

**АНАЛИЗ ПРИЧИН ВЫХОДА ИЗ СТРОЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ
110 кВ И МЕТОДЫ ИХ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ**
**Рыбаков Л.М., Белов В.В., Макарова Н.Л., Овчукова С.А., Захватаева А.О.,
Кириллов Н.К., Зайцев П.В.**

Реферат. В статье рассмотрены вопросы диагностирования силовых трансформаторов разными методами. Особо уделяется внимание на современные методы и средства диагностики, которые максимально позволяют определить состояние трансформатора. На основе статистической обработки результатов исследований авторы указывают, что наиболее распространенные отказы: повреждение обмоток у трансформаторов с возможностью регулирования под нагрузкой, не отключая питания и не оставляя потребителей без электроснабжения (РПН) при любом сроке эксплуатации. Наибольшее число повреждений у трансформаторов с РПН со сроком эксплуатации 10-30 лет, для высоковольтных вводов после 10 лет эксплуатации. Наиболее тяжелым повреждением трансформатора является внутреннее короткое замыкание (КЗ). Указанные виды перенапряжений вызывают повреждения обмоток в 80 % случаев общего числа повреждений, высоковольтных вводов – 89%, РПН – 25% и прочих элементов – 36%. Указано, что тяжкие последствия имеет место при развитии таких дефектов, как: снижение электрической прочности масляного канала высоковольтных герметичных вводов из-за отложения осадка на внутренней поверхности фарфора и на поверхности внутренней изоляции; снижение электрической прочности бумажно-масляной изоляции высоковольтных негерметичных вводов из-за увлажнения и загрязнения; увлажнение, загрязнение и износ (старение) изоляции обмоток; выгорание витковой изоляции и витков обмоток из-за длительного неотключения сквозного тока КЗ на стороне низшего напряжения трансформатора; ошибки монтажа, ремонта и эксплуатации. В выводах рекомендовано заводам-изготовителям снабжать силовых трансформаторов средствами диагностирования основных элементов силовых трансформаторов, которые должны быть встроенными. Особо отмечено о необходимости в перспективе уделить внимание совершенствованию имеющихся и созданию новых методов контроля оборудования силовых трансформаторов.

Ключевые слова: силовой трансформатор, обмотка, отказ, методы, средства диагностики, срок службы.

Введение. В настоящее время в эксплуатации большое количество силовых трансформаторов, отработавших свой нормативный срок службы. В России в ближайшие годы по экономическим и техническим причинам не ожидается существенного обновления парка этих силовых трансформаторов. В связи с этим все более актуальной становится проблема продления сроков службы и оценка возможности дальнейшей эксплуатации такого электрооборудования.

Решение о целесообразности и возможности продолжения эксплуатации силовых трансформаторов, отработавших свой нормативный срок службы, зависит, прежде всего, от состояния сердечника, обмоток и других элементов (вводы, устройства переключения ответвлений и др.).

В последние годы в энергетике наметилась тенденция к последовательному переходу от системы планово-предупредительных ремонтов (ППР) к ремонтам по техническому состоянию электрооборудования.

Указанный переход невозможен без оценки технического состояния силовых трансформаторов с использованием средств диагностирования. Однако технические средства диагностирования, используемые в настоящее время, не позволяют точно оценить состояние элементов силового трансформатора. Поэтому нужна разработка новых средств и методов диагностирования каждого элемента силового

трансформатора.

Для оценки состояния элементов трансформатора широкое применение находят такие обследования, как инфракрасное, акустическое, вибрационное, однако на данный момент нормативов на эти виды обследований не находятся в стадии разработки.

Опыт эксплуатации силовых трансформаторов, проведение ППР без их предварительного оценивания себя не оправдывает, так как приводит к существенным материальным затратам. Поэтому для оценки состояния силовых трансформаторов необходимо использовать современные методы диагностирования.

Условия, материалы и методы исследований. Для анализа надежности работы трансформаторов необходимо иметь представительную выборку эксплуатационных данных для однотипных трансформаторов в следующем виде:

Распределение повреждений по основным элементам трансформаторов разных классов напряжений.

Характеристики уровня повреждений.

Частота повреждений в зависимости от срока службы трансформаторов.

Причины и последствия повреждений.

Данные об отклонениях от требований нормативно-технических документов, инструкций заводов-изготовителей, противоаварийных и эксплуатационных циркуляров [1].

Анализ и обсуждение результатов исследова-

дования. На основе исследований и анализа 338 отказов, технических нарушений в силовых трансформаторах 110 кВ нами собран статистический материал в Среднем Поволжье, а результаты обработки представлены в табл. 1.

Как следует из табл. 1, наибольшую повреждаемость имеют: высоковольтные вводы – 23%, устройства РПН – 18%, обмотки – 12,7%, упуск трансформаторного масла – 22%, течь масла – 10 %, система охлаждения - 5%.

Ниже в табл. 2 приведено распределение повреждений силовых трансформаторов по элементам в зависимости от продолжительности их эксплуатации.

Как видно из табл. 2, повреждение обмоток имеет место у трансформаторов с любыми сроками эксплуатации, для РПН наибольшее число повреждений у трансформаторов со сроком эксплуатации 10-30 лет, для высоковольтных вводов после 10 лет эксплуатации.

Наиболее тяжелым повреждением трансформатора является внутреннее короткое замыкание (КЗ). Указанные виды перенапряжений вызывают повреждения обмоток в 80 % случаев общего числа повреждения, высоковольтных вводов – 89%, РПН – 25% и прочих элементов – 36% .

При этом наиболее тяжелое последствие имеет место при развитии таких дефектов, как:

- снижение электрической прочности масляного канала высоковольтных герметичных

- вводов из-за отложения осадка на внутренней поверхности фарфора и на поверхности внутренней изоляции;

- снижение электрической прочности бумажно-масляной изоляции высоковольтных негерметичных вводов из-за увлажнения и загрязнения;

- увлажнение, загрязнение и износ (старение) изоляции обмоток;

- выгорание витковой изоляции и витков обмоток из-за длительного неотключения сквозного тока КЗ на стороне низшего напряжения трансформатора;

- ошибки монтажа, ремонта и эксплуатации [2].

Необходимо отметить, что большая часть указанных дефектов могла быть выявлена при применении современных методов и средств технической диагностики: хроматографический анализ газов растворенных в масле; контроль фурановых соединений в масле; измерение степени полимеризации; тепловизионный контроль; измерение сопротивления короткого замыкания. В настоящее время разрабатываются методы по дальнейшему расширению данного перечня, в частности: контроль уровня частичных разрядов, вибрационный контроль состояния прессовки обмоток, ИК-спектрометрический анализ, контроль мутности и поверхности натяжения масла.

Один из наиболее объективных показателей, позволяющих оценить информативность используемого признака – диагностическая

Таблица 1 – Распределение причин и элементов повреждений в силовых трансформаторах 110 кВ

Перечень элементов и причины	Класс напряжения, 110 кВ	
	Число	%
Обмотки	43	12,7
Магнитопровод	1	0,3
Система охлаждения	16	5
РПН	61	18
Вводы	77	23
Течь масла	35	10
Упуск масла	75	22
Вандализм	30	9
Итого	338	100

Таблица 2 – Распределение повреждений по элементам и причинам в силовых трансформаторах с указанием продолжительности их эксплуатации за период 2010-2017 гг.

Элементы и причины	Число повреждений по продолжительности эксплуатации					Всего
	10 лет	10-20лет	20-30 лет	30-40 лет	Более 40 лет	
Обмотки	8	10	7	12	6	43
Магнитопровод	0	0	1	0	0	1
Система охлаждения	2	7	6	1	0	16
РПН	12	22	19	8	0	61
Вводы	15	18	21	20	3	77
Течь масла	6	9	11	7	2	35
Упуск масла	12	22	22	14	5	75
Вандализм	6	12	10	1	1	30
Итого	61	100	97	63	17	338

ценность. При наличии статистических данных этот показатель представляет собой численную оценку информации о состоянии оборудования [3].

При анализе диагностической ценности того или иного признака принципиальное значение имеют следующие аспекты:

- является ли контролируемый показатель функцией физико-химического состояния изоляции или он отслеживает сопутствующие изменения при развитии процессов, приводящих к повреждениям;

- наличие монотонности изменения значения изменяемого показателя во времени при развитии характеризуемого им процесса;

- наличие значимых различий между значениями измеряемого показателя и степенью развития процесса.

Оценка состояния трансформаторного масла.

В процессе эксплуатации трансформатора залитое в него масло под действием различных факторов изменяет свои химические и электрофизические свойства, что обычно определяют понятием "старение".

Одной из основных характеристик масла является электрическая прочность (или пробивное напряжение). Оценка электрической прочности масла производится согласно ГОСТ 6581-75 [4]. Чистое трансформаторное масло, свободное от воды и других примесей обладает высокой электрической прочностью.

Другим показателем, характеризующим свойства трансформаторного масла как диэлектрика, является тангенс угла диэлектрических потерь ($\tan\delta$), который оценивается по рекомендациям ГОСТа 6581-75 [4].

Уже отмечалось, что в процессе старения масла образуются нерастворимые осадки — шлам. Некоторые из них сильно гигроскопичны, и их отложения на поверхности изоляции могут вызвать перекрытия. Оседая на обмотке, шламы сильно уменьшают, а иногда и закупоривают масляные каналы, что ухудшает охлаждение и может привести к недопустимым перегревам. Определение и оценку механических примесей производят согласно ГОСТ 6370-83 [5].

Влагосодержание масла в малых концентрациях существенного влияния на его свойства не оказывает, но при превышении нормы вода может оказать губительное действие на трансформатор. Ее наличие свидетельствует либо о потере герметичности (в том числе во вводах, в системе охлаждения и т.д.), либо о чрезвычайно сильном старении масла.

Влагосодержание определяется по количеству водорода, выделяемого при взаимодействии масла с гидридом кальция. Строят график отношения времени начала реакции к количеству выделившегося газа в течение 45 мин, из него определяют (по номограмме или

формуле) объем выделяющегося водорода, а затем с учетом плотности масла при температуре испытания рассчитывают влагосодержание. Оно выражается в процентах массы или в граммах воды на тонну масла, причем $0,001\% = 10\text{г/т}$. Влагосодержание определяется по методу Карла-Фишера. В обычных условиях трансформатора содержание влаги в масле находится в пределах $0,003...0,010\%$.

Кислотным числом масла называют количество едкого калия (КОН), выраженного в миллиграммах, которое необходимо для нейтрализации свободных кислот в 1 г масла. Водорастворимые кислоты и щелочи могут попасть в масло при рафинировании и регенерации (серная кислота и щелочи) или образоваться в эксплуатации в результате окисления (низкомолекулярные кислоты, дающие кислую реакцию водной вытяжки).

Для обнаружения кислот применяется 0,02%-ный водный раствор метилоранжа, а для обнаружения щелочей и мыл — 1%-ный спиртовой раствор фенолфталеина, которые меняют свой цвет в присутствии контролируемых компонентов. При содержании водорастворимых кислот и щелочей 0,015 мг КОН и более (в трансформаторах мощностью до 630 МВА - 0,03 мг КОН) нужно произвести регенерацию или замену масла.

Важной характеристикой является температура вспышки масла, чем ниже температура вспышки, тем больше испаряемость. При испарении масла ухудшается его состав, растет вязкость, образуются взрывоопасные и другие газы. Особенно опасно снижение температуры вспышки масла в устройствах РПН. Для определения температуры вспышки масло заливают в закрытый сосуд (тигель) и нагревают. Выделяемые пары масла, смешиваясь с воздухом, образуют смесь, которая вспыхивает при определенной температуре при поднесении к ней пламени или от электрической искры. При разложении масла, сопровождаемом снижением температуры вспышки, выделяются газы. При этом срабатывает газовая защита (на сигнал или на отключение). В ряде случаев по снижению температуры вспышки и по составу газа, скопившегося в газовом реле, можно определить характер повреждений внутри трансформатора. Температура вспышки масла определяется согласно ГОСТ 6356-75 [6].

Оценка состояния твердой изоляции.

Изоляция силовых трансформаторов в процессе эксплуатации подвергается тепловым, механическим и электрическим воздействиям. При этом ускоряется протекание химических процессов (окисление), изменяется структура изоляции, снижается механическая прочность, происходит расслоение. Особенно вредные воздействия на изоляцию трансформаторов оказывают увлажнение и загрязнение. Влага проникает вглубь изоляции, создавая опас-

ность электрического пробоя. Поэтому для оценки состояния изоляционной системы трансформатора используют следующие методы контроля [7].

За сопротивление изоляции данной обмотки (или между обмотками) трансформатора принимают значение сопротивления R_{60} , измеренное через 60 с после подачи испытательного напряжения. После измерения до проведения других испытаний нужно разрядить обмотку трансформатора.

Коэффициент абсорбции выражается отношением сопротивления изоляции, измеренного через 60 с после подачи напряжения от мегаомметра, к сопротивлению, измеренному через 15 с, то есть $K_{аб} = R_{60}/R_{15}$. Он характеризует степень увлажнения и загрязнения изоляции. Для сухой изоляции этот коэффициент равен 1,5-2, для сильно увлажненной он близок к единице. Коэффициент абсорбции зависит от температуры, приближаясь к единице при 80 °С. Поэтому измерения должны производиться при температуре 10-30 °С. При вводе в эксплуатацию и после капитального ремонта изоляция считается удовлетворительной, если $K_{аб} > 1,3$.

Измерение емкости и тангенса угла диэлектрических потерь изоляции обмоток трансформатора производится для схем, указанных в ГОСТ 6581-75 [4].

В эксплуатации $tg\delta$ измеряется у силовых трансформаторов 110 кВ и выше. При этом его значение не нормируется, но должно учитываться при комплексной оценке результатов измерения состояния изоляции, в частности, при расчетном определении ее влагосодержания. Сравнение значений $tg\delta$ с заводскими (паспортными) или другим данными должно производиться строго при одной и той же температуре. Если измерения проведены при разной температуре, то результаты пересчитывают.

В практике, например, имеют место случаи, когда при капитальном ремонте изоляция трансформатора после сушки показывает удовлетворительные результаты, но после заливки почти «сухого» и чистого масла общий $tg\delta$ показывает завышенные значения за счет влияния параметров масла. Поэтому косвенная оценка влагосодержания твердой изоляции трансформатора по значению не может быть признана достаточной в полной мере.

Измерение влагосодержания твердой изоляции. После изготовления твердая изоляция (картон) трансформатора имеет малое влагосодержание ($W < 1\%$). В процессе эксплуатации влагосодержание может увеличиваться в 1,5-2 раза. При увеличении влагосодержания происходит повреждение твердой изоляции вследствие появления в ней частичных разрядов. Может возникнуть ползущий разряд и, в конечном счете, пробой изоляции.

Молекулы бумаги в процессе старения полимеризуются, то есть укрупняются. Бумага становится хрупкой, ломкой, и ее можно принять за тщательно высушенную.

Наиболее надежным средством определения влагосодержания является прямое его измерение в лаборатории. Для этого из трансформатора отбирают образцы общей массой до 100—200 г. Этот способ определения влагосодержания твердой изоляции связан с необходимостью разгерметизации трансформатора. Поэтому он используется большей частью при монтаже, капитальном ремонте или для выяснения причин происшедшей аварии.

Распространенным методом косвенной оценки является расчет влагосодержания бумаги по влагосодержанию масла, используя выражение (1):

$$W = A \cdot e^{-BT} \cdot \left[C_{H_2O} \cdot 28,76 \cdot 10^{\frac{-45229}{(T+23386)}} \right]^{(k+bT)} \quad (1)$$

где W – влажность целлюлозной изоляции, % к сухой массе; T – температура бумаги, °С; C_{H_2O} – влагосодержание масла, г/г; A, B, k, b – табличные коэффициенты, зависящие от вида и марки бумажной изоляции.

Среднее влагосодержание твердой изоляции может быть также рассчитано по измерению $tg\delta$ изоляции, используя выражение (2):

$$\Delta W = \ln \frac{tg \delta_n - k_m \cdot tg \delta_m}{k_T \cdot tg \delta_0} \quad (2)$$

где $tg\delta_n$ – измеренное значение $tg\delta$ изоляции промежутка ВН-НН, %; $tg\delta_m$ – значение $tg\delta$ масла при температуре измерения $tg\delta_n$, %; $tg\delta_0$ – начальное значение $tg\delta$ картона, %; k_m – коэффициент влияния масла на величину $tg\delta$ изоляции; k_T – коэффициент влияния бумаги на величину $tg\delta$ изоляции [8].

Увлажненность изоляции можно оценивать по отношению C_2/C_{50} (отношение емкости при частоте 2 Гц к емкости при частоте 50 Гц), или $\Delta C/C$ (отношение изменения емкости за определенный промежуток времени к измеренному значению). Отношение $\Delta C/C$ используется, главным образом, для контроля сушки трансформатора.

Современные методы регистрации частичных разрядов в силовых трансформаторах.

Частичные разряды (ЧР) в изоляции происходят в областях с повышенной напряженностью, например, в газовых включениях, на краях электродов с минимальным радиусом кривизны (системы электродов игла-игла, игла-плоскость). Это вызывает очень короткий импульс тока в цепи.

Амплитуда импульсов различна, поскольку определяется как уровнем напряжения, так и размерами (объемом) газового включения. Следует учитывать, что амплитуда импульсов зависит не только от заряда, перенесенного в дефекте изоляции, но и в большей степени от параметров внешних цепей.

Для отстройки от мешающего влияния помех и повышения эффективности диагностических свойств характеристик ЧР необходимо применения комплекса методов, к которым относятся:

- 1) частотная селекция;
- 2) амплитудная селекция;
- 3) временная селекция;
- 4) фазовая селекция;
- 5) селекция повторяющихся сигналов ЧР.

Реализация вышеуказанных методов возможна как аппаратным путем, так и в результате обработки измеренных сигналов программным путем.

Учет вышеизложенных факторов предъявляет жесткие требования к измерительным устройствам:

- 1) наличие датчиков с нижней частотой полосы пропускания не менее 2 МГц;
- 2) наличие измерительного устройства с возможностью регистрации коротких импульсов длительностью не менее 0,1 мкс;
- 3) наличие не менее двух каналов в регистрируемом устройстве;
- 4) наличие пикового детектора (или расширителя импульсов);
- 5) возможность регистрации сигнала независимо на отрицательном и положительном полуволнах;
- 6) возможность статистического накопления информации.

Метод низковольтных импульсов для оценки состояния активной части трансформатора

При снижении электродинамической стойкости обмоток по тем или иным причинам в процессе эксплуатации возникают деформации обмоток, которые, достигнув опасного предела, приводят к аварийному повреждению трансформатора. Для оценки наличия и степени опасности деформации обмоток в настоящее время применение получил метод низковольтных импульсов (НВИ) и импульсное дефетрографирование [10].

Инфракрасное обследование состояния силовых трансформаторов.

Инфракрасное (тепловизионное) обследование – это наиболее перспективное и эффективное направление развития в диагностике силовых трансформаторов, которое обладает рядом достоинств и преимуществ по сравнению с традиционными методами испытаний, а именно:

- безопасность персонала при проведении измерений;
- не требуется отключение трансформатора;
- не требуется подготовки рабочего места;
- большой объем выполняемых работ за единицу времени;

- возможность определение дефектов на ранней стадии развития;

- малые трудозатраты на производство измерений;

- достоверность и точность получаемых сведений [10].

Вибрационное обследование состояния силовых трансформаторов

Вибрационное обследование трансформаторов позволяет оперативно оценить текущее техническое состояние активной части трансформатора (без вскрытия бака), а также маслонасосов, определить причины повышенной вибрации и, что особенно важно, своевременно выявить тенденции ухудшения технического состояния как всего трансформатора, так и отдельных фаз обмотки и сердечника.

Существует несколько методов вибрационной диагностики технического состояния активной части трансформатора:

- 1) измерение уровня вибрации на стенке бака трансформатора;

- 2) спектральный метод вибродиагностики.

Измерение уровня вибрации на стенке бака трансформатора и спектральный метод вибродиагностики применяются на работающем трансформаторе [10].

Акустическое обследование силового трансформатора позволяет обнаружить источники частичных и других электрических зарядов. Метод основан на локации акустических сигналов от электрических разрядов с помощью ультразвуковых датчиков, регистрирующих приборов и компьютера. Датчики устанавливаются на заземленные части оборудования. Важно, чтобы внутренняя часть поверхности, на которую установлен датчик, соприкасалась с маслом, в котором хорошо распространяется ультразвук [10].

Газовая хроматография трансформаторного масла

При эксплуатации силовых трансформаторов трансформаторное масло не только выполняет функции диэлектрика и охлаждающей среды, но и является диагностической средой. Большинство развивающихся дефектов может быть определено посредством своевременного



Рисунок 1 – Результаты диагностических обследований

контроля состояния трансформаторного масла. Это такие дефекты, как: локальные перегревы, разряды в масле, искрение, загрязнение и увлажнение изоляции, попадание воздуха, окисление и старение самого масла и твердой изоляции. Поэтому совершенствование методов оценки различных показателей трансформаторного масла является весьма актуальной задачей [11].

Программы диагностирования должны учитывать особенности каждого типа трансформатора с учетом общих тенденций, свойственных данному виду оборудования.

Диагностирование трансформатора может быть осуществлено только специализированными подразделениями с привлечением специалистов ведущих научно-исследовательских организаций, располагающих достаточным материальным, научно-техническим и интеллектуальным потенциалом для решения подобных проблем.

Диагностирование обеспечивает экономически наиболее целесообразную стратегию технического обслуживания оборудования, основанную на учете его действительного состояния, и дает возможность перехода от ремонтов по «сроку» к ремонтам по техническому состоянию.

Обобщенные результаты диагностических исследований силовых трансформаторов с длительным сроком службы показаны на рисунке 1.

Выводы. Внутренние КЗ в трансформаторе вызваны повреждениями РПН, высоковольтных вводов и обмоток, которые составляют значительную долю в повреждениях.

Традиционные методы оценки состояния трансформаторного масла не способствуют выявлению дефектов в изоляции, так как вносят большие погрешности в результаты измерений при глубоком старении и окислении масла, особенно с появлением в масле полярных продуктов.

Все рассмотренные методы диагностирования изоляции основаны на использовании явления абсорбции. На абсорбционные зависимости изоляции, кроме увлажнения, влияет целый ряд факторов, например, температура, погрешность измерительной аппаратуры, затрудняющие определение состояния изоляции.

Следует повысить объективность и достоверность оценки состояния силовых трансформаторов с длительным сроком службы путем выявления дефектов на ранней стадии их развития, а также разработки рекомендаций по устранению дефектов, проведению ремонтов и дальнейшей их безаварийной эксплуатации.

Рекомендовать заводам-изготовителям силовых трансформаторов комплектовать встроенными средствами для диагностирования основных элементов силовых трансформаторов.

Традиционные методы контроля требуют, как правило, отключения трансформатора на период измерения, достаточно трудоемки и малоэффективны. Очевидно, что в перспективе следует уделять больше внимание совершенствованию имеющихся и созданию новых методов контроля оборудования силовых трансформаторов.

Литература

1. РД 153-34.3-46.304-00. Положение об экспертной системе контроля и оценки состояния и условий эксплуатации силовых трансформаторов, шунтирующих реакторов, измерительных трансформаторов тока и напряжения. – М.: СПО ОРГРЭС. – 2000.
2. Объем и нормы испытания электрооборудования. / под общ. Ред. Б. А. Алексеева, Ф. Л. Когана, Л. Г. Мамиконянца. – 6-е изд., с изм. И доп. – М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2004. – 256 с.
3. О повреждениях силовых трансформаторов напряжением 110 - 500 кВ в эксплуатации / Ванин Б. В. [и др.] // Электрические станции. – 2001. - № 9. – С. 53-58.
4. ГОСТ 6581-75 (СТ СЭВ 3166-81). Материалы электроизоляционные жидкие. Методы электрических испытаний. – М.: ИПК Изд-во стандартов. – 1998. – 15 с.
5. ГОСТ 6370-83 (СТ СЭВ 2876-81). Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей. – М.: Изд-во стандартов. – 1983. – 6 с.
6. ГОСТ 6356-75. Методы определения температуры вспышки в закрытом тигле. – М.: Изд-во стандартов. – 24 с.
7. Иванова Е. И., Осотов В. Н. Об оценке состояния электрооборудования с большим сроком службы / Е. И. Иванова, В. Н. Осотов // Энергетик. – № 3. – 2009. – С. 37-39.
8. Давыденко И. В., Осотов В. Н. Системы диагностирования высоковольтного маслонаполненного силового электрооборудования / И. В. Давыденко, В. Н. Осотов: Учебное пособие. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ. – 2003. – 117 с.
9. Рыбаков Л. М. Методы и средства обеспечения работоспособности электрических распределительных сетей 10 кВ/ Л. М. Рыбаков: Научное издание. – М.: Энергоатомиздат. – 2004. – 421 с.
10. Рыбаков Л.М. Обслуживание элементов и оборудования электроустановок по результатам диагностирования технического состояния: монография / Л.М. Рыбаков, З.Г. Иванова, Н.Л. Макарова. – Йошкар-Ола: Мар.гос. ун-т. – , 2015. – 318 с.
11. Рыбаков Л.М. Диагностика и надежность в системах электроснабжения: монография /Л.М. Рыбаков, Н.Л. Макарова, В.П. Калявин. – Йошкар-Ола: Мар. гос. ун-т, – 2016. – 319 с.

Сведения об авторах:

Рыбаков Леонид Максимович – доктор технических наук, профессор, e-mail: diagnoz@marsu.ru
Марийский государственный университет, Марийский государственный университет, г. Йошкар-Ола, Россия

Белов Валерий Васильевич – доктор технических наук, профессор, e-mail: belovdn2@gmail.com
ФГБОУ ВО «Чувашская государственная сельскохозяйственная академия», г. Чебоксары, Россия
Макарова Надежда Леонидовна – кандидат технических наук, доцент, e-mail: diagnoz@marsu.ru
Марийский государственный университет, г. Йошкар-Ола, Россия

Овчукова Светлана Александровна – доктор технических наук, доцент, e-mail: ovchukova1941@mail.ru
 ФГБОУ ВО «Чувашская государственная сельскохозяйственная академия», г. Чебоксары, Россия
 Захватаева Алена Олеговна – преподаватель кафедры электроснабжения и технической диагностики, e-mail: diagnoz@marsu.ru
 Марийский государственный университет, г. Йошкар-Ола, Россия
 Кириллов Николай Кириллович – доктор ветеринарных наук, профессор, e-mail: belovdtn2@gmail.com
 Зайцев Петр Владимирович – доктор технических наук, профессор, e-mail: belovdtn2@gmail.com
 ФГБОУ ВО «Чувашская государственная сельскохозяйственная академия», г. Чебоксары, Россия.

ANALYSIS THE REASONS OF 110 kV TRANSFORMERS BREAK DOWN
 AND THE METHODS OF ITS DIAGNOSTICS

Rybakov L.M., Belov V.V., Makarova N.L., Ovchukova S.A., Zakhvataeva A.O., Kirillov N.K., Zaytsev P.V.

Abstract. The article deals with the diagnostics of power transformers by different methods. Particular attention is paid to modern methods and diagnostic tools that maximally allow to determine the state of the transformer. Based on the statistical processing of the results of the research, the authors indicate that the most common failures are: damage to the windings of transformers with the possibility of regulation under load, without disconnecting power and leaving consumers without power supply (RPN) for any period of operation. The greatest number of damages for transformers with on-load tap-changers with a service life of 10-30 years, for high-voltage bushings after 10 years of operation. The most severe damage to the transformer is an internal short circuit (short circuit). These types of overvoltage cause damage to the windings in 80% of the total number of damage, high-voltage bushings - 89%, RPN - 25% and other elements - 36%. It is indicated that a serious consequence occurs when such defects develop, as: the reduction of the electrical strength of the oil channel of high-voltage hermetic bushings due to deposition of sediment on the inner surface of porcelain and on the surface of internal insulation; reduction of the electrical strength of paper-oil insulation of high-voltage leaky inlets due to moisture and pollution; humidification, contamination and wear (aging) of the insulation of the windings; burn-out of the coil insulation and windings of the windings because of the long non-operation of the through-current fault on the low-voltage side of the transformer; errors in installation, repair and operation. In the conclusions it is recommended to supply the manufacturers of power transformers with means for diagnosing the main elements of power transformers, which should be built-in. Particular mention was made of the need to focus in the future on improving existing and creating new methods for monitoring equipment of power transformers.

Key words: power transformer, winding, failure, methods, diagnostic tools, service life.

References

1. RD 153-34.3-46.304-00. *Polozhenie ob ekspertnoy sisteme kontrolya i otsenki sostoyaniya i usloviy ekspluatatsii silovyykh transformatorov, shuntiruyushchikh reaktorov, izmeritelnykh transformatorov toka i napryazheniya.* (RD 153-34.3-46.304-00. Regulations on the expert system for monitoring and assessing the condition and operating conditions of power transformers, shunt reactors, current and voltage measuring transformers). – M.: SPO ORGRES. – 2000.
2. *Obem i normy ispytaniya elektrooborudovaniya. / pod obsch. Red. B. A. Alekseeva, F. L. Kogana, L. G. Mamikon-yantsa.* – 6-e izd., s izm. I dop. [Scope and standards of testing electrical equipment]. – M.: Izd-vo NTS ENAS, 2004. – P. 256.
3. Damage of power transformers with a voltage of 110 - 500 kV in operation. [O povrezhdeniyakh silovyykh transformatorov napryazheniem 110 - 500 kV v ekspluatatsii]. / Vanin B.V. and others // *Elektricheskie stantsii. – Power stations.* 2001. - № 9. – P. 53-58.
4. *GOST 6581-75 (ST SEV 3166-81). Materialy elektroizolyatsionnye zhidkie. Metody elektricheskikh ispytaniy.* (GOST 6581-75 (ST SEV 3166-81). Proceedings electrical insulating liquid. Methods of electrical tests]. – M.: IPK Izd-vo standartov. – 1998. – P. 15.
5. *GOST 6370-83 (ST SEV 2876-81). Neft, nefteprodukty i prisadki. Metod opredeleniya mekhanicheskikh primesey.* (GOST 6370-83 (ST SEV 2876-81). Oil, oil products and additives. Method for determination of mechanical impurities). – M.: Izd-vo standartov. – 1983. – P. 6.
6. *GOST 6356-75. Metody opredeleniya temperatury vspyshki v zakrytom tigle.* (GOST 6356-75. Methods for determining the flash point in a closed crucible). – M.: Izd-vo standartov. – P. 24.
7. Ivanova E. I., Osotov V. N. On the evaluation of the state of electrical equipment with a long service life. [Ob otsenke sostoyaniya elektrooborudovaniya s bolshim srokom sluzhby]. / E. I. Ivanova, V. N. Osotov // *Energetik. - Power engineering.* № 3. – 2009. – P. 37-39.
8. Davydenko I. V., Osotov V. N. *Sistemy diagnostirovaniya vysokovoltного maslonapolnennogo silovogo elektrooborudovaniya.* [Systems for diagnosing high-voltage oil-filled power electrical equipment]. / I.V. Davydenko, V.N. Osotov: textbook / Ekaterinburg: GOU VPO UGTU-UPI. – 2003. – P. 117.
9. Rybakov L. M. *Metody i sredstva obespecheniya rabotosposobnosti elektricheskikh raspredelitelnykh setey 10 kV.* [Methods and means of ensuring the efficiency of electrical distribution networks of 10 kV]. L. M. Rybakov: Nauchnoe izdanie. – M.: Energoatomizdat. – 2004. – P. 421.
10. Rybakov L.M. *Obsluzhivanie elementov i oborudovaniya elektroustanovok po rezul'tatam diagnostirovaniya tekhnicheskogo sostoyaniya: monografiya.* [Maintenance of elements and equipment of electrical installations based on the diagnosis of technical condition: monograph]. / L.M. Rybakov, Z.G. Ivanova, N.L. Makarova // Mar.gos. un-t. – Yoshkar-Ola, 2015. – P. 318.
11. Rybakov L.M. *Diagnostika i nadezhnost v sistemakh elektrosnabzheniya: monografiya.* [Diagnostics and reliability in power supply systems: monograph]. / L.M. Rybakov, N.L. Makarova, V.P. Kalyavin // Mar. gos. un-t. – Yoshkar-Ola, 2016. – P. 319.

Authors:

Rybakov Leonid Maksimovich – Doctor of Technical Sciences, Professor, e-mail: diagnoz@marsu.ru
 Mari State University, Yoshkar-Ola, Russia.
 Belov Valeriy Vasilievich – Doctor of Technical Sciences, Professor, e-mail: belovdtn2@gmail.com
 Chuvash State Agricultural Academy, Cheboksary, Russia
 Makarova Nadezhda Leonidovna – Ph.D. of Technical Sciences, Associate Professor, e-mail: diagnoz@marsu.ru
 Mari State University, Yoshkar-Ola, Russia
 Ovchukova Svetlana Aleksandrovna – Doctor of Technical Sciences, Associate Professor, e-mail: ovchukova1941@mail.ru
 Chuvash State Agricultural Academy, Cheboksary, Russia
 Zakhvataeva Alena Olegovna – teacher of Power Supply and Technical Diagnostics Department,
 Mari State University, Yoshkar-Ola, Russia, e-mail: diagnoz@marsu.ru
 Kirillov Nikolay Kirillovich – Doctor of Veterinary Sciences, Professor, e-mail: belovdtn2@gmail.com,
 Zaytsev Petr Vladimirovich - Doctor of Technical Sciences, Professor, e-mail: belovdtn2@gmail.com
 Chuvash State Agricultural Academy, Cheboksary, Russia.