

4. Эксплуатация силовых трансформаторов

4.1. Контроль работы трансформаторов

Маркировка трансформаторов (в порядке написания).

Тип трансформатора:

А - автотрансформатор; нет буквы - трансформатор;

Т - трехфазный; О - однофазный;

Р - с расщепленной обмоткой НН;

Вид охлаждения:

С - сухой с естественным воздушным охлаждением при открытом исполнении;

СЗ - то же при защищенном исполнении;

СГ - то же при герметичном исполнении;

СД - то же с дутьем;

М - естественное масляное;

Д - масляное с дутьем и естественной циркуляцией масла;

ДЦ - то же с принудительной циркуляцией масла;

МВ - масляно-водяное охлаждение с естественной циркуляцией масла;

Ц - то же с принудительной циркуляцией масла;

Н - заполненные негорючим жидким диэлектриком (совтол);

НД - то же с дутьем;

Тип обмоток:

Т - трехобмоточный;

Н - с устройством РПН.

Например:

АТДЦТН - автотрансформатор трехфазный масляный с дутьем и принудительной циркуляцией масла трехобмоточный с РПН;

АОДЦТН - то же однофазный;

ТРДН - трансформатор трехфазный масляный с дутьем с РПН;

ТСЗ - трансформатор трехфазный сухой защищенный.

Для обеспечения длительной надежной эксплуатации трансформаторов необходимо:

- * соблюдение температурных и нагрузочных режимов, уровней напряжения;
- * строгое соблюдение норм на качество и изолирующие свойства масла;
- * содержание в исправном состоянии устройств охлаждения, регулирования напряжения, защиты масла и др.

По характеру обслуживания трансформаторов различают два вида подстанций: с постоянным дежурным персоналом (большинство ГПП) и без дежурного персонала (цеховые подстанции).

Контроль за нагрузкой трансформаторов осуществляют по показаниям амперметров и иногда ваттметров. Контроль организуется так, чтобы исключить работу трансформатора с превышением нормированных значений тока, напряжения и температуры. На подстанциях с дежурным персоналом запись показаний приборов фиксируют каждый час. На подстанциях без персонала о загрузке судят по показаниям счетчиков и замеров в часы максимума нагрузки.

Важным элементом контроля является измерение температуры в трансформаторе. Показания термометров дают возможность вовремя обнаружить нарушения в системе охлаждения, а также внутренние повреждения трансформатора. Температуру обмоток

определяют косвенным способом по температуре масла. Для трансформаторов малой мощности применяют ртутные термометры, помещенные в верхние слои масла, для большой мощности - манометрические термометры.

При номинальной нагрузке температура верхних слоев масла не должна превышать:
у трансформаторов с системой охлаждения ДЦ - 75 °С,
с системами охлаждения М и Д - 95 °С;
у трансформаторов с системой охлаждения Ц - 70 °С.

Работа трансформаторов с системой охлаждения масла Д допускается с отключенным дутьем при нагрузке меньше номинальной и температуре верхних слоев масла не выше 55 °С.

Дутьевое охлаждение должно включаться автоматически при достижении температуры масла 55 °С или номинальной нагрузки независимо от температуры масла.

Трансформаторы подвергают периодическим внешним осмотрам, не приближаясь на опасное расстояние к частям под напряжением. В установках с постоянным дежурным персоналом осмотр проводят 1 раз в сутки и 1 раз в неделю трансформатор осматривают ночью для проверки отсутствия коронирования на вводах 110 кВ и выше. В установках без дежурного персонала осмотры проводят 1 раз в месяц.

Внеочередные осмотры обязательны при резком изменении температуры и срабатывании газового реле. В последнем случае отбирают газ из реле и проверяют его на горючесть.

При этом для безопасности персонала разгружают и отключают трансформатор на минимальное время. Если газ в реле негорючий (бесцветный), повреждений трансформатора нет и реле сработало от недоотпуска электроэнергии. В этом случае трансформатор немедленно включают в работу и расследуют причины срабатывания реле. Если газ горючий (желтый или сине-черный), проводят анализы масла и технического состояния трансформатора и затем делают выводы о возможности его дальнейшей работы.

При периодических осмотрах проверяют:

- 1) состояние фарфоровых изоляторов и вводов на отсутствие трещин, сколов, течи масла;
- 2) отсутствие течи масла на баке и узлах;
- 3) целостность и исправность измерительных приборов, маслоуказателей, газовых реле, состояние силикагеля в воздухоосушителе;
- 4) исправность действия системы охлаждения и нагрев трансформатора по приборам;
- 5) уровень масла в расширителе бака и вводах;
- 6) давление масла в герметичных вводах;
- 7) отсутствие постороннего шума в трансформаторе.

Масло в расширителе на неработающем трансформаторе должно быть на уровне, соответствующем температуре окружающей среды, на работающем - температуре верхнего слоя масла.

Масляные трансформаторы должны эксплуатироваться с системой непрерывной регенерации масла в термосифонных и адсорбционных фильтрах.

Масло в расширителе трансформаторов должно быть защищено от непосредственного соприкосновения с окружающим воздухом.

Масло маслonaполненных вводов должно быть защищено от окисления и увлажнения.

Принудительная циркуляция масла в системе охлаждения трансформатора осуществляется непрерывно независимо от нагрузки. При этом обязательно должны быть включены датчики остановки циркуляции масла, воды и вентиляторов охлаждения.

Для трансформаторов типа Д и ДЦ при осмотрах контролируют давление масла и воды в системе охлаждения. Давление масла в маслоохладителях должно превышать давление воды. При включении маслоохладителей сначала включается масляный насос, затем водяной. Отключают в обратной последовательности. Водяной насос включается при температуре масла не ниже $+10^{\circ}\text{C}$.

Трансформаторы с естественным масляным и дутьевым охлаждением допускается включать в работу с полной нагрузкой с застывшим маслом при температуре не ниже минус 40°C . При более низкой температуре трансформаторов сначала прогревают током х.х. до -40°C .

Персонал, обслуживающий трансформаторы, оборудованные переключателем коэффициентов трансформации ПБВ (переключатель без возбуждения), должен не менее 2 раз в год перед наступлением зимнего максимума и летнего минимума нагрузки проверить правильность установки коэффициента трансформации.

Переключающие устройства РПН трансформаторов разрешается включать в работу при температуре верхних слоев масла -20°C и выше, либо при температуре -45°C и выше, если РПН оборудованы устройством подогрева.

В аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов в следующих пределах:

Масляные трансформаторы

Перегрузка по току, раз	1,3	1,45	1,6	1,75	2
Продолжительность, мин	120	80	45	20	10

Сухие трансформаторы

Перегрузка по току, раз	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6
Продолжительность, мин	60	45	32	18	5

Допускается перегрузка масляных трансформаторов сверх номинального тока до 40% общей продолжительностью не более 6 ч в сутки в течение 5 сут подряд при условии, что коэффициент начальной нагрузки не превышает 0,93.

При работе с перегрузкой переключения устройства РПН не допускаются.

Допускается работа трансформаторов с повышенным на 5% напряжением при номинальной нагрузке и на 10% при нагрузке не выше 0,25 от номинальной. Возможно кратковременное повышение напряжения на 10% не более 6 ч в сутки при номинальной нагрузке.

При отключении трансформатора, имеющего дифференциальную и газовую защиту, с прекращением электроснабжения потребителей допускается одно его повторное включение, если отключение произошло по одной из этих защит без видимых признаков повреждения, а другая защита не действовала.

Вывод трансформаторов из работы необходим при обнаружении:

- а) сильного неравномерного шума и потрескивания внутри трансформатора;
- б) ненормального нагрева трансформатора при нормальных нагрузке и охлаждении;
- в) выброса масла из расширителя или разрыва диафрагм выхлопной трубы;
- г) течи масла с понижением его уровня.

Трансформаторы выводятся из работы также при необходимости немедленной замены масла по результатам лабораторных анализов.

Текущие ремонты трансформаторов с отключением производятся по мере необходимости, но реже 1 раза в 3 года.

Капитальные ремонты трансформаторов производятся по результатам измерений и испытаний.

4.2. Контроль состояния изоляции

Изоляцию обмоток трансформатора выполняют из кабельной бумаги в несколько слоев. Наличие масла в трансформаторе определяет высокое качество изоляции.

Под воздействием температуры изоляция постепенно теряет свою прочность. Чем выше температура обмоток, тем быстрее изоляция стареет. При этом если она не потеряла механическую прочность, то сохраняется и ее электрическая прочность. Со временем изоляция стареет и разрушается под действием вибрации обмоток.

На старение изоляции большое влияние оказывает нагрузка трансформатора.

Кроме внешних осмотров состояния трансформатора необходимо при текущих ремонтах контролировать состояние изоляции активной части и трансформаторного масла согласно нормам испытаний.

К характеристикам изоляции относятся:

- а) сопротивление изоляции обмоток;
- б) тангенс угла диэлектрических потерь $\operatorname{tg}\delta$;
- в) емкости обмоток относительно земли и по отношению друг к другу;
- г) относительный прирост емкости при изменении частоты C_2/C_{50} ;
- д) характеристики масла.

Существует несколько методов определения влажности изоляции:

- * метод коэффициента абсорбции

$$K_{аб\ c} = \frac{R_{60}}{R_{15}}$$

где R_{60} и R_{15} - сопротивления изоляции обмоток, измеренные соответственно в течение 60 и 15 с. Для сухой изоляции $K_{аб\ c} \geq 1,3$.

- * метод “емкость-частота”. Для сухой изоляции отношение емкости изоляции при частоте тока 2 Гц к емкости при частоте 50 Гц должно быть при температуре 20°C

$$\frac{C_2}{C_{50}} \leq 1,3$$

- * метод “емкость-температура” определяет отношение емкостей изоляции обмоток при рабочей температуре и в холодном состоянии

$$\frac{C_{г\ ф}}{C_{х\ л}} = 1,15$$

- * метод диэлектрических потерь предусматривает измерение $\operatorname{tg}\delta$ изоляции, который должен быть $\leq 2,5\%$ при 20°C и $\leq 14\%$ при 70°C.

В качестве исходных данных используют измерения, проведенные при монтаже или на заводе-изготовителе. Если измерения в процессе эксплуатации проводятся при температуре, отличной от той, которая была при монтаже, параметры изоляции пересчитывают при помощи коэффициентов к исходной температуре.

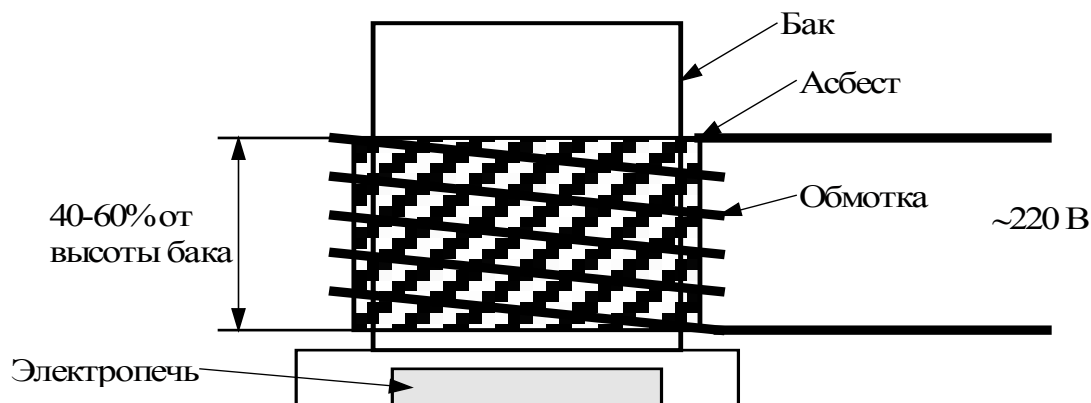
Для предотвращения увлажнения изоляции и ухудшения качества масла необходимо периодически заменять сорбент в воздухоосушителях, термосифонных и адсорбционных фильтрах.

4.3. Сушка трансформаторов

Сушка трансформатора производится при неудовлетворительных характеристиках изоляции, а также после ремонта с полной или частичной сменой обмоток. Сушку изоляции производят в вакуумных шкафах или в собственном баке. Сушку в вакуумных шкафах производят на заводах-изготовителях.

При эксплуатации сушку производят в собственных баках трансформатора без масла с применением вакуума и нагрева методом индукционных потерь в стали бака. Вакуум ускоряет испарение влаги.

Перед сушкой масло удаляют и бак насухо вытирают. Выемную часть опускают в бак и крышку герметично закрывают. Для контроля за температурой на сердечнике устанавливают термодатчики.



Обмотка создает магнитный поток, который в свою очередь создает в стенках бака индукционные токи, нагревающие его.

Когда температура обмоток трансформатора достигает 85-100°C, включается вакуум-насос и образуется повышенный вакуум для удаления паров из бака. Затем вакуум доводят до предельно допустимого для данного бака.

Сушка производится при температуре обмоток не выше 100°C и бака не выше 120°C. Сушка считается законченной, если сопротивление обмотки на протяжении 6 ч остается без изменений. По ее окончании температуру обмоток снижают до 80°C и трансформатор заливают сухим маслом под вакуумом. Когда трансформатор остынет, выемную часть вынимают для осмотра и затяжки креплений.

Сушку можно производить и без вакуума, но с интенсивной вентиляцией бака горячим воздухом.

4.4. Эксплуатация трансформаторного масла

При эксплуатации масло под влиянием температуры и кислорода теряет первоначальные свойства. Процессу окисления способствует высокая температура, солнечный свет, лаки, краски, влага и металлы. Катализатором окисления является медь. При удалении кислорода из масла (азотная защита) металлы не оказывают никакого воздействия на масло. Для снижения воздействия на масло баки изнутри покрывают маслостойкими красками.

При высоких температурах снижается температура вспышки масла из-за его разложения. При попадании воды снижается электрическая прочность. Солнечный свет вызывает образование в масле кислоты и шлама.

Свежее масло обычно светло-желтого цвета. В эксплуатации масло темнеет до темно-коричневого. Если масло быстро темнеет при эксплуатации, это говорит о перегреве оборудования. Если масло с синеватым оттенком, в нем горела дуга.

Трансформаторы мощностью более 160 кВА должны работать с постоянно включенной системой защиты масла от увлажнения и окисления (термосифонными или адсорбционными фильтрами и воздухоосушителями).

Происходит старение и окисление масла, что вызывает выпадение шлама, который засоряет обмотку и каналы циркуляции масла.

Масло должно обладать плотностью меньше 1. В этом случае влага всегда остается на дне. Чем меньше вязкость, тем лучше охлаждение трансформатора. Температура застывания масла должна указываться в заводской документации (обычно -45°C). Появление зольности (шламов) говорит о старении масла и необходимости его замены или регенерации. Органические низкомолекулярные кислоты и щелочи отрицательно влияют на бумагу изоляции.

По мере старения масла его плотность, вязкость и температура застывания увеличиваются, а электрическая прочность уменьшается. Под влиянием кислорода масло окисляется и разрушает изоляцию. Поэтому при эксплуатации в трансформаторе масло постоянно пропускают через адсорбент (силикагель), который поглощает продукты старения и воду. При розовом цвете адсорбента его необходимо менять. О старении адсорбента также говорит появление в масле низкомолекулярных кислот.

Пробы масла для анализа берут при текущих и капитальных ремонтах, а также при ненормальной работе трансформатора (выделение газа, внутренний посторонний шум и др.). Для трансформаторов, не имеющих термосифонных фильтров, масло испытывается не реже 1 раза в год.

Очищать, доливать и регенерировать масло можно как на отключенном, так и на работающем трансформаторе.

Существует три типа масел:

- а) свежее, не бывшее в эксплуатации;
- б) регенерированное, восстановленное после эксплуатации;
- в) эксплуатационное.

Наиболее жесткие требования предъявляются к свежему маслу.

Рассмотри нормы показателей качества эксплуатационных масел.

Нормы показателей качества трансформаторного масла.

№	Показатели качества	Допустимая величина
1	Минимальное пробивное напряжение, кВ	
	до 15 кВ	20
	15-35 кВ	25
	60-150 кВ	35
	220-500 кВ	45
	750 кВ	55
2	Кислотное число, мг КОН на 1 г масла	0,25
3	Температура вспышки, $^{\circ}\text{C}$	125
4	Влагосодержание	Отсутствие
5	Содержание механических примесей	Отсутствие
6	Тангенс угла диэлектрических потерь при температуре 90°C , %	
	110-150 кВ	15
	220-500 кВ	10
	750 кВ	5
7	Содержание водорастворимых кислот	Отсутствие
8	Содержание антиокислительной присадки	Отсутствие
9	Содержание растворимого шлама, % массы	0,005
10	Газосодержание, % массы	4

Данные параметры относятся к эксплуатационному маслу. К параметрам очищенных или регенерированных масел предъявляются более жесткие требования (выше пробивное напряжение и температура вспышки, меньше кислотное число, $\text{tg}\delta$, процент газосодержания).

Электрическую прочность масла определяют путем пробоя пробы масла повышенным напряжением. Для этого пробу помещают в специальную ванночку с электродами и постепенно повышают напряжение со скоростью 5 кВ/с. Проводят 5 опытов с интервалом между опытами 5 мин. За пробивное напряжение принимают среднее значение.

Кислотное число масла - это количество едкого калия КОН, необходимого для нейтрализации всех свободных кислот в масле. При этом спиртовой раствор КОН добавляют по капле в пробу масла объемом 10 г. до появления слабофиолетового цвета.

Наличие механических примесей определяют визуально, просвечивая пробу масла лампой.

Температурой вспышки называется температура, при которой пары масла образуют с воздухом смесь, вспыхивающую при поднесении пламени.

Наличие воды определяют путем нагревания масла до температуры 150°C. Если масло влажное, на поверхности образуется пена и слышится треск.

Наличие водорастворимых кислот и щелочей определяется добавлением в пробу фенолфталеина или метилоранжа. Изменение цвета говорит о присутствии в масле серной кислоты или щелочи.

Масло, не удовлетворяющее нормам на качество, очищают или регенерируют. Очистку масла производят следующими способами: отстаивание, центрифугирование, фильтрацией, сушкой.

При отстаивании масло оставляют в покое на длительное время. При этом вода и механические примеси оседают на дно.

При центрифугировании масло заливают в барабаны, которые раскручивают с большим числом оборотов. При этом под воздействием центробежной силы масло расслаивается на три слоя: наиболее тяжелые загрязнения образуются у стенок, далее следует вода, затем чистое масло, и в центре будет воздух.

При фильтрации масло продавливают через фильтровальный картон. При этом картон не только задерживает механические примеси, но и впитывает влагу.

Сушку масла производят распылением в специальной камере, где создают вакуум. При этом вода испаряется, а чистое масло оседает на дне камеры. Одновременно масло дегазируется.

Регенерация масел осуществляется по методу “кислота-земля”. При этом отстоявшееся масло центрифугируют, затем добавляют в него серную кислоту, которая удаляет продукты старения масла. При этом в осадок выпадает кислый гудрон. После его удаления масло отбеливают специальной землей и фильтруют.

В процессе эксплуатации масло защищают от контакта с воздухом двумя способами: с помощью азотной и пленочной защиты. Азотная защита заключается в закачивании азота в герметичный бак трансформатора. При пленочной защите в расширитель поверх масла помещают пленку из специального полиэтилена, которая плавает на поверхности масла и исключает соприкосновение его с воздухом.

4.5. Объем и нормы испытаний трансформаторов

1) Хроматографический анализ газов, растворенных в масле.

Производится 1 раз в 6 мес. для трансформаторов 110 кВ и выше. Результаты сравнивают с граничными значениями концентрации газов в масле.

2) Оценка влажности твердой изоляции.

Производится для трансформаторов 110 кВ и выше мощностью 60 МВА и более. Допустимое значение влагосодержания - 4% по массе. Проводится 1 раз в 4-6 лет.

3) Измерение сопротивления изоляции обмоток R_{60} .

Сопротивление изоляции обмоток измеряется мегаомметром на U 2500В.

Сопротивление изоляции каждой обмотки после ремонта должно быть не менее 50% исходных значений.

Для трансформаторов до 35 кВ мощностью до 10 МВА сопротивление должно быть: при температуре 20°C - 300 МОм, при температуре 70°C - 40 МОм.

Измерение сопротивления изоляции должно производиться при температуре изоляции не ниже 10 С у трансформаторов U до 150 кВ включительно; 20 С у трансформаторов U 220 - 750 кВ

4) Измерение тангенса угла диэлектрических потерь ($\text{tg}\delta$) изоляции обмоток.

Измерение производится у трансформаторов U = 110 кВ и выше. Значение $\text{tg}\delta$ изоляции обмоток не должно возрасти более чем на 50% от измеренного перед ремонтом. Если $\text{tg}\delta < 1\%$, сравнение с исходными данными не требуется.

5) Измерение сопротивления короткого замыкания

Не должно превышать исходные значения более чем на 3%

6) Измерение потерь Х.Х.

Не должно отличаться более чем на 5% по фазам и от измеренных ранее.

7) Проверка устройств охлаждения.

8) Тепловизионный контроль состояния трансформатора

Термографическое обследование трансформатора производится при решении его капитального ремонта. Снимаются термограммы поверхностей бака в местах отвода обмоток, по высоте бака, периметру, верхней части, системы охлаждения.

9) Испытание трансформаторного масла.

10) Испытание встроенных трансформаторов тока.