозы повысить и механическую прочность.

Оптимальный выбор режимов ремонта (концентрация присадок, уровень вакуума, интервалы обмыва, вакуумировки и нагрева) позволяет восстанавливать трансформаторы даже с 33-45 летним сроком службы. Возраст трансформатора более 50 лет следует признавать предельным, при нем дальнейшая эксплуатация становится неоправданно опасной.

и др. // *Технологические аспекты эксплуатации трансформаторного оборудования*. – М.: Энергетик, 2001. – С. 22. – 20 с. – (Серия «Технологические аспекты эксплуатации трансформаторного оборудования»).

1. Ваши Б.В., Львов Ю.Л., Львов М.Ю., Неклюдов Б.Н., Антипов К.М., Сурба А.С., Чичинский М.И. О поврежденных системах трансформаторов напряжением 110–500 кВ в эксплуатации. // *Электрические станции*, 2001, № 9.

2. Долги А.П., Крайнов В.К., Снекалов В.В., Шамко В.И. Поврежденность, оценка состояния и ремонт силовых трансформаторов. // *Энергетик*, 2001, № 6.

3. Правила технической эксплуатации электрических станций в сетях Российской Федерации. РД 34.20.501-95. 15-е изд., перераб. и доп. – М.: СПО ОРГРЭС, 1996.

4. Объем и нормы испытаний электрооборудования. – М.: ЭИАС, 1998.

5. Типовая технологическая инструкция. Трансформаторы напряжением 110 – 1150 кВ, мощностью 80 МВА и более. Капитальный ремонт. РДН 34-38-058-91. – М.: СПО ОРГРЭС, 1993.

к.т.н. Чичинский М.И.,
РАО «ЕЭС России»

ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ВНЕДРЕНИЯ ЭКСПЕРТНОЙ СИСТЕМЫ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ И УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАСЛОПОЛНЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

С июня 2000 года было введено в действие РД 153 – 34.3 – 46.304 – 00 «Положение об экспертной системе контроля и оценки состояния и условий эксплуатации силовых трансформаторов, шинотурбинных реакторов, наивысших трансформаторов тока и напряжения» и на всех энергопредприятиях РАО «ЕЭС России» начато выполнение первого этапа работ по экспертной оценке состояния и условий эксплуатации маслонаполненного трансформаторного оборудования напряжением 35 кВ и выше.

Основной целью практического использования указанного «Положения ...» является повышение уровня надежности, эко-

логичности и безопасности работы маслонаполненного трансформаторного оборудования посредством выработки (на базе полученных экспертных оценок и целенаправленной реализации) путей и способов улучшения его эксплуатации. Причины, вызывающие необходимость разработки и ввода в действие названного выше РД заключаются в значительном различии уровней организации эксплуатации, диагностики и ремонтов маслонаполненного трансформаторного оборудования и, как следствие, в существенно различающемся по характеру поврежденных объектов оборудования на различных энергопредприятиях РАО «ЕЭС России».

Анализ данных актов расследования технологических нарушений на электротехническом оборудовании за период с 1996 по 1999 год, выполненный до разработки РД, свидетельствовал об относительно росте количества повреждений маслонаполненного оборудования напряжением 35 кВ и выше. За указанный период 61 % технологических нарушений на маслонаполненном оборудовании был связан с поврежденными силовыми и измерительными трансформаторами и шинотурбинными реакторами, причем 17 % из них – из-за исправительных действий оперативного персонала и некачественно выполненного ремонта.

Изучение эксплуатационной документации поврежденных трансформаторов показало, что в большинстве случаев они эксплуатировались с нарушениями регламентов технического обслуживания и испытаний, с характеристиками масла и твердой изоляции, имеющими существенные отклонения от нормативных значений. Причиной повреждений трансформаторов являлись: несвоевременное принятие мер по устранению дефектов, несоответствие изоляционных характеристик, несоблюдение персоналом требований нормативно-технических документов, инструкций заводо-инженеров, местных эксплуатационных инструкций, а также невысокое качество самих местных инструкций или их отсутствие.

Из-за отсутствия полных и систематических сведений о контролируемых параметрах специалистами служб изоляции зачастую не выполнялось качественное прогнозирование состояния трансформаторов на основе анализа динамики его изменений. На многих энергопредприятиях не освоена методика такого про-