



РусГидро

**ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ ГИДРОГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ-«РУСГИДРО»
(ПАО «РУСГИДРО»)**

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

**СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ
ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ. ОРГАНИЗАЦИЯ
ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО
ОБСЛУЖИВАНИЯ. НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ**

СТО РусГидро 02.01.124-2015

Издание официальное

Москва – 2017

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации», а общие положения при разработке и применении стандарта организации – в ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Некоммерческим партнерством «Гидроэнергетика России» (НП «Гидроэнергетика России»), Открытым акционерным обществом «Научно-технический центр Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы» (ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»)

2 ВНЕСЕН Департаментом развития и стандартизации производственных процессов ПАО «РусГидро» в соответствии с рекомендацией Рабочей группы по техническому регулированию ПАО «РусГидро» (протокол от 13.11.2015 № 89)

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом ПАО «РусГидро» от 03.11.2017 № 766

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения ПАО «РусГидро»

Содержание

1 Область применения	1
2 Нормативные ссылки	2
3 Термины и определения, обозначения и сокращения	3
4 Основные положения	6
5 Общие требования к силовым трансформаторам	9
6 Режимы работы силовых трансформаторов	12
7 Параллельная работа трансформаторов	19
8 Организация эксплуатации силовых трансформаторов	19
9 Осмотр силовых трансформаторов	22
10 Техническое обслуживание силовых трансформаторов	23
11 Порядок действий персонала при неисправности силовых трансформаторов	33
12 Испытания силовых трансформаторов в эксплуатации	36
13 Ремонт силовых трансформаторов	37
14 Консервация и утилизация силовых трансформаторов	45
15 Оценка технического состояния силовых трансформаторов	46
16 Оценка предельного технического состояния силовых трансформаторов	51
17 Показатели технического состояния силовых трансформаторов	55
Библиография	67

Введение

Стандарт организации «Силовые трансформаторы гидроэлектростанций. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования» (далее – Стандарт) разработан в соответствии с требованиями Федерального закона № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации».

Стандарт является нормативным техническим документом ПАО «РусГидро».

При разработке Стандарта применены требования действующих в электроэнергетике нормативно-технических документов или отдельных разделов этих документов. В Стандарт включены апробированные, подтвержденные опытом эксплуатации рекомендации по эксплуатации и техническому обслуживанию силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов.

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ПАО «РусГидро»

**СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ.
ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО
ОБСЛУЖИВАНИЯ. НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ**

Дата введения – 14.11.2017

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает требования к организации эксплуатации, технического обслуживания и оценки технического состояния силовых масляных трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов и трансформаторов собственных нужд (далее – силовые трансформаторы), установленных на гидроэлектростанциях, гидроаккумулирующих электростанциях, малых гидроэлектростанциях производственного комплекса ПАО «РусГидро» (далее – Общество).

1.2 Стандарт предназначен для обязательного применения в Обществе, включая его филиалы. Дочерние общества ПАО «РусГидро» применяют положения настоящего Стандарта после его утверждения локальным нормативным актом соответствующего Общества.

1.3 Любые сторонние организации и физические лица обязаны выполнять требования настоящего стандарта в случаях, если такие лица выполняют работы (оказывают услуги) в области его применения по договорам, заключенным с Обществом и (или) с его филиалами, дочерними обществами и соответствующее обязательство включено в заключаемые с ними договоры.

1.4 Обязательность применения требований и норм Стандарта ограничена их деятельностью на объектах, расположенных в Российской Федерации, владельцами или инвесторами (застройщиками) которых являются ПАО «РусГидро» и (или) дочерние общества ПАО «РусГидро».

1.5 Применение требований Стандарта для целей зарубежной экономической деятельности определяется соответствующим международным соглашением.

1.6 При введении в действие (внесении изменений) в нормативные правовые и (или) нормативные технические акты, а также при внесении организацией-изготовителем оборудования изменений в конструкторскую документацию, требования которых отличаются от приведенных в Стандарте,

следует руководствоваться требованиями вновь введенных (измененных) документов до внесения в Стандарт соответствующих изменений.

2 Нормативные ссылки

В Стандарте использованы нормативные ссылки на следующие федеральные законы и стандарты:

Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»

Федеральный закон от 24.06.98 № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления»

ГОСТ Р 52719-2007 Национальный стандарт. Трансформаторы силовые. Общие технические условия

ГОСТ 27.002-2015 Межгосударственный стандарт. Надежность в технике. Термины и определения

ГОСТ 1516.3-96 Электрооборудование переменного тока на напряжение от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции

ГОСТ 3484.1-88 (СТ СЭВ 1070-78). Трансформаторы силовые. Методы электромагнитных испытаний

ГОСТ 3484.3-88 (СТ СЭВ 5266-85). Трансформаторы силовые. Методы измерений диэлектрических параметров изоляции

ГОСТ 3956-76 Силикагель технический. Технические условия

ГОСТ 5985-79 (СТ СЭВ 3963-83). Нефтепродукты. Метод определения кислотности и кислотного числа

ГОСТ 6307-75* Межгосударственный стандарт. Нефтепродукты. Метод определения наличия водорастворимых кислот и щелочей

ГОСТ 6356-75 Межгосударственный стандарт. Нефтепродукты. Метод определения температуры вспышки в закрытом тигле

ГОСТ 6370- 83 (СТ СЭВ 2876-81). Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей

ГОСТ 6581-75 Межгосударственный стандарт. Материалы электроизоляционные жидкие. Методы электрических испытаний

ГОСТ 10693-81 Вводы конденсаторные герметичные на номинальные напряжения 110 кВ и выше. Общие технические условия

ГОСТ 14209-85 Межгосударственный стандарт. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки

ГОСТ 17216-2001 Межгосударственный стандарт. Чистота промышленная. Классы чистоты жидкостей

ГОСТ 23216-78 Изделия электротехнические. Хранение, транспортирование, временная противокоррозионная защита, упаковка.

Общие требования и методы испытаний

СТО 17330282.27.140.001-2006 Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций

СТО 17330282.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения

СТО РусГидро 02.01.62-2012 Гидроэлектростанции. Ремонт и техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений. Организация производственных процессов. Нормы и требования

СТО РусГидро 02.01.112-2015 Гидроэлектростанции. Энергетические масла и маслохозяйства. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО РусГидро 02.03.130-2015 Гидроэлектростанции. Техническое освидетельствование зданий, сооружений, основного и вспомогательного оборудования, технологических систем. Нормы и требования

Примечание – при пользовании Стандартом целесообразно проверить действие всех ссылочных документов в информационной системе общего пользования, стандартов – на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году, СТО ПАО «РусГидро» – по официальному регулярно обновляемому перечню применяемых нормативных документов. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании Стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения, обозначения и сокращения

В Стандарте используются следующие термины и определения, обозначения и сокращения:

3.1 Термины и определения.

3.1.1 аварийный режим трансформатора: Режим работы, при котором напряжение или ток обмотки, или части обмотки таковы, что при достаточной продолжительности это угрожает повреждением или разрушением трансформатора.

3.1.2 возбуждение трансформатора: Создание основного магнитного поля трансформатора путем подключения одной или нескольких обмоток к

одной или нескольким сетям или другим источникам с соответствующими номинальными напряжениями и частотой.

3.1.3 длительность одного цикла регистрации частичных разрядов: Время в непрерывной группе периодов воздействующего напряжения, в течение которого регистрируются частичные разряды.

3.1.4 изоляция трансформатора: Совокупность изоляционных деталей и заполняющей трансформатор изоляционной среды, исключая замыкание металлических частей трансформатора, находящихся во время его работы под напряжением, с заземленными частями, а также частей, находящихся под разными потенциалами, между собой.

3.1.5 исправное состояние: Состояние объекта, при котором он соответствует всем требованиям нормативно – технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

3.1.6 кажущийся заряд неоднократно повторяющихся частичных разрядов: Значение кажущегося заряда частичных разрядов, возникающих в различных периодах воздействующего напряжения за длительность одного цикла регистрации частичных разрядов.

3.1.7 коллоидно-дисперсные процессы: Процессы образования и роста коллоидных частиц и укрупнение их вследствие слипания (коагуляция).

3.1.8 коллоидные частицы: Частицы размером от 100 до 10000 Å.

3.1.9 неисправное состояние: Состояние объекта, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации

3.1.10 неработоспособное состояние: Состояние объекта, при котором значение хотя бы одного показателя, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативной технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Примечание – Для сложных объектов возможно деление их неработоспособных состояний. При этом из множества неработоспособных состояний выделяют частично неработоспособные состояния, при которых объект способен частично выполнять требуемые функции.

3.1.11 обмотка трансформатора: Совокупность витков, образующих электрическую цепь, в которой суммируются электродвижущие силы, наведенные в витках, с целью получения высшего, среднего или низшего напряжения трансформатора или с другой целью.

3.1.12 персонал оперативный: Персонал, осуществляющий оперативное управление и обслуживание электроустановок (осмотр, оперативные переключения, подготовку рабочего места, допуск и надзор за работающими, выполнение работ в порядке текущей эксплуатации).

3.1.13 показатель предельного состояния: Количественная характеристика одного или нескольких свойств, составляющих (определяющих) предельное состояние.

3.1.14 регулярность частичных разрядов: Отношение числа периодов воздействующего напряжения, в которых зарегистрированы кажущиеся заряды частичных разрядов одного и того же значения кажущегося заряда, к общему числу периодов за длительность одного цикла регистрации частичных разрядов.

3.1.15 силовой трансформатор: Трансформатор, предназначенный для преобразования электрической энергии в электрических сетях и в установках, предназначенных для приема и использования электрической энергии.

3.1.16 система диагностики: Совокупность средств, объекта и исполнителей, необходимая для проведения диагностирования (контроля) по правилам, установленным в технической документации.

3.1.17 предельное состояние объекта: Состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

3.1.18 работоспособное состояние: Состояние объекта, при котором значения всех показателей, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствует требованиям нормативной технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

3.1.19 техническая документация: Совокупность документов, необходимая и достаточная для непосредственного использования на каждой стадии жизненного цикла объекта.

3.1.20 трансформатор масляный: Трансформатор (автотрансформатор) с жидким диэлектриком, в котором основной изолирующей средой и теплоносителем служит трансформаторное масло.

3.1.21 частичный разряд: Электрический разряд, который шунтирует лишь часть изоляции между электродами, находящимися под разными потенциалами.

3.2 Обозначения и сокращения.

3.2.1. **БАУ РПН** - Блок автоматического управления приводом РПН.

3.2.2. **ВН** - Высшее напряжение.

3.2.3. **Д** - Принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла.

3.2.4. **ДО** - Дочерние общества.

3.2.5. **ДЦ** - Принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла.

3.2.6. **М** - Естественная циркуляция воздуха и масла.

3.2.7. **НЦ** - Принудительная циркуляция воды и масла с направленным потоком масла.

3.2.8. **ОПН** - Ограничители перенапряжений.

3.2.9. **Устройство ПБВ** - Устройство переключения ответвлений обмоток без возбуждения.

3.2.10. **Устройство РПН** - Устройство регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой.

3.2.11. **Ц** - Принудительная циркуляция воды и масла с ненаправленным потоком масла.

4 Основные положения

4.1 Организация эксплуатации и технического обслуживания силовых трансформаторов гидроэлектростанций направлена на:

- обеспечение эффективной работы и надежного функционирования силовых трансформаторов;
- повышение надежности и безопасности работы силовых трансформаторов;
- выполнение мероприятий по продлению срока службы силовых трансформаторов;
- повышение квалификации персонала.

4.2 Эксплуатация силовых трансформаторов на стадии всего жизненного цикла силовых трансформаторов в соответствии с СТО РусГидро 02.01.62-2012, СТО 17330282.27.140.001-2006, а также документов [1, 2] включает:

- текущую эксплуатацию;
- хранение оборудования;
- ремонт;
- вывод из эксплуатации;
- консервацию;
- утилизацию.

4.3 Безопасная эксплуатация силовых трансформаторов обеспечивается выполнением положений нормативно-технических документов и инструкций.

4.4 Ремонт силовых трансформаторов (капитальный, текущий) и их составных частей (устройств регулирования под нагрузкой – РПН, системы охлаждения и др.) выполняется по мере необходимости в зависимости от их технического состояния, определяемого измерениями, испытаниями и внешним осмотром согласно правилам [2 (пункт 5.3.26)]. Сроки и объемы ремонта устанавливаются техническим руководителем филиала/ДО (энергообъекта).

4.5 По истечении установленного нормативно-технической документацией срока службы силовых трансформаторов проводится техническое освидетельствование по СТО РусГидро 02.03.130-2015, ПТЭ [2 (пункт 1.5.2)].

4.6 Оценка технического состояния силовых трансформаторов в эксплуатации ведётся по комплексу показателей и их нормативам.

4.7 Перечень испытаний силовых трансформаторов в процессе эксплуатации, предельно допустимые значения контролируемых показателей и периодичность контроля определены в нормах [1].

Испытания силового трансформатора, не предусмотренные в нормах [1], подтвердившие свою эффективность и применяемые в эксплуатации, следует выполнять согласно п.15.1.6. настоящего стандарта.

Оценка состояния силового трансформатора по результатам хроматографического анализа растворенных в масле газов проводится согласно методическим указаниям [3].

4.8 В настоящем Стандарте рассматриваются следующие основные состояния оборудования:

- работоспособное;
- неработоспособное;
- предельное.

4.9 Основные признаки состояния силового трансформатора.

4.9.1 Работоспособное состояние:

- не превышение предельно допустимого износа бумажной изоляции обмоток;
- не превышение предельно допустимых деформаций обмоток;
- не превышение предельно допустимой распрессовки магнитопровода и обмоток;
- нагрев магнитопровода и обмоток в пределах норм в соответствии с ГОСТ Р 52719-2007 и ГОСТ 14209-85;
- не превышение предельно допустимого загрязнения витковой изоляции металлосодержащими коллоидными частицами;
- не превышение предельно допустимого загрязнения, увлажнения и старения масла;
- исправное состояние высоковольтных вводов и устройств регулирования напряжения.

4.9.2 Область «риска» – интервал от значений, ограничивающих область работоспособного (исправного) состояния силового трансформатора до предельно допустимых значений показателей, указанных в [1] и в таблице 9.

4.9.3 Неработоспособное состояние: выход значений контролируемых показателей за установленные в [1] границы (предельно допустимые значения) следует рассматривать как признак наличия дефектов, которые могут привести к отказу силового трансформатора. При неработоспособном состоянии необходимо запланировать организационные и технические мероприятия для восстановления работоспособного состояния в сроки, определяемые техническим руководителем филиала/ДО (энергообъекта).

4.9.4 Предельное состояние. Признаки, определяющие предельное состояние обмоток силового трансформатора:

- износ витковой изоляции;
- наличие опасных деформаций обмоток;
- загрязнение витковой изоляции металлосодержащими коллоидными частицами.

Признаки, определяющие предельное состояние магнитопровода силового трансформатора, являются:

- замыкание между листами стали;
- распрессовка магнитопровода;
- локальный нагрев магнитопровода.

Признание состояния магнитопровода предельным означает и предельное состояние трансформатора в целом, т.е. необходимость его замены.

Признание состояния обмотки предельным означает необходимость замены обмоток или замены трансформатора.

4.9.5 В таблице 9 приведены параметры и нормируемые значения, определяющие состояние трансформатора.

4.10 Если контролируемые показатели достигли значений области «риска», указанных в таблице 9, техническим руководителем филиала/ДО (энергообъекта) назначается учащенный контроль параметров силами собственного персонала и/или специализированной организации с периодичностью не реже одного раза в три месяца с использованием методов, не требующих отключения трансформатора.

4.11 При развитии дефектов, характеризующихся достижением любого из показателей предельного состояния, указанных в п.п. 16.2 и 16.3, техническим руководителем филиала/ДО (энергообъекта) принимается решение о проведении внеочередного технического освидетельствования в объеме, определяемом программой комплексного обследования силовых трансформаторов.

4.12 По результатам внеочередного технического освидетельствования составляется акт с заключением об оценке технического состояния силового

трансформатора с указанием одного из признаков состояния:

- работоспособное;
- неработоспособное;
- предельное,

и перечень организационно-технических мероприятий и сроков их исполнения для приведения трансформатора в работоспособное состояние.

4.13 Эксплуатация конкретных типов силовых трансформаторов осуществляется в соответствии с положениями местных инструкций, разработанных на основании настоящего стандарта.

5 Общие требования к силовым трансформаторам

5.1 Силовые трансформаторы необходимо эксплуатировать с включенной релейной защитой и защитой от грозовых и коммутационных перенапряжений согласно [2].

5.2 Силовые трансформаторы должны работать с постоянно включенной системой защиты масла от окисления и увлажнения: воздухоосушителями, термосифонными или адсорбционными фильтрами, азотной и пленочной защитами, предусмотренными конструкцией трансформатора.

5.3 Полость предохранительной (выхлопной) трубы должна быть соединена с полостью расширителя, причем соединительный патрубок должен быть выше предельного уровня масла в расширителе.

Должна быть обеспечена возможность контроля целостности мембраны предохранительной трубы при осмотре трансформатора.

Мембрана предохранительной трубы должна быть изготовлена из органического стекла, если иначе не оговорено в конструкторской документации (руководстве по эксплуатации). Замену мембраны производить на аналогичную.

Горловину выхлопной трубы не допускается в процессе монтажа направлять в сторону путей прохода персонала, близлежащего оборудования и сооружений, водной поверхности и источников огня и искрообразования. В необходимых случаях устанавливаются отбойные щиты с целью сбора выбросов масла в маслоприёмник.

При ближайшем капитальном ремонте необходимо заменять выхлопную трубу на предохранительные клапаны с разработкой проектной схемы подключения в специализированных организациях и согласованием конструкторских изменений с организацией-изготовителем.

5.4 Требования к условиям работы газовой защиты согласно [4].

5.5 Требования к охлаждающим устройствам:

5.5.1 В системах охлаждения видов Ц, НЦ должно быть обеспечено превышение гидростатического давления масла над давлением воды (в любой точке охладителя) не менее 10 кПа при минимальном уровне масла в расширителе трансформатора.

5.5.2 Силовые трансформаторы с принудительной системой охлаждения должны быть снабжены сигнализацией о прекращении циркуляции масла, охлаждающей воды или остановке вентиляторов дутья, а также об автоматическом включении или отключении резервного охладителя или резервного источника питания.

5.5.3 Питание электродвигателей устройств охлаждения силовых трансформаторов должно быть осуществлено от двух источников, для трансформаторов с принудительной циркуляцией масла – с применением АВР.

5.6 Для контроля уровня масла в силовом трансформаторе на маслоуказателе должны быть нанесены контрольные метки для следующих температур масла (в неработающем трансформаторе):

- минус 45°C, плюс 15°C, плюс 40°C – для исполнения У1;
- минус 60°C, плюс 15°C, плюс 40°C – для исполнения УХЛ1, ХЛ1.

5.7 Стационарные средства пожаротушения, маслоприёмники, маслоотводы и маслоборники должны быть в исправном состоянии.

5.8 Вентиляция трансформаторных подстанций и камер должна обеспечивать работу силовых трансформаторов во всех нормированных режимах и иметь устройства предотвращения проникновения животных и птиц.

5.9 Требования к лакокрасочным покрытиям и надписям.

5.9.1 Баки силовых трансформаторов должны быть окрашены краской, стойкой к воздействию масла. У силовых трансформаторов наружной установки краска должна иметь светлые тона и быть стойкой к атмосферным воздействиям.

5.9.2 На баках трехфазных силовых трансформаторов и групп однофазных силовых трансформаторов должны быть четкие надписи, указывающие присвоенные им единые диспетчерские наименования; в закрытых распределительных устройствах допускается наносить диспетчерские наименования на стене над силовым трансформатором. На однофазных силовых трансформаторах должна быть нанесена расцветка фаз. Другие надписи выполняются по решению технического руководителя филиала/ДО (энергообъекта) (нумерация маслонасосов, охладителей, обозначение шкафов и сборок).

5.9.3 При наличии переключающего устройства (разъединителя) для включения резервной фазы необходимо следить, чтобы каждый разъединитель имел ясную расцветку фаз, резервный силовой трансформатор – буквенные обозначения начала и конца обмоток.

5.10 Устройства РПН должны эксплуатироваться согласно руководствам по эксплуатации организаций-изготовителей. Местные инструкции должны быть составлены на основе требований руководств по эксплуатации организаций-изготовителей и требований настоящего раздела.

5.11 Устройства РПН силовых трансформаторов должны быть исправны и позволять выполнять полноценную работу в автоматическом режиме согласно указаний системного оператора.

5.12 По согласованию с системным оператором допускается устанавливать неавтоматический режим регулирования напряжения (например, при неисправностях и режимах работы трансформатора, при которых блок автоматического управления не может быть использован) путем дистанционного переключения РПН с пульта управления, если колебания напряжения в сети находятся в пределах, удовлетворяющих требования потребителей электроэнергии.

Число переключений должно фиксироваться счетчиком числа переключений.

5.13 Требования к системам диагностики силовых трансформаторов.

5.13.1 Задачами диагностирования силовых трансформаторов являются:

- определение технического состояния;
- оценка возможности дальнейшей эксплуатации;
- определение, если необходимо и целесообразно, мероприятий по устранению выявленных дефектов и рекомендаций по дальнейшей эксплуатации;
- обоснование, при необходимости, решения о замене.

5.13.2 Автоматизация процессов оценки технического состояния силовых трансформаторов в составе АСУ ТП должна быть ориентирована на выявление негативных тенденций в изменении параметров и характеристик силовых трансформаторов в реальном времени.

5.14 Требования по безопасности силовых трансформаторов.

5.14.1 При возникновении пожара на трансформаторе он должен быть отключен от сети всех напряжений (если он не отключился от действия релейной защиты) и заземлен.

5.14.2 При возникновении пожара на трансформаторе персонал должен руководствоваться и действовать согласно оперативному плану пожаротушения [5,6].

5.14.3 Персонал должен проконтролировать включение стационарной установки пожаротушения (при ее наличии).

5.14.4 При тушении пожара следует принять меры для предотвращения распространения огня, исходя из создавшихся условий.

5.14.5 При невозможности ликвидировать пожар основное внимание должно быть уделено защите от огня расположенных рядом трансформаторов и другого неповрежденного оборудования.

5.14.6 Запрещается при пожаре на трансформаторе сливать масло из бака.

5.14.7 Стационарная установка пожаротушения должна работать в автоматическом режиме.

5.14.8 Пожаротушение трансформатора должно запускаться в автоматическом режиме при работе защит от внутренних повреждений (газовая и дифференциально-фазная защиты).

5.14.9 При осуществлении текущих ремонтов трансформаторов должно осуществляться опробование автоматической установки пожаротушения.

5.14.10 Должна своевременно осуществляться промывка гравийной засыпки, своевременное устранение течи масла, трансформатор должен быть укомплектован первичными средствами пожаротушения согласно [7].

6 Режимы работы силовых трансформаторов.

6.1 Допустимые повышения напряжения и защита от перенапряжений.

6.1.1 Условия допустимых повышений напряжения при продолжительной работе силового трансформатора и кратковременных повышениях напряжения частотой 50 Гц являются следующими:

6.1.1.1 Допускается продолжительная работа силового трансформатора (при мощности не более номинальной) при напряжении на любом ответвлении обмотки на 10% выше номинального для данного ответвления. При этом напряжение на любой обмотке должно быть не выше наибольшего рабочего по ГОСТ 1516.3-96.

6.1.1.2 Допустимое повышение напряжения для автотрансформаторов с ответвлениями в нейтрали для регулирования напряжения (или предназначенных для работы с последовательными регулировочными трансформаторами) должно быть оговорено организацией-изготовителем.

6.1.1.3 Для силовых трансформаторов 110-500 кВ допустимые в условиях эксплуатации кратковременные повышения напряжения частотой 50 Гц не должны превышать, в соответствии с ГОСТ 1516.3-96, относительных значений, указанных в таблице 1.

Промежуток времени между двумя повышениями напряжения длительностью от 20 с до 20 мин должен быть не менее 1 ч, между повышениями напряжений длительностью 1; 3; 8 ч – не менее 12 ч. Если повышение напряжения длительностью 20 мин имело место два раза (с часовым интервалом), то в течение ближайших 24 ч повышение напряжения в третий раз допускается лишь в случае, если это требуется ввиду аварийной ситуации, но не ранее чем через 4 ч.

Т а б л и ц а 1 – Допустимые в условиях эксплуатации кратковременные повышения напряжения частотой 50 Гц по отношению к наибольшему рабочему напряжению для силовых трансформаторов классов напряжения 110-500 кВ

Класс напряжения, кВ	Допустимое повышение напряжения*, относительное значение, не более, при длительности t и количестве повышений в год n								
	t=8 ч	3 ч	1 ч	20 мин	5 мин	1 мин	20 с	1 с	0,1с
	n≤200	n≤125	n≤75	n≤50	n≤7	n≤5	n≤4**	-	-
110-330	-	-	-	$\frac{1,10}{1,10}$	-	-	$\frac{1,25}{1,25}$	$\frac{1,90}{1,50}$	$\frac{2,00}{1,58}$
500	$\frac{1,025}{1,025}$	$\frac{1,05}{1,05}$	$\frac{1,075}{1,075}$	$\frac{1,10}{1,10}$	$\frac{1,15}{1,15}$	$\frac{1,20}{1,20}$	$\frac{1,25}{1,25}$	$\frac{1,90}{1,90}$	$\frac{2,00}{1,58}$

* В числителе указаны допустимые повышения напряжения относительно земли, в знаменателе - между фазами.

** Количество повышений напряжения продолжительностью 20с должно быть не более 100 за срок 25 лет, не более 15 в течение года и не более 2 в течение 1 суток.

Примечания:

1 Указанные в табл. 1 относительные значения напряжения распространяются также на повышенные напряжения, отличающиеся от синусоиды частотой 50 Гц за счет наложения гармонических составляющих напряжения. Значения напряжения указаны для максимума повышенного напряжения в тех же относительных единицах.

2 При длительности повышения напряжения t, промежуточной между двумя значениями, приведенными в табл. 1, допустимое повышение напряжения должно быть равно указанному для больших из этих значений длительности. При значении $t = 0,1 \dots 0,5$ с. допускается повышение напряжения, равное $U_{1с} + 0,3 (U_{0,1с} - U_{1с})$, где $U_{1с}$ и $U_{0,1с}$ – допустимые повышения напряжения при длительности соответственно 1 и 0,1 с.

3 Допустимые продолжительные повышения напряжения для силовых трансформаторов классов напряжения до 35 кВ включительно мощностью до 630 кВ·А включительно устанавливаются в стандартах или технических условиях на эти трансформаторы согласно ГОСТ Р 52719-2007.

4 Для автотрансформаторов с РПН в нейтрали допускается продолжительное повышение напряжения (при мощности не более номинальной), подводимого к любому ответвлению любой обмотки более 10% сверх номинального напряжения данного ответвления при условии обеспечения контроля за возбуждением автотрансформатора в процессе его работы, которое не должно превышать 110 % нормального рабочего возбуждения.

За нормальное рабочее возбуждение принимают наибольшее из значений возбуждения автотрансформатора, имеющих место при подведении на холостом ходу к каждому из ответвлений номинального напряжения этого ответвления.

В случае вынесенного устройства РПН (например, последовательного регулировочного трансформатора) силовой трансформатор вместе с этим устройством, согласно ГОСТ Р 52719-2007, должны рассматриваться как единое целое.

5 При превышении напряжения сверх значений, указанных в примечаниях 3, 4, напряжение на любой стороне не должно превышать наибольшее рабочее напряжение.

Количество допускаемых в течение года повышений напряжения указано в таблице 1. Для длительностей 0,1 и 1 с количество повышений напряжений не регламентировано.

Независимо от значений по таблице 1, по условию нагрева магнитопровода повышение напряжения в долях номинального напряжения установленного ответвления должно быть ограничено при 20 мин до 1,15, при 20 с – до 1,3.

6. Количество превышений напряжения длительностью 20 мин не должно быть более 50 в течении одного года.

6.2 Требования по защите силовых трансформаторов (включая защиту нейтралей) от перенапряжений.

6.2.1 Защита силовых трансформаторов (включая защиту нейтралей) от перенапряжений посредством ограничителей перенапряжений (далее – ОПН) осуществляется в соответствии с документами [2, 8].

Неиспользуемые обмотки низшего и среднего напряжения силового трансформаторов, а также обмотки, временно отключенные от шин РУ в грозовой период, должны быть соединены в звезду или треугольник и защищены ОПН, включенными между вводами каждой фазы и землей согласно правилам [9]. Защита неиспользуемых обмоток низшего напряжения, расположенных первыми от магнитопровода, может быть выполнена установкой ОПН соответствующего напряжения на каждой фазе.

6.2.2 Нейтрали обмоток 110 кВ и выше автотрансформаторов и реакторов, а также трансформаторов 330 кВ и выше должны работать в режиме глухого заземления.

6.2.3 В соответствии с [9], для защиты нейтрали обмоток 110-150 кВ силовых трансформаторов, имеющих изоляцию, пониженную относительно линейного конца обмотки и допускающую работу с разземленной нейтралью, следует устанавливать ОПН, обеспечивающие защиту их изоляции и выдерживающие в течение нескольких часов квазиустановившиеся перенапряжения при обрыве фазы линии.

6.2.4 В нейтрали силового трансформатора, изоляция которой не допускает разземления, а также автотрансформатора установка разъединителей не допускается.

6.2.5 При необходимости отключения или включения разъединителем трансформатора 110 кВ, имеющего изоляцию нейтрали класса 35 кВ, работающего с изолированной нейтралью, последняя перед отключением или включением должна быть заземлена при отсутствии параллельно включённого трансформатора с заземлённой нейтралью.

6.2.6 В сетях напряжением 110 кВ и выше разземление нейтрали обмоток 110-220 кВ силовых трансформаторов, а также выбор действия релейной защиты и противоаварийной автоматики должны быть осуществлены таким образом, чтобы при различных оперативных и автоматических коммутациях (отключениях) не выделялись участки сети без трансформаторов с заземленными нейтральями.

6.3 Мероприятия по ограничению однофазных токов короткого замыкания (далее – КЗ) в сетях 110 кВ и выше.

Для ограничения однофазных токов КЗ в сетях в нейтрали автотрансформаторов может быть установлено токоограничивающее устройство по согласованию с заводом-изготовителем автотрансформатора.

6.4 Нагрузочная способность силовых трансформаторов.

6.4.1 Нагрузочная способность трансформаторов мощностью до 100 МВ·А определяется по ГОСТ 14209-85 при условиях:

1) 98°C для базовой условно постоянной температуры наиболее нагретой точки обмоток, при которой скорость расчетного износа витковой изоляции соответствует нормативному сроку службы силового трансформатора;

2) 140°C для максимальной температуры наиболее нагретой точки;

3) 105°C – максимальная допустимая температура верхних слоев масла;

4) влагосодержание твердой изоляции не выше 1% по массе при вводе силовых трансформаторов в эксплуатацию и силовых трансформаторов, прошедших капитальный ремонт, не выше 2% по массе для эксплуатируемых силовых трансформаторов.

6.4.2 Нагрев силового трансформатора при работе контролируют по температуре верхних слоев масла и температуре наиболее нагретой точки обмотки. Температура верхних слоев масла измеряется термометрами или термосигнализаторами, температура наиболее нагретой точки обмотки – индикатором температуры обмоток (реле термокопии). Температура наиболее нагретой точки обмотки при наличии системы мониторинга силового

трансформатора определяется косвенным методом (расчётом по температуре верхнего слоя масла и току нагрузки).

При установке термосигнализаторов или термометров наружной установки на силовые трансформаторы необходимо принимать меры для предотвращения попадания влаги в их гильзы и повреждения гильз при замораживании в них влаги, а также меры по предотвращению механических повреждений (деформаций) термобаллона датчика.

6.4.3 При номинальной нагрузке температура верхних слоёв масла должна быть (если организациями-изготовителями не оговорены иные температуры) у силовых трансформаторов с охлаждением ДЦ – не выше 75°C, с естественным масляным охлаждением М и охлаждением Д – не выше 95°C; у силовых трансформаторов с охлаждением Ц температура масла на входе в маслоохладитель должна быть не выше 70°C.

6.4.4 В трёхобмоточных трансформаторах, к обмоткам низкого напряжения которых подключены генераторы, должен быть организован контроль тока общей обмотки.

На неиспользуемых третичных обмотках трехобмоточных автотрансформаторов с соотношением напряжений ВН/СН менее 2 (в первую очередь при сочетаниях классов напряжений 750/500, 500/330 и 330/220 кВ) должен быть установлен контроль возбуждения магнитной системы общей части обмотки высшего напряжения по показаниям щитового киловольтметра обмотки НН.

На гидроэлектростанциях, оборудованных АСУ ТП и системой мониторинга, контроль режимов нагрузки проводится с помощью компьютеризированных систем контроля и управления.

6.4.5 Нормы продолжительных круглосуточных нагрузок (перегрузок), а также допустимых аварийных перегрузок распределительных трансформаторов и трансформаторов связи с возможным повышенным износом бумажной изоляции провода приведены в таблицах 2,3,4,5,6 и в инструкции [8] в виде допустимого коэффициента перегрузки $K_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} / I_{\text{ном}}$,

где: $I_{\text{доп}}$ – допустимый ток трансформатора, А;

$I_{\text{ном}}$ – номинальный ток трансформатора, А.

При работе трансформатора с коэффициентом трансформации, отличным от номинального, допустимый коэффициент перегрузки

$$K_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} / I_{\text{ном отв}},$$

где: $I_{\text{ном отв}}$ – номинальный ток ответвления обмотки, А.

Для указанных трансформаторов со сроком службы более 30 лет руководствоваться рекомендациями инструкции [8].

6.4.6 Значение $I_{\text{ном}}$ следует принимать по паспорту трансформатора.

Т а б л и ц а 2 – Нагрузочная способность трансформаторов

Критерии нагрузки (перегрузка)	Допустимый коэффициент перегрузки $K_{доп}$ (о.е.) при температуре охлаждающего воздуха (воды), $\Theta_{в}$ °С						
	-20	-10	0	10	20	30	40
Нормальная круглосуточная нагрузка (перегрузка)	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
Круглосуточная перегрузка с возможным повышенным износом изоляции	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

Т а б л и ц а 3 – Допустимые аварийные перегрузки

Продолжительность перегрузки, мин	Допустимый коэффициент перегрузки $K_{доп}$ (о.е.) при температуре охлаждающего воздуха (воды), $\Theta_{в}$ °С							
	-25	-20	-10	0	10	20	30	40
20 секунд	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
1	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
5	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
10	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,4
20	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,35	1,35

Таблица 4 - Допустимые аварийные перегрузки трансформаторов мощностью до 16000 кВА включительно и напряжением до 110 кВ включительно с системой охлаждения М (ONAN) со сроком эксплуатации до 30 лет.

Продолжительность перегрузки, ч	Допустимый коэффициент перегрузки $K_{доп}$ (о.е.) при температуре охлаждающего воздуха (воды), $\Theta_{в}$ °С							
	-25	-20	-10	0	10	20	30	40
0,5	2,0	1,9	1,7	1,7	1,7	1,5	1,4	1,3
1,0	1,9	2,9	1,7	1,7	1,6	1,4	1,3	1,3
2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,3
4,0	1,8	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2
8/0	1,7	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2
24,0	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2

Таблица 5 - Допустимые аварийные перегрузки трансформаторов до 100 МВА мощности с системой охлаждения М (ONAN) и Д (ONAF) со сроком эксплуатации до 30 лет.

Продолжительность перегрузки, ч	Допустимый коэффициент перегрузки $K_{доп}$ (о.е.) при температуре охлаждающего воздуха (воды), $\Theta_{в}$ °С							
	-25	-20	-10	0	10	20	30	40
0,5	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,2
1,0	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,2
2,0	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,2

4,0	1,6	1,6	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2
8/0	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2	1,1
24,0	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2	1,1

Таблица 6 - Допустимые аварийные перегрузки трансформаторов с системой охлаждения ДЦ (OFAF) и Ц (OFWF) со сроком эксплуатации до 30 лет.

Продолжительность перегрузки, ч	Допустимый коэффициент перегрузки $K_{\text{доп}}$ (о.е.) при температуре охлаждающего воздуха (воды), $\Theta_{\text{в}}$ °С							
	-25	-20	-10	0	10	20	30	40
0,5	1,6	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2
1,0	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2
2,0	1,5	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2	1,1
4,0	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1
8/0	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1
24,0	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1

6.4.7 При продолжительных перегрузках с возможным повышенным износом изоляции и при кратковременных аварийных перегрузках, в соответствии с таблицами 3,4,5,6 должны быть приняты меры по усилению охлаждения силовых трансформаторов: включены все вентиляторы дутья, резервные охладители и маслонасосы.

6.4.8 Для силовых трансформаторов мощностью свыше 100 МВ·А в соответствии с ГОСТ Р 52719-2007 (пункт 6.2.7) следует принимать коэффициенты $K_{\text{доп}}$ для продолжительных круглосуточных нагрузок (перегрузок), указанные в конструкторской документации (руководстве по эксплуатации) силовых трансформаторов конкретного типа.

6.4.9 Допустимая перегрузка силовых трансформаторов с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла Д при аварийном отключении всех вентиляторов дутья должна соответствовать системе охлаждения с естественной циркуляцией воздуха и масла М.

6.4.10 Силовые трансформаторы мощностью до 250 МВ·А с охлаждением ДЦ и Ц при аварийном прекращении искусственного охлаждения (прекращение работы вентиляторов при системе охлаждения ДЦ, циркуляции воды при системе охлаждения Ц или при одновременном прекращении работы водяных и масляных насосов при системе охлаждения Ц, вентиляторов и насосов при системе охлаждения ДЦ) необходимо вывести из работы.

6.4.11 Если однофазные силовые трансформаторы, соединенные в трехфазную группу, имеют разные напряжения КЗ (Ук) (отношение

максимального значения U_k к минимальному более 1,2), то необходимо контролировать ток по той фазе, в которой напряжение КЗ минимально.

6.4.12 Для силовых трансформаторов с направленной циркуляцией масла в обмотках (система охлаждения НЦ, НДЦ) допустимы нагрузки и перегрузки в соответствии с руководством по эксплуатации силового трансформатора организации-изготовителя.

6.4.13 Для масляных силовых трансформаторов допускается длительная перегрузка по току любой обмотки на 5% номинального тока ответвления, если напряжение на ответвлении не превышает номинального.

7 Параллельная работа трансформаторов

7.1 Параллельная работа трансформаторов допускается при условии:

- а) тождественности групп соединения обмоток;
- б) равенства коэффициентов трансформации (с предельными отклонениями согласно ГОСТ Р 52719-2007);
- в) равенства напряжений короткого замыкания (с предельными отклонениями согласно ГОСТ Р 52719-2007).

При этом не требуется особая проверка нагрузочной способности по фактору параллельной работы.

7.2 Допускается параллельная работа трансформаторов при неравных (сверх стандартных допусков) напряжениях короткого замыкания и/или коэффициентах трансформации, если ни одна из обмоток не нагружена более допустимых нагрузок по подразделу 6.4 настоящего стандарта.

7.3 Допускается параллельная работа двух- и трехобмоточных трансформаторов на всех обмотках, а также двухобмоточных с трехобмоточными, если ни одна из обмоток параллельно включенных трансформаторов не нагружается более ее допустимой нагрузки по подразделу 6.4 настоящего стандарта.

7.4 Включение трансформаторов на параллельную работу допустимо только после предварительной фазировки.

8 Организация эксплуатации силовых трансформаторов

8.1 Требования к ведению технической документации силовых трансформаторов.

8.1.1 На каждый силовой трансформатор необходимо иметь документацию организации-изготовителя, соответствующую ГОСТ Р 52719-2007.

8.1.2 При поставке силового трансформатора должна прилагаться следующая документация:

- паспорт;

- паспорта комплектующих изделий;
- руководство по эксплуатации;
- руководство по транспортированию, разгрузке, хранению, монтажу и вводу в эксплуатацию;
- технические описания и руководства по эксплуатации и ремонту важнейших составных частей в соответствии с нормативной документацией на силовые трансформаторы конкретных видов;
- протоколы заводских испытаний;
- сертификаты соответствия контрольно-измерительной аппаратуры и трансформаторного масла.

Основные технические данные и характеристики, которые должен содержать паспорт силового трансформатора, установлены ГОСТ Р 52719-2007 (приложение Е).

8.2 Монтажная и эксплуатационная документация.

8.2.1 Монтажная документация включает в себя:

- протоколы монтажных испытаний;
- акты приемки после монтажа;
- промежуточные технические акты: акты промывки системы охлаждения, акты разгрузки и установки на фундаменте, акты осмотра комплектующих перед монтажом и т.д.;
- акты скрытых работ.

8.2.2 Эксплуатационная документация включает в себя:

- местные инструкции по эксплуатации силовых трансформаторов;
- протоколы текущих испытаний силового трансформатора, вводов, масла, устройств РПН;
- протоколы испытаний до ремонта и после ремонта;
- акты осмотра активной части;
- протоколы осмотра активной части;
- ремонтная документация, включая технологические карты ремонтов;
- протоколы (отчеты), при их наличии, по комплексным диагностическим обследованиям;
- акты ремонта;
- акты расследования нарушений в работе энергообъекта, связанных с данным силовым трансформатором;
- акты технического освидетельствования силового трансформатора.

8.3 Требования к организации эксплуатации силовых трансформаторов:

- осмотр и опробование трансформаторов номинальным напряжением после монтажа или ремонта;

- включение трансформатора под рабочее напряжение;
- контроль нагрузки трансформатора и температуры верхних слоёв масла в сроки, установленные техническим руководителем филиала/ДО (энергообъекта) в зависимости от степени загрузки, времени года, назначения, места установки и технического состояния силового трансформатора;
- осмотр силовых трансформаторов в сроки, установленные техническим руководителем филиала/ДО (энергообъекта), в зависимости от фактической необходимости мероприятий по контролю, степени загрузки, времени года, паводковых прогнозов, назначения, места установки и технического состояния силового трансформатора;
- проведение внеочередных осмотров при резких изменениях погодных условий и при каждом отключении силового трансформатора действием газовой или дифференциальной защит по указанию технического руководителя филиала/ДО (энергообъекта).

8.4 Мероприятия по организации эксплуатации силовых трансформаторов.

8.4.1 Мероприятия по организации эксплуатации силовых трансформаторов должны включать:

- ведение технической документации;
- диагностическое обследование трансформаторов в процессе эксплуатации с использованием современных лицензированных технических средств;
- планирование сроков и объемов работ;
- распределение обязанностей персонала;
- мероприятия по обеспечению безопасной эксплуатации;
- разработку должностных инструкций персонала, проводящего техническое обслуживание и ремонт;
- организацию и проведение расследований нарушений;
- ведение учета технологических нарушений;
- ведение учета выполнения профилактических противоаварийных и противопожарных мероприятий;
- организацию работы с персоналом;
- охрану труда и неукоснительное соблюдение техники безопасности;
- навыки в выполнении производственных операций.

8.5 Меры безопасности, в том числе пожарной, при эксплуатации силовых трансформаторов должны выполняться согласно правилам [7, 10].

9 Осмотр силовых трансформаторов

9.1 В объём технического обслуживания силовых трансформаторов входят очередные и внеочередные осмотры. Работающие силовые трансформаторы следует осматривать с соблюдением правил безопасности согласно правилам [10].

9.2 Очередные осмотры силовых трансформаторов (без их отключения) производятся в следующие сроки:

- в электроустановках с постоянным дежурным персоналом – 1 раз в сутки;
- в электроустановках без постоянного дежурного персонала – не реже 1 раза в месяц, на трансформаторных пунктах – не реже 1 раза в 6 месяцев.

9.3 Оперативные переключения и осмотры должен выполнять оперативный персонал, периодические осмотры – лица, отвечающие за безопасную эксплуатацию силовых трансформаторов.

9.4 В зависимости от местных условий, конструкции и состояния силовых трансформаторов, указанные сроки осмотров силовых трансформаторов без отключения могут быть изменены.

9.5 При осмотрах силовых трансформаторов следует контролировать:

- состояние изоляторов, крышек высоковольтных вводов, установленных в комплектации силового трансформатора ОПН, разъединителей заземления нейтрали и ее ОПН, определяя отсутствие трещин путём оценки перекосов, сколов и загрязнений, следов электрической дуги, коронирования;
- целостность и исправность манометров и указателей наличия потока (в системах охлаждения), устройств пленочной и азотной защит, вводов, термосигнализаторов и термометров, маслоуказателей, газовых реле, мембраны выхлопной трубы, клапанов сброса давления;
- положение автоматических отсечных клапанов на трубе к расширителю;
- состояние индикаторного силикагеля в воздухоосушителях, наличие масла в масляном затворе;
- отсутствие течей масла и механических повреждений на силовом трансформаторе и его узлах;
- исправность заземляющих устройств трансформатора, разъединителя заземления нейтрали и шкафов автоматики охлаждения трансформатора;
- исправность системы охлаждения;
- уровень масла в расширителях бака силового трансформатора, устройства РПН и вводов;

- давление масла в герметичных вводах;
- давление масла и воды в системах охлаждения с принудительной циркуляцией воздуха и масла с ненаправленным потоком масла (ДЦ), принудительной циркуляцией воды и масла с ненаправленным потоком масла (Ц), принудительной циркуляцией воды и масла с направленным потоком масла (НЦ);
- отсутствие газа в газовом реле;
- содержание газа и воды в масле (при наличии приборов контроля);
- счетчики числа срабатываний и ток утечки ОПН (разрядников);
- наличие ЧР за наблюдаемый период (при наличии приборов контроля);
- исправность сигнализации циркуляции масла, охлаждающей воды, останова вентиляторов, включения резервного охладителя или источника питания. При неисправной сигнализации не разрешается оставлять силовые трансформаторы с системами охлаждения ДЦ, Ц, НЦ в работе;
- исправность коммутационных аппаратов и устройств обогрева шкафов автоматики охлаждения трансформатора;
- разность температур масла на входе и выходе из охладителя Ц (НЦ);
- состояние гравийно-щебёночной засыпки маслоприёмника под силовым трансформатором или огнепреграждающего барьера из камней на горловине маслоприёмника;
- исправность и готовность систем пожаротушения;
- уровень смеси дренажных вод и масла в баке аварийного слива масла (в маслоприёмнике).

10 Техническое обслуживание силовых трансформаторов

10.1 Контроль системы охлаждения силовых трансформаторов.

10.1.1 Для силовых трансформаторов с системой охлаждения Д допускается работа с отключенным дутьем, если температура верхних слоев масла не превышает 55°C и нагрузка меньше номинальной. Дутье должно включаться автоматически при достижении температуры масла 55°C или при достижении номинальной нагрузки вне зависимости от температуры масла, если не оговорено иначе в конструкторской документации (руководстве по эксплуатации).

Дутье должно автоматически отключаться при снижении температуры масла до 50°C, если при этом нагрузка меньше номинальной.

Условия работы силовых трансформаторов с отключённым дутьём должны быть определены в конструкторской документации (руководстве по эксплуатации).

10.1.2 На силовых трансформаторах с принудительной циркуляцией воздуха и масла (охлаждение вида ДЦ, НДЦ) и на силовых трансформаторах с принудительной циркуляцией воды и масла (охлаждение вида Ц, НЦ) устройства охлаждения должны автоматически включаться (отключаться) одновременно с включением (отключением) силового трансформатора, если не оговорено иначе в конструкторской документации (руководстве по эксплуатации). Принудительная циркуляция масла должна быть непрерывной независимо от нагрузки. Порядок включения (отключения) системы охлаждения должен быть определен в конструкторской документации (руководстве по эксплуатации). При номинальной нагрузке разность температур масла на входе и выходе из охладителя Ц (НЦ) должна быть не менее 10°C.

Не допускается эксплуатация силовых трансформаторов с искусственным охлаждением без включённых в работу устройств сигнализации о прекращении циркуляции масла, охлаждающей воды или об останове вентиляторов.

10.1.3 Допускается работа силовых трансформаторов, имеющих охлаждение ДЦ или Ц, при полном или частичном отключении вентиляторов или прекращении циркуляции воды с сохранением циркуляции масла с нагрузкой до номинальной включительно определяется положениями заводской документации.

Не допускается эксплуатация трансформаторов и реакторов с искусственным охлаждением без включенных в работу устройств сигнализации о прекращении циркуляции масла, охлаждающей воды или об останове вентиляторов.

10.1.4 Система циркуляции воды должна быть включена после включения рабочих масляных насосов при температуре верхних слоёв масла не ниже 15°C и отключена при понижении температуры масла до 10°C, если иное не оговорено в конструкторской документации (руководстве по эксплуатации).

Должны быть предусмотрены меры для предотвращения замораживания маслоохладителей, насосов и водяных магистралей.

10.2 Включение и отключение силового трансформатора в зимнее время.

10.2.1 Включение силового трансформатора на номинальную нагрузку допускается:

- с системами охлаждения М и Д при любой отрицательной температуре воздуха;
- с системами охлаждения ДЦ и Ц при температуре окружающего воздуха не ниже минус 25°C. При более низких температурах силовой трансформатор должен быть предварительно прогрет включением на нагрузку около 0,5 номинальной без запуска системы циркуляции масла до достижения температуры верхних слоев масла минус 25°C, после чего должна быть включена система циркуляции масла. В аварийных условиях допускается включение силового трансформатора на полную нагрузку независимо от температуры окружающего воздуха;
- с системой охлаждения НЦ (с направленным потоком масла в обмотках) в соответствии с конструкторской документацией (руководством по эксплуатации).

10.2.2 Циркуляционные насосы у силовых трансформаторов с охлаждением ДЦ и Ц следует включать при температуре масла не ниже минус 25°C, а насосы с экранированным статором (серии ЭТЦЭ) – при температуре не ниже минус 20°C.

10.2.3 При наличии в системе охлаждения Ц, НЦ пускового насоса, при температуре ниже минус 10°C сначала включают пусковой насос, затем рабочие насосы.

10.2.4 В зимнее время во избежание замораживания воды в трубках охладителей включение водяного насоса допустимо после прогрева масла и достижения им температуры не ниже 15°C на входе в охладитель.

10.2.5 В зимнее время при отключении силового трансформатора с системами охлаждения Ц, НЦ должен быть обеспечен спуск воды из охладителей или утепление их с проведением других мероприятий во избежание замораживания.

10.3 Эксплуатация трансформаторного масла.

10.3.1 Трансформаторные масла должны иметь сертификаты качества или паспорта организации-изготовителя.

10.3.2 Масло, не соответствующее требованиям стандартов или технических условий на них, не допускается заливать в трансформаторы.

10.3.3 Свежие масла, подготовленные к заливке в новые трансформаторы, регенерированные и очищенные масла, подготовленные к заливке в трансформаторы после их ремонта и эксплуатационные масла должны быть подвергнуты анализу согласно СТО РусГидро 02.01.112-2015 и документу [1].

10.3.4 Силовые трансформаторы напряжением 110 кВ и выше, вводимые в эксплуатацию впервые или после капитального ремонта, следует заливать (доливать) трансформаторным маслом под вакуумом согласно таблице 7.

Таблица 7 – Остаточное давление при заливке масла в силовые трансформаторы, впервые вводимые в эксплуатацию или после капитального ремонта

Класс напряжения трансформатора, кВ	Наличие плёночной защиты	Остаточное давление в баке, мм. рт. ст., не более
110, 150	Нет	410
110, 150	Да	5
220-500	Нет	10
220-500	Да	5

10.3.5 Для трансформаторов с сильно изношенной бумажной изоляцией обмоток указанная в таблице 7 степень вакуумирования может быть опасной (при снижении степени полимеризации до 400 ед.). Для такой изоляции перед заливкой надо отбирать пробу изоляции для оценки степени полимеризации.

Технология обработки масла (включая степень вакуумирования) при состарившейся твердой изоляции должна быть выбрана по решению технического руководителя филиала/ДО (энергообъекта).

10.3.6 Проверка масла из бака контакторов устройств РПН должна выполняться согласно п.10.5.20 настоящего стандарта.

10.4 Эксплуатация фильтров непрерывной очистки трансформаторного масла.

10.4.1 Применение фильтров непрерывной очистки трансформаторного масла является одним из средств поддержания в пределах норм [1] характеристик изоляции в процессе эксплуатации.

10.4.2 В соответствии с ГОСТ Р 52719-2007 масляные трансформаторы с массой масла свыше 1000 кг должны быть снабжены фильтрами: термосифонными – при видах охлаждения М и Д, адсорбционными – при остальных видах систем охлаждения, комбинированными системами охлаждения М/Д/Ц (совместное наличие термосифонных и адсорбционных фильтров).

В силовых трансформаторах с принудительной циркуляцией масла в системе охлаждения типа Ц и ДЦ совместно с адсорбционными фильтрами для задержки механических частиц применяются маслоочистительные фильтры, установленные в трубопроводе напорной линии системы охлаждения.

10.4.3 Фильтры непрерывной очистки заполняются гранулированным крупнозернистым силикагелем марки КСКГ, изготавливаемым в соответствии с ГОСТ 3956-76.

10.4.4 Для силовых трансформаторов мощностью более 630 кВ·А с массой трансформаторного масла до 30 т количество сорбента в фильтрах непрерывной очистки составляет порядка 1% от массы залитого масла, а для трансформаторов, в которых масса масла свыше 30 т, количество сорбента составляет порядка 0,8%.

10.4.5 Сорбенты в термосифонных и адсорбционных фильтрах для силовых трансформаторов мощностью свыше 630 кВ·А согласно правилам [2] должны заменяться при достижении значения кислотного числа 0,1 мг КОН/г масла, а также при появлении в масле растворённого шлама, водорастворимых кислот, и (или) повышения тангенса угла диэлектрических потерь масла выше указанных в документе [1]. Наряду с указанными требованиями следует руководствоваться также инструкциями организаций-изготовителей электрооборудования, если они не противоречат требованиям [1].

10.4.6 С целью обеспечения эксплуатации трансформаторного масла в зоне допустимых значений контролируемых показателей в течение всего срока службы без проведения специальных ремонтных мероприятий по регенерации или замене трансформаторного масла и продлении срока службы бумажной изоляции обмоток для силовых трансформаторов напряжением 220 кВ и выше, снабжённых плёночной защитой масла, целесообразно:

- проводить внеочередную замену силикагеля в фильтрах непрерывной очистки масла при увеличении тангенса угла диэлектрических потерь изоляции обмоток $\text{tg}\delta$ более чем на 50% относительно значений при вводе силового трансформатора в работу, в том числе при значениях $\text{tg}\delta$ менее 1,0%;
- в дополнении к действующим требованиям правил [2] принимать значение кислотного числа 0,05 мг КОН/г и значение мутности масла 80 м^{-1} .

10.4.7 Проверка и смена сорбента в термосифонных и адсорбционных фильтрах и воздухоосушителе.

При изменении цвета индикаторного силикагеля произвести его замену одновременно с техническим сорбентом. При замене сорбента в воздухоосушителе обеспечить заполнение гидрозатвора маслом в соответствии с требованиями организации-изготовителя.

10.5 Мероприятия по оперативно-техническому обслуживанию силовых трансформаторов.

10.5.1 Перед включением силового трансформатора после монтажа или ремонта необходимо проверить:

- исправность манометров, уровень масла в маслоуказателе расширителя, в маслоуказателях маслonaполненных вводов, наличие давления в герметичных вводах;

- работу термометров и термосигнализаторов. Проверку цепей термосигнализаторов производят путем перевода вручную стрелок-установок максимальной и минимальной температуры;

- правильное положение кранов и задвижек системы охлаждения и кранов расширитель-бак контактора (все краны должны быть открыты);

- наличие и надежность заземлений;

- соответствие указателей положения всех переключателей;

- наличие и надежное подсоединение к линейным выводам и нейтрали ОПН, входящих в схему защиты трансформатора. Включение на номинальное напряжение с неподсоединенными к сети (холостыми) обмотками не допускается;

- состояние подсоединений всех цепей силовых и контрольных кабелей (вторичные обмотки трансформаторов тока должны быть обязательно замкнуты на приборы или закорочены);

- отсутствие воздуха в газовом реле;

- положение переключателей, блоков и накладок на панели защиты трансформатора под запись в журнале дежурного;

- действие механизмов блокировки выключателей;

- производить включение силового трансформатора под напряжение с защитами, задействованными на отключение;

- сигнальные контакты газового реле следует включить на отключение на время включения выключателя, а после включения выключателя перевести на сигнал;

- перед включением силового трансформатора, оснащенного системой мониторинга, включить систему мониторинга;

- фазировку трансформатора с сетью.

10.5.2 Если трансформатор простоял в отключённом состоянии более трёх месяцев, перед опробованием силового трансформатора необходимо:

- произвести физико-химический анализ масла из бака силового трансформатора после принудительной циркуляции масла не менее 3-х часов в соответствии с требованиями [1 (таблица 25.4)], и из бака контактора согласно руководству по эксплуатации устройства РПН;

- измерить сопротивление изоляции и tgδ обмоток трансформатора;

- измерить сопротивление постоянному току обмоток в рабочем положении устройства РПН и/или устройств переключения без возбуждения

(далее – ПБВ), предварительно сделав не менее 5 полных циклов переключений с контролем нагрева электродвигателя привода РПН;

- произвести измерение потерь холостого хода силового трансформатора при пониженном напряжении;
- произвести проверку на общее газосодержание.

10.5.3 Включение силового трансформатора под напряжение производить не ранее чем через 12 ч после последней доливки масла для силовых трансформаторов 110-500 кВ и не ранее 48 часов после монтажа термосифонного или абсорбционного фильтров.

Включение трансформатора на номинальное напряжение следует производить только при удовлетворительных результатах монтажа, испытаний, наладки и оформления технической документации.

Перед опробованием трансформатора на холостом ходу необходимо произвести внешний осмотр трансформатора на отсутствие повреждений, течи масла, посторонних предметов, пыли и грязи на внешней поверхности изоляторов вводов и баке.

Убедиться в отсутствии скоплений воздуха под крышками термосифонных и абсорбционных фильтров.

10.5.4 При работе силовых трансформаторов, снабженных устройством РПН с блоком автоматического управления приводом РПН, должны быть обеспечены вывод БАУ РПН из работы и выдача сигнализации неисправности при:

- невыполнении команды на переключение (застревании контактов избирателя в промежуточном положении, неисправности приводного механизма);
- выходе из строя БАУ РПН;
- исчезновении питания привода устройства РПН и БАУ РПН.

10.5.5 При параллельной работе силовых трансформаторов, снабженных устройствами РПН с БАУ РПН, должны быть дополнительно обеспечены вывод БАУ РПН из работы и сигнализация неисправности при рассогласовании коэффициентов трансформации силовых трансформаторов.

10.5.6 Блок автоматического управления при его повреждении должен быть отключен, устройство РПН следует перевести на дистанционное управление.

10.5.7 При отказе схемы дистанционного управления устройство РПН следует перевести на местное управление (при наличии последнего) и принять срочные меры по выявлению и устранению неисправности.

10.5.8 Переключение устройств РПН силового трансформатора, находящегося под напряжением, вручную (рукояткой) запрещается.

10.5.9 В схеме управления устройств РПН должны быть постоянно включены блокировки, не позволяющие производить переключение устройства при токе, превышающем допустимый ток для данного переключающего устройства, возникновении рассогласования положений у однофазных устройств РПН и при понижении температуры масла в контакторе резисторных устройств РПН ниже минус 25°C.

10.5.10 При осмотрах дежурным персоналом реакторных устройств РПН (устройств РПН с токоограничивающими реакторами) необходимо обращать внимание на следующее:

- соответствие положений на указателях в приводном механизме и щите управления;
- соответствие положений на указателях приводных механизмов параллельно работающих силовых трансформаторов;
- строгое соответствие фиксированному положению приводного механизма;
- уровень масла в баке контакторов (он должен быть в пределах отметок, нанесенных на маслоуказателе);
- внешнее состояние доступных осмотру элементов устройства РПН.

10.5.11 При осмотре дежурным персоналом резисторных устройств РПН (быстродействующих устройств РПН с токоограничивающими резисторами) необходимо обращать внимание на следующее:

- соответствие положений на указателях в приводном механизме и щите управления;
- соответствие положений на указателях приводных механизмов на устройствах РПН, имеющих пофазное управление, и параллельно работающих силовых трансформаторов;
- строгое соответствие фиксированному положению приводных механизмов в пределах допусков по лимбу;
- наличие необходимого уровня масла в отсеке расширителя или баке контакторов,
- уплотнение заглушек и разъемов (течи масла недопустимы);
- состояние защитной мембраны бака контактора;
- работу обогревателей в приводах и шкафах управления обогревом (в зимний период);
- внешнее состояние доступных осмотру элементов устройства РПН.

10.5.12 Переключающими устройствами РПН силовых трансформаторов разрешается оперировать при температуре верхних слоев масла минус 20 °С и выше для погружных резисторных устройств РПН и минус 45°C и выше для устройств РПН с токоограничивающими реакторами,

а также для переключающих устройств с контактором, расположенным на опорном изоляторе вне бака силового трансформатора и оборудованным устройством искусственного подогрева.

10.5.13 Эксплуатационный персонал обязан вести учет работы устройств РПН. Количество переключений, проведенных переключающим устройством и зафиксированное счетчиком, установленным в приводе, следует периодически (не реже 1 раза в месяц) записывать в журнал или паспорт устройства РПН.

10.5.14 Ревизия элементов схемы управления приводом проводится согласно руководству по эксплуатации организаций-изготовителей, но не реже 1 раза в год. Блок автоматического управления - необходимо проверять:

- состояние всех электрических контактных соединений (при необходимости провести регулировку);
- исправность конечных выключателей;
- исправность блока автоматического управления и стабильность его уставок.

10.5.15 Наблюдение за приводным механизмом заключается в его периодических осмотрах, во время которых подтягиваются ослабевшие винты и гайки, проверяется состояние контактов реле и других приборов, наличие смазки на трущихся деталях механизма и в масленках.

10.5.16 При эксплуатации приводных механизмов EM-1 устройств РПН серий SAV, SCV, SDV, изготовленных до 1983 года и установленных на трансформаторах АОДЦТН-167000/500/220, АТДЦТН-250000/500/110, следует:

- обеспечить герметичность шкафов, обращая внимание на уплотнения кабельных вводов и дверцы шкафа;
- регулярно (два раза в год) производить осмотры и чистку аппаратуры, установленной в шкафу;
- периодически контролировать исправность устройств обогрева;
- проводить проверку и очистку от коррозии магнитных пускателей (после обнаружения потери герметичности шкафов привода).

10.5.17 Через каждые 6 месяцев следует смазывать наружные трущиеся узлы и детали привода РПН незамерзающей смазкой.

10.5.18 На трансформаторах с выносными разрядниками, защищающими обмотку РО, один раз в год проверять исправность выносных разрядников перед наступлением грозового периода.

При всех работах на контакторе и выносном разряднике необходимо проверять отсутствие воздуха в опорных изоляторах под разрядниками, для чего следует отвинчивать пробки до появления масла.

10.5.19 После монтажа, каждой ревизии или длительного отключения силового трансформатора, а также в случае длительного отсутствия переключений РПН (более 6 месяцев) необходимо проводить прокрутку избирателя ответвлений по всем положениям не менее 5 раз для снятия пленки окислов с контактных поверхностей.

10.5.20 Масло из бака контакторов устройств РПН следует испытывать на наличие влаги и на пробивное напряжение через каждые 5 тыс. переключений, но не реже 1 раза в год, если иное не указано в конструкторской документации (руководстве по эксплуатации) данного устройства РПН. Минимальное пробивное напряжение указано в таблице 8, если оно не указано организацией-изготовителем устройства РПН. При снижении пробивного напряжения масла ниже указанного в таблице 8, а также после числа переключений, оговоренного в руководстве по эксплуатации организации-изготовителя, масло должно быть заменено.

Масло проверяют на количественное влагосодержание, если этого требует руководство по эксплуатации, причем при влагосодержании выше нормы масло должно быть заменено.

Таблица 8 – Пробивное напряжение трансформаторного масла в баке контакторов

Тип устройства РПН	Пробивное напряжение, кВ, не менее	
	в контакторе	для заливки
РНТ, РНО	22	30
РНОА на 35 кВ	30	40
РНОА на 110 кВ	35	50
РНОА на 220-330 кВ	40	50
РС	25	40
SAV, SCV, SDV	30	50

Замену масла и промывку контактора проводить по руководствам по эксплуатации организации-изготовителя. При замене масла из бака контактора удалять продукты разложения масла.

10.5.21 Текущие ремонты устройств РПН с выводом их из работы проводить совместно с текущими ремонтами силовых трансформаторов, а также после определенного числа переключений, указанных в руководстве по эксплуатации организации-изготовителя на данный тип устройства РПН.

Внеочередные осмотры контакторов устройств РПН проводить в сроки, указанные в руководстве по эксплуатации организации-изготовителя.

10.5.22 Для устройств РПН типа ЗРНОА-110/1000, установленных на автотрансформаторах типа АДЦТН-200000/220/110, АДЦТН-200000/330/110 и АДЦТНГ-125000/220 из-за перегревов контактов избирателя с последующим пробоем масляных промежутков, а также разложения масла и выпадения шлама от подогревателей необходимо проводить отбор проб масла из избирателя для хроматографического анализа газов, растворенных в масле.

10.5.23 При испытании силовых трансформаторов, снабженных устройством РПН, перед включением их в работу после монтажа или капитального ремонта следует на холостом ходу провести два-три полных цикла переключений для проверки работы устройства РПН.

10.6 Включение силового трансформатора в сеть.

10.6.1 Включение в сеть силового трансформатора должно осуществляться толчком на полное напряжение.

Силовые трансформаторы, работающие в блоке с генератором, могут включаться вместе с генератором подъёмом напряжения с нуля.

10.6.2 Первое включение под напряжение толчком силовых трансформаторов следует проводить 2-3 раза, после чего силовой трансформатор оставить на холостом ходу на 2 ч. После этого силовой трансформатор можно нагружать при отсутствии замечаний к работе трансформатора (вибрации, шумы и т.д.).

10.6.3 При включении в работу силового трансформатора с охлаждением Ц, НЦ необходимо сначала включить масляный насос, а затем водяной (или открыть задвижки по воде), отключают в обратном порядке.

10.6.4 При обнаружении дефекта предохранительного клапана он подлежит замене, ремонт недопустим (допускается замена уплотнения клапана).

11 Порядок действий персонала при неисправности силовых трансформаторов.

11.1 Оперативный персонал, обнаружив при осмотре какую-либо неисправность силового трансформатора (течь масла или недостаточный его уровень в расширителе, понижение уровня масла во вводе, трещина на вводе, недопустимый нагрев верхних слоев масла, нарушения работы системы охлаждения, повышенный шум (относительно аналогичных трансформаторов РУ, вибрация и пр.) обязан поставить в известность непосредственного руководителя. Сведения о неисправности необходимо внести в соответствующие журналы.

11.2 При обнаружении неисправности в силовом трансформаторе, устранение которой без отключения силового трансформатора невозможно, решение о выводе в ремонт принимается техническим руководителем филиала/ДО (энергообъекта) по согласованию с соответствующим диспетчерским центром системного оператора, если силовой трансформатор является объектом диспетчеризации.

11.3 При медленном снижении уровня масла в расширителе ниже нормальной отметки или если уровень масла в расширителе не меняется в процессе снижения нагрузки или понижения температуры окружающего воздуха, необходимо принять меры к выяснению и устранению причин неисправности, наружным осмотром проверить отсутствие течей масла на трансформаторе. В случае необходимости в сроки, установленные техническим руководителем филиала/ДО (энергообъекта), вывести силовой трансформатор в ремонт для устранения неисправности и доливки масла в трансформатор.

11.4 Если из-за сильной течи уровень масла в трансформаторе быстро снижается, необходимо принять срочные меры по устранению течи, вывести трансформатор в ремонт для доливки масла в силовой трансформатор.

11.5 При снижении уровня масла (быстром или медленном) запрещается переводить цепь отключения газовой защиты на сигнал.

При работе реле уровня масла на сигнал принять меры к отключению силового трансформатора, выявлению и устранению причины появления сигнала.

После устранения неисправности и/или окончания доливки необходимо выпустить скопившийся воздух из газового реле и отсечного клапана, если его конструкцией предусмотрена такая возможность.

11.6 При увеличении уровня масла в расширителе силового трансформатора выше нормальной отметки и прохождении сигнала «Высокий уровень в расширителе» в процессе увеличения нагрузки или повышения температуры окружающего воздуха необходимо принять меры к понижению температуры масла за счет системы охлаждения, снизить нагрузку, не допуская дальнейшего повышения температуры.

11.7 При появлении сигнала о повышении температуры масла или о прекращении циркуляции масла, воды или останова вентиляторов дутья обслуживающий персонал обязан выяснить причину неисправности и принять меры по ее устранению. При невозможности устранить неисправность трансформатор необходимо вывести из работы.

11.8 При срабатывании газового реле на сигнал должен быть произведен наружный осмотр силового трансформатора, отобран газ из газового реле для

анализа. Для обеспечения безопасности персонала при отборе газа из газового реле и выявления причины его срабатывания должны быть произведены разгрузка и отключение силового трансформатора. Время выполнения мероприятий по разгрузке и отключению должно быть минимальным.

Если газ в реле негорючий, отсутствуют признаки повреждения силового трансформатора, а его отключение вызвало недоотпуск электроэнергии, силовой трансформатор может быть немедленно включён в работу до выяснения причины срабатывания газового реле на сигнал. Продолжительность работы силового трансформатора в этом случае устанавливается техническим руководителем филиала/ДО (энергообъекта).

По результатам анализа газа из газового реле, хроматографического анализа масла, других измерений (испытаний) необходимо установить причину срабатывания газового реле на сигнал, определить техническое состояние силового трансформатора и возможность его нормальной эксплуатации.

11.9 В случае автоматического отключения силового трансформатора действием защит от внутренних повреждений он может быть включён в работу только после осмотра, испытаний, анализа газа, масла и устранения выявленных нарушений.

При отключении трансформатора (автотрансформатора) действием резервных защит (защиты от внутренних повреждений не действовали), повторное включение отключившегося трансформатора (автотрансформатора) должно проводиться после его осмотра и анализа работы защит.

Если отключение трансформатора 110 кВ и ниже привело к отключению нагрузки потребителей, недопустимой перегрузке ЛЭП, электросетевого оборудования, его включение выполняется без осмотра.

11.10 Если после отключения силового трансформатора газовой защитой проверка показала, что действие защиты вызвано внутренним повреждением, то повторное включение силового трансформатора запрещено.

11.11 При обнаружении признаков повреждения устройств РПН и ПБВ необходимо производить измерения активного сопротивления обмотки ВН:

- для устройств РПН без предизбирателя – на всех положениях;
- для устройства РПН с предизбирателем – на половине диапазона регулирования и в обоих положениях предизбирателя.

Значения сопротивлений, полученные на одинаковых ответвлениях разных фаз, не должны отличаться друг от друга более чем на 2% при одинаковой температуре. Если в паспорте силового трансформатора указано

различие по фазам более 2%, то это должно быть учтено при сравнении и оговорено в протоколе измерений.

11.12 При обнаружении в устройстве РПН типа ЗРНОА-110/1000 в пробе масла диагностических газов, продуктов разложения масла и изоляции, более предусмотренных в [1,3], принять меры к выводу силового трансформатора в ремонт с последующей ревизией контактора и избирателя. При этом необходимо:

- проверить плотность бака контактора во избежание попадания в бак избирателя газов, образующихся при работе контактора. Для этого слить масло из контактора, извлечь выемную часть, вытереть насухо полость бака. Убедиться в отсутствии проникновения масла из бака избирателя в бак контактора через уплотнения или пропускной вентиль между контактором и избирателем. В случае поступления масла восстановить плотность бака контактора. Вентиль на патрубке между избирателем и контактором должен быть надежно закрыт. Если между двумя последними отборами проб масла на хроматографический анализ переключения РПН не производились, плотность контактора допускается не проверять;

- провести ревизию избирателя с полным сливом масла. Во время ревизии проверить состояние поворотно-дисковых затворов, вентилях, контактов, контактное нажатие в соответствии с конструкторской документацией (руководством по эксплуатации). Поврежденные элементы заменить.

11.13 Значения, продолжительность и количество повышений напряжения длительностью 20 мин и более подлежат обязательной регистрации оперативным персоналом. При наличии системы мониторинга силовых трансформаторов данные значения должны регистрироваться автоматически.

11.14 Дополнительные указания, связанные с одновременным воздействием повышенного напряжения на несколько видов электрооборудования и с организационно-техническими мероприятиями по предупреждению повышений напряжения сверх указанных норм, приведены в правилах [2].

12 Испытания силовых трансформаторов в эксплуатации

12.1 Виды испытаний силовых трансформаторов в эксплуатации:

- при вводе в эксплуатацию;
- при капитальном ремонте;

- при текущем ремонте;
- между ремонтами.

12.2 Испытания при вводе в эксплуатацию (в том числе после восстановительного ремонта) проводят в период монтажа и после него на месте установки.

12.3 При капитальном ремонте, при сдаче в капитальный ремонт, в процессе ремонта и после ремонта силовой трансформатор должен подвергаться испытаниям по предварительно утвержденной программе. Приемочно-сдаточные испытания определены ГОСТ Р 52719-2007.

12.4 Объем и периодичность испытаний и измерений при текущем ремонте и между ремонтами в соответствии с нормами [1].

12.5 Результаты испытаний сравнивают с установленными нормами, с результатами заводских измерений, с данными предыдущих измерений.

12.6 Результаты всех испытаний должны быть оформлены протоколом. В протоколе, помимо результатов испытаний и измерений, должны быть указаны методы, приборы и схемы, по которым проводят испытания, температуры обмоток, масла и т.п. Эти данные необходимы для сопоставления результатов испытаний, проведенных в разное время.

12.7 Протоколы испытаний хранят в течение всего времени эксплуатации силового трансформатора на гидроэлектростанции.

13 Ремонт силовых трансформаторов

13.1 При капитальном ремонте определяется техническое состояние основных узлов:

- магнитопровод;
- обмотки и изоляция;
- переключающие устройства ПБВ (при их наличии);
- переключающие устройства РПН (при их наличии);
- бак и расширитель;
- предохранительные устройства;
- контрольно-измерительная аппаратура;
- вводы 110-500 кВ и изоляторы 6-35 кВ;
- средства защиты масла от соприкосновения с окружающим воздухом;
- система охлаждения;
- шкафы автоматического управления охлаждением (при их наличии);
- система предотвращения взрыва и пожара (при наличии);
- система автоматического пожаротушения (при наличии);

- состояние подвесных изоляторов шинных мостов высокого напряжения и спусков от портала к вводам трансформатора.

13.2 Техническое состояние силового трансформатора, основных узлов и элементов контролируется при ремонте по следующим показателям.

13.2.1 Магнитопровод:

- наличие местных перегревов, забоин и шлакообразования;
- состояние изоляции и схемы заземления;
- состояния прессовки магнитопровода;
- сопротивление изоляции стержневых шпилек относительно магнитной системы;

- сопротивление изоляции ярмовых балок относительно магнитной системы (при снятых заземляющих шинках) или сопротивление изоляции полубандажей и подъемных пластин относительно активной стали магнитопровода (у магнитных систем безшпилечной конструкции);

- состояние схемы заземления магнитопровода: заземляющих шинок и качества их установки.

13.2.2 Обмотки и изоляция:

- усилия прессовки обмоток (для каждого прессующего кольца);
- результаты внешнего осмотра на предмет отсутствия соприкосновения межфазовой изоляции с обмотками и отводами;

- расстояние от межфазовой изоляции до прессующих колец и других заземленных частей магнитопровода;

- проверка крепления экранирующих витков;

- проверка крепления отводов, состояния паек контактных соединений, затяжки гаек разъёмных соединений отводов;

- состояние бакелитовых цилиндров, экранов вводов, крепления реек изоляционных барьеров и экранов;

- проверка отсутствия замыканий между прессующими кольцами (при отдельной прессовке), а также между прессующими кольцами и активной сталью магнитопровода, касания изоляционными цилиндрами и рейками прессующих колец.

13.2.3 Переключающие устройства ПБВ:

- состояние контактного узла и привода;

- состояние контактных пружин, проверка усилия, развиваемого контактными пружинами в устройствах ПБВ барабанного типа.

13.2.4 Переключающие устройства РПН:

- внешний осмотр контактора с проверкой состояния связи контактора с газовым реле и расширителем;

- проверка маслоуказателя контактора и определение целостности диафрагмы (мембраны) защитного устройства бака контактора;
- проверка цвета силикагеля в воздухоосушителе контактора;
- осмотр избирателя с проверкой состояния механической передачи, пружин контактов, изоляционных деталей и токопроводов, резьбовых соединений и контактных поверхностей;
- определение параметров качества трансформаторного масла в баке контакторов;
- измерение характеристик круговой диаграммы последовательности действия элементов устройства РПН после ремонта в соответствии с инструкцией организации-изготовителя РПН;
- проверка состояния контактов устройств РПН по толщине контакта или вольфрамовой контактной накладки (в устройствах типа SAV, SCV, SDV);
- измерение усилия нажатия в контактах контакторов;
- измерение значений сопротивления токоограничивающих резисторов;
- опробование устройств РПН на предмет отсутствия заеданий после сборки трансформатора и соединения устройства с его приводом (с помощью ручного привода по всему диапазону регулирования);
- осциллографирование работы контактов контактора;
- проверка работы системы автоматического управления работой устройства РПН, дистанционного управления приводом;
- проверка привода устройства: состояние всех крепежных соединений; наличие смазки в масленках подшипников и между трущимися частями механизма и редуктора; правильность остановки привода в выбранном положении и работы крайних электрических и механических блокировок, а также блокировки электродвигателя при установленной рукоятке ручного привода; сопротивление изоляции электрических цепей; проверки работы дистанционного указателя положения устройства, действие нагревателей и командных кнопок.

Проводить в период текущих ремонтов ежегодное переключение устройств РПН и ПБВ во всем диапазоне не менее 10 раз в процессе остывания масла.

13.2.5 Бак и расширитель:

- наружный осмотр;
- чистка;
- проверка состояния сварных швов;
- спуск грязи из расширителя, доливка масла в случае необходимости, проверка маслоуказателя;

- проверка соответствия уровня масла в расширителе по указанию маслоуказателя;

- испытания на маслоплотность.

13.2.6 Предохранительные устройства:

- проверка соединений и пружин каждого предохранительного клапана;
- проверка состояния и крепления соединительных проводов, электромагнита и кнопки отсечного клапана;

- измерения сопротивления изоляции обмотки электромагнита и соединительных проводов;

- проверка срабатывания отсечного клапана;

- осмотр и испытания на маслоплотность предохранительной трубы;

- проверка целостности мембраны выхлопной трубы или предохранительного клапана;

- проверка работы реле давления, газового и защитного реле.

13.2.7 Контрольно-измерительная аппаратура:

- проверка соответствия взаимного положения рычага и стрелки маслоуказателя и проверки замыкания сигнальной цепи;

- проверка целостности и изоляции электропроводки термосигнализатора;

- проверка приборов для измерения температуры масла;

- проверка реле уровня масла;

- проверка вторичных цепей;

- проверка отсутствия деформаций термобаллона;

- проверка изоляции цепей контрольно-измерительной аппаратуры;

- проверка замыканий контактной цепи контрольно-измерительной аппаратуры;

- проверка встроенных трансформаторов тока, согласно [1].

13.2.8 Вводы 110-500 кВ: результаты испытания вводов в соответствии с нормами [1] и действующими нормативными техническими документами.

13.2.9 Контроль герметичности систем защиты от проникновения атмосферной влаги и системы непрерывной очистки масла:

- контроль герметичности соединений установки азотной защиты масла (путем создания избыточного давления азота) или осмотра внутренней поверхности гибкой оболочки плёночной защиты масла на предмет отсутствия в ней масла;

- осмотр и испытания на маслоплотность термосифонных и адсорбционных фильтров избыточным давлением масла.

13.2.10 Система охлаждения.

13.2.10.1 Осмотр и чистка устройств охлаждения, проверка подшипников вентиляторов и маслонасосов; проверка герметичности охладителей Ц избыточным давлением.

13.2.10.2 Проверка и испытание системы автоматики и сигнализации системы охлаждения ДЦ, Ц и М.

13.2.10.3 Система охлаждения вида ДЦ:

- испытания на герметичность охладителей и электронасосов;
- проверка бессальниковых электронасосов с оценкой состояния подшипников и крепления рабочего колеса;
- измерения сопротивления изоляции обмоток статоров электродвигателей в соответствии с нормами [1];
- измерения вибрации корпуса электронасоса;
- проверка вентиляторов и крыльчаток (с измерением зазора между крыльчатками и диффузорами по всему периметру);
- измерения вибрации в контрольных точках;
- внешний осмотр и проверка маслоплотности трубопроводов;
- проверка манометров и реле потока;
- проверка исправности запорной арматуры.

13.2.10.4 Система охлаждения вида Ц:

- внешний осмотр маслоохладителей для выявления мест попадания масла в водяную камеру;
- проверка и испытания системы автоматики и сигнализации;
- проверка и испытания на герметичность межтрубного пространства (на масляной стороне) трансформаторным маслом;
- проверка и испытания на герметичность водяных камер давлением воды и заполнения межтрубного пространства трансформаторным маслом;
- внешний осмотр и проверка маслоплотности трубопроводов.

13.2.10.5 Система охлаждения вида М:

- внешний осмотр и испытания на непроницаемость сварных швов трубчатых радиаторов сжатым воздухом и мыльным раствором;
- испытания на маслоплотность (проводимые после окончания ремонта) трансформаторным маслом при давлении.

13.2.11 Шкафы автоматического управления охлаждением:

- внешний осмотр шкафов автоматического управления и проверки исправности их заземления;
- измерения сопротивления изоляции электрических цепей.

13.2.12 Система предотвращения взрыва и пожара: проверка и испытания системы автоматики и сигнализации.

13.2.13 Система автоматического водяного пожаротушения:

- проверка и испытания системы автоматики и сигнализации, а также взаимодействия с устройствами РЗА;
- проверка интенсивности орошения (не менее 0,2 л/см²) не реже 1 раза в 3 года;
- проверка времени выхода на режим (время срабатывания не более 3 мин) не реже 1 раза в 3 года;
- проверка трубопроводов и запорно-пускового устройства.

13.3 Капитальный ремонт силовых трансформаторов без замены обмоток и изоляции.

13.3.1 Каждый силовой трансформатор при сдаче в капитальный ремонт, в процессе ремонта и при приемке из ремонта должен подвергаться испытаниям по предварительно утвержденным программам.

13.3.2 Если не оговорено иначе в конструкторской документации (руководстве по эксплуатации) или иных нормативных документах, программой испытаний при сдаче в капитальный ремонт должны предусматриваться:

- наружный осмотр с выявлением дефектов и составлением ведомости дефектации;
- испытание бака на плотность;
- испытание пробы трансформаторного масла (физико-химический анализ);
- хроматографический анализ газов, растворенных в масле;
- проверка изоляционных характеристик (сопротивление изоляции и tgδ) обмоток;
- измерение сопротивления КЗ трансформатора;
- измерение сопротивления обмоток постоянному току на всех ответвлениях РПН или ПБВ;
- измерение потерь холостого хода при пониженном напряжении.

13.4 Ремонт устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН).

13.4.1 Для контактора, установленного на опорном изоляторе, при загрязненном и увлажненном масле следует при текущем ремонте проводить его ревизию. Бак контактора полностью освобождается от масла и очищается от грязи, затем после тщательного осмотра бак снова заливается чистым сухим маслом. Проводят осмотр, ревизию (согласно руководству по эксплуатации организации-изготовителя) и смазку элементов привода устройства РПН.

13.4.2 Срок службы контактов контакторов не одинаков для разных типов устройств РПН. Контакты заменяют в соответствии с указаниями организации-изготовителя при неудовлетворительной круговой диаграмме (при нарушении

допусков на углы замыкания и размыкания контакторов), при обнаружении износа контактов сверх следующих значений:

- если подвижные дугогасительные контакты устройств типа РНО(Т)-13, РНО(Т)-21, РНО-17, РНО(Т)-20, РНО(Т)-23, РНО(Т)-24 и неподвижные дугогасительные контакты устройств типа РНО(Т)-13, РНО(Т)-21 обгорели до толщины 7 мм, а неподвижные дугогасительные контакты устройств типа РНО-17, РНО-20, РНО(Т)-23, РНТ-24 - до толщины 24 мм;

- в устройствах РПН типа РНОА вспомогательные и дугогасительные контакты подлежат замене, если зазор между главными контактами менее 1 мм в момент соприкосновения вспомогательных контактов;

- в устройствах РПН типа РС минимальная допустимая толщина главных контактов составляет: медная часть - 1,5 мм, металлокерамика – 1 мм. При меньшей толщине контакты подлежат замене;

- в устройствах РПН типа SAV, SCV, SDV замена дугогасительных контактов должна проводиться при толщине вольфрамовой контактной накладки менее 1 мм;

- в устройствах РПН типа RS, MR, Hyundai и др. замена контактов производится согласно инструкции организации-производителя РПН.

13.4.3 Не допускается зачищать обгоревшие поверхности контактов, так как это создает дополнительный износ контактов и сокращает срок их службы.

13.4.4 Порядок операций по замене контактов и регулировка нажатия должны строго соответствовать указаниям руководств организации-изготовителя.

13.4.5 После монтажа или ремонта устройства РПН в обязательном порядке проверяют его работу в объеме и последовательности, указанных в руководствах организации-изготовителя.

13.5 Подсушка и сушка твердой изоляции трансформаторов.

13.5.1 Подсушка твердой изоляции трансформатора проводится:

- при появлении признаков увлажнения твердой изоляции;
- при продолжительности разгерметизации активной части трансформатора и влажности воздуха превышающих значения, установленные инструкцией [11 пункт 9.1];

- если характеристики изоляции, измеренные при капитальном ремонте, не соответствуют требованиям документа [1].

13.5.2 Сушку твердой изоляции трансформатора следует проводить в следующих случаях:

- если при подсушке характеристики изоляции не приведены в соответствие с требованиями [1];

– если продолжительность разгерметизации активной части трансформатора при капитальном ремонте более чем в 2 раза превышает время, указанное в инструкции [11 пункт 9.1];

– если на активной части или в баке трансформатора обнаружены следы воды.

13.5.3 Подсушку, а также сушку трансформаторов с длительным сроком эксплуатации постоянным током, токами КЗ и токами нулевой последовательности проводить запрещается в виду высокого риска перегрева бумажной изоляции, ее ускоренной деструкции и разрушения.

13.5.4 Сушку трансформаторов с длительным сроком эксплуатации следует проводить методом разбрызгивания масла при вакуумировании.

13.5.5 В качестве промывочного рекомендуется использовать масла с хорошей растворяющей способностью воды и шлама. Допускается использование специальных регенерационных масел.

13.5.6 По решению технического руководителя филиала/ДО (энергообъекта) допускается проводить сушку активной части на работающем трансформаторе с использованием установок по осушке масла. При этом должны быть соблюдены необходимые требования по обеспечению эксплуатационной надежности работающего трансформатора и установленные требования по безопасности выполнения этих работ. Решение о применении таких методов должно учитывать достаточно большую продолжительность этих работ.

13.6 При текущем ремонте силовых трансформаторов выполняются следующие работы:

- чистка изоляторов, масломерных стёкол, бака и крышки силового трансформатора;
- подтяжка всех болтовых соединений и чистка контактных соединений;
- доливка масла в трансформатор, регулировка давления масла во вводах;
- осмотр, чистка и ремонт охлаждающих устройств;
- проверка состояния частей переключающих устройств, доступных осмотру; проверка положения по напряжению, смазка шарнирных соединений;
- ремонт заземляющей сети;
- проверка термосифонных и адсорбционных фильтров (при необходимости – замена сорбента);
- ремонт верхних фарфоровых покрышек вводов;
- ремонт или замена маслососов;
- ремонт или замена радиаторов и охладителей;
- ремонт пленочной защиты;

- ремонт или замена расширителя;
- проверка и (или) замена приборов контроля температуры и давления (для газонаполненных трансформаторов); измерение изоляции обмоток до и после ремонта;
- прокрутка переключающего устройства ПБВ по 10 раз из одного крайнего положения в другое, если не оговорено иначе в руководстве по эксплуатации организации-изготовителя;
- проверка состояния индикаторного силикагеля, наличия и уровня масла в гидрозатворе воздухоосушителя основного бака и бака расширителя;
- ревизия и опробование системы пожаротушения;
- ревизия устройств РЗА.

При текущем ремонте силовых трансформаторов выполняются согласно нормам [1] измерения изоляционных характеристик (сопротивление изоляции и tgδ) обмоток.

13.7 Одновременно с текущим ремонтом силовых трансформаторов проводится текущий ремонт вводов.

14 Консервация и утилизация силовых трансформаторов

14.1 Консервация силовых трансформаторов.

14.1.1 При консервации силовых трансформаторов следует руководствоваться Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ, Федеральным законом от 24.06.98 № 89-ФЗ и ГОСТ 23216-78.

14.1.2 При консервации силовых трансформаторов должна быть обеспечена защита от механических повреждений, коррозии, увлажнения, частично от старения в течение полного срока хранения.

14.2 Утилизация силовых трансформаторов.

14.2.1 При утилизации силовых трансформаторов должны быть выполнены следующие требования:

- отработанное трансформаторное масло необходимо слить в технологические ёмкости и отправить на регенерацию;
- металлические составные части трансформатора (медь и алюминий обмоток и отводов, сталь электротехническая и конструкционная) должны быть сданы на предприятия по переработке цветных и чёрных металлов;
- фарфоровые изоляторы, электрокартон, резиновые уплотнения должны быть отправлены на полигон твёрдых бытовых отходов.

14.2.2 При утилизации силовых трансформаторов необходимо руководствоваться требованиями организации – изготовителя.

15 Оценка технического состояния силовых трансформаторов

15.1 Перечень показателей, необходимых для оценки технического состояния силовых трансформаторов

15.1.1 Перечень контролируемых показателей для оценки технического состояния силового трансформатора до слива масла в соответствии с документом [1]:

а) осмотр силового трансформатора, его вводов и всего вспомогательного оборудования;

б) измерение сопротивления изоляции по схемам и зонам мегаомметром на напряжение 2500 В и всех вторичных цепей мегаомметром на напряжение 1000 В – по ГОСТ 3484.3-88;

в) измерение тангенса угла диэлектрических потерь изоляции обмоток – по ГОСТ 3484.3-88;

г) измерение сопротивления обмоток постоянному току – по ГОСТ 3484.1-88;

д) измерение коэффициента трансформации, – по ГОСТ 3484.1-88;

е) определение потерь и тока холостого хода при пониженном напряжении, – по ГОСТ 3484.1-88;

ж) определение сопротивления короткого замыкания для выявления возможного наличия опасных деформаций обмоток по [12 (раздел 2.6)];

з) хроматографический анализ растворенных в масле газов: водорода, метана, ацетилена, этана, этилена, оксида и диоксида углерода, азота и кислорода, а также воды (отбор пробы масла целесообразно выполнять под нагрузкой) – по [13];

и) физико-химический анализ масла из бака силового трансформатора:

1) пробивное напряжение – по ГОСТ 6581-75 (раздел 4);

2) кислотное число – по ГОСТ 5985-79;

3) температура вспышки в закрытом тигле – по ГОСТ 6356-75;

4) влагосодержание – по [14];

5) содержание механических примесей – по ГОСТ 6370-83, СТО РусГидро 02.01.112-2015 и ГОСТ 17216-2001;

6) тангенс угла диэлектрических потерь при температуре 70°C/90°C по ГОСТ 6581-75 (раздел 2);

7) содержание водорастворимых кислот и щелочей – по ГОСТ 6307-75;

8) содержание антиокислительной присадки ионола [15];

9) содержание растворимого шлама – по [16];

10) газосодержание – по [14];

11) содержание фурановых производных – по [17];

к) физико-химический анализ масла из бака избирателя и контактора устройства РПН (пробивное напряжение – по ГОСТ 6581-75, влагосодержание – по [14];

л) определение влагосодержания твёрдой изоляции – по [18] и [19];

м) испытание изоляции цепей защитной и контрольно-измерительной аппаратуры, установленной на силовом трансформаторе;

н) тепловизионный контроль нагрева деталей и узлов силового трансформатора (под нагрузкой) в соответствии с документом [1].

15.1.2 Перечень контролируемых показателей для оценки технического состояния герметичных высоковольтных вводов с бумажно-масляной изоляцией:

- сопротивление изоляции измерительного вывода – по ГОСТ 10693-81;
- сопротивление изоляции последних слоёв изоляции между наружной обкладкой остова и соединительной втулкой – по ГОСТ 10693-81;

- тангенс угла диэлектрических потерь и ёмкость основной изоляции – по ГОСТ 10693-81;

- тангенс угла диэлектрических потерь и ёмкость измерительного конденсатора – по ГОСТ 10693-81; при наличии;

- тангенс угла диэлектрических потерь и ёмкость последних слоёв изоляции, если в инструкции по эксплуатации ввода отсутствует запрет на проведение данного измерения – по ГОСТ 10693-81;

- изменение тангенса угла диэлектрических потерь, ёмкости, модуля полной проводимости основной изоляции под рабочим напряжением – в соответствии с документом [1];

- тепловизионный контроль (под нагрузкой) в соответствии с [1];

- физико-химический анализ масла:

- 1) пробивное напряжение – по ГОСТ 6581-75 (раздел 4);

- 2) кислотное число – по ГОСТ 5985-79;

- 3) температура вспышки в закрытом тигле – по ГОСТ 6356-75;

- 4) влагосодержание – по [12];

- 5) содержание механических примесей – по ГОСТ 6370-83, СТО РусГидро 02.01.112-2015 и ГОСТ 17216-2001;

- 6) тангенс угла диэлектрических потерь при температуре 90°C – по ГОСТ 6581-75 (раздел 2);

- 7) содержание водорастворимых кислот и щелочей – по ГОСТ 6307-75;

- 8) содержание антиокислительной присадки ионола – по [15];

- 9) содержание растворимого шлама – по [16];

10) газосодержание – по [14];

11) содержание фурановых производных – по [17];

- хроматографический анализ растворенных в масле газов: ацетилен, сумма концентраций углеводородных газов – по [13];
- оптическая мутность масла – по [20].

15.1.3 Перечень контролируемых показателей для оценки технического состояния высоковольтных вводов с твёрдой RIP- изоляцией:

- сопротивление изоляции измерительного вывода с использованием мегаомметра на напряжение не более 1000 В – по ГОСТ 10693-81;
- сопротивление изоляции последних слоёв изоляции между наружной обкладкой остова и соединительной втулкой с использованием мегаомметра на напряжение не более 1000 В – по ГОСТ 10693-81;
- тангенс угла диэлектрических потерь и ёмкость основной изоляции – по ГОСТ 10693-81;
- тангенс угла диэлектрических потерь и ёмкость измерительного конденсатора – по ГОСТ 10693-81; при наличии;
- тепловизионный контроль (под нагрузкой) в соответствии с [1].

15.1.4 Оценка технического состояния силового трансформатора внутри бака после слива масла:

- осмотр обмоток, контактных соединений, магнитопровода, оценка условий охлаждения и анализ шламовых отложений на дне бака, оценка фракционного состава загрязнений, примесей и продуктов старения масла;
- испытания изоляции доступных стяжных шпилек, бандажей, полубандажей ярем и прессующих колец относительно активной стали (магнитопровода) и ярмовых балок, а также ярмовых балок относительно активной стали и электростатических экранов относительно обмоток и магнитопровода в соответствии с [1];
- определение степени полимеризации витковой изоляции обмоток в соответствии с [21]:
 - определение исходной степени полимеризации производится на заводе-изготовителе при подготовке к поставке трансформатора и значения заносятся в паспорт трансформатора и в соответствующие протоколы;
 - в период эксплуатации определение степени полимеризации производится у трансформаторов, находящихся в эксплуатации более 30 лет в период проведения капитального ремонта ближайшего к наступлению данной даты;
 - для проведения анализа степени полимеризации необходимо отобрать 0,2 – 0,3 г витковой изоляции с верхних катушек обмоток;

- производится расчёт остаточного срока службы витковой изоляции силового трансформатора по степени полимеризации согласно п.16.4 настоящего стандарта. По результатам расчета остаточного срока службы витковой изоляции определяется назначенный срок службы, который не может превышать значения остаточного срока службы;

- по истечении назначенного срока службы витковой изоляции проводится очередное определение степени полимеризации.

15.1.5 Обследование и испытания после включения силового трансформатора в работу производится в соответствии с нормами [1]:

- хроматографический анализ растворенных в масле газов в течение первых суток, затем через 1, 3 и 6 месяцев работы после включения и далее – не реже 1 раза в 6 месяцев – по [13];

- определение нагрева силового трансформатора при работе под нагрузкой по штатным системам контроля;

- тепловизионный контроль нагрева деталей и узлов силового трансформатора (под нагрузкой) в соответствии с документом [1];

- физико-химический анализ масла из бака силового трансформатора:

1) пробивное напряжение – по ГОСТ 6581-75 (раздел 4);

2) кислотное число – по ГОСТ 5985-79;

3) температура вспышки в закрытом тигле – по ГОСТ 6356-75;

4) влагосодержание – по [14];

5) содержание механических примесей – по ГОСТ 6370-83, СТО РусГидро 02.01.112-2015 и ГОСТ 17216-2001;

6) тангенс угла диэлектрических потерь при температуре 70°C/90°C по ГОСТ 6581-75 (раздел 2);

7) содержание водорастворимых кислот и щелочей – по ГОСТ 6307-75;

8) содержание антиокислительной присадки ионов – по [15];

9) содержание растворимого шлама – по [16];

10) газосодержание – по [14];

11) содержание фурановых производных – по [17];

15.1.6 Испытания силового трансформатора, не предусмотренные в документе [1], подтвердившие свою эффективность и применяемые в эксплуатации по решению технического руководителя филиала/ДО (энергообъекта):

- измерение частичных разрядов в маслобарьерной изоляции обмоток под рабочим напряжением – по [22];

- измерение вибрации бака силового трансформатора под нагрузкой и в режиме холостого хода;

- измерение вибрационных характеристик элементов системы охлаждения;
- измерение напряжённости магнитного поля по периметру бака в месте его разъёма;
- определение мутности масла в баке силового трансформатора по [20];
- измерение поверхностного натяжения масла в баке силового трансформатора – по [23];
- измерение содержания меди и железа в составе металлосодержащих коллоидных частиц в бумажной изоляции обмоток.

15.2 Значения показателей мутности, поверхностного натяжения.

15.2.1 Значение мутности трансформаторного масла 40 м^{-1} и более в высоковольтных герметичных вводах трансформаторов и 200 м^{-1} и более в силовых трансформаторах свидетельствуют о развитии коллоидно-дисперсных процессов, приводящих к снижению электрической прочности масляного канала высоковольтного ввода и маслобарьерной изоляции силового трансформатора согласно методическим указаниям [20].

15.2.2 Оценка состояния масла по показателю поверхностного натяжения согласно методике [23]:

- для свежих масел, подготовленных к заливке в новое электрооборудование, а также регенерированных и очищенных масел, подготовленных к заливке в электрооборудование после его ремонта, показатель поверхностного натяжения масла на границе с водой должен быть не менее 40 мН/м ;
- для эксплуатационных масел значение показателя поверхностного натяжения, ограничивающего область нормального состояния масла вследствие его окисления и развития в нём коллоидно-дисперсных процессов, составляет 28 мН/м ;
- предельно допустимое значение показателя 22 мН/м свидетельствует об опасной степени развития коллоидно-дисперсных процессов в трансформаторном масле.

15.3 Показатели состояния силового трансформатора, требующие немедленного вывода трансформатора из работы (аварийный режим трансформатора), полученные при применении мониторинга.

15.3.1 Для определения степени опасности зарегистрированных ЧР используются показатели:

- регулярность ЧР;
- кажущийся заряд неоднократно повторяющихся ЧР.

Для неоднократно повторяющихся ЧР регулярность ЧР устанавливается равной 0,5, опасный кажущийся заряд – не менее 10 нКл, длительность одного цикла регистрации – от 1 с до 1 мин.

15.3.2 Степень опасности развития дефекта по уровню горючих газов, растворённых в масле, устанавливается по относительной скорости нарастания водорода и составляет 1000% в месяц.

16 Оценка предельного технического состояния силовых трансформаторов

16.1 Общие положения

Основными элементами силового трансформатора, определяющими его предельное состояние, являются обмотки и магнитопровод. Прочие элементы – высоковольтные вводы, насосы, маслоохладители, трансформаторное масло и др. при наличии дефектов в них могут и должны либо ремонтироваться, либо заменяться, не требуя замены трансформатора в целом.

16.2 Критерии, определяющие предельное состояние обмоток силового трансформатора.

16.2.1 Износ витковой изоляции характеризуется степенью полимеризации бумажной изоляции обмоток. Предельно допустимое значение степени полимеризации составляет 250 единиц по нормам [1].

16.2.2 Наличие опасных деформаций обмоток определяется по результатам измерения сопротивления короткого замыкания (Z_k) силового трансформатора. Измерение производится у трансформаторов 125 МВА и более. Для трансформаторов с устройством регулирования напряжения под нагрузкой Z_k измеряется на основном и обоих крайних ответвлениях. Значения Z_k при вводе трансформатора в эксплуатацию не должны превышать значения, определенного по напряжению короткого замыкания трансформатора, на основном ответвлении более чем на 5%. Значения Z_k при измерениях в процессе эксплуатации и при капитальном ремонте не должны превышать исходные более чем на 3%. У трехфазных трансформаторов дополнительно нормируется различие значений Z_k по фазам на основном и крайних ответвлениях. Оно не должно превышать 3%. В процессе эксплуатации измерения Z_k производятся после воздействия на трансформатор тока короткого замыкания, превышающего 70% расчетного значения, а также в объеме комплексных испытаний.

16.2.3 Загрязнение витковой изоляции металлосодержащими коллоидными частицами характеризует содержание меди и железа в составе металлосодержащих коллоидных частиц в витковой изоляции обмоток.

Предельно допустимое значение содержания меди и железа не должно превосходить 3% по массе.

16.2.4 Достижение значений CO_2/CO более 30 в сочетании с влагосодержанием масла более 30 г/т указывает на полное исчерпание ресурса бумажной изоляции обмоток.

16.3 Основные признаки, характеризующие предельное состояние магнитопровода силового трансформатора п.4.9.4, выявляются по росту потерь холостого хода, повышению содержания растворенных в масле газов, локальному нагреву, вибрации поверхности бака трансформатора, возрастанию шума. Значения усилий запрессовки ярм приводятся в технической документации на трансформатор. Подпрессовка заключается в затяжке стягивающих шпилек полубандажей градуировочными торцевыми ключами до расчётных усилий.

Предельное состояние магнитопровода определяется на основе измерений при вскрытии трансформатора визуально.

16.4 Расчёт остаточного срока службы витковой изоляции силового трансформатора по степени полимеризации.

16.4.1 В длительно эксплуатируемых силовых трансформаторах, оборудованных системой термосифонных и адсорбционных фильтров, вследствие постоянно низкой концентрации катализаторов шламообразования и деградации, значение степени полимеризации наружных слоёв витковой изоляции обмоток выше, чем внутренних слоёв, непосредственно прилегающих к меди.

16.4.2 Ресурс бумажной изоляции обмоток, определяющий срок службы различных групп силовых трансформаторов, определяется годовой константой скорости деградации бумажной изоляции обмоток ($k_{эфф.}$), являющейся функцией нагрузки конкретной группы трансформаторов с различными нагрузками и степенью полимеризации исходной намоточной бумаги, используемой для витковой изоляции обмоток при её изготовлении.

16.4.3 Максимальное значение годовой константы скорости деградации бумажной изоляции обмоток силовых трансформаторов гидроэлектростанций напряжением 35 - 500 кВ:

$$k_{эфф.} = 0,02142 \pm 0,00405 \text{ год}^{-1}.$$

16.4.4 Остаточный срок службы ($t_{ост}$) лет витковой изоляции силового трансформатора определяется из формулы:

$$t_{ост} = \frac{\ln \frac{P_v}{250}}{k_{эфф.}}, \quad (1)$$

где $k_{эфф}$ – годовая константа скорости деградации бумажной изоляции обмоток, год⁻¹.

P_v – «текущая» степень полимеризации бумажной изоляции.

16.4.5 Измерение степени полимеризации проводят посредством определения вязкостных характеристик растворов бумажной изоляции. Для измерения степени полимеризации бумажной изоляции обмоток силовых трансформаторов должен применяться раствор кадмийэтилендиаминового комплекса (кадоксен), обладающий высокой стабильностью его вязкостных характеристик и отсутствием значимых деструктивных эффектов при растворении бумажной изоляции согласно методическим указаниям [21]. Для проведения анализа необходимо отобрать 0,2 – 0,3 г бумажной изоляции.

16.5 Оценки рисков повреждения силовых трансформаторов при достижении предельного состояния.

16.5.1 При достижении степени полимеризации бумажной изоляции обмоток 250 единиц и менее:

- механическая прочность витковой изоляции обмоток по сравнению с исходной снижается не менее чем в 4 раза;
- выход воды из бумаги (дегидратация) может составлять 6% по массе и более (для изоляции, имеющей степень полимеризации более 250 единиц, этот показатель составляет (0,01–0,001)% по массе);
- повышенные значения концентраций диоксида и оксида углерода, а также повышенное соотношение $CO_2/CO > 13$ свидетельствуют об интенсивности развития процессов дегидратации.

При этом:

- при воздействии токов короткого замыкания прочность бумажной изоляции обмоток становится недостаточной и изоляция обмоток может разрушиться от осевого давления электродинамических усилий;
- при повреждении изоляции на проводе (разрыв или трещина) значительно снижается электрическая прочность между витками (примерно в 1,5 - 2 раза); расчетные запасы электрической прочности изоляции при воздействиях в различных конструкциях трансформатора колеблются от 1,1 до 1,7, наименьшие запасы электрической прочности имеют переплетенные обмотки (трансформаторы напряжением 220 кВ и выше);
- в результате процесса дегидратации возникает вероятность местного увеличения концентрации влаги и разогрева участка изоляции диэлектрическими потерями, сопровождающимся прогоранием изоляции с последующим витковым замыканием при воздействии грозových и коммутационных импульсов, при рабочем напряжении.

16.5.2. Наличие опасных деформаций или смещение обмоток при воздействии токов короткого замыкания, как правило, сопровождается

частичным нарушением витковой изоляции, изоляционных промежутков и при воздействии последующих токов короткого замыкания и перенапряжений импульсного характера приводит к аварийным отказам. В период эксплуатации такого трансформатора возможно появление частичных разрядов. При частичных разрядах образуются водород и (или) ацетилен.

16.5.3 Ухудшение состояния изоляции обмоток силового трансформатора связано с образованием в трансформаторе масле в процессе эксплуатации металлосодержащих коллоидных частиц (медь, железо) в результате взаимодействия масла с конструкционными материалами (медью обмоток, железом бака, магнитопровода и др.) и загрязнении ими обмоток при воздействии частичных разрядов ЧР первого рода – начальных ЧР (кажущийся заряд до 1000пКл), т.е. с процессом коррозии.

16.6 Решение по эксплуатации силового трансформатора при достижении им показателей предельного состояния.

16.6.1 При достижении силовым трансформатором показателя предельного состояния, указанного в п.п. 16.2 и 16.3 настоящего стандарта, провести внеочередное техническое освидетельствование для принятия решения по эксплуатации силового трансформатора в соответствии с п.4.5 Стандарта.

16.6.2 До вывода трансформатора из работы следует проводить измерения влагосодержания и пробивного напряжения масла, а также хроматографический анализ растворенных в масле газов, в первую очередь водорода, с периодичностью не реже 1 раза в 3 месяца с целью своевременного выявления возможного снижения электрической прочности изоляции при её полной деградации.

При этом целесообразно:

- сигнальные элементы газового реле перевести на отключение;
- выбрать очередность включения выключателей при АПВ линий электропередачи с конца, противоположного подстанции, на которой установлен данный силовой трансформатор или даже ввести запрет на АПВ;
- оснастить трансформаторы датчиками непрерывного контроля содержания водорода и влагосодержания в масле.

17 Показатели технического состояния силовых трансформаторов

Таблица 9 – показатели технического состояния силовых трансформаторов

№ п.п	Наименование показателя	Предельно-допустимое значение	Значение показателя, определяющее состояние трансформатора				
			Работоспособное (исправное)	Область «риска»	Работоспособное (неисправное)	Неработоспособное	Предельное
1	Сопротивление изоляции обмоток, % от исходных значений	50	более 55 включительно	менее 55 до 50 включительно	-	менее 50	
2	Тангенс угла диэлектрических потерь изоляции обмоток $\text{tg}\delta$, % от исходных значений	50	более 55 включительно	менее 55 до 50 включительно	-	менее 50	
3	Сопротивление обмоток постоянному току:						
	- трёхфазные трансформаторы – отличие при измерениях на одинаковых ответвлениях разных фаз, %	2,0	менее 1,8 включительно	более 1,8 до 2,0 включительно	более 2,0	-	
	- трансформаторы однофазные, отличие при измерениях от исходных значений, указанных в протоколе заводских испытаний, %	5,0	менее 4,5 включительно	более 4,5 до 5,0 включительно	более 5,0		

4	Потери холостого хода превышение при измерениях от исходных значений, указанных в протоколе заводских испытаний, %	30	менее 27 включительно	более 27 до 30 включительно	более 30		
5	Сопротивление короткого замыкания обмоток превышение при измерениях от исходных значений, указанных в протоколе заводских испытаний, %	3,0	менее 2,7 включительно	более 2,7 до 3 включительно	-	-	более 3,0
6	Хроматографический анализ растворенных в масле газов						
	Концентрации газов, % об.:						
	водорода, H ₂ ,	0,01		более 0,01	-	-	
	метана, CH ₄	0,01		более 0,01	-	-	
	ацетилена, C ₂ H ₂	0,001		более 0,001	-	-	
	этана, C ₂ H ₄	0,01;		более 0,01;	-	-	
	этилена, C ₂ H ₆	0,005;		более 0,005;	-	-	
	оксида углерода CO	0,05/0,06*;		более 0,05/0,06*;	-	-	
	диоксида углерода CO ₂	0,06(0,2)/0,8 (0,4)*		более 0,06(0,2)/0,8(0,4)*	-	-	

	Относительная скорость нарастания газа, % об./мес.	10		более 10	-	-	
7	Физико-химический анализ масла из бака трансформатора						
8	Пробивное напряжение, кВ						
	до 150 кВ включительно	35	более 40 включительно	менее 40 до 35 включительно	-	менее 35	
	220-500 кВ	45	более 50 включительно	менее 50 до 45 включительно	-	менее 45	
9	Влагосодержание, % массы (г/т),:						
	с плёночной или азотной защитой,	0,0025 (25)	менее 0,0015 (15) включительно	более 0,0015 (15) до 0,0025 (25) включительно	-	более 0,0025 (25)	
	без специальной защиты масла	0,0030 (30)	менее 0,0027 (27) включительно	более 0,0027 (27) до 0,0030 (30) включительно	-	более 0,0030 (30)	
11	Кислотное число, мг КОН/г	0,25	менее 0,07 включительно	более 0,07 до 0,25 включительно	более 0,25		
12	Тангенс угла диэлектрических потерь						

	масла при температуре 70 ⁰ С/90 ⁰ С, %						
	110 - 150 кВ	10/15	менее 8/12 включительно	более 8/12 до 10/15 включительно	более 10/15	-	
	220-500 кВ	7/10	менее 5/8 включительно	более 5/8 до 7/10 включительно	более 7/10	-	
13	Температура вспышки в закрытом тигле, °С		снижение менее чем на 5 ⁰ С в сравнении с предыдущим анализом	снижение более чем на 5 ⁰ С в сравнении с предыдущим анализом	125	-	
14	Содержание механических примесей (класс чистоты):						
	до 220 кВ включительно, % (класс чистоты)	отсутствие (13),	отсутствие (12)	отсутствие (выше 11 до 13 включительно)	наличие (выше 13)	-	
	свыше 220 кВ, % (класс чистоты)	0,0020 (11)	менее 0,0020 (11)	0,0020 (11) 0,0030 (12) включительно	более 0,0030 (12)	-	
15	Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1, % об.		более 0,1	менее 0,1 включительно	-	-	

16	Содержание растворимого шлама, % массы		менее 0,0015	-	более 0,0015 включительно	-	
17	Содержание фурановых производных % массы, (в том числе фурфурола)* (в том числе фурфурола)	0,0015(0,001)	менее 0,0015 (0,001)	-	более 0,0015 (0,001) включительно	-	
18	Газосодержание, % объема трансформаторы с пленочной защитой	4,0	менее 2,0 включительно	более 2,0 до 4,0 включительно	более 4	-	
19	Содержание водно-растворимых кислот и щелочей		менее 0,014		более 0,014 включительно	-	
20	Оптическая мутность масла в баке трансформатора, м ⁻¹	200	менее 200		более 200 включительно		
21	Поверхностное натяжение масла, мН/м	22	более 22 включительно		менее 22		
22	Влагосодержание твёрдой изоляции эксплуатируемого трансформатора, % (допускается не	1,0, вновь вводимые трансформаторы и трансформатор	менее 1,8	более 1,8 до 2 включительно	-	более 2	

	определять, если влагосодержание масла не превышает 10 г/т).	ы, прошедшие капитальный ремонт; 2,0, эксплуатируемые трансформаторы.					
23	Сопротивление изоляции доступных стяжных шпилек, бандажей, полубандажей ярём и прессующих колец относительно активной стали (магнитопровода) и ярмовых балок, МОм	2,0	более 2			менее 2 включительно	
24	Сопротивление изоляции ярмовых балок относительно активной стали и электростатических экранов относительно обмоток и магнитопровода	0,5	более 0,5			менее 0,5 включительно	

25	Степень полимеризации, ед.	250	до 250				менее 250 включительно
26	Содержание меди и железа в составе металлосодержащих коллоидных частиц в витковой изоляции, % об.	3/0	до 3,0				менее 3,0 включительно
Контроль высоковольтных вводов:							
27	Сопротивление изоляции, МОм	500	более 500				менее 500 включительно
28	Тангенс угла диэлектрических потерь основной изоляции, %:						
	110 – 150 кВ	1,5	менее 1,5				более 1,5 включительно
	220 кВ	1,2	менее 1,2				более 1,2 включительно
	330 - 500 кВ	1,0	менее 1,0				более 1,0 включительно
29	Тангенс угла диэлектрических потерь последних слоёв %:						
	110 - 150 кВ	3,0	менее 3,0				более 3,0 включительно
	220 кВ	2,0	менее 2,0				более 3,0 включительно

	330 - 500 кВ	1,5	менее 1,5			более 2,0 включительно более 1,5 включительно	
30	Изменение ёмкости основной изоляции, % (указывается в конструкторской документации)		менее 5			более 5	
31	Хроматографический анализ растворённых в масле газов герметичных вводов. Концентрации газов, % об.:						
	ацетилен	0,0005	менее 0,0005			более 0,0005 включительно	
	сумма концентраций углеводородных газов:						
	110 - 150 кВ	0,03	менее 0,03			более 0,03 включительно	
	220-500 кВ	0,015	менее 0,015			более 0,015 включительно	
32	Оптическая мутность масла герметичный ввод, м ⁻¹	40	менее 40 включительно		-	более 40	

33	Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1, % об.		Более 0,1		-	менее 0,1 включительно	
34	Тангенс угла диэлектрических потерь масла при температуре 70 ⁰ С/90 ⁰ С, %:						
	110 - 150 кВ	10/15	менее 10/15			более 10/15 включительно	
	220-500 кВ	5/8	менее 5/8			7/10 включительно	
35	Газосодержание, герметичные вводы, % объема	4.0	менее 2,0 включительно	более 2,0 до 4,0 включительно		более 4	
36	Содержание водно-растворимых кислот и щелочей, мг КОН/г:				-	-	
	герметичные вводы	0,014	менее 0,014		более 0,014 включительно	-	
	негерметичные вводы	0,030	менее 0,030		более 0,030 включительно	-	
37	Влагосодержание герметичные	0,0025 (25)	менее 0,0025 (25)			более 0,0025 (25) включительно	

	маслонаполненные вводы, % массы (г/т),:						
Устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН)							
38	Физико-химический анализ масла из бака избирателя и контактора устройства РПН						
	Пробивное напряжение, кВ						
	РНОА на 110 кВ	35	более 35 включительно	менее 35 до 30 включительно	-	менее 30	
	РНОА на (220-330) кВ	40	более 40 включительно	менее 40 до 35 включительно	-	менее 35	
	РС	25	более 25 включительно	менее 25 до 20 включительно	-	менее 20	
39	SFV, SCV, SDV	30	более 30 включительно	менее 30 до 25 включительно	-	менее 25	
40	Влагосодержание массы (г/т) %	0,00225 (22,5)	менее 0,00225 (22,5)	более 0,00225 (22,5) до 0,0025 (25) включительно	-	более 0,0025 (25),	
41	Износ контактов контакторов:						
	толщина дугогасительных подвижных контактов	7	более 7,0		менее 7,0 включительно		

устройств типа РНО(Т)-13, РНО(Т)-21, РНО-17, РНО(Т)-20, РНО(Т)-23, РНО(Т)-24 и неподвижных контактов устройств типа РНО(Т)-13, РНО(Т)-21, мм;							
толщина неподвижных дугогасительных контактов устройств типа РНО-17, РНО-20, РНО(Т)-23, РНТ-24, мм;	24	более 24			менее 24 включительно		
зазор между главными контактами в момент соприкосновения вспомогательных контактов в устройствах типа РНОА, мм	1	более 1,0			менее 1,0 включительно		
толщина главных контактов в устройствах типа РС, мм медная часть металлокерамика	1,5 1,0	более 1,5 более 1,0			менее 1,5 включительно менее 1,0 включительно		
толщина вольфрамовой контактной накладки в	1,0	более 1,0			менее 1,0		

	устройствах типа SAV, SCV, SDV, мм						
42	Усилия нажатия контактов, Н (кгс):						
	для дугогасительных контактов типа РНО	50 - 60	менее 50		более 60 включительно		
	для контактов контактора типа РНОА:						
	главных	180 -240	менее 180		более 240 включительно		
	вспомогательных	180 -220	менее 180		более 220 включительно		
	дугогасящих;	80 - 100	менее 80		более 100 включительно		
	для контактов контактора типа РС:						
	вспомогательных	350 - 420	менее 350		более 420 включительно		
	дугогасящих;	90 - 130	менее 90		более 130 включительно		
	для главных контактов типа SAV, SCV, SDV	26 - 38	менее 26		более 38 включительно		

Библиография

- [1] РД 34.45-51.300-97 Объем и нормы испытаний электрооборудования. Утвержден Департаментом науки и техники РАО «ЕЭС России» 08.05.1997
- [2] Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Утверждены приказом Минэнерго РФ от 19.06.2003 № 229
- [3] РД 153-34.0-46.302-00 Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле. Утвержден Департаментом научно-технической политики и развития РАО «ЕЭС России» 12.12.2000¹
- [4] РД 153-34.0-35.518-2001 Инструкция по эксплуатации газовой защиты. Утверждена Департаментом научно-технической политики и развития РАО «ЕЭС России» 27.04.2001
- [5] РД 153.-34.0-03.301-00 п.16.14 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий
- [6] РД 34.03306-93 Методические указания по составлению оперативных планов и карточек пожаротушения на энергопредприятиях
- [7] СО 34.03.301-00 (РД 153-34.03.301-00) Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. Утверждены Первым заместителем Председателя Правления РАО «ЕЭС России» 09.03.2000
- [8] СТО 56947007-29.180.01.116-2012 Инструкция по эксплуатации трансформаторов. Утверждена приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 02.03.2012 № 113
- [9] Правила устройства электроустановок (ПУЭ) (издание седьмое). Утверждены приказом Министерства энергетики РФ от 08.07.2002 № 204
- [10] Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ). Утверждены приказом Министерством труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 № 328н

¹ Указанный документ утратил силу в связи с истечением срока действия и согласно приказа РАО «ЕЭС России» от 14.08.2003г. № 422 подлежит применению Обществом в добровольном порядке в части, не противоречащей действующему законодательству и отвечающей интересам Общества.

- [11] СО 34.46.605-2005 Типовая технологическая инструкция. Трансформаторы напряжением 110-1150 кВ, мощностью 80 МВ·А и более. Капитальный ремонт. ОАО РАО «ЕЭС России» (01.02.2005)
- [12] Сборник методических пособий по контролю состояния электрооборудования. ЗАО «Энергосервис» М., 1998
- [13] РД 34.46.303-98 Методические указания по подготовке и проведению хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов. Утверждено: Департамент стратегии развития и научно-технической политики РАО «ЕЭС России»² 13 марта 1998 г.
- [14] РД 34.43.107-95. Методические указания по определению содержания воды и воздуха в трансформаторном масле. Утверждены Департаментом науки и техники РАО «ЕЭС России» 26.12.95³
- [15] СТО 56947007-29.180.010.008-2008 Методические указания по определению содержания ионола в трансформаторных маслах методом газовой хроматографии. Утверждены: Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 25.06.2007 N 176
- [16] РД 34.43.105-89 Руководящий документ. Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел. Утверждено Главным научно-техническим управлением энергетики и электрификации⁴
- [17] СТО 56947007-29.180.010.009 Методические указания по определению содержания фурановых производных в трансформаторных маслах методом газовой хроматографии. Утверждены: Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 25.06.2007 N 176
- [18] Методические указания по определению влагосодержания твердой изоляции обмоток силовых трансформаторов (шунтирующих реакторов) по результатам измерения диэлектрических характеристик. /Утв. Техническим директором ОАО РАО «ЕЭС России» 21.06.2007. Введены в действие с 07.08.2007 приказом ОАО РАО «ЕЭС России» № 497

² Указанный документ утратил силу в связи с истечением срока действия и согласно приказа РАО «ЕЭС России» от 14.08.2003г. № 422 подлежит применению Обществом в добровольном порядке в части, не противоречащей действующему законодательству и отвечающей интересам Общества.

³ Указанный документ утратил силу в связи с истечением срока действия и согласно приказа РАО «ЕЭС России» от 14.08.2003г. № 422 подлежит применению Обществом в добровольном порядке в части, не противоречащей действующему законодательству и отвечающей интересам Общества.

⁴ Указанный документ утратил силу в связи с истечением срока действия и согласно приказа РАО «ЕЭС России» от 14.08.2003г. № 422 подлежит применению Обществом в добровольном порядке в части, не противоречащей действующему законодательству и отвечающей интересам Общества.

- [19] РД 16 363-87 Трансформаторы силовые. Транспортирование, разгрузка, хранение, монтаж и ввод в эксплуатацию⁵
- [20] Методические указания по определению оптической мутности трансформаторного масла герметичных вводов 110 кВ и выше, силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов. Утверждены ОАО РАО «ЕЭС России» 21.06.2007
- [21] Методические указания по оценке состояния бумажной изоляции обмоток силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов по степени полимеризации. Утв, техн. дир. АО РАО «ЕЭС России» 13.12.2007; ЗАО «Энергетические технологии», Москва, 2008 г
- [22] СТО 56947007-29.180.01.207-2015 Методика измерения частичных разрядов в маслобарьерной изоляции силового трансформаторного оборудования. Утверждён и введён в действие: Приказом ПАО «ФСК ЕЭС» от 18.12.2015 № 507
- [23] СТО 56947007-29.180.010.070-2011 Методические указания по определению поверхностного натяжения трансформаторных масел на границе с водой методом отрыва кольца. Утверждены приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 02.03.2011 № 126

⁵ Указанный документ утратил силу в связи с истечением срока действия и согласно приказа РАО «ЕЭС России» от 14.08.2003г. № 422 подлежит применению Обществом в добровольном порядке в части, не противоречащей действующему законодательству и отвечающей интересам Общества.

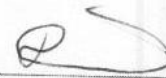
УДК 621.3 ОКС 29.180

Код продукции

Ключевые слова: силовые трансформаторы, гидроэлектростанции, организация эксплуатации, техническое обслуживание, нормы, требования.

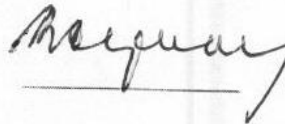
**Руководитель организации-разработчика
Некоммерческое партнерство «Гидроэнергетика России»**

Исполнительный директор



Р.М. Хазиахметов

Руководитель разработки,
главный эксперт
по технической политике, к.т.н



В.С. Серков

СОИСПОЛНИТЕЛЬ

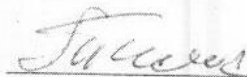
**Руководитель организации
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»**

Заместитель Генерального
директора – главный инженер



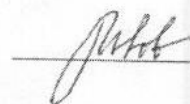
Ю.А. Дементьев

Руководитель разработки,
Заместитель научного
руководителя – начальник
Центра электротехнического
оборудования



Л.В. Тимашова

Заведующий лабораторией
диагностики трансформаторов



Ю.Н. Львов