Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике»



СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

СТО 70238424.29.180.002-2011

СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ (АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ) И РЕАКТОРЫ ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения – 2011-12-01

Издание официальное

Москва
2011

gost.e-ecolog.ru

ПРЕДИСЛОВИЕ

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», объекты стандартизации и общие положения при разработке и применении стандартов организаций Российской Федерации – ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения», правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов – ГОСТ Р 1.5-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные в Российской Федерации. Правила построения, изложения, оформления и обозначения».

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Филиалом Открытого акционерного общества «Научно-технический центр электроэнергетики» – Научно-исследовательский институт электроэнергетики (Филиал ОАО «НТЦ электроэнергетики» – ВНИИЭ)

2 ВНЕСЕН Комиссией по техническому регулированию НП «ИНВЭЛ»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказ НП «ИНВЭЛ» от 01.11.2011 № 109/4

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

© НП «ИНВЭЛ», 2011

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

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины, определения, обозначения и сокращения 3
4 Организация эксплуатации 4
5 Организация технического обслуживания и ремонта 8
6 Пожарная безопасность при эксплуатации 28
7 Нормы и требования по обеспечению экологической безопасности и соблюдению природоохранных требований. 29
Библиография 30

Введение

Существующая на сегодняшний день нормативно-техническая база по организации эксплуатации и технического обслуживания силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и реакторам устарела.

В целях обеспечения надежного функционирования электроэнергетической отрасли России, а также обеспечения безопасности и работоспособности силовых трансформаторов, автотрансформаторов и реакторов необходима разработка усовершенствованной нормативно-технической и правовой документации в области норм и требований к организации эксплуатации и технического обслуживания силовых трансформаторов, автотрансформаторов и реакторов, с учетом современных технических требований, в соответствии с Федеральными законами «О техническом регулировании» № 184-ФЗ и «Об электроэнергетике» № 35-ФЗ.

Настоящий стандарт разработан на основе анализа существующих нормативно-технических документов, актуализации существующих норм и требований, достижений науки и техники и результатов обследования состояния трансформаторного оборудования, проведенных ОАО «ВНИИЭ», ИФХЭ РАН и рядом других организаций, рекомендаций СИГРЭ и МЭК, условий заводов-изготовителей таких как «ПК ХК Электрозавод», ЗАО «Мосизолятор» и др.

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

Силовые трансформаторы (автотрансформаторы) и реакторы
Организация эксплуатации и технического обслуживания
Нормы и требования

Дата введения – 2011-12-01

1 Область применения

Настоящий стандарт:

- распространяется на:

а) силовые трансформаторы;

б) автотрансформаторы общего назначения трехфазные мощностью 5 кВА и более;

в) однофазные трансформаторы мощностью 1 кВА и более:

г) шунтирующие реакторы (в дальнейшем именуемые трансформаторами), классов напряжения до 750 кВ включительно, в том числе на автотрансформаторы и трансформаторы для комплектных трансформаторных подстанций;

- устанавливает единые правила, нормы и требования к организации эксплуатации и технического обслуживания трансформаторов.

- предназначен для применения проектными, строительно-монтажными, наладочными, эксплуатационными и ремонтными организациями, электросетевыми и генерирующими компаниями.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты и/или классификаторы:

Федеральный закон «О техническом регулировании» от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ.

Федеральный закон от 21.12.1994 № 69-ФЗ «О пожарной безопасности»

Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

Правила оценки соответствия объектов защиты (продукции) установленным требованиям пожарной безопасности путем независимой оценки пожарного риска. Утверждены Постановлением Правительства РФ от 07.04.2009 № 304.

Правила вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации. Утверждены постановлением Правительства РФ от 26.06.2007 № 484

Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 года № 854

ГОСТ Р 1.4.-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения

ГОСТ Р 1.5-2004 Стандарты национальные РФ. Правила построения, изложения, оформления и обозначения

ГОСТ Р 52719-2007 Трансформаторы силовые. Общие технические условия

ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.2.007.0-75 Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.2.007.2-75 Трансформаторы силовые и реакторы электрические. Требования безопасности

ГОСТ 12.2.024-87 Система стандартов безопасности труда. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля

ГОСТ 1547-84 Масла и смазки. Методы определения наличия воды.

ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия

ГОСТ 24126-80 Устройства регулирования напряжения силовых трансформаторов под нагрузкой. Общие технические условия.

ГОСТ 24687-81 Трансформаторы силовые и реакторы электрические. Степени защиты.

ГОСТ 7822–75. Масла нефтяные. Метод определения растворенной воды.

СТО 70238424.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения

СТО 70238424.29.240.01.008-2009 Электрические сети. Ремонт и техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений. Организация производственных процессов. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.006-2008 Ремонт и техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений электрических станций и сетей. Условия выполнения работ подрядными организациями. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.012-2008 Тепловые и гидравлические станции. Методики оценки качества ремонта энергетического оборудования.

СТО 70238424.29.130.01.002-2011 Коммутационное оборудование электрических станций и сетей. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.012-2008 Тепловые и гидравлические станции. Методики оценки качества ремонта энергетического оборудования

СТО 70238424.27.010.012-2009 Электроустановки электрических станций и сетей. Охрана труда (правила безопасности) при эксплуатации и техническом обслуживании электротехнического оборудования. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.053-2009 Энергетические масла и маслохозяйства электрических станций и сетей. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.052-2009 Энергетические масла и маслохозяйства электрических станций и сетей. Условия поставки. Нормы и требования

СТО 56947007-29.200.10.011-2008 Система мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Общие технические требования

СТО 56947007-29.180.01.116-2012 Инструкция по эксплуатации трансформаторов

СТО 56947007-29.240.037-2010 Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании

СТО 56947007-29.240.038-2010 Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при сооружении

СТО 56947007-29.240.039-2010 Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при техническом обслуживании и ремонте

СТО 56947007-29.240.040-2010 Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при реконструкции и ликвидации

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных национальных стандартов и классификаторов в информационной системе общего пользования – 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. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим 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, определения, обозначения и сокращения

3.1 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины и определения в соответствии СТО 70238424.27.010.001-2008, а так же следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **напряжение электрооборудования рабочее наибольшее:** Наибольшее напряжение частоты 50 Гц, неограниченно длительное приложение которого, к зажимам разных фаз (полюсов) электрооборудования, допустимо по условиям работы его изоляции.

3.1.2 **напряжение обмотки номинальное:** Нормированное напряжение, которое должно быть приложено или возникает при холостом ходе в обмотке без ответвлений между ее выводами, в обмотке с ответвлениями – на основном ответвлении, в трехфазной обмотке – между ее линейными выводами

3.1.3 **ток номинальный:** Ток, протекающий через линейный вывод обмотки и определяемый номинальной мощностью и номинальным напряжением обмотки.

3.1.4 **потери короткого замыкания:** Активная мощность, потребляемая трансформатором при номинальной частоте и расчетной температуре, устанавливающихся при протекании номинального тока (тока ответвления) через линейные выводы одной из обмоток при замкнутых накоротко выводах другой обмотки. Остальные обмотки, при их наличии, должны быть разомкнуты.

3.1.5 **потери холостого хода:** Активная мощность, потребляемая трансформатором при номинальном напряжении (или напряжении ответвления) и номинальной частоте на выводах одной из обмоток при разомкнутых остальных обмотках.

3.2 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте применены следующие обозначения и сокращения:

Д – система охлаждения с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла;

ДЦ – система охлаждения с принудительной циркуляцией воздуха и масла;

М – естественное масляное охлаждение

НЦ, НДЦ – система охлаждения с направленным потоком масла в обмотках трансформаторов;

Ц – система охлаждения с принудительной циркуляцией воды и масла;

РПН – регулирования напряжения под нагрузкой;

АВР – автоматическое включение резервного питания и оборудования;

ПБВ – переключающее устройство без возбуждения;

КЗ – короткое замыкание;

МВИ – методика выполнения измерений;

СИ – средства измерений.

4 Организация эксплуатации

4.1 Требования к организации эксплуатации

4.1.1 Организация эксплуатации силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и реакторов (далее трансформаторного оборудования) должна включать:

- постоянный и периодический контроль;
- организацию технического обслуживания;
- ведение технической документации;
- периодическое техническое освидетельствование;
- контроль соблюдения установленных техническими нормами сроков проведения среднего и капитального ремонтов оборудования в зависимости от его технического состояния, определяемого измерениями, испытаниями и внешним осмотром;
- организацию расследования нарушений в эксплуатации;
- ведение учета технологических нарушений в работе.

4.1.2 На каждом объекте электроэнергетики должен быть организован постоянный и периодический контроль (осмотры, технические освидетельствования, обследования) технического состояния трансформаторного оборудования, определены уполномоченные за их состояние и безопасную эксплуатацию лица, а также назначен персонал по техническому и технологическому надзору и утверждены его должностные функции.

4.1.3 Контроль трансформаторного оборудования и его составных частей (вводов, устройств регулирования напряжения, систем охлаждения и прочих) осуществляет оперативный персонал объекта электроэнергетики в соответствии с СТО 56947007-29.180.01.116-2012 .

Объем контроля устанавливают в соответствии ГОСТ 11677, ГОСТ Р 52719, ГОСТ 24126, Приложению А и руководствам заводов-изготовителей. Порядок

контроля устанавливают местными инструкциями по эксплуатации и должностными инструкциями.

4.1.4 Периодические осмотры трансформаторов производятся лицами, контролирующими их безопасную эксплуатацию.

Периодичность осмотров устанавливает технический руководитель объекта электроэнергетики. Результаты осмотров должны фиксироваться в специальном журнале.

4.1.5 Все трансформаторное оборудование, входящее в состав объекта электроэнергетики, должно подвергаться периодическому техническому освидетельствованию.

Техническое освидетельствование трансформаторного оборудования проводят по истечению установленного нормативной и технической документацией (назначенного) срока службы, причем при проведении каждого освидетельствования в зависимости от состояния оборудования намечают срок проведения последующего освидетельствования на основании действующих нормативных и технических документов, но не реже одного раза в пять лет.

Техническое освидетельствование производится комиссией объекта электроэнергетики, возглавляемой техническим руководителем объекта электроэнергетики или его заместителем. В комиссию включают руководителей и специалистов структурных подразделений объекта электроэнергетики, представителей служб энергосистемы, специалистов специализированных организаций и специально уполномоченных органов федеральной исполнительной власти (по согласованию).

Задачей технического освидетельствования является оценка технического состояния и определение мер, необходимых для обеспечения остаточного ресурса трансформаторного оборудования.

В объем периодического технического освидетельствования трансформаторного оборудования должны быть включены наружный и внутренний осмотр, проверка технической документации, испытания на соответствие условиям безопасности.

Одновременно с техническим освидетельствованием должна осуществляться проверка выполнения предписаний специально уполномоченных органов федеральной исполнительной власти и мероприятий, намеченных по результатам расследований нарушений работы трансформаторного оборудования, несчастных случаев при его обслуживании, а также мероприятий, разработанных при предыдущем техническом освидетельствовании.

Результаты технического освидетельствования должны быть занесены в технический паспорт трансформатора.

Эксплуатация трансформаторного оборудования с аварийными дефектами, выявленными в процессе технического освидетельствования, а также с нарушениями сроков технического освидетельствования не допускается.

4.1.6 Работники объекта электроэнергетики, осуществляющие технический контроль и технологический надзор за эксплуатацией трансформаторного оборудования должны:

- организовывать расследование нарушений в эксплуатации оборудования;

- вести учет технологических нарушений в работе оборудования;
- контролировать состояние и вести технические и эксплуатационные документы;
- вести учет выполнения профилактических противоаварийных и противопожарных мероприятий;
- принимать участие в организации работы с персоналом.

4.2 Технические и эксплуатационные документы

4.2.1 На каждом объекте электроэнергетики, на каждую единицу трансформаторного оборудования необходимо иметь:
- паспорт и комплектующих его изделий;
- техническое описание и руководство завода-изготовителя по эксплуатации;
- инструкцию по транспортированию, монтажу и вводу в эксплуатацию;
- техническое описание и инструкцию по эксплуатации и ремонту:
  а) системы охлаждения;
  б) переключающего устройства и его привода;
  в) указателя уровня масла;
  г) встроенных трансформаторов тока;
  д) газового реле;
  е) фильтров, в том числе осушителей воздуха;
  ж) других приборов, установленных на трансформаторном оборудовании;
- протоколы испытаний: заводских, монтажных; до- и послеремонтных;
- акты приемки после монтажа и ремонта; протоколы осмотра активной части и другая ремонтная документация;
- протоколы текущих испытаний трансформаторного оборудования, вводов, устройств РПН, а также, при их наличии, протоколы (отчеты) по комплексным диагностическим обследованиям технического состояния трансформатора;
- акты расследования нарушений в работе объекта электроэнергетики, связанных с данным трансформаторным оборудованием;
- эксплуатационный лист (заносятся данные по режимам и условиям эксплуатации);
- акты технического освидетельствования трансформаторного оборудования.

4.2.2 Места хранения и порядок ведения документов устанавливает технический руководитель объекта электроэнергетики.

4.2.3 В зависимости от местных условий, перечень и объем документов могут быть изменены решением технического руководителя объекта электроэнергетики.

4.2.4 На трансформатором оборудовании должны быть порядковые номера и таблички с номинальными данными в соответствии с национальными стандартами на такое оборудование.

4.3 Вывод из эксплуатации

4.3.1 Вывод из эксплуатации силовых трансформаторов осуществляют согласно Правилам вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, а трансформаторов (автотрансформаторов) и реакторов, включенных согласно Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в список объектов диспетчеризации, осуществляют по согласованию с системным оператором (субъектом оперативно-диспетчерского управления в соответствующей технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе) (далее – системный оператор).

4.3.2 Вывод из эксплуатации трансформаторов (автотрансформаторов) и реакторов, как объекта диспетчеризации, осуществляют по согласованию с уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

4.3.3 Вывод из эксплуатации трансформаторов (автотрансформаторов) и реакторов, не включенных в перечень объектов диспетчеризации, осуществляют собственники или иные законные владельцы самостоятельно, если иное не предусмотрено договорами с другими организациями, имеющими технологическое присоединение к данным объектам электросетевого хозяйства.

4.3.4 Предложения о выводе из эксплуатации трансформаторного оборудования готовит экспертная комиссия с привлечением соответствующих технических специалистов других организаций на основе технического освидетельствования трансформаторного оборудования или в случае повреждений при технологических нарушениях.

4.3.5 Основанием для принятия решения о выводе из эксплуатации трансформаторного оборудования является Протокол заседания экспертной комиссии с рекомендациями о выводе из эксплуатации трансформаторного оборудования с указанием причин его перехода в предельное состояние, при котором дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна.

4.3.6 К Протоколу заседания экспертной комиссии прилагают Заключение о техническом состоянии трансформаторного оборудования.

4.3.7 Вывод трансформаторного оборудования из эксплуатации производят на основании технико-экономического анализа с учетом затрат на поддержание его работоспособности.

4.4 Утилизация

4.4.1 Утилизацию выведенного из эксплуатации трансформаторного оборудования производят в соответствии с инструкциями по эксплуатации заводов-изготовителей конкретного оборудования.

4.4.2 Утилизации подлежат: обмоточный провод, фарфоровая изоляция, конструкционная сталь, бумажно-масляная изоляция, трансформаторное масло.

4.4.3 Утилизацию, как правило, выполняют организации, имеющие на это соответствующие лицензии.

5 Организация технического обслуживания и ремонта

5.1 Общие сведения

5.1.1 На каждом объекте электроэнергетики должно быть организовано техническое обслуживание трансформаторного оборудования.

5.1.2 Задачами технического обслуживания трансформаторного оборудования являются:

- обеспечение надежности и работоспособности;
- постоянный и периодический контроль технического состояния;
- планирование работ по техническому обслуживанию;
- обеспечение единства измерений;
- оценка технического состояния;
- определение необходимости и срока проведения ремонтов;
- ведение технических и эксплуатационных документов;
- определение необходимости замены.

5.1.3 Собственник (или на основании соответствующего договора организация, эксплуатирующая трансформаторное оборудование) несет ответственность за техническое состояние трансформаторного оборудования, выполнение объемов ремонтных работ, полноту выполнения подготовительных работ, своевременное обеспечение запланированных объемов ремонтных работ запасными частями и материалами. За сроки и качество выполненных ремонтных работ перед собственником и/или организацией, эксплуатирующей трансформаторное оборудование отвечает подрядная организация в пределах, предусмотренных двусторонним договором.

5.1.4 Объем технического обслуживания и планового ремонта определяют исходя из необходимости поддержания исправного и работоспособного состояния трансформаторного оборудования с учетом его фактического технического состояния.

5.1.5 Организация ремонтного производства, условия выполнения работ подрядными организациями, разработка ремонтной документации, планирование и подготовка к ремонту, вывод в ремонт и производство ремонта, а также приемка и оценка качества ремонта трансформаторного оборудования осуществляют в соответствии с правилами организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей изложенных в СТО 70238424.29.240.01.008-2009, СТО 70238424.27.100.006-2008, СТО 70238424.27.100.012-2008, СТО 70238424.29.130.01.002-2011.

5.1.6 Объем ремонтных работ должен быть предварительно согласован с подрядной организацией.

5.1.7 Перед началом ремонта и во время его проведения комиссией, состав которой утверждается техническим руководителем, должны быть выявлены все дефекты. Критерии, которым должно соответствовать отремонтированное оборудование, установлены в нормативно-технической документации.

5.1.8 Приемку оборудования, зданий и сооружений из капитального и среднего ремонта производят комиссией назначенной приказом руководителя

объекта электроэнергетики, по программе, согласованной подрядной организацией и утвержденной техническим руководителем объекта электроэнергетики.

5.1.9 Трансформаторное оборудование электростанций и подстанций классов напряжений 35 кВ и выше, прошедшее капитальный и средний ремонт, подлежит приемосдаточным испытаниям под нагрузкой в течение 48 часов.

5.1.10 Если в течение приемосдаточных испытаний были обнаружены дефекты, препятствующие работе трансформаторного оборудования с номинальной нагрузкой, или дефекты, требующие немедленного отключения, то ремонт считают незаконченным до их устранения и повторного проведения приемосдаточных испытаний.

5.1.11 При возникновении в процессе приемосдаточных испытаний нарушений нормальной работы отдельных составных частей оборудования, при которых не требуется немедленное отключение трансформаторного оборудования, решение о продолжении приемосдаточных испытаний принимает технический руководитель объекта электроэнергетики в зависимости от характера нарушений и по согласованию с исполнителем ремонта. При этом обнаруженные дефекты устраняет исполнитель ремонта в сроки, согласованные руководителем (техническим руководителем) объекта электроэнергетики.

5.1.12 Если приемосдаточные испытания трансформаторного оборудования под нагрузкой прерывались для устранения дефектов, то временем окончания ремонта считают время последнего (в процессе испытаний) включения оборудования под нагрузку.

5.1.13 При приемке трансформаторного оборудования из ремонта должна производиться оценка качества ремонта в соответствии с СТО 70238424.27.100.012-2008, включая оценку:

- качества отремонтированного оборудования;
- качества выполненных ремонтных работ;
- уровня пожарной безопасности.

Качество ремонта оценивают:

- предварительно – по окончании приемосдаточных испытаний;
- окончательно – по результатам месячной подконтрольной эксплуатации, в течение которой должна быть закончена проверка работы оборудования на всех режимах, проведены испытания и наладка всех систем.

5.1.14 Окончанием капитального (среднего) ремонта для трансформаторного оборудования считают время включения его в сеть;

5.2 Техническое обслуживание

5.2.1 После монтажа или ремонта перед включением трансформатора, обслуживающий персонал обязан тщательно осмотреть трансформаторную установку, чтобы убедиться в ее исправности.

5.2.2 Все трансформаторное оборудование, находящееся в резерве, должно быть готовы к немедленному включению.

5.2.3 Питание электродвигателей устройств охлаждения трансформаторного оборудования осуществляют, как правило, от двух

независимых источников, а для трансформаторного оборудования с принудительной циркуляцией масла - с применением АВР.

5.2.4 Устройства РПН трансформаторного оборудования должны быть в работе в автоматическом режиме. По решению технического руководителя энергосистемы допускается устанавливать неавтоматический режим регулирования напряжения путем дистанционного переключения РПН с пульта управления, если колебания напряжения в сети находятся в пределах, удовлетворяющих требования конечных потребителей электроэнергии.

Не допускается переключение устройства РПН трансформатора, находящегося под напряжением, вручную (рукояткой).

5.2.5 Если не оговорено иначе в инструкции завода-изготовителя, при производстве каждого переключения, приводы выключателей необходимо прокручивать по 10 раз в одну и другую сторону до конечного положения.

5.2.6 Вентиляция трансформаторных подстанций и камер должна обеспечивать работу трансформаторов во всех нормированных режимах.

5.2.7 На трансформаторах и реакторах с принудительной циркуляцией воздуха и масла (охлаждение вида ДЦ) и на трансформаторах с принудительной циркуляцией воды и масла (охлаждение вида Ц) устройства охлаждения должны автоматически включаться (отключаться) одновременно с включением (отключением) трансформатора или реактора. Принудительная циркуляция масла должна быть непрерывной независимо от нагрузки. Порядок включения (отключения) систем охлаждения должен быть определен заводской инструкцией.

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

5.2.8 На трансформаторном оборудовании с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения Д) электродвигатели вентиляторов должны автоматически включаться при достижении температуры масла 55°С или номинальной нагрузки независимо от температуры масла и отключаться при понижении температуры масла до 50°С, если при этом ток нагрузки менее номинального.

Условия работы трансформаторов с отключенным дутьем должны быть определены инструкцией по эксплуатации завода-изготовителя.

5.2.9 При масловодяном охлаждении трансформаторов, давление масла в маслоохладителях должно превышать давление циркулирующей в них воды не менее чем на 0,1 кгс/см^2 (10 кПа) при минимальном уровне масла в расширителе трансформатора.

Система циркуляции воды должна быть включена после включения рабочих масляных насосов при температуре верхних слоев масла не ниже 15°С и отключена при понижении температуры масла до 10°С, если иное не оговорено в заводской технической документации.

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

5.2.10 Масло в расширителе неработающего трансформатора (реактора) должно быть на уровне отметки, соответствующей температуре масла в трансформаторе (реакторе).

5.2.11 Нормы допустимых систематических продолжительных круглосуточных нагрузок (перегрузок), а также круглосуточных перегрузок с возможным повышенным износом бумажной изоляции провода и кратковременных аварийных перегрузок даны в таблице 1 в виде коэффициента $K_{доп}$ определяемого по формуле:

$$K_{доп} = \frac{I_{доп}}{I_{ном}} \quad (1)$$

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

$I_{ном}$ – номинальный ток основного ответвления обмотки (стороны), независимо от того, на каком ответвлении работает трансформатор.

5.2.12 Значение $I_{ном}$ следует принимать по паспорту трансформатора. Допускается рассчитывать $I_{ном}$ по номинальной мощности обмотки и ее номинальному напряжению (на основном ответвлении).

Номинальные токи ответвлений, номинальное напряжение которых ниже минус 5 %, должны быть ограничены значением, равным номинальному току ответвления минус 5 %, а при отсутствии такого ответвления – току ответвления с большим ближайшим значением тока.

Таблица 1 – Нагрузочная способность масляных трансформаторов

Категория нагрузки (перегрузки)	Допустимая нагрузка или перегрузка $K_{доп}$ (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
Кратковременная аварийная перегрузка (до 20 минут)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3

Примечания:

1 Нормальные нагрузки не вызывают сокращение нормируемого срока службы.

2 Для промежуточных значений $\theta_в$ можно использовать линейную интерполяцию.

3 Значения $K_{доп}$ по таблице 3 относятся к любой обмотке трехобмоточного трансформатора, а для трехобмоточных автотрансформаторов – см. 5.2.18.

4 Номинальная мощность обмотки НН трехобмоточного автотрансформатора, указанная в его паспорте, обычно меньше номинальной мощности автотрансформатора.

5 При неравномерной нагрузке трансформатора по фазам допустимые нагрузки и перегрузки следует определять для наиболее нагруженной фазы обмотки.

6 Кратковременные аварийные перегрузки больше номинального тока до полутора раз допустимы лишь в чрезвычайных ситуациях.

5.2.13 Нормы по таблице 1 следует применять до выхода нового ГОСТ 14209 или иного документа на базе стандарта IEC 60076-7 [1], до этого же момента целесообразно использовать инструкции и руководства по эксплуатации заводов-изготовителей.

5.2.14 Если установленные на трансформаторе герметичные вводы находятся на особом контроле (например, проводится учащенный анализ

растворенных в масле газов), то следует снизить допустимые значения всех категорий нагрузок на 20 % ниже указанных в таблице 1. Если номинальный ток ввода на 20 % выше номинального тока трансформатора, то решение о возможности не снижать перегрузки принимает технический руководитель объекта электроэнергетики.

5.2.15 Для старых трансформаторов 220 кВ, у которых не реконструированы неправильно выполненные обмотки (сильный нагрев торцевых катушек из-за разбухания толстой дополнительной изоляции и пр.), перегрузки, приведенные в таблице 3 не допустимы.

5.2.16 При продолжительных перегрузках с возможным повышенным износом и кратковременных аварийных перегрузках должны быть приняты меры по усилению охлаждения: включены все вентиляторы дутья, резервные охладители и т.д.

5.2.17 При длительной перегрузке сверх 2 ч следует контролировать температуру верхних слоев масла, которая не должна превышать нормы 5.1.3, в том числе значение плюс 95°С в трансформаторах с охлаждением М или Д.

5.2.18 Для трансформаторов, отработавших более 30 лет, в первую очередь для трансформаторов, изготовленных до 1970 года, в том числе трансформаторы с буквой Г в обозначении типа, допустимые нагрузки (перегрузки) следует снизить от 10 до 15 %. Технический руководитель объекта электроэнергетики по результатам оценки технического состояния таких трансформаторов может принять решение о принятии значений допустимых перегрузок, указанных в таблице 1.

5.2.19 В автотрансформаторах, к обмоткам НН которых подключены синхронный компенсатор, конденсаторная батарея или существенная нагрузка (сверх собственных нужд подстанции), дополнительно к ограничениям нагрузки по таблице 1, ток в общей обмотке не должен превышать допустимое значение

$$I_{\text{доп оо}} = K_{\text{доп}} \cdot I_{\text{оо гост}} \qquad (2)$$

где $K_{\text{доп}}$ – по таблице 1,

$I_{\text{оо.гост}}$– допустимое значение тока общей обмотки, указанное на табличке и/или в заводской документации.

5.2.20 Для автотрансформаторов мощностью свыше 100 МВА, изготовленных по ГОСТ 11677 и ГОСТ Р 52719 после 1990 года, в качестве допустимых следует принимать значения нагрузок (перегрузок), указанные в заводском руководстве по эксплуатации автотрансформаторов конкретного типа.

5.2.21 Допустимая перегрузка трансформаторов с дутьевым охлаждением (Д) при аварийном отключении всех вентиляторов определяют исходя из мощности, которую они имеют без дутья (с охлаждением М).

5.2.22 Трансформаторы мощностью до 250 МВА 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) допускают работу при нагрузке не более номинальной в течение 10 минут или режим холостого хода в течение 30 минут. Если по истечении

указанного времени температура верхних слоев масла не достигла 80°С, допускается поддерживать нагрузку не более номинальной до достижении температурой верхних слоев масла значения 80°С, но не более одного часа после прекращения искусственного охлаждения.

5.2.23 Для трансформаторов мощностью более 250 МВА допустимы такие же режимы по 5.2.21, но при условии, что температура верхних слоев масла не превышает 75°С, если иное не оговорено в эксплуатационных, нормативных и технических документах трансформаторов данного типа.

5.2.24 Если однофазные трансформаторы, соединенные в трехфазную группу, имеют разные напряжения КЗ ($U_{кз}$) (отношение максимального значения $U_{кз}$ к минимальному более 1,2), то необходимо контролировать ток по той фазе, в которой напряжение КЗ минимально. В остальных случаях значение напряжения КЗ не влияет на выбор контролируемой фазы.

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

5.2.26 Допустимые нагрузки (перегрузки) указывают в местной инструкции по эксплуатации трансформатора, утверждаемой техническим руководителем объекта электроэнергетики с учетом местных условий, типа трансформатора и руководства (инструкции) по эксплуатации трансформатора завода-изготовителя.

5.2.27 Допустимые кратковременные повышения напряжения согласно ГОСТ 1616.3 приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 Допустимые в условиях эксплуатации кратковременные повышения напряжения частотой 50 Гц для трансформаторов (автотрансформаторов), реакторов классов напряжения от 110 до 330 кВ включительно.

Вид электрооборудования	Допустимое повышение напряжения, относительное значение, не более, при длительности t							
	20 мин*		20с**		1 с		0,1 с	
	ф-ф	ф-з	ф-ф	ф-з	ф-ф	ф-з	ф-ф	ф-з
Силовые трансформаторы (автотрансформаторы)	1,10		1,25		1,50	1,90	1,58	2,00
Шунтирующие реакторы	1,15		1,35		1,50	2,00	1,58	2,10

Примечания:

* Количество повышений напряжения длительностью 20 мин не должно быть более 50 в течение одного года.

** Количество повышений напряжения длительностью 20 с не должно быть более 100 за срок службы электрооборудования, указанный в стандартах на отдельные виды электрооборудования, или за 25 лет, если срок службы не указан. При этом количество повышений напряжения не должно быть более 15 в течение одного года и более двух в течение суток.

Таблица 3 Допустимые в условиях эксплуатации кратковременные повышения напряжения частотой 50 Гц для трансформаторов (автотрансформаторов), реакторов классов напряжения 500 и 750 кВ

Класс напряжения, кВ	Вид электрооборудования	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	0,1 с

		$n \leq 200$	$\frac{\leq}{125}$	≤ 75	≤ 50	≤ 7	≤ 5	≤ 4	-	-
500	Силовые трансформаторы	$\frac{1,025}{1,025}$	$\frac{1,05}{1,05}$	$\frac{1,075}{1,075}$	$\frac{1,10}{1,10}$	$\frac{1,15}{1,15}$	$\frac{1,20}{1,20}$	$\frac{1,25}{1,25}$	$\frac{1,90}{1,50}$	$\frac{2,00}{1,58}$
	Шунтирующие реакторы	1,025	1,05	1,075	1,15	1,15	1,20	1,35	2,00	2,08
750	Силовые трансформаторы	$\frac{1,025}{1,025}$	$\frac{1,05}{1,05}$	$\frac{1,075}{1,075}$	$\frac{1,10}{1,10}$	$\frac{1,15}{1,15}$	$\frac{1,20}{1,20}$	$\frac{1,25}{1,25}$	$\frac{1,67}{1,50}$	$\frac{1,76}{1,58}$
	Шунтирующие реакторы	1,025	1,05	1,075	1,10	1,15	1,20	1,30	1,88	1,98
Примечание – * В числителе указаны значения допустимого повышения напряжения относительно земли, в знаменателе - между фазами.										

5.2.28 Контроль нагрузки и температуры верхних слоев масла производят в сроки, установленные техническим руководителем объекта электроэнергетики, в зависимости от степени загрузки, времени года, назначения, места установки и технического состояния трансформатора.

5.2.29 Осмотр

5.2.29.1 Работающее трансформаторное оборудование следует осматривать с соблюдением правил СТО 70238424.27.010.012-2009.

5.2.29.2 Осмотр трансформаторов без отключения производят в сроки, установленные техническим руководителем объекта электроэнергетики.

5.2.29.3 При осмотрах трансформаторного оборудования следует проверять:

- состояние фарфоровых изоляторов, покрышек высоковольтных вводов, установленных на трансформаторах разрядников, определяя наличие или отсутствие трещин, сколов фарфора, загрязнений;
- целостность и исправность манометров (в системах охлаждения), устройств пленочной и азотной защиты, герметичных вводов, термосигнализаторов и термометров, указателей масла, газовых реле, мембраны выхлопной трубы; замену мембраны производить на аналогичную, изготовленную заводом-изготовителем;
- положение автоматических отсечных клапанов на трубе к расширителю;
- состояние предохранительных клапанов;
- состояние индикаторного силикагеля в осушителях воздуха, наличие масла в масляном затворе;
- состояние фланцевых соединений маслопроводов (наличие течи масла) системы охлаждения, бака и других узлов: вводов, устройств РПН, термосифонных фильтров;
- отсутствие течей масла и механических повреждений на трансформаторе и его узлах;
- исправность элементов заземляющего устройства;
- исправность системы охлаждения;
- уровень масла в расширительных баках трансформатора, устройства РПН и вводов;
- давление масла в герметичных вводах;
- показания счетчика переключений устройств РПН;

- состояние контактных соединений заземления бака;
- давление масла и воды в системах охлаждения ДЦ, Ц, НЦ;
- исправность сигнализации циркуляции масла, охлаждающей воды, останова вентиляторов, включения резервного охладителя или источника питания.

При неисправной сигнализации не разрешается оставлять трансформаторы с системами охлаждения ДЦ, Ц, НЦ в работе;

- разность температур масла на входе и выходе из охладителя Ц (НЦ);
- состояние гравийной подсыпки в приямке под трансформатором.

5.2.29.4 При резких изменениях погодных условий необходимо провести внеочередные осмотры всех трансформаторных установок. Внеочередные осмотры трансформаторов на подстанциях с дежурным персоналом обязательны при появлении сигнала газового реле или показаниях приборов температурного контроля сверх следующих значений:

а) плюс 95°С – в трансформаторах с естественным или дутьевым охлаждением (М, Д);

б) плюс 75°С – в трансформаторах с охлаждением ДЦ.

В трансформаторах с охлаждением Ц температура масла на входе в охладитель не должна превышать 70°С.

5.2.30 Эксплуатация трансформаторного масла

Эксплуатацию трансформаторных масел в общем случае организуют в соответствии СТО 70238424.27.100.053-2009.

5.2.30.1 Масло, не соответствующее требованиям национальных стандартов, технических условий на них или СТО 70238424.27.100.052-2009, заливать в электрооборудование наполняемое маслом не допускается.

5.2.30.2 Наполняемое маслом трансформаторное оборудование должно заливаться (доливаться) трансформаторным маслом при остаточном давлении в баке не более приведенного в таблице 4.

Таблица 4

Класс напряжения трансформатора, кВ	Наличие пленочной 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
750	да	1,5

5.2.30.3 Для длительно эксплуатируемого трансформаторного оборудования с сильно изношенной бумажной изоляцией обмоток, остаточное давление следует увеличить в зависимости от степени износа изоляции, так как значения остаточного давления указанное в таблице 4 для такого оборудования может быть опасным.

5.2.30.4 Масло, заливаемое в бак трансформатора и масло в эксплуатируемом трансформаторе подвергают испытаниям в соответствии с СТО 70238424.27.100.053-2009.

5.2.30.5 Масло из бака контакторов устройств РПН должно испытываться на наличие влаги по ГОСТ 1547 и на пробивное напряжение после определенного числа переключений, указанного в заводской инструкции по эксплуатации данного устройства РПН, но не реже одного раза в год. Масло проверяют на количественное влагосодержание хроматографическими методами или по ГОСТ 7822, если этого требует заводская инструкция. Минимальные пробивные напряжения указаны в таблице 5 либо в заводской инструкции.

Таблица 5

Тип устройства РПН	Пробивное напряжение в баке контактора, кВ, не менее	
	в эксплуатации	при заливке
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
MR	По НД на трансформатор	

При снижении пробивного напряжения масла ниже указанного в таблице 2 или заводской инструкции, а также после числа переключений, особо оговоренного в заводской инструкции по эксплуатации, масло должно быть заменено.

5.2.30.6 Избыточное давление масла в охладителях систем охлаждения ДЦ, Ц, НЦ должно быть от 0,1 до 0,2 МПа выше, чем воды.

5.2.30.7 Во избежание попадания воды в масло при аварийной остановке маслонасоса необходимо, чтобы статический напор масла в охладителе систем охлаждения Ц, НЦ превышал от 0,02 до 0,03 МПа максимальное избыточное давление воды, что должно быть обеспечено соответствующим расположением охладителей и системой подачи охлаждающей воды.

5.2.30.8 При номинальной нагрузке разность температур масла на входе и выходе из охладителя Ц (НЦ) должна быть не менее 10°С.

5.3 Профилактические испытания

5.3.1 Испытания:

- при вводе в эксплуатацию;
- между ремонтами.

5.3.2 Испытания при вводе в эксплуатацию проводят с целями:

- монтажа и после него, для оценки и подтверждения соответствия трансформаторного оборудования стандартам определяющим технические условия;
- проверки качества оборудования и монтажа, для принятия решения о возможности ввода трансформаторного оборудования в эксплуатацию;
- определения значения параметров (характеристик), для оценки состояния трансформаторного оборудования.

5.3.3 Трансформатор должен подвергаться испытаниям по предварительно утвержденной программе, составленной в соответствии с приложениями А и Б, с учетом СТО 70238424.27.100.053-2009.

5.3.4 Результаты испытаний сравнивают с установленными нормами. Измеренные значения должны быть также сопоставлены с данными предыдущих измерений или аналогичных измерений на однотипном оборудовании, с результатами остальных испытаний и т.п. Это особенно важно для ненормированных величин.

5.3.5 Окончательное решение о техническом состоянии трансформатора и о возможности ввода его в эксплуатацию или продолжении эксплуатации принимают на основании комплексного рассмотрения результатов испытаний, данных о ремонтах, отказах, результатах осмотров, режимах работы и пр.

5.3.6 Результаты всех испытаний должны оформляться протоколами. В протоколах, 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.

Протоколы испытаний хранят в течение всего времени эксплуатации трансформатора.

5.3.7 Программой испытаний при сдаче в ремонт должны предусматриваться:

- наружный осмотр трансформатора с выявлением дефектов и составлением ведомости дефектации;
- испытания бака трансформатора на плотность;
- испытания пробы трансформаторного масла (физико-химический анализ);
- хромотографический анализ газов, растворенных в масле;
- проверка изоляционных характеристик ($R_{из}$, $tg\delta$);
- измерение сопротивления КЗ ($Z_к$) трансформатора;
- измерение сопротивления холостого хода при малом напряжении.

5.3.8 В процессе выполнения ремонта со вскрытием должен проводиться следующий пооперационный контроль:

5.3.8.1 Магнитопровод:

- внешний осмотр активной части трансформатора с выявлением местных прогревов, забоин и шлакообразования и проверка состояния изоляции и схемы заземления. Признаками местных перегревов служат цвета побежалости (изменение нормального цвета стали на желтый, фиолетовый, синий). Шлакообразования имеют вид спекшейся массы;
- проверка состояния прессовки магнитопровода; прессовка считается удовлетворительной, если лезвие ножа не входит в зазор между пластинами от усилия руки;
- измерение сопротивления изоляции стяжных шпилек относительно магнитной системы;
- измерение сопротивления изоляции ярмовых балок относительно магнитной системы (при снятых заземляющих шинах);
- измерение сопротивления изоляции полубандажей и подъемных пластин относительно активной стали магнитопровода (у магнитных систем бесшпилечной конструкции);

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

5.3.8.2 Обмотки и изоляция:

- проверка наличия и качества прессовки обмоток путем пробного пожатия доступных прессующих винтов и домкратов тарированными (моментными) ключами. Проверка не проводится, если ее нет в программе работ, например, при повторном ремонте вскоре после ремонта с подпрессовкой обмоток;

- внешний осмотр доступных частей изоляции обмоток с контролем отсутствия соприкосновения междуфазовой изоляции с обмотками и отводами; проверка расстояния от междуфазовой изоляции до прессующих колец и других заземленных частей магнитопровода (это расстояние должно быть не менее 30 мм); проверка крепления экранирующих витков; оценка вертикальности столбов прокладок (допускается отклонение от вертикали не более ±5 мм); проверка крепления отводов, состояния паек контактных соединений, затяжек гаек разъемных соединений отводов; оценка состояния бакелитовых цилиндров, экранов отводов, крепления реек изоляционных барьеров и экранов;

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

5.3.8.3 В устройствах ПБВ проверяют состояние:

- контактного узла и привода;

- контактных пружин, причем в устройствах ПБВ барабанного типа (ПБ и др.) усилия, развиваемые контактными пружинами, должно быть в пределах от 20 до 50 Н (от 2 до 5 кГс).

5.3.8.4 Переключающее устройство РПН (переключение под нагрузкой):

- внешний осмотр контактора с проверкой состояния связи контактора с газовым реле и расширителем, проверкой указателя масла контактора и определением целости диафрагмы (мембраны) защитного устройства бака контактора;

- проверка цвета силикагеля в осушителе воздуха контактора;

- осмотр избирателя с проверкой состояния механической передачи, пружины контактов, изоляционных деталей и токопроводов, резьбовых соединений и контактных поверхностей;

- определение качества трансформаторного масла в баке контакторов. Масло подлежит замене, если пробивное напряжение менее указанного.

5.4 Контроль технического состояния.

5.4.1 Допустимые значения контролируемых в эксплуатации параметров и периодичность проведения испытаний и измерений приведены в таблицах 6, 7, 8.

Таблица 6 – Допустимые значения контролируемых в эксплуатации параметров и периодичность проведения испытаний и измерений

Контролируемый параметр	Допустимое значение	Периодичность контроля
Влагосодержание твердой изоляции трансформаторов (автотрансформаторов), реакторов	Для вновь вводимых в эксплуатацию и прошедших капитальный ремонт – не выше 1 % по массе. В эксплуатации – не выше 2 % по массе.	Первый раз – через 10-12 лет после включения, в дальнейшем – 1 раз в 4-6 лет. Влагосодержание в процессе эксплуатации допускается не измерять, если влагосодержание масла не превышает 10 г/т. Влагосодержание твердой изоляции перед вводом в эксплуатацию и при капитальном ремонте определяется по влагосодержанию заложенных в бак образцов. В процессе эксплуатации трансформатора допускается оценка влагосодержания твердой изоляции расчетным путем по результатам измерений тангенса диэлектрических потерь изоляции обмоток и масла при прогреве оборудования до 60°С.
Сопротивление короткого замыкания трансформаторов (автотрансформаторов)	Для вновь вводимых в эксплуатацию – значения сопротивлений не должны превышать значения, определенного по напряжению короткого замыкания, на основном ответвлении более чем на 5 %. В эксплуатации и при капремонте не должны превышать исходные более чем на 3 %. У трехфазных дополнительно нормируется различие значений сопротивлений по фазам на основном и крайних ответвлениях.	Измерения производятся у трансформаторов 125 МВА и В эксплуатации измерения производятся после воздействия на трансформатор тока КЗ, превышающего 70 % расчетного значения, а также в объеме комплексных испытаний.
Сопротивление изоляции обмоток трансформаторов (автотрансформаторов), реакторов	Для вновь вводимых в эксплуатацию и прошедших капитальный ремонт, приведенное к температуре испытаний, при которых определялись исходные значения, должно быть – не менее 50 % исходных значений. Для трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно, мощностью до	Измерения производятся при неудовлетворительных результатах испытаний масла и (или) хроматографического анализа газов, растворенных в масле, а также в объеме

Контролируемый параметр	Допустимое значение	Периодичность контроля
	10 МВА – не ниже: tобм.,°С 10 20 30 40 50 60 70 R_{60}, МОм 450 300 200 130 90 60 40 Для сухих трансформаторов при температуре обмоток 90-30°С с номинальным напряжением не менее: - до 1 кВ –100 МОм; - более 1 кВ до 6 кВ – 300 МОм; - более 6 кВ – 500 МОм.	комплексных испытаний.
Тангенс угла диэлектрических потерь изоляции обмоток трансформаторов (автотрансформаторов), реакторов	Для вновь вводимых в эксплуатацию и прошедших капитальный ремонт, приведенные к температуре испытаний, при которых определялись исходные значения, не должны отличаться от исходных значений в сторону ухудшений более чем на 50 %; Измеренные значения тангенса угла диэлектрических потерь не превышающие 1 % при температуре изоляции 20°С и выше считаются удовлетворительными. Измерения должны производиться при температуре изоляции не ниже: - 10°С – у оборудования напряжением до 150 кВ включительно; - 20°С – у оборудования напряжением от 220 до 750 кВ; - 60°С для всего оборудования при выполнении оценки влагосодержания твердой изоляции расчетным путем.	Измерения производятся при неудовлетворительных результатах испытаний масла и (или) хроматографического анализа газов, растворенных в масле, а также в объеме комплексных испытаний.
Сопротивление обмоток постоянному току:	Значения сопротивлений не должны отличаться от исходных значений более чем на: - 2 % для трехфазных трансформаторов на одинаковых от ветвлениях разных фаз при одинаковой температуре - 5 % для однофазных трансформаторов после температурного пересчета	Измерения проводятся при комплексных испытаниях трансформатора.
Коэффициент транс формации.	При вводе трансформатора в эксплуатацию не должен отличаться более чем на 2 % от значений, измеренных на соответствующих ответвлениях других фаз, и от исходных значений. При капремонте, не должен отличаться более чем на 2 % от коэффициента, рассчитанного по напряжению ответвлений.	При вводе трансформатора в эксплуатацию и при капитальном ремонте на всех положениях переключателя ответвлений.

Контролируемый параметр	Допустимое значение	Периодичность контроля
Потери холостого хода	У трехфазных трансформаторов при вводе в эксплуатацию и при капитальном ремонте соотношение потерь на разных фазах не должно отличаться от паспортных более чем на 5 %; У однофазных трансформаторов при вводе в эксплуатацию отличие измеренных значений потерь от исходных не должно превышать 10 %. В процессе эксплуатации отличие измеренных значений потерь от исходных данных не должно превышать 30 %.	По решению технического руководителя предприятия, исходя из результатов хроматографического анализа растворенных в масле газов
Степень полимеризации бумажной изоляции обмоток	Ресурс бумажной изоляции считается исчерпанным при снижении степени полимеризации до 250 единиц	У оборудования со сроком эксплуатации более 30 лет по решению технического руководителя предприятия.

Таблица 7 – Граничные концентрации растворенных в масле газов

	Концентрации газов, %об.						
	H_2	CH_4	C_2H_2	C_2H_4	C_2H_6	CO	CO_2
Трансформаторы напряжением 110-500 кВ	0.01	0.01	0.001	0.01	0.005	0.05* 0.06	0.6(0.2) * 0.8(0.4)
Трансформаторы напряжением 750 кВ	0.003	0.002*	0.001	0.002	0.001	0.05	0.40
Реакторы напряжением 750 кВ	0.01	0.003	0.001	0.001	0.002	0.05	0.40

* для СО - в числителе приведено значение для трансформаторов с азотной или пленочной защитами масла, в знаменателе - для трансформаторов со свободным дыханием; для С02 - в числителе приведены значения для трансформаторов со свободным дыханием при сроке эксплуатации до 10 лет, в знаменателе - свыше 10 лет, в скобках приведены те же данные для трансформаторов с пленочной или азотной защитами масла.

Хроматографический контроль должен осуществляться в следующие сроки:

- трансформаторы напряжением 110 кВ, мощностью менее 60 МВА и блочные трансформаторы собственных нужд - через шесть месяцев после включения и далее не реже одного раза в 6 мес.;

- трансформаторы напряжением 110 кВ мощностью 60 МВА и более, а также все трансформаторы классов напряжений от 220 до 500 кВ в течение первых суток, через один, три и шесть месяцев после включения и далее - не реже одного раза в шесть месяцев.

- трансформаторы класса напряжения 750 кВ - в течение первых суток, через две недели, один, три и шесть месяцев после включения и далее - не реже одного раза в шесть месяцев.

Таблица 8 – Показатели качества эксплуатационных масел

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Значение показателя качества масла		Примечание
		ограничивающее область нормального состояния масла	предельно допустимое	
1. Пробивное напряжение по ГОСТ 6581, кВ, не менее	Трансформаторное оборудование:			
	до 15 кВ включительно	-	20	
	до 35 кВ включительно	-	25	
	от 60 до 150 кВ включительно	40	35	
	от 220 до 500 кВ включительно	50	45	
	750 кВ	60	55	
2. Кислотное число по ГОСТ 5985-79, мг КОН/г масла, не более	Силовые трансформаторы, негерметичные маслонаполненные вводы	0,10	0,25	
3. Температура вспышки в закрытом тигле по ГОСТ 6356-75, °С, не ниже	Силовые трансформаторы	Снижение более чем на 5°С в сравнении с предыдущим анализом	125	
4. Влагосодержание: по ГОСТ 7822-75, % массы (г/т), не более	Трансформаторы с пленочной или азотной защитой, герметичные маслонаполненные вводы	0,0015 (15)	0,0025 (25)	Допускается определение данного показателя методом Карла Фишера или хроматографическим методом
	Силовые трансформаторы без специальных защит масла, негерметичные маслонаполненные вводы	-	0,0030 (30)	
5. Содержание механических примесей: %, не более (класс чистоты, не более)	Трансформаторное оборудование до 220 кВ включительно	Отсутствие (13)	Отсутствие (13)	
	Электрооборудование свыше 220 до 750 кВ включительно	0,0020 (11)	0,0030 (12)	
6. Тангенс угла диэлектрических потерь, в процентах, не более, при температуре 70°С/90°С	Силовые трансформаторы высоковольтные вводы:			Проба масла дополнительной обработке не подвергается Норма *tgδ* при
	110-150 кВ включительно	8/12	10/15	
	220-500 кВ включительно	5/8	7/10	
	750 кВ	2/3	3/5	

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Значение показателя качества масла		Примечание
		ограничивающее область нормального состояния масла	предельно допустимое	
				70°С факультативно
7. Содержание водорастворимых кислот и щелочей, мг КОН/г, не более	Силовые трансформаторы, герметичные высоковольтные вводы, до 750 кВ включительно Негерметичные высоковольтные вводы до 500 кВ включительно	0,014 0,030	- -	
8. Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 (2,6-дитретбутил-4-метилфенол или ионол), % массы, не менее	Трансформаторы и маслонаполненные вводы свыше 110 кВ	0,1	-	
9. Содержание растворимого шлама, % массы, не более	Силовые трансформаторы, негерметичные высоковольтные вводы, свыше 110 кВ	-	0,005	
10. Газосодержание в соответствии с инструкциями предприятия-изготовителя, % объема, не более	Трансформаторы с пленочной защитой, герметичные маслонаполненные вводы	2	4	Допускается определение хроматографическим методом
11. Содержание фурановых соединений в масле, % объема не более	Трансформаторы и вводы свыше 110 кВ	$15{,}0 \cdot 10^{-4}$	-	Определение данного показателя производится хроматографическими методами
Примечание – превышение содержания фурановых соединений допустимых значений не является определяющим критерием для оценки состояния бумажной изоляции обмоток, а может служить только основанием для дополнительного обследования состояния изоляции.				

Контроль показателей масла в эксплуатации должен осуществляться в следующие сроки:

- масло из трансформаторов мощностью до 630 кВ·А включительно, установленных в электрических сетях, допускается не испытывать.

- трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно масло испытывается по требованиям п. 1 таблицы 8 в течение первого месяца эксплуатации - три раза в первой половине и два раза во второй половине месяца.

В дальнейшем масло испытывают по требованиям пп. 1-3 таблицы 8 не реже одного раза в четыре года.

- у трансформаторов напряжением 110 кВ и выше масло испытывается по требованиям пп 1-7 таблицы 8, а у трансформаторов с пленочной защитой масла - дополнительно по п.10 той же таблицы, в следующие сроки после ввода в эксплуатацию:

а) трансформаторы классов напряжений 110 и 220 кВ – через 10 дней и через месяц;

б) трансформаторы классов напряжений от 330 до 750 кВ – через 10 дней, один и три месяца.

в) в дальнейшем масло из трансформаторов классов напряжений от 110 кВ и выше испытывают не реже одно раза в два года согласно требованиям пп 1-3 таблицы 8 и не реже одного раза в четыре года по требованиям пп 1-9 таблицы 8 (у трансформаторов с пленочной защитой дополнительно по п. 10 таблицы 8).

5.4.2 Контроль технического состояния должен выполняться по системе, имеющей три уровня контроля. Первый уровень контроля должен включать контроль состояния масла и электрические характеристики согласно СТО 70238424.27.100.053-2009. Для трансформаторного оборудования, снабженного системой мониторинга согласно СТО 56947007-29.200.10.011-2008, контроль параметров оборудования должен осуществляться в автоматическом режиме.

Второй уровень контроля, уточняющий состояние трансформаторов, должен определяться в зависимости от конкретных местных условий работы и результатов первого уровня контроля и отражаться в рабочих программах их реализации.

Третий уровень контроля состояния, проводимый после вывода трансформатора из эксплуатации по результатам первого и (или) второго уровней контроля либо вследствие повреждения, выполняется по специальной программе, составленной индивидуально для данного трансформатора.

5.4.3 Контроль трансформаторов после слива масла из бака должен включать:

- осмотр обмоток, контактных соединений, магнитопровода;
- испытание изоляции доступных стяжных шпилек, бандажей, полубандажей, ярем и прессующих колец относительно активной стали (магнитопровода) и ярмовых балок относительно активной стали и электрических экранов относительно обмоток магнитопровода.

При осмотре внутренней части трансформатора следует особое внимание уделять возможным признакам повышенного нагрева магнитопровода, его конструктивных элементов, обмоток, контактов переключателей ответвлений и соединительных проводников. Должна оцениваться степень их изоляции, наличие загрязнения изоляции и т. п.

5.4.4 Показателями дальнейшей работоспособности обмоток являются:

- степень износа витковой изоляции;
- степень их механического закрепления, в частности, отсутствие опасных деформаций, вызванных большими сквозными токами коротких замыканий, или несинхронных включений работающих в блоке с ними генераторов.

Для степень износа витковой изоляции ресурс бумажной изоляции считают исчерпанным при снижении степени полимеризации бумаги ниже 250 единиц. Для показателя степень механического закрепления обмоток необходимо измерять сопротивление короткого замыкания $Z_к$ для трансформаторов мощностью 125 МВА и более. Значение $Z_к$ не должно превышать заводские данные более чем на 3 %.

5.4.5 При отсутствии недопустимых степеней износа изоляции и неустранимой деформации обмоток, при отсутствии распрессовки магнитопровода и обмоток, при нагреве магнитопровода и обмоток в пределах норм трансформатор в целом пригоден для дальнейшей эксплуатации.

5.5 Требования к персоналу, проводящему техническое обслуживание трансформаторного оборудования.

5.5.1 К работе на объекта электроэнергетиких электроэнергетики допускаются лица старше 18 лет, имеющие специальное образование и прошедшие подготовку в объеме требований к занимаемой должности.

5.5.2 Руководитель организации обязан организовать работу с персоналом согласно действующему законодательству и Правилам работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации [2].

5.5.3 Права, обязанности и ответственность руководящих работников организации, руководителей структурных подразделений по выполнению норм и правил, установленных соответствующими государственными органами, в том числе по работе с персоналом, определяются распорядительными документами.

5.5.4 Другие категории персонала, включая и рабочих, осуществляют свои права, обязанности и несут ответственность в соответствии с должностными и производственными инструкциями и инструкциями по охране труда согласно действующему законодательству.

5.5.5 Обязательные формы работы с различными категориями работников:

5.5.5.1 С руководителем структурного подразделения:

- вводный и целевой инструктаж по безопасности труда;
- проверка знаний органами госэнергонадзора правил, норм по охране труда, правил технической эксплуатации, пожарной безопасности и других государственных норм и правил;
- профессиональное дополнительное образование для непрерывного повышения квалификации.

5.5.5.2 С оперативными руководителями, оперативным и оперативно - ремонтным персоналом:

- вводный, первичный на рабочем месте, повторный, внеплановый и целевой инструктажи по безопасности труда, а также инструктаж по пожарной безопасности;
- подготовка по новой должности или профессии с обучением на рабочем месте (стажировка);
- проверка знаний правил, норм по охране труда, правил технической эксплуатации, пожарной безопасности и других государственных норм и правил;
- дублирование,

- специальная подготовка;
- контрольные противоаварийные и противопожарные тренировки;
- профессиональное дополнительное образование для непрерывного повышения квалификации.

5.5.5.3 Со вспомогательным персоналом:

- вводный, первичный на рабочем месте, повторный, внеплановый и целевой инструктажи по безопасности труда;
- проверка знаний правил, норм по охране труда;
- пожарно-технический минимум;
- профессиональное дополнительное образование для непрерывного повышения квалификации.

5.5.5.4 С другими специалистами, служащими и рабочими:

- вводный и целевой инструктажи по безопасности труда;
- пожарно-технический минимум;
- профессиональное дополнительное образование для непрерывного повышения квалификации.

5.5.6 Руководитель организации в соответствии с законодательством обязан организовать проведение предварительных (при поступлении на работу) и периодических (в течение трудовой деятельности) медицинских осмотров работников организации, занятых на работах с вредными веществами, опасными и неблагоприятными производственными факторами.

Перечень вредных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся предварительные и периодические медицинские осмотры, и порядок их проведения определяется нормативными актами соответствующих федеральных органов.

5.5.7 Руководитель организации в соответствии с законодательством не должен допускать работников к выполнению трудовых обязанностей, не прошедших обучение, инструктаж, стажировку, проверку знаний охраны труда, обязательных медицинских осмотров, а также в случае медицинских противопоказаний.

5.5.8 Подготовка специалистов и рабочих для строящихся, расширяемых, реконструируемых и технических перевооружаемых объектов должна осуществляться с опережением сроков ввода этих объектов. При определении продолжительности подготовки должны учитываться теоретическое и практическое обучение (в том числе стажировка на действующих энергоустановках), участие в пусконаладочных работах вводимого оборудования объекта.

5.5.9 Работники, принимаемые для выполнения работ в электроустановках, должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены (до допуска к самостоятельной работе) в специализированных центрах подготовки персонала (учебных комбинатах, учебно-тренировочных центрах и т.п.).

5.5.10 Электротехнический (электротехнологический) персонал должен пройти проверку знаний правил работы с персоналом [2] и других нормативно-

технических документов (правил и инструкций по технической эксплуатации, пожарной безопасности, пользованию защитными средствами, устройству электроустановок) в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности или профессии, и иметь соответствующую группу по электробезопасности.

Персонал обязан соблюдать правила работы с персоналом [2], инструкций по охране труда, указания, полученные при инструктаже.

Работнику, прошедшему проверку знаний охраны труда при эксплуатации электроустановок, выдается удостоверение установленной формы, в которое вносят результаты проверки знаний.

5.5.11 Периодическая проверка знаний работников, не связанных непосредственно с обслуживанием действующих электроустановок (административно-технический персонал), должна производиться не реже одного раза в 3 года.

Для оперативных руководителей и руководителей оперативно-ремонтного персонала периодичность проверки знаний правил и норм охраны труда должна быть не реже 1 раза в год.

Периодическую проверку знаний правил и норм по охране труда, правил специально уполномоченных органов федеральной исполнительной власти рабочих всех категорий должна производиться не реже одного раза в год.

5.5.12 Проверке подлежат:

- знание настоящего стандарта, правил эксплуатации трансформаторного оборудования и межотраслевые правила по охране труда [3];
- знание должностных и производственных инструкций, планов (инструкций) ликвидации аварий, аварийных режимов;
- знание устройства и принципов действия технических средств безопасности, средств противоаварийной защиты;
- знание устройства и принципов действия оборудования, контрольно-измерительных приборов и средств управления;
- знание технологических схем и процессов энергопроизводства;
- знание условий безопасности эксплуатации энергоустановок;
- умение пользоваться средствами защиты и оказывать первую помощь пострадавшим при несчастном случае;
- умение управления энергоустановкой (на тренажерах и других технических средствах обучения).

5.5.13 Для персонала, проводящего техническое обслуживание оборудования, должны быть разработаны должностные инструкции.

5.5.14 Персонал, проводящий техническое обслуживание оборудования должен иметь подготовку, соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены в специализированных центрах подготовки персонала.

5.5.15 К работам по техническому обслуживанию и ремонтам оборудования должны допускаться лица, не имеющие противопоказаний медицинского характера и группу по электробезопасности не ниже II.

5.5.16 Персонал, проводящий техническое обслуживание оборудования, обязан знать инструкции по эксплуатации заводские инструкции по эксплуатации оборудования.

5.5.17 Персонал при техническом обслуживании должен строго соблюдать заводские инструкции по эксплуатации оборудования.

5.6 Требования к метрологическому обеспечению.

5.6.1 Комплекс мероприятий по обеспечению единства измерений, выполняемых каждым объектом электроэнергетики по трансформаторному оборудованию, включает:

- своевременное представление и поверку средств измерений (СИ), подлежащих государственному поверке и калибровке;
- организацию и проведение работ по калибровке СИ, не подлежащих поверке;
- использование аттестованных методик выполнения измерений (МВИ);
- обеспечение соответствия характеристик точности применяемых СИ требованиям к точности измерений технологических параметров;
- обслуживание, ремонт СИ, метрологический контроль и надзор.

5.6.2 Выполнение работ по обеспечению единства измерений, контроль и надзор за их выполнением осуществляют метрологические службы энергосистем, объектов электроэнергетики и организаций или подразделений, выполняющих функции этих служб.

6 Пожарная безопасность при эксплуатации

6.1 Пожарная безопасность при эксплуатации трансформаторного оборудования достигается выполнением требованбий Федеральных законов от 21.12.1994 № 69-ФЗ «О пожарной безопасности» и от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

6.2 Соответствие трансформаторного оборудования и объектов электроэнергетики требованиям пожарной безопасности осуществляется в соответствии с Правилами оценки соответствия объектов защиты (продукции) установленным требованиям пожарной безопасности путем независимой оценки пожарного риска, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 07.04.2009 года № 304.

6.3 При возникновении пожара на трансформаторе он должен быть отключен от сети всех напряжений (если он не отключился действиями релейной защиты) и заземлен. Персонал должен проконтролировать включение стационарной установки пожаротушения (при ее наличии), вызвать пожарную службу и далее действовать по оперативному плану пожаротушения.

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

6.5 При невозможности ликвидировать пожар основное внимание должно быть уделено защите от огня расположенных рядом трансформаторов и другого

неповрежденного оборудования. Запрещается при пожаре на трансформаторе сливать масло из бака.

6.6 Каждый работник должен четко знать и выполнять правила пожарной безопасности и противоаварийный режим объекта электроэнергетики и не допускать действий, которые могут привести к пожару или возгоранию.

6.7 Работники объектов электроэнергетики должны проходить противопожарный инструктаж, занятия по пожарно-техническому минимуму, углублять знания по повышению квалификации, участвовать в противопожарных тренировках и проходить периодическую проверку знаний ППБ в соответствии с требованиями действующих нормативных и технических документов по подготовке персонала.

6.8 Техническое обслуживание автоматических установок оборудования и пожарной сигнализации, а также других систем и средств пожаротушения трансформаторного оборудования осуществляют в соответствии с местными инструкциями по эксплуатации объектов электроэнергетики разработанных на основе руководств (инструкций) по эксплуатации заводов-изготовителей оборудования (систем, средств).

7 Обеспечение экологической безопасности и соблюдение природоохранных требований

7.1 При открытой установке трансформаторного оборудования маслоприемники под ним должны быть засыпаны слоем гравия.

7.2 Допустимые значения корректированного уровня звуковой мощности для трансформаторного оборудования, заполненного минеральным маслом, должны соответствовать ГОСТ 12.2.024. Допустимые значения корректированного уровня звуковой мощности для сухих трансформаторов и трансформаторов, заполненных синтетическим маслом, а также для трансформаторов класса напряжения 1150 кВ должны быть указаны в эксплуатационных документах указанного трансформаторного оборудования.

7.3 Степень защиты трансформаторного оборудования должна соответствовать ГОСТ 24687.

7.4 Требования безопасности, в том числе пожарной, должны соответствовать ГОСТ 12.1.004, ГОСТ 12.2.007.0 и ГОСТ 12.2.007.2Меры охраны окружающей среды на соответствующих стадиях жизненного цикла трансформаторного оборудования приведены в СТО 56947007-29.240.037-2010, СТО 56947007-29.240.038-2010, СТО 56947007-29.240.039-2010 и СТО 56947007-29.240.040-2010

БИБЛИОГРАФИЯ

[1] IEC 60076-7(2005) Power transformers - Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers (МЭК 60076-7(2005) Трансформаторы силовые. Часть 7. Руководство по нагрузке масляных силовых трансформаторов)

[2] Правила работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации. Утверждены Приказом Минэнерго России от 19.02.2000 г. № 49, зарегистрированы в Минюсте России № 2150 16.03.2000 г.

[3] Межотраслевые правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. Утверждены Министерством труда и социального развития Российской Федерации и Приказом Министерством энергетики Российской Федерации от 27.12.2000 № 163. Москва, издательство НЦ ЭНАС, 2003 г. [*СО 153-34.03.150-2003 (РД 153-34.0-03.150-00)]

УДК 621.31 ОКС 29.180 ОКП 34 1000

Ключевые слова: СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, АВТОТРАНСФОРМАТОР, РЕАКТОР, ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ, КОЭФФИЦИЕНТ ТРАНСФОРМАЦИИ

Руководитель организации разработчика
Заместитель генерального директора
Филиала ОАО «НТЦ электроэнергетики» – ВНИИЭ

подпись Моржин Ю.И.

Руководитель разработки
Заместитель научного руководителя

подпись Тимашова Л.В.

Исполнители:

подпись Львов Ю.Н.

подпись Богомолов Ю.С.

подпись Комаров В.Б.

gost.e-ecolog.ru