Некоммерческое партнерство «ИНВЭЛ»

ИНВЭЛ некоммерческое партнерство	СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ НП «ИНВЭЛ»	СТО 70238424.29.180.001-2011

СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ (АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ) И РЕАКТОРЫ
УСЛОВИЯ ПОСТАВКИ
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
Открытым акционерным обществом «Научно-технический центр электроэнергетики» (ОАО «НТЦ электроэнергетики»)

2 ВНЕСЕН Комиссией по техническому регулированию НП «ИНВЭЛ»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом 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 ... 2
3 Термины, определения, обозначения и сокращения ... 4
3.1 Термины и определения ... 4
3.2 Обозначения и сокращения ... 8
4 Общие положения ... 10
5 Классификация ... 10
6 Условия работы трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов ... 11
7 Параметры трансформаторов и шунтирующих реакторов ... 13
8 Технические требования к трансформаторному оборудованию ... 21
8.1 Требования по нагрузочной способности ... 21
8.2 Требования по нагреву ... 21
8.3 Требования к электрической прочности изоляции ... 23
8.4 Требования к стойкости при коротких замыканиях ... 25
8.5 Требования к стойкости трансформаторов при ударных толчках нагрузки ... 27
8.6 Требования к трансформаторному маслу и устройствам защиты масла ... 27
8.7 Требования к конструкции трансформаторов и шунтирующих реакторов ... 30
8.8 Требования к устройствам для перекатки ... 31
8.9 Требования к системам охлаждения ... 31
8.10 Требования надежности ... 33
8.11 Требования безопасности и охраны окружающей среды (экологичности) ... 34
8.12 Требования к системе непрерывного контроля ... 34
8.13 Требования к устройствам РПН ... 35
9 Испытания силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов ... 35
10 Испытания высоковольтных вводов ... 37
11 Гарантии изготовителя ... 38
12 Комплектность поставки ... 38
13 Маркировка и упаковка ... 39
13.1 Маркировка ... 39
13.2 Упаковка ... 40
14 Оценка и подтверждение соответствия ... 41
15 Условия транспортирования ... 42
16 Приемка и ввод в эксплуатацию ... 43
16.1 Приемка ... 43
16.2 Разгрузка ... 43
16.3 Хранение ... 47
16.4 Подготовка к монтажу ... 49
16.5 Монтаж составных частей ... 51
16.6 Испытание и наладка ... 55
16.7 Ввод в эксплуатацию ... 57
Библиография ... 61

Введение

Разработка стандарта «Силовые трансформаторы (автотрансформаторы) и реакторы. Условия поставки. Нормы и требования» вызвана необходимостью:

– повышения эффективности функционирования электрических станций и сетей в краткосрочной и долгосрочной перспективе при условии обеспечения промышленной и экологической безопасности ЕЭС;

– обеспечения надежного и качественного электроснабжения производственно-хозяйственного комплекса и населения страны;

– повышения надежности работы силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и реакторов;

На основании анализа опыта эксплуатации и результатов обследования технического состояния трансформаторного оборудования необходима разработка обоснованных норм и требований к силовым трансформаторам (автотрансформаторам) и реакторам.

Целью разработки настоящего стандарта организации является определение норм и требований к силовым трансформаторам (автотрансформаторам) и реакторам, которые должны быть учтены при поставке трансформаторного оборудования на объекты электроэнергетики.

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ (АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ) И РЕАКТОРЫ УСЛОВИЯ ПОСТАВКИ НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения – 2011-12-01

1 Область применения

Настоящий стандарт распространяется на силовые трансформаторы, автотрансформаторы общего назначения и шунтирующие реакторы, трехфазные мощностью 5 кВА и более и однофазные мощностью 1 кВА и более классов напряжения до 1150 кВ включительно, в том числе автотрансформаторы и трансформаторы для комплектных трансформаторных подстанций и устанавливает нормы и требования к трансформаторам, автотрансформаторам и шунтирующим реакторам при поставке на вновь сооружаемые и подлежащие техническому перевооружению и реконструкции энергообъекты.

Стандарт не распространяется на специальные трансформаторы (преобразовательные, электропечные, тяговые, пусковые, сварочные и др.), трансформаторы с числом обмоток более трех, а также на токоограничивающие реакторы.

Требования документа распространяются на заказ и поставку оборудования после 1 января 2009 года.

Положения настоящего стандарта предназначены для применения научно-исследовательскими и проектными организациями, строительно-монтажными, наладочными, эксплуатационными и ремонтными организациями.

Действие стандарта распространяется на следующие субъекты:

– электросетевые компании;

– генерирующие компании;

– научно-исследовательские, проектные организации.

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.

ГОСТ Р 1.4.-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения», утвержденный Приказом Ростехрегулирования № 154-ст от 30.12.2004 года.

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

ГОСТ Р 52719-2007 «Трансформаторы силовые. Общие технические условия».

ГОСТ Р ИСО 9001-2001 Системы менеджмента качества. Требования.

ГОСТ 9.014-78 Единая система защиты от коррозии и старения. Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования

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 721-77 Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В.

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

ГОСТ 3484.1-88 Трансформаторы силовые. Методы электромагнитных испытаний.

ГОСТ 5985-79. Нефтепродукты. Методы определения кислотности и кислотного числа.

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

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

ГОСТ 6370-83. Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей.

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

ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

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

ГОСТ 8865-93 Системы электрической изоляции. Оценка нагревостойкости и классификация.

ГОСТ 9680-77 Трансформаторы силовые мощностью 0,01 кВА и более. Ряд номинальных мощностей.

ГОСТ 9920-89 Электроустановки переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Длина пути утечки внешней изоляции. (МЭК 694-80, МЭК 815-86).

ГОСТ 10434-82 Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования.

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

ГОСТ 11262-80 Пластмассы. Метод испытания на растяжение.

ГОСТ 11920-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения напряжением до 35 кВ включительно. Технические условия.

ГОСТ 12965-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 110 и 150 кВ. Технические условия.

ГОСТ 13109-97 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

ГОСТ 14209-85 «Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки».

ГОСТ 14359-69. Пластмассы. Методы механических испытаний. Общие требования.

ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды.

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

ГОСТ 17516.1-2001. Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к механическим внешним воздействующим факторам.

ГОСТ 17544-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 220, 330, 500 и 750 кВ. Технические условия.

ГОСТ 21130-75 Изделия электротехнические. Зажимы заземляющие и знаки заземления. Конструкция и размеры.

ГОСТ 23865-79 Вводы конденсаторные герметичные на номинальные напряжения 110 кВ и выше. Типы и размеры.

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

ГОСТ 23216-78 Изделия электротехнические. Общие требования к хранению, транспортированию, временной противокоррозионной защите и упаковке.

ГОСТ 27602-88 (МЭК 544-1-77) Материалы электроизоляционные. Методы определения влияния ионизирующего излучения.

ГОСТ 27603-88 Материалы электроизоляционные. Условия испытаний при воздействии ионизирующего излучения. (МЭК 544-2-79)

ГОСТ 27604-88 (МЭК 544.3-79). Материалы электроизоляционные. Определение стойкости к воздействию ионизирующего излучения.

ГОСТ 30830-2002 (МЭК 60076-1-93) Трансформаторы силовые. Часть 1. Общие положения.

СТО 70238424.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения

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

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных 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 следующие термины и сокращения с соответствующими определениями:

3.1.1 **RIP-изоляция:** Тип твердой изоляции ввода – бумага, пропитанная смолой.

3.1.2 **автотрансформатор:** Трансформатор, в котором две или большее число обмоток имеют общую часть.

3.1.3 **ввод в эксплуатацию:** Событие, фиксирующее готовность изделия к использованию по назначению и документально оформленное в установленном порядке.

Примечание – для специальных видов техники к вводу в эксплуатацию относят подготовительные работы, контроль, приемку и закрепление изделия за эксплуатирующим подразделением.

3.1.4 **диапазон регулирования:** Диапазон изменения коэффициента ответвления, выраженный в процентах и в количестве ступеней регулирования.

3.1.5 **допустимая аварийная перегрузка:** Перегрузка трансформатора, допустимая в аварийных режимах, величина и длительность которой установлены нормативным документом.

3.1.6 **допустимая систематическая перегрузка:** Ограниченная по длительности перегрузка трансформатора, при которой расчетный износ изоляции за установленное время не превосходит износа за такое же время при номинальном режиме работы.

Примечание – установленное время (обычно одни сутки) включает длительность перегрузки и длительность предшествующей и последующей нагрузок.

3.1.7 **климатические факторы внешней среды** - температура, влажность воздуха, давление воздуха или газа (высота над уровнем моря), солнечное излучение, дождь, ветер, пыль (в том числе снежная), смены температур, соляной туман, иней, гидростатическое давление воды, действие плесневых грибов, содержание в воздухе коррозионно-активных агентов.

3.1.8 **кадоксен:** Водный раствор этилендиаминового комплекса кадмия (Cd(en)3(OH)2).

3.1.9 **коэффициент защиты (КЗ):** Доля энергии, рассеянной в материале RIP-изоляции высоковольтного ввода благодаря присутствию защитных добавок.

3.1.10 **коэффициент ответвления (соответствующий конкретному ответвлению):** Отношение $\frac{U_{отв}}{U_{ном}}$ (коэффициент ответвления) либо $100\frac{U_{отв}}{U_{ном}}$ (коэффициент ответвления, выраженный в процентах), где $U_{ном}$ – номинальное напряжение обмотки, В, а $U_{отв}$ – напряжение, возникающее при холостом ходе между выводами обмотки, присоединенной к данному ответвлению, при приложении номинального напряжения к обмотке без ответвлений, В.

3.1.11 **кратность тока короткого замыкания:** Отношение действующего значения тока короткого замыкания к номинальному.

3.1.12 **магнитная система трансформатора (магнитопровод):** Комплект пластин или других элементов из электротехнической стали или другого ферромагнитного материала, собранных в определенной геометрической форме, предназначенный для локализации в нем основного магнитного поля трансформатора.

3.1.13 **масляный трансформатор:** Трансформатор, магнитная система и обмотки которого погружены в изолирующую жидкость (трансформаторное масло).

3.1.14 **мощность короткого замыкания:** Условная величина, равная увеличенному в $\sqrt{3}$ раз произведению тока трехфазного короткого замыкания на номинальное напряжение соответствующей электрической сети.

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

3.1.16 **номинальная мощность трансформатора:** Полная мощность, определяющая вместе с номинальным напряжением номинальный ток обмотки

Примечание

В двухобмоточном трансформаторе обе обмотки имеют одинаковую номинальную мощность, равную номинальной мощности трансформатора.

3.1.17 **номинальное напряжение обмотки:** 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

3.1.18 **номинальные параметры:** Параметры (напряжение, мощность, частота ток), обеспечивающие работу трансформатора в условиях , установленных НТД и являющихся основой для определения условий изготовления, испытаний и эксплуатации

3.1.19 **номинальный режим трансформатора:** Режим работы трансформатора на основном ответвлении при номинальных значениях напряжения, частоты, нагрузки и номинальных условиях места установки и охлаждающей среды

3.1.20 **номинальный ток обмотки:** Ток, определяемый по номинальной мощности обмотки, ее номинальному напряжению и множителю, учитывающему число фаз.

3.1.21 **нормативная техническая документация (НТД):** Документы, устанавливающие требования, правила и нормы к деятельности или продукции.

3.1.22 **обмотка:** Совокупность витков, образующих электрическую цепь с целью получения одного из напряжений трансформатора.

3.1.23 **основное ответвление:** Ответвление, к которому относятся номинальные параметры.

3.1.24 **ответвление:** В трансформаторе, имеющем обмотку с ответвлениями, специальный отвод этой обмотки, предназначенный для установления эффективного числа ее витков и соответственно определенного соотношения чисел витков этой и любой другой обмотки с фиксированным числом витков.

3.1.25 **отрицательное ответвление:** Ответвление с коэффициентом ответвления менее 1.

3.1.26 **перегрузка трансформатора:** Нагрузка трансформатора, при которой расчетный износ изоляции обмоток, соответствующий установившимся превышениям температуры, превосходит износ, соответствующий номинальному режиму работы.

3.1.27 **полное сопротивление короткого замыкания пары обмоток:** Сопротивление, определяемое при номинальной частоте и расчетной температуре между выводами одной из обмоток пары, при замкнутой накоротко другой обмотке этой пары и разомкнутых остальных обмотках при их наличии. Для трехфазного трансформатора полное сопротивление короткого замыкания пары обмоток является полным сопротивлением фазы (в эквивалентной схеме соединения «звезда»). В трансформаторе, имеющем обмотку с ответвлениями, полное сопротивление короткого замыкания относят к конкретному ответвле-

нию. Если в нормативной документации не оговорено иное, выбирают основное ответвление.

Примечания

расчетные температуры:

115°С – для сухих трансформаторов с изоляцией классов нагревостойкости F, H, C по ГОСТ 8865-93;

80°С – для масляных трансформаторов с системой охлаждения НЦ, НДЦ;

75°С – для остальных масляных трансформаторов;

номинальная частота – 50 Гц

3.1.28 **положительное ответвление:** Ответвление с коэффициентом ответвления более 1.

3.1.29 **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.

3.1.30 **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 (ГОСТ 30830-02).

3.1.31 **расщеплённый провод:** Провод, состоящий из нескольких элементарных проводов, каждый из которых имеет собственную изоляцию, а также общую изоляцию.

3.1.32 **силовой трансформатор:** Статическое устройство, имеющее две или более обмотки, предназначенное для преобразования посредством электромагнитной индукции одной или нескольких систем переменного напряжения и тока в одну или несколько других систем переменного напряжения и тока, имеющих обычно другие значения при той же частоте, с целью передачи мощности.

3.1.33 **степень полимеризации намоточной бумаги средневязкостная Pv:** Показатель механической стойкости изоляционной бумаги $P_v = \left[\sum W_i \times P_i\right]^{1/\alpha}$,

где P_i - число мономерных фрагментов;

W_i – весовая доля молекул с числом мономерных фрагментов P_i;

α – эмпирическая постоянная для данной системы полимер – растворитель при определенной температуре; ее величина обычно больше 0,5, но меньше 1.

3.1.34 **ступень регулирования:** Разность коэффициентов ответвлений двух смежных ответвлений, выраженная в процентах

3.1.35 **сухой трансформатор:** Трансформатор, магнитная система и обмотки которого не погружены в изолирующую жидкость.

3.1.36 **ток холостого хода:** Ток, протекающий через линейный вывод обмотки, к которой приложено номинальное напряжение (или напряжение ответвления) номинальной частоты, при разомкнутых остальных обмотках.

3.1.37 **трансформаторное масло:** Изолирующая и охлаждающая среда (минеральное масло или негорючий жидкий диэлектрик).

3.1.38 **устройство переключения ответвлений обмоток без возбуждения (ПБВ):** Устройство, предназначенное для изменения соединений ответвлений обмоток при невозбужденном трансформаторе

3.1.39 **устройство переключения ответвлений обмоток трансформатора под нагрузкой (РПН):** Устройство, предназначенное для переключения ответвлений обмотки в условиях, когда трансформатор возбужден или находится под нагрузкой

3.1.40 **фактор передачи энергии, ФПЭ:** Доля энергии, отведенной к защитной добавке компаунда RIP-изоляции высоковольтного ввода, поделенная на концентрацию добавки.

3.1.41 **шунтирующий реактор:** Реактор параллельного включения, предназначенный для компенсации емкостного тока.

3.1.42 **электрический реактор:** Индуктивная катушка, предназначенная для использования ее в силовой электрической цепи.

3.2 Обозначения и сокращения

Обозначения категории размещения:

1 – Для эксплуатации на открытом воздухе;

2 – Для эксплуатации под навесом или в помещениях (объемах), где колебания температуры и влажности воздуха несущественно отличаются от колебаний на открытом воздухе и имеется сравнительно свободный доступ наружного воздуха;

3 – Для эксплуатации в закрытых помещениях (объемах) с естественной вентиляцией без искусственно регулируемых климатических условий, где колебания температуры и влажности воздуха и воздействие песка и пыли существенно меньше, чем на открытом воздухе;

4 – Для эксплуатации в помещениях (объемах) с искусственно регулируемыми климатическими условиями;

ВН – высшее напряжение;

КРУЭ – герметичные элегазовые распределительные устройства;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

НН – низшее напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

ПБВ – устройство переключения ответвлений обмоток без возбуждения;

РПН – устройство переключения ответвлений обмоток трансформатора под нагрузкой;

СН – среднее напряжение;

У – обозначение вида климатического исполнения для макроклиматических районов с умеренным климатом;

УХЛ – обозначение вида климатического исполнения для макроклиматических районов с умеренным и холодным климатом;

ФПЕ – фактор передачи энергии;

ХЛ – в случае, если основным назначением изделий является эксплуатация в районе с холодным климатом и экономически нецелесообразно их использование вне пределов этого района, вместо обозначения УХЛ рекомендуется обозначение ХЛ.

4 Общие положения

Трансформаторы, автотрансформаторы, шунтирующие реакторы (в дальнейшем трансформаторное оборудование) должно обеспечивать:

– работоспособность и надежность электрических сетей с учетом риска возникновения чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;

– высокую надежность работы с минимальным объемом профилактических работ;

– высокую ремонтопригодность и минимальные затраты при восстановлении.

5 Классификация

Силовые трансформаторы, автотрансформаторы и шунтирующие реакторы классифицируются согласно ГОСТ Р-52719

а) по условиям работы:

– нормальные;

– особые;

б) по виду изолирующей и охлаждающей среды:

– масляные: масло минеральное или синтетическое, включая жидкий негорючий диэлектрик;

– сухие, в том числе трансформаторы с твердой изоляцией;

в) по основным конструктивным исполнениям:

– однофазные;

– трехфазные;

– двухобмоточные;

– двухобмоточные с расщепленной обмоткой;

– трехобмоточные;

– регулируемые под нагрузкой (РПН)

– переключаемые без возбуждения (ПБВ)

г) по виду системы охлаждения. Виды систем охлаждения трансформатора и их условные обозначения согласно ГОСТ Р 52719 приведены в таблице 1.

Таблица 1

Виды систем охлаждения трансформатора	Условное обозначение вида системы охлаждения, принятые в	
	РФ	За рубежом (МЭК)
Сухие трансформаторы		
Естественное воздушное при открытом исполнении	С	AN
Естественное воздушное при герметичном исполнении	СГ	ANAN
Естественное воздушное при защищенном исполнении	СЗ	ANAN

Окончание таблицы 1

Виды систем охлаждения трансформатора	Условное обозначение вида системы охлаждения, принятые в	
	РФ	За рубежом (МЭК)
Воздушное с принудительной циркуляцией	СД	ANAF
Масляные трансформаторы и шунтирующие реакторы с минеральным маслом		
Естественная циркуляция воздуха и масла	М	ONAN
Принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла	Д	ONAF
Естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла с ненаправленным потоком масла	МЦ	OFAN
Естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла с направленным потоком масла	НМЦ	ODAN
Принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла	ДЦ	OFAF
Принудительная циркуляция воздуха и масла с направленным потоком масла	НДЦ	ODAF
Принудительная циркуляция воды и масла с ненаправленным потоком масла	Ц	OFWF
Принудительная циркуляция воды и масла с направленным потоком масла	НЦ	ODWE

6 Условия работы трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов

6.1 Нормальные условия работы:

– высота установки над уровнем моря не более 1000 м; для трансформаторов класса напряжения 1150 кВ - не более 500 м;

– температура окружающего воздуха согласно ГОСТ 15150, п. 3.2 для вида климатического исполнения У: +45 °С, - 50 °С;

– температура охлаждающей воды у входа в охладитель для трансформаторов с водяным охлаждением в соответствии с ГОСТ 15150, п. 3.3 не выше +25 °С;

– степень загрязнения окружающей среды – согласно ГОСТ 15150 (все типы атмосферы);

– внешние механические воздействия – согласно ГОСТ 17516.1, п. 2 в том числе для сейсмоопасных районов. К трансформаторам не должны предъявляться специальные конструктивные требования по сейсмостойкости, если ускорение силы тяжести (грунта при землетрясении) менее 2,5 м/с^2;

– категория размещения и их обозначение согласно ГОСТ 15150 приведены в таблице 2.

Таблица 2 Категории размещения.

Характеристика категории	Обозначение категории
Для эксплуатации на открытом воздухе (воздействие совокупности климатических факторов, характерных для данного макроклиматического района).	1
Для эксплуатации под навесом или в помещениях (объемах), где колебания температуры и влажности воздуха несущественно отличаются от колебаний на открытом воздухе и имеется сравнительно свободный доступ наружного воздуха, например, в палатках, кузовах, прицепах, металлических помещениях без теплоизоляции, а также в оболочке комплектного изделия категории 1 (отсутствие прямого воздействия солнечного излучения и атмосферных осадков).	2
Для эксплуатации в закрытых помещениях (объемах) с естественной вентиляцией без искусственно регулируемых климатических условий, где колебания температуры и влажности воздуха и воздействие песка и пыли существенно меньше, чем на открытом воздухе, например, в металлических с теплоизоляцией, каменных, бетонных, деревянных помещениях (отсутствие воздействия атмосферных осадков, прямого солнечного излучения; существенное уменьшение ветра; существенное уменьшение или отсутствие воздействия рассеянного солнечного излучения и конденсации влаги).	3
Для эксплуатации в помещениях (объемах) с искусственно регулируемыми климатическими условиями, например, в закрытых отапливаемых или охлаждаемых и вентилируемых производственных и других, в том числе хорошо вентилируемых подземных помещениях (отсутствие воздействия прямого солнечного излучения, атмосферных осадков, ветра, песка и пыли наружного воздуха; отсутствие или существенное уменьшение воздействия рассеянного солнечного излучения и конденсации влаги)	4
Примечание – категории размещения для масляных и сухих герметичных трансформаторов – 1 – 4; для сухих негерметичных трансформаторов – 3, 4.	

6.2 По требованию заказчика трансформаторы могут быть предназначены для особых условий работы, которые необходимо учесть при проектировании трансформатора, например высота установки над уровнем моря, превышающая значение, указанное в 6.1; более высокая или низкая температура окружающей среды, в том числе для трансформаторов исполнений ХЛ и УХЛ по ГОСТ 15150; соответствующая тропическому климату влажность; сейсмическая активность; сильные загрязнения; нестандартные нормы напряжения и тока нагрузки и смешанная нагрузка; особые условия транспортирования, хранения и установки (ограничение массы или габаритных размеров) и другие согласно ГОСТ 30830 (приложение А).

6.3 Условия работы должны быть указаны в НТД на конкретное трансформаторное оборудование.

7 Параметры трансформаторов и шунтирующих реакторов

В технических условиях на поставку конкретных трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов должны быть указаны следующие основные параметры.

7.1 Номинальные мощности трехфазных трансформаторов и автотрансформаторов согласно ГОСТ 9680 п. 2, кВА:

6,3; 10,0; 16,0; 25,0; 40,0; 63,0; 100; 160; 250; 320; 400; 630; 1000; 1600; 2500; 3200; 4000; 6300; 10000; 1250 16000; 25000; 32000; 40000; 63000; 80000; 100000; 125000; 160000,

Номинальные мощности однофазных трансформаторов и автотрансформаторов, предназначенных для работы в трехфазной группе, должны составлять одну треть указанных номинальных мощностей. Для однофазных трансформаторов, не предназначенных для такого применения, значения номинальных мощностей должны приниматься как для трехфазных.

В трансформаторах с расщепленной на две части обмоткой НН, номинальная мощность каждой из ее частей должна быть равна 50 % номинальной мощности трансформаторов.

Номинальные мощности трехфазных шунтирующих реакторов, кВА: 3300; 20000; 50000; 100000.

Номинальные мощности однофазных шунтирующих реакторов, кВА: 33333; 60000; 110000; 300000.

7.2 Согласно ГОСТ 721-77 номинальные междуфазные напряжения свыше 1000 В трехфазных электрических сетей источников и приемников электрической энергии, а также их наибольшие междуфазные рабочие напряжения должны соответствовать указанным в таблице 3.

Таблица 3

Номинальные междуфазные напряжения, кВ			Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования, кВ
Сети и приемники	Трансформаторы и автотрансформаторы без РПН	Трансформаторы и автотрансформаторы с РПН	
(6)	(6) или (6,3)*, 6,6, 6,9	(6) или (6,3)*, 6,6, 6,9	(7,2)
10	10 или 10,5*, 11	10 или 10,5*, 11	12,0
20	20	20 или 21,0*	24
35	35	35 или 36,75	40,5
110	110	110 или 115	126
150	150	158 или 165	172
220	220	220 или 230	252
330	330	330	363
500	500	500	525
750	750	750	787
1150	1150	1150	1200

* – для трансформаторов и автотрансформаторов, присоединенных непосредственно к шинам генераторного напряжения электрических станций или к выводам генератора.

Примечание Номинальные напряжения, указанные в скобках, для вновь проектируемых сетей не рекомендуются.

7.3 Схемы и группы соединения обмоток трансформаторов выполняются согласно ГОСТ 30830:

– соединение по схеме «звезда» (Y-соединение): соединение обмоток, при котором один конец обмотки каждой фазы трехфазного трансформатора или каждой обмотки с одним и тем же номинальным напряжением группы однофазных трансформаторов, образующих трехфазную группу, соединен с общей точкой (нейтралью), а другой ее конец присоединен к соответствующему линейному выводу;

– соединение по схеме «треугольник» (D-соединение): последовательное соединение обмоток фазы трехфазного трансформатора или обмоток с одним и тем же номинальным напряжением группы однофазных трансформаторов, образующих трехфазную группу, выполненное так, что оно образует замкнутую цепь;

– соединение по схеме «зигзаг» (Z-соединение): соединение обмоток, при котором один конец обмотки каждой фазы трехфазного трансформатора присоединен к общей точке (нейтрали), а обмотка каждой фазы состоит из двух частей, в каждой из которых индуктируются сдвинутые по фазе напряжения;

– группа соединения трехфазной обмотки: угловое смещение между векторами, представляющими напряжения между нейтралью (реальной или воображаемой) и одноименными выводами двух обмоток. При этом напряжения прямой последовательности прикладывают к выводам обмотки высшего напряжения в алфавитном порядке (если они обозначены буквами) или в числовой последовательности (если они обозначены цифрами). Принято, что векторы напряжений вращаются против часовой стрелки;

– обозначение схемы и группы соединений: условное обозначение схем и групп соединения обмоток высшего, среднего (если имеется) и низшего напряжений и смещение (я) их фаз, выраженное (ые) комбинацией букв и условным числом часов;

– обозначение схем, соединенных в «звезду» или «зигзаг», если нейтраль обмоток выведена на крышку бака, будет иметь вид Yн или Zн соответственно.

7.4 Параметры трансформаторов и автотрансформаторов:

– номинальная мощность трансформатора (указывают также мощности основных обмоток трехобмоточных трансформаторов, включая мощность обмотки НН трехобмоточных автотрансформаторов); если предусмотрены разные значения мощности, например, при разных видах охлаждения, то за номинальную мощность принимают наибольшее из них;

– номинальные напряжения основных обмоток на всех ответвлениях;

– условное обозначение схемы и группы соединений обмоток;

– вид переключения ответвлений (РПН, ПБВ), диапазон и число ступеней регулирования напряжения;

– наибольший допустимый ток общей обмотки автотрансформатора;
– установленная мощность двигателей системы охлаждения;
– полная масса;
– транспортная масса (допускается не указывать, если она отличается от полной массы не более чем на 10 %);
– удельная масса;
– масса масла;
– габаритные размеры

должны соответствовать требованиям ГОСТ 11920 таблицы 1, 3 и приложения 3, 4; ГОСТ 12965, таблицы 1-4, приложение 3, таблицы 1-5 и приложение 5; ГОСТ, 17544 таблицы 1-4 и приложения 4, 5.

7.5 Параметры шунтирующих реакторов:
– установленная мощность двигателей системы охлаждения;
– полная масса;
– транспортная масса (допускается не указывать, если она отличается от полной массы не более чем на 10 %);
– удельная масса;
– масса масла;
– габаритные размеры

указываются в нормативной документации на конкретные виды реакторов

7.6 У трансформаторов классов напряжения до 150 кВ включительно параметры:
– потери холостого хода и короткого замыкания на основном ответвлении;
– напряжение короткого замыкания, приведенное к номинальной мощности (для трансформаторов с РПН указывают нормированные значения на основном и крайних ответвлениях, для остальных трансформаторов – на основном ответвлении);
– ток холостого хода на основном ответвлении

должны соответствовать требованиям ГОСТ 11920, таблицы 4, 6 и ГОСТ 12965, таблицы 5, 6, 7.

7.7 Для трансформаторов и автотрансформаторов классов напряжения 220 кВ и выше:
– значения потерь холостого хода и короткого замыкания должны соответствовать требованиям, приведенным в таблицах 4-7;
– значения напряжения короткого замыкания двухобмоточных трансформаторов должны соответствовать требованиям, приведенным в таблицах 4-7;
– значения тока холостого хода должны соответствовать требованиям ГОСТ 17544, таблицы 5, 7-9;
– значения напряжения короткого замыкания автотрансформаторов, двухобмоточных трансформаторов с РПН и трехобмоточных трансформаторов должны соответствовать требованиям ГОСТ 17544, таблицы 5, 7-9.

Таблица 4 Потери, напряжения короткого замыкания и ток холостого хода двухобмоточных трансформаторов с РПН

Тип трансформатора	Потери, кВт		Напряжения короткого замыкания, %			Ток холостого хода, %
	холостого хода	короткого замыкания ВН-НН	ВН-НН	ВН-$НН_1$	$НН_1$-$НН_2$	
ТРДН-32000/220	40	135	11,5	21,0	28,0	0,65
ТРДНС-32000/220*	--	--	--	--	--	--
ТРДНС-40000/220	45	155	11,5	21,0	28,0	0,60
ТРДН-63000/220 ТРДЦН-63000/220	65	240				0,50
ТРДНС-63000/220*	--	--	--	--	--	--
ТРДН-32000/220	40	135	11,5	21,0	28,0	0,65
ТРДНС-32000/220*	--	--	--	--	--	--
ТРДНС-40000/220	45	155	11,5	21,0	28,0	0,60
ТРДН-63000/220 ТРДЦН-63000/220	65	240				0,50
ТРДНС-63000/220*	--	--	--	--	--	--
ТРДНЦ-100000/220	90	310	12,5	23,0	28,0	0,65
ТРДЦН-160000/220	140	450				0,60
ТРДЦН-200000/220*	--	--	11,0	20,5	28,0	0,80
ТРДН-40000/330**	70	175		18,5		
ТРДНЦ-63000/330	90	210				

* Значения параметров трансформатора устанавливаются по результатам приемочных испытаний.

** Значения потерь для данного трансформатора могут быть уточнены по результатам приемочных испытаний

Примечание – Значения потерь короткого замыкания и напряжения короткого замыкания указаны на основном ответвлении.

Таблица 5 Потери, напряжения короткого замыкания и ток холостого хода трехобмоточных трансформаторов

Тип трансформатора	Потери, кВт		Напряжения короткого замыкания, %			Ток холостого хода, %
	холостого хода	короткого замыкания для основной пары обмоток	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
ТРДН-25000/220	40	120	12,5	20,0	6,5	0,90
ТРДНС-40000/220	50	200	12,5	22,0	9,5	0,55
ТРДНС-63000/220*	--	--	--	--	--	--

* Значения параметров трансформатора устанавливаются по результатам приемочных испытаний.

Примечания

1 Значения потерь короткого замыкания и напряжения короткого замыкания указаны на основных ответвлениях обмоток ВН и СН.

2 Расчетные значения потерь короткого замыкания для неосновных пар обмоток на основных ответвлениях обмоток ВН и СН указаны в справочном приложении 3 ГОСТ 17544.

Таблица 6 Потери, напряжения короткого замыкания и ток холостого хода автотрансформаторов

Тип автотрансформатора	Потери, кВт		Напряжения короткого замыкания, %			Ток холостого хода, %
	холостого хода	короткого замыкания для основной пары обмоток	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
АТДЦТН-63000/220/110	33	180	11,0	35,0	22,0	0,45
АТДЦТН-125000/220/110	57	294		45,0	28,0	0,40
АТДЦТН-200000/220/110*	95	390		32,0	20,0	0,45
АТДЦТН-250000/220/110	105	450				0,40
АТДЦТН-125000/330/110	90	315	10,0	35,0	29,0	0,45
АТДЦТН-200000/330/110*	140	475	10,5	38,0	25,0	0,45
АТДЦТН-250000/330/150	145	560	10,5	54,0	42,0	0,45
АТДЦТН-400000/330/150	160	750	--	11,0	--	0,25
АОДЦТН-133000/330/220	45	225	9,0	60,0	48,0	0,20
АТДЦТН-250000/500/110**	180	625	13,0	33,0	18,5	0,40
АТДЦТН-500000/500/220**	195	1050	--	12,0	--	0,30
АОДЦТН-167000/500/220	78	285	11,0	35,0	21,5	0,25
АОДЦТН-267000/500/220	106	420	11,5	37,0	23,	0,25
АОДЦТН-167000/500/330	55	270	9,5	67,0	61,0	0,20
АОДЦТН-267000/750/220**	180	550	13,0	31,0	17,0	0,35
АОДЦТН-333000/750/330	195	530	10,0	28,0	17,0	0,35
АОДЦТН-417000/750/330**	--	--	--	--	--	--
АОДЦТН-417000/750/500**	115	610	11,5	81,0	68,0	0,15

* Значения потерь для данного автотрансформатора могут быть уточнены по результатам приемочных испытаний.

** Значения параметров автотрансформатора уточняются либо устанавливаются по результатам приемочных испытаний.

Примечания

1. Потери короткого замыкания, напряжения короткого замыкания, а для автотрансформаторов с РПН также и ток холостого хода указаны для основного ответвления.

2. Расчетные значения потерь короткого замыкания для неосновных пар обмоток на основных ответвлениях обмоток ВН и СН указаны в справочном приложении 3 ГОСТ 17544.

Таблица 7 Потери, напряжения короткого замыкания и ток холостого хода двухобмоточных трансформаторов

Тип трансформатора	Потери, кВт		Напряжения короткого замыкания, % ВН-НН	Ток холостого хода, %
	холостого хода	короткого замыкания для основной пары обмоток		
ТД-80000/220	70	285	11,0-12,0	0,45
ТДЦ-125000/220	105	355		0,55
ТЦ-160000/220*	--	--	--	--
ТДЦ-200000/220	115	595	12,0-13,0	0,40
ТЦ-200000/220				
ТДЦ-250000/220	185	550	13,0-14,0	0,50
ТЦ-250000/220				

Окончание таблицы 7

Тип трансформатора	Потери, кВт		Напряжения короткого замыкания, % ВН-НН	Ток холостого хода, %
	холостого хода	короткого замыкания для основной пары обмоток		
ТДЦ-400000/220	250	780	14,0-15,0	0,45
ТНЦ-630000/220	350	1100	15,0-16,0	0,35
ТНЦ-1000000/220**	430	2000	15,0-16,0	0,40
ТДЦ-125000/330	110	345	12,0-13,0	0,55
ТДЦ-200000/330	160	470		0,50
ТЦ-200000/330				
ТДЦ-250000/330	190	650		0,50
ТЦ-250000/330				
ТДЦ-400000/330	270	720	14,0-15,0	0,45
ТЦ-400000/330				
ТНЦ-630000/330	310	1200	15,0-16,0	0,35
ТНЦ-1000000/330	430	2000	15,0-16,0	0,40
ТНЦ-125000/330	640	2000	15,0-16,0	0,55
ТДЦ-250000/500	180	535	13,0-14,0	0,45
ТЦ-250000/500				
ТДЦ-400000/500	280	715	14,0-15,0	0,45
ТЦ-400000/500				
ТЦ-630000/500	375	1100	15,0-16,0	0,40
ТНЦ-1000000/500	510	1650	15,0-16,0	0,45

* Значения параметров трансформаторов устанавливаются по результатам приемочных испытаний.

** Значения потерь данного трансформатора могут быть уточнены по результатам приемочных испытаний.

Примечание – Потери короткого замыкания и напряжения короткого замыкания для трансформаторов с ПБВ указаны для основного ответвления.

Для шунтирующих реакторов значения потерь указываются в технической документации предприятия-производителя.

7.8 Предельные отклонения параметров трансформаторов и автотрансформаторов в соответствии с ГОСТ Р 52719, не должны превышать приведенных в таблице 8.

Таблица 8

Наименование параметра	Предельное отклонение, %	Примечание
Коэффициент трансформации	±1,0	Для трансформаторов с коэффициентом трансформации фазных напряжений три и менее, а также на неосновном ответвлении
	±0,5	Для всех остальных трансформаторов на основном ответвлении
Напряжение короткого замыкания ($U_к$) основного ответвления	±7,5	Для двухобмоточного трансформатора или для пары обмоток трехобмоточного трансформатора, указанной в НД как основная пара, при $U_к \geq 10\%$
	±10	Для остальных трансформаторов

Окончание таблицы 8

Наименование параметра	Предельное отклонение, %	Примечание
Потери короткого замыкания на основном ответвлении	10	Для всех двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов и для основной пары обмоток трехобмоточных автотрансформаторов
	20	Для неосновных пар обмоток трехобмоточных автотрансформаторов
Потери холостого хода	15	Для всех трансформаторов
Суммарные потери	10	Для всех трансформаторов и реакторов
Ток холостого хода	30	Для всех трансформаторов
Полная масса	10	Для трансформаторов мощностью не более 1,6 МВ·А

Примечания

1 При определении суммарных потерь трехобмоточного автотрансформатора потери холостого хода суммируют с потерями короткого замыкания основной пары обмоток.

2 Отсутствие нижнего предельного отклонения для тока холостого хода и потерь означает, что его значение не ограничено.

3 По согласованию между изготовителем и заказчиком предельное отклонение напряжения короткого замыкания для трансформаторов с РПН на крайних ответвлениях, а также для неосновных пар обмоток трехобмоточных трансформаторов не должно превышать ±15%.

4 По согласованию между изготовителем и заказчиком предельное отклонение коэффициента трансформации на основном ответвлении для трансформаторов мощностью не менее 100 МВ·А не должно превышать ±1,0 %.

5 Предельные отклонения коэффициента трансформации, приведенные в таблице 8, распространяются на трансформаторы мощностью до 1000 МВ·А включительно.

6 Предельные отклонения напряжения короткого замыкания, приведенные в таблицы 8, не распространяются на напряжение короткого замыкания между частями расщепленной обмотки НН.

7 Предельное отклонение на потери короткого замыкания для трансформаторов мощностью менее 1 МВ·А допустимо принимать 15 %, что должно быть оговорено в НД на данные трансформаторы.

8 Предельное отклонение ±7,5 % на напряжение короткого замыкания вводится на трансформаторы, разработанные после введения в действие настоящего стандарта.

7.9 Номинальная частота питающей сети должна быть 50±0,2 Гц согласно ГОСТ 13109 п. 5.6.

7.10 При поставке высоковольтных вводов, устанавливаемых на трансформаторы и реакторы классов напряжения 110-750 кВ, вводы должны быть герметичного исполнения в соответствии с ГОСТ 10693 и ГОСТ 23865 либо с твердой RIP-изоляцией

7.11 Параметры, характеризующие радиационную стойкость материала твердой RIP-изоляции:

- коэффициент газостойкости электроизоляционной бумаги $B_Г^Б$, см^3/г;
- коэффициент газостойкости материала RIP-изоляции $B_Г^{RIP}$, см^3/г;

– коэффициент образования свободных радикалов в электроизоляционной бумаге $B_R^Б$, п.ц./Дж, (п.ц. – парамагнитные центры);

– коэффициент образования свободных радикалов «целлюлозного» типа в материале RIP-изоляции B_R^{RIP}, п.ц./Дж;

– радиационно-химический выход углекислого газа из электроизоляционной бумаги $G_{CO_2}^Б$, молекул/100эВ;

– радиационно-химический выход углекислого газа из RIP – твердой изоляции $G_{CO_2}^{RIP}$;

– радиационно-химический выход водорода из RIP-изоляции G_H^{RIP};

– радиационно-химический выход целлюлозных радикалов из электроизоляционной бумаги $G_R^Б$;

– радиационно-химический выход целлюлозных радикалов из RIP-изоляции G_R^{RIP};

– коэффициент защиты целлюлозной арматуры компаунда при действии частичных разрядов, $К_З$;

– фактор передачи энергии (ФПЭ);

– модуль упругости;

– прочность при разрыве, δ, МПа;

– относительное удлинение при разрыве, Δ, %.

7.12 Значения параметров должны соответствовать величинам, приведенным в таблице 9.

Таблица 9:

Энергетические коэффициенты B и радиационно-химические выходы G электроизоляционной бумаги и материала RIP-изоляции высоковольтных вводов.	G не более		B не более	
	$G_{CO_2}^Б$	6,0	$B_Г^Б$	0,01393
	$G_{CO_2}^{RIP}$	2,0	$B_Г^{RIP}$	0,00464
	G_H^{RIP}	3,2	–	-
	$G_R^{Б\,*}$	2,7	$B_R^{Б\,*}$	$1{,}6852\ 10^{17}$
	$G_R^{RIP\,*}$	0,8	$B_R^{RIP\,*}$	$0{,}5\ 10^{17}$
	$G_R^Б$	4,0	$B_R^Б$	$2{,}4966\ 10^{17}$
	G_R^{RIP}	0,5	B_R^{RIP}	$0{,}3121\ 10^{17}$
$К_З$	(0,7-0,8)			
ФПЭ	>4			
Модуль упругости, МПа	Не более 800			
σ, МПа	Не менее 60			
Относительное удлинение при разрыве Δ, %	Не менее 8,0			
*При температуре испытаний 77 К.				

7.13 Предельные отклонения параметров материала твердой RIP-изоляции высоковольтных вводов не должны превышать указанных в таблице 10.

Таблица 10

Параметр	Предельное отклонение
Энергетические коэффициенты B и радиационно-химические выходы G электроизоляционной бумаги и материала RIP-изоляции высоковольтных вводов.	± 20 %
K_3	± 0,05

7.14 Исходная намоточная бумага обмоток трансформатора и остовов маслонаполненных герметичных высоковольтных вводов должна иметь степень полимеризации не менее 1250 единиц.

8 Технические требования к трансформаторному оборудованию

8.1 Требования по нагрузочной способности

8.1.1 Требования по нагрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов должны удовлетворять ГОСТ Р 52719.

8.1.2 Допустимые систематические нагрузки и перегрузки, в том числе с повышенным износом изоляции, при заданной предшествующей нагрузке трансформатора и температуре охлаждающей среды должны быть установлены:

– для масляных трансформаторов мощностью до 100 МВ·А включительно согласно ГОСТ 14209, если иное не указано в НТД на конкретные виды трансформаторов;

– для сухих трансформаторов и трансформаторов мощностью свыше 100 МВ·А, – в НТД конкретных трансформаторов;

8.1.3 В аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов сверх номинального тока при всех системах охлаждения независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды в следующих пределах, приведенных в таблице 11.

Таблица 11

Масляные трансформаторы					
Перегрузка по току, %	30	45	60	75	100
Длительность перегрузки, мин.	120	80	45	20	10
Сухие трансформаторы					
Перегрузка по току, %	230	30	40	50	60
Длительность перегрузки, мин.	60	45	32	18	5

8.2 Требования по нагреву

8.2.1 При испытаниях на нагрев на основном ответвлении обмоток превышения температуры отдельных элементов масляного трансформатора над температурой охлаждающей среды (воздуха или воды) не должны быть более значений, указанных в таблице 12.

Таблица 12

Элемент трансформатора	Превышение температуры, °С
Обмотки (класс нагревостойкости изоляции А):	
- при естественной или принудительной циркуляции с ненаправленным потоком масла через обмотку;	65
- при принудительной циркуляции с направленным потоком масла через обмотку.	70
Масло или другой жидкий диэлектрик в верхних слоях:	
- исполнение герметичное или с расширителем;	60
- исполнение негерметичное без расширителя.	55
Поверхности магнитной системы и элементов металлоконструкций	75

8.2.2 Испытания на нагрев не обязательны для трехобмоточных режимов трехобмоточных трансформаторов.

В этом случае должны быть рассчитаны:

– превышение температуры верхних слоев масла для сочетаний нагрузок, приводящих к наибольшим суммарным потерям;

– превышения температуры обмоток, поверхности магнитной системы и элементов металлоконструкций для сочетаний нагрузок, приводящих к максимальному нагреву рассматриваемого элемента трансформатора.

8.2.3 В отдельных точках магнитной системы и элементов металлоконструкций допускается превышение температуры поверхности, не соприкасающейся с твердой изоляцией, над температурой охлаждающей среды до 85 °С.

8.2.4 Для масляных трансформаторов при болтовом соединении контактов съемных вводов превышение температуры контактов над температурой окружающей среды масло не должно превышать85 °С.

8.2.5 При испытаниях на нагрев на основном ответвлении обмоток превышения температуры отдельных элементов сухого трансформатора над температурой охлаждающей среды не должны превышать указанных в таблице 13.

Таблица 13

Элемент трансформатора	Класс нагревостойкости по ГОСТ 8865	Превышение температуры, °С
Обмотки	A	60
	E	75
	B	80
	F	100
	H	125
Поверхности магнитной системы и элементов металлоконструкций	-	Не более чем допустимо для соприкасающихся изоляционных материалов

8.2.6 При установившихся токах короткого замыкания, соответствующих 8.4, температура обмоток, определяемая по [1], не должна превышать значений, приведенных в таблице 14.

Таблица 14

Вид трансформатора	Материал обмотки	Класс нагревостойкости изоляции обмотки по ГОСТ 8865	Максимальная температура обмотки при коротком замыкании, °С
Масляные	Медь	А	250
	Алюминий	А	200
Сухие трансформаторы	Медь	А	180
		Е	250
		В, F, Н	350
	Алюминий	А	180
		Е, В, F, Н	200

8.3Требования к электрической прочности изоляции

8.3.1 Требования к электрической прочности изоляции трансформаторов и шунтирующих реакторов классов напряжения 3-750 кВ должны соответствовать ГОСТ 1516.3 раздел 5. Требования к электрической прочности изоляции трансформаторов всех классов напряжения, включая 1150 кВ, должны быть указаны в нормативной документации на эти трансформаторы.

8.3.2 Все силовые трансформаторы (автотрансформаторы) и реакторы 330-750 кВ должны соответствовать уровню «а» испытательных напряжений согласно ГОСТ 1516.3.

Примечание – уровень испытательных напряжений «*а*» – при защите ограничителями напряжения (ОПН).

8.3.3 Для трансформаторов и реакторов, предназначенных для работы на высоте, превышающей 1000 м (но не более 3500 м) над уровнем моря, внешняя изоляция должна соответствовать ГОСТ 1516.3 раздел 4.3.

8.3.4 Продолжительные превышения напряжения не должны превышать значений напряжений в соответствии с ГОСТ 1516.3, приведенных в таблице 15.

Таблица 15

Класс напряжения электрооборудования, кВ	Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования, кВ	Номинальное напряжение электрической сети, кВ	Наибольшее длительно допускаемое рабочее напряжение в электрической сети, кВ
1	1,1	1,0	1,1
3	3,6	3,0	3,5
		3,15	3,5
		3,3	3,6
6	7,2	6,0	6,9
		6,6	7,2
10	12,0	10,0	11,5
		11,0	12,0
15	17,5	13,8	15,2
		15,0	17,5
		15,75	17,5

Окончание таблицы 15

Класс напряжения электрооборудования, кВ	Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования, кВ	Номинальное напряжение электрической сети, кВ	Наибольшее длительно допускаемое рабочее напряжение в электрической сети, кВ
20	24,0	18,0	19,8
		20,0	23,0
		22,0	24,0
24	26,5	24,0	26,5
27	30,0	27,0	30,0
35	40,5	35,0	40,5
110	126,0	110,0	126,0
150	172,0	150,0	172,0
220	252,0	220,0	252,0
330	363,0	330,0	363,0
500	525,0	500,0	525,0
750	787,0	750,0	787,0

Примечание – Настоящая таблица распространяется также на изоляцию сторон СН и НН (классов напряжения, указанных в таблице) силовых трансформаторов, класс напряжения обмотки ВН которых отличается от указанных в таблице.

8.3.5 Кратковременные повышения напряжения в соответствии с ГОСТ 1516.3 не должны превышать значений напряжений, приведенных в таблицах 16 и 17.

Таблица 16 Допустимые в условиях эксплуатации кратковременные повышения напряжения частотой 50 Гц для электрооборудования 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

* 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 17 Допустимые в условиях эксплуатации кратковременные повышения напряжения частотой 50 Гц для электрооборудования 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	$\leq$ 125	$\leq$ 75	$\leq$ 50	$\leq$ 7	$\leq$ 5	$\leq$ 4	-	-
500	Силовые трансформаторы	1,025 / 1,025	1,05 / 1,05	1,075 / 1,075	1,10 / 1,10	1,15 / 1,15	1,20 / 1,20	1,25 / 1,25	1,90 / 1,50	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	1,025 / 1,025	1,05 / 1,05	1,075 / 1,075	1,10 / 1,10	1,15 / 1,15	1,20 / 1,20	1,25 / 1,25	1,67 / 1,50	1,76 / 1,58
	Шунтирующие реакторы	1,025	1,05	1,075	1,10	1,15	1,20	1,30	1,88	1,98
* - В числителе указаны значения допустимого повышения напряжения относительно земли, в знаменателе - между фазами.										

8.4Требования к стойкости при коротких замыканиях

8.4.1 Трансформатор должен выдерживать без повреждений электродинамические и термические воздействия при внешних коротких замыканиях в сети.

8.4.2 В соответствии с ГОСТ Р 52719 мощность трехфазного короткого замыкания сети следует принимать по таблице 18.

Таблица 18

Номинальное напряжение сети, кВ	Мощность трехфазного короткого замыкания, S_c, МВ·А	
	для трансформаторов классов напряжения ниже 110 кВ	для трансформаторов классов напряжения 110 кВ и выше
До 10	500	2000
Св. 10 до 35 включ.	2500	5000
110	-	15000
150	-	20000
220	-	25000
330	-	35000
500	-	50000
750	-	75000
1150	-	80000
Примечание – По согласованию с потребителем допускается принимать мощности короткого замыкания сети, отличающиеся от указанных в таблице 17.		

8.4.3 Для трехобмоточных автотрансформаторов мощность короткого замыкания сети на стороне НН, принимают:

600 МВ·А – для сети с номинальным напряжением НН до 20 кВ и мощности автотрансформаторов до 63 МВ·А включительно;

1000 МВ·А – для сети с номинальным напряжением НН 20 кВ и выше автотрансформаторов класса напряжения 220 кВ;

2000 МВ·А – для обмоток НН трехобмоточных автотрансформаторов классов напряжения 330, 500 и 750 кВ.

Для трехобмоточных автотрансформаторов класса напряжения 1150 кВ мощность короткого замыкания сетей принимают по нормативной документации на эти трансформаторы.

8.4.4 Для трехобмоточных трансформаторов, исключая автотрансформаторы, в любом двух или трехобмоточном режиме кратность наибольшего установившегося тока короткого замыкания должна быть ограничена согласно ГОСТ Р 52719 в соответствии с таблицей 19 при условии равенства мощностей всех обмоток. В случае различных мощностей обмоток предельные кратности наибольшего установившегося тока короткого замыкания должны быть установлены в нормативных документах на эти трансформаторы.

Таблица 19

Класс напряжения обмотки ВН трансформатора, кВ	Предельная кратность наибольшего установившегося тока короткого замыкания		
	В ближайшей к стержню магнитной системы обмотке	В средней по расположению на стержне магнитной системы обмотке	В обмотке ВН (наружной))
35	-	12,0	-
110	10,0	14,0	9,5
150	10,0	14,0	9,5
220	10,0	15,0	8,0

8.4.5 Наибольший ударный ток короткого замыкания $I_{уд}$, кА, следует определять по формуле

$$I_{уд} = I_{к.отв.} K_{уд} \quad (1)$$

где $I_{к.отв.}$ – наибольший установившийся ток короткого замыкания ответвления, кА;

$K_{уд}$ – ударный коэффициент, определяемый по таблице 20.

Таблица 20

Up/ Ua	1	1,5	2	3	4	5	6	8	10	14 и более
$K_{уд}$	1,51	1,64	1,76	1,95	2,09	2,19	2,28	2,38	2,46	2,55

Примечания

1 Для промежуточных значений (U_p/U_a) от 1 до 14, не указанных в таблице, допускается определять коэффициент $K_{уд}$ линейной интерполяцией. Обозначения U_p, U_a, – реактивная и активная составляющие напряжения короткого замыкания трансформатора, соответственно.

2 По согласованию между изготовителем и заказчиком при отношении *Up/Ua* более 14 допускается принимать ударный коэффициент $K_{уд}$ = 2,69.

8.4.6 Наибольшая продолжительность короткого замыкания $t_{к.max}$ на зажимах трансформаторов должна быть не выше 4с при коротком замыкании на сторонах с номинальным напряжением 35 кВ и не выше 3с, при коротком замыкании на сторонах с номинальным напряжением 110 кВ и выше.

8.4.7 Допустимую продолжительность внешнего короткого замыкания, $t_к$, с, при установившемся токе короткого замыкания $I_к < I_{к\ отв.}$ следует определять по формуле:

$$t_к = t_{к.max} \frac{I^2_{к.отв.}}{I^2_к}, \quad (2)$$

где $t_{к.max}$ – допустимая продолжительность короткого замыкания при протекании наибольшего установившегося тока короткого замыкания по 8.4.6;

$I_{к.отв}$ – наибольший установившийся ток короткого замыкания ответвления, А;

$I_к$ - установившийся ток короткого замыкания менее наибольшего установившегося тока ответвления, А.

Допустимое значение продолжительности $t_к$ независимо от значения $I_к$. принимается не более 15 с

8.5 Требования к стойкости трансформаторов при ударных толчках нагрузки

8.5.1 Масляные трансформаторы должны выдерживать в эксплуатации ударные толчки током. При этом согласно ГОСТ Р 52719 отношение действующего значения тока к номинальному (кратность) не должно превышать значений, указанных в таблице 21.

Таблица 21

Число ударных толчков тока в сутки	Кратность, не более, в зависимости от мощности трансформатора	
	до 25 МВ·А	более 25 до 100 МВ·А включительно.
До 3 включительно	4,0	2,0
Свыше 3 до 10	2,0	1,3
Свыше 10 до 1000	1,3	1,1
Примечание – Для трансформаторов мощностью более 100 МВ·А число ударных толчков в сутки током более номинального должны быть согласованы между заказчиком и изготовителем.		

8.5.2 Для сухих трансформаторов допустимые ударные толчки током указываются в нормативных документах на конкретные виды трансформаторов.

8.6 Требования к трансформаторному маслу и устройствам защиты масла

8.6.1 Допустимые значения показателей качества для свежего масла после заливки в электрооборудование должны соответствовать требованиям СТО 70238424.27.100.052-2009, СТО 70238424.27.100.053-2009 и приведены в таблице 22.

Таблица 22 Требования к качеству свежих масел, после заливки в электрооборудование

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла после заливки в электрооборудование
Пробивное напряжение по ГОСТ 6581-75, кВ, не менее	Электрооборудование: до 15 кВ включительно до 35 кВ включительно от 60 до 150 кВ включительно от 220 до 500 кВ включительно 750 кВ	 25 30 55 60 65
Кислотное число по ГОСТ 5985-79, мг КОН/г масла, не более*	Электрооборудование: до 220 кВ включительно свыше 220 кВ	 0,02 0,01
Температура вспышки в закрытом тигле по ГОСТ 6356-75, °С, не ниже	Электрооборудование всех видов и классов напряжений	135
Влагосодержание по ГОСТ 7822-75, % массы (г/т), не более ГОСТ 1547-84 (качественно)	Трансформаторы с пленочной или азотной защитой, герметичные маслонаполненные вводы.	0,001 (10)
	Силовые трансформаторы без специальных защит масла, негерметичные маслонаполненные вводы.	0,0025 (25) Отсутствие
Содержание механических примесей: ГОСТ 6370-83,% (класс чистоты по ГОСТ 17216-2001, не более) РТМ 34.70.653-83, %, не более (класс чистоты по ГОСТ 17216-2001, не более)	Электрооборудование до 220 кВ включительно Электрооборудование свыше 220 до 750 кВ включительно	Отсутствие (12) 0,0010 (10)
Тангенс угла диэлектрических потерь при 90 °С по ГОСТ 6581-75,%, не более*	Силовые трансформаторы до 220 кВ включительно трансформаторы свыше 220 до 750 кВ включительно, маслонаполненные вводы 110 кВ и выше	2,0 0,7
Содержание водорастворимых кислот и щелочей по ГОСТ 6307-75 (качественно)	Электрооборудование всех видов и классов напряжений	Отсутствие

Окончание таблицы 22

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла после заливки в электрооборудование
Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 (2,6-дитретбутил-4-метилфенол или ионол) по РД 34.43.105-89, % массы, не менее	Трансформаторы без специальных защит масла.	0,18
Температура застывания, ГОСТ 20287-91, °С, не выше	Электрооборудование, заливаемое арктическим маслом	-60
Газосодержание в соответствии с инструкциями предприятия-изготовителя, % объема, не более (по РД 34.43.107-95, % объема, не более)	Трансформаторы с пленочной защитой, герметичные маслонаполненные вводы	-(1,0)

*Допускается применять для заливки силовых трансформаторов до 500 кВ включительно трансформаторное масло ТКп по ТУ 38.101.980-81 и до 220 кВ включительно масло ТКп по ТУ 38.401.5849-92, а также их смеси с другими свежими маслами, если значение tgδ при 90 °С не будет превышать 2,2% до заливки и 2,6% после заливки и кислотного числа не более 0,02 мг КОН/г, при полном соответствии остальных показателей качества требованиям таблицы.

8.6.2 Масляные трансформаторы и шунтирующие реакторы (заполненные минеральным маслом) мощностью 25 кВ·А и более должны быть снабжены расширителем или другой защитой, предохраняющей масло от непосредственного соприкосновения с окружающим воздухом.

8.6.3 В трансформаторах и шунтирующих реакторах классов напряжения 110 и 150 кВ мощностью 25 МВ·А и более и всех трансформаторах классов напряжения 220 кВ и выше, заполненных минеральным маслом, масло должно быть полностью защищено от контакта с окружающим воздухом посредством пленочной защиты.

8.6.4 Конструкция расширителя должна обеспечивать наличие в нем масла при всех режимах работы от отключенного состояния до номинальной нагрузки. При колебаниях температуры окружающего воздуха, указанных в 6.1 и перегрузках, установленных в разделе 8.1, масло не должно выливаться.

На маслоуказателе или расширителе должны быть нанесены контрольные метки для следующих температур масла:

– минус 45, плюс 15, плюс 40 °С – для климатического исполнения У;

– минус 60, плюс 15, плюс 40 °С – для климатических исполнений ХЛ, УХЛ.

8.7 Требования к конструкции трансформаторов и шунтирующих реакторов

8.7.1 В трансформаторах и реакторах мощностью 25 кВ·А и более для классов напряжения до 330 кВ включительно конструкция должна допускать возможность демонтажа и установки ввода (или его наружного изолятора) без съема крышки или верхней части бака, выемки активной части из бака и слива масла ниже прессующих колец.

8.7.2 В двухобмоточных трансформаторах мощностью 25 МВ·А и более, трехобмоточных автотрансформаторах мощностью 63 МВ·А и более должна быть предусмотрена возможность присоединения экранированных токопроводов вводов.

8.7.3 При необходимости трансформаторы классов напряжения 110 кВ и выше могут изготовляться с вводами для присоединения к КРУЭ.

8.7.4 Масляные трансформаторы и реакторы с массой масла более 1000 кг должны быть снабжены фильтрами: термосифонными – при системах охлаждения М и Д, адсорбционными – при остальных системах охлаждения и фильтрами очистки масла от механических примесей – при системах охлаждения ДЦ, НДЦ, Ц, НЦ. При виде системы охлаждения М/Д/ДЦ – термосифонными, адсорбционными и фильтрами очистки масла от механических примесей

8.7.5 Силовые трансформаторы должны быть снабжены встроенными трансформаторами тока согласно ГОСТ 7746.

8.7.6 Масляные трансформаторы и реакторы мощностью 1,6 МВ·А и более с расширителем должны снабжаться газовым реле.

Трансформаторы мощностью от 400 до 1000 кВ·А с расширителем, предназначенные для питания собственных нужд станций и подстанций, для установки внутри зданий, при необходимости могут быть снабжены газовым реле.

8.7.7 Трансформаторы и реакторы мощностью 63 МВ А и более должны предусматривать возможность установки тепловых датчиков устройства для обнаружения пожара.

8.7.8 Трансформаторы и реакторы 35 кВ и выше должны быть снабжены прикрепленными к баку лестницей и упорами в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.007.2 раздел 3.

Для передвижных трансформаторов допускается лестницу выполнять в виде скоб, приваренных к баку трансформатора.

8.7.9 Конструкция трансформаторов и реакторов должна позволять проводить замену составных частей с целью поддержания трансформаторного оборудования в работоспособном состоянии в течение срока службы.

8.8 Требования к устройствам для перекатки

8.8.1 Трансформаторы и реакторы мощностью 2,5 МВ·А и более классов напряжения 6 кВ и выше должны быть снабжены устройством для перекатки в продольном и поперечном направлениях

Сухие трансформаторы должны быть выполнены на салазках, предназначенных как для продольного, так и для поперечного передвижений.

Способ передвижения остальных трансформаторов и трансформаторов для КТП должен устанавливаться в нормативной документации на эти трансформаторы.

8.8.2 В трансформаторах с полной массой более 0,05 т должна быть предусмотрена возможность их передвижения при монтаже с помощью кареток, предназначенных для перемещения и установки трансформатора на фундамент.

Трансформаторы с полной массой свыше 5 т должны иметь устройство для зачаливания при перекатке.

Составные части трансформатора массой более 0,05 т должны иметь приспособления для стропления при подъеме.

Трансформаторы с полной массой более 25 т должны быть снабжены расположенными в нижней части бака устройствами для упора головок домкратов, обеспечивающими установку домкратов, подводимых под трансформатор.

8.9 Требования к системам охлаждения

8.11.1 Система охлаждения должна быть рассчитана на отвод тепла, выделяющегося в трансформаторе и реакторе в охлаждающую среду, и обеспечивать его тепловой режим в соответствии с требованиями 8.2.1.

8.11.2 Система охлаждения должна быть навешена на бак либо вынесена за исключением герметичных трансформаторов с гофрированными баками.

8.11.3 Системы охлаждения видов Д, ДЦ, НДЦ, Ц и НЦ должны иметь шкафы автоматического управления.

8.11.4 Шкафы автоматического управления системами охлаждения видов ДЦ, НДЦ, Ц и НЦ должны устанавливаться отдельно от бака трансформатора.

8.11.5 Шкафы управления системами охлаждения Д, ДЦ, НДЦ и Ц могут быть навешены на бак трансформатора, если шкаф рассчитан на работу в условиях вибраций, создаваемых трансформатором.

8.11.6 Вводные аппараты защиты от токов короткого замыкания шкафов автоматического управления системой охлаждения должны быть стойкими к действию токов сквозного короткого замыкания со значением амплитудного тока 16 кА.

8.11.7 Трансформаторы и реакторы с принудительной системой охлаждения должны быть снабжены устройствами для автоматического пуска и

остановки системы охлаждения, которые должны срабатывать в зависимости от температуры верхних слоев масла и тока нагрузки трансформатора.

8.11.8 Системы охлаждения видов ДЦ, НДЦ, Ц и НЦ должны предусматривать резервные охладители.

8.11.9 В системах охлаждения должно быть предусмотрено ручное управление.

8.11.10 Электродвигатели вентиляторов и электронасосы должны иметь автоматические выключатели для защиты от токов короткого замыкания. При этом электродвигатели систем охлаждения видов ДЦ, НДЦ, Ц и НЦ должны иметь защиту от работы на двух фазах.

8.11.11 Охладители системы ДЦ должны быть оборудованы легкосъемными диффузорами для обеспечения качественной их промывки.

8.11.12 Внешние маслопроводы систем охлаждения ДЦ и Ц (поставляемые изготовителем трансформатора) должны быть выполнены из нержавеющей стали или материалов, устойчивых к коррозии.

8.11.13 Автоматическое управление системой охлаждения вида Д должно обеспечивать:

– включение электродвигателей вентиляторов при достижении температуры верхних слоев масла 55 °С или, независимо от температуры верхних слоев масла, при достижении тока, равного 1,05 номинального;

– отключение электродвигателей вентиляторов при токе нагрузки менее 1,05 номинального и снижении температуры верхних слоев масла до 50 °С.

8.11.14 Автоматическое управление систем охлаждения видов ДЦ, НДЦ, Ц и НЦ должно обеспечивать:

– включение электронасосов и электродвигателей вентиляторов (для систем охлаждения видов ДЦ и НДЦ);

– включение электронасосов и электродвигателей вентиляторов (для систем охлаждения видов ДЦ и НДЦ) резервного охладителя взамен любого автоматически аварийно отключенного рабочего;

– включение резервного питания при недопустимом снижении или исчезновении напряжения в основной цепи, а также обратное переключение на основную цепь при восстановлении в ней допустимого напряжения;

– включение и отключение нагревателей шкафа автоматического управления системами охлаждения видов ДЦ и НДЦ.

8.11.15 Системы охлаждения видов НДЦ и НЦ должны быть обеспечены устройствами для присоединения приборов контроля расхода масла.

8.11.16 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.

8.11.17 «Охладители системы ДЦ должны быть оборудованы легкосъемными диффузорами для обеспечения качественной их промывки».

8.11.18 Охладители вынесенных систем охлаждения видов Ц и НЦ должны быть установлены в помещениях с температурой воздуха не менее 5 °С.

8.11.19 В системах охлаждения видов ДЦ, Ц и НЦ каждый электронасос должен быть снабжен манометром, а в системах охлаждения Ц и НЦ и каждый охладитель – манометрами и термометрами для измерения давления и температуры масла и воды на входных и выходных патрубках охладителя/

8.11.20 В системах охлаждения видов ДЦ, Ц и НЦ каждый электронасос должен быть снабжен манометром и а в системах охлаждения Ц и НЦ каждый охладитель - манометрами и термометрами для измерения давления и температуры масла и воды на входных и выходных патрубках охладителя.

8.11.21 Автоматическое управление систем охлаждения видов ДЦ, НДЦ, Ц и НЦ должно обеспечивать выдачу сигналов для осуществления следующей сигнализации:

а) о включении системы охлаждения:

- при включении пускового электронасоса,
- при включении рабочих электронасосов;

б) о неисправности системы охлаждения:

- при аварийном отключении пускового электронасоса;
- при аварийном отключении любого рабочего электронасоса;
- при аварийном отключении резервного электронасоса;
- при включении резервного электронасоса;
- при неотключении пускового электронасоса при работающих рабочих электронасосах;
- при включении резервного источника питания системы охлаждения;

в) об отключении системы охлаждения:

- при отключении рабочего и резервного источников питания системы охлаждения;
- при отключении пускового и всех рабочих электронасосов;

г) о включении и отключении нагревателя (для систем охлаждения видов ДЦ и НДЦ).

8.11.22 При необходимости могут быть установлены контроль за температурой наиболее нагретой точки обмотки трансформатора и соответствующие алгоритмы управления системой охлаждения.

8.10 Требования надежности

Для силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов должны быть установлены следующие показатели надежности:

- средняя наработка на отказ – не менее 25000 ч;
- полный срок службы – не менее 30 лет.

Трансформаторы, автотрансформаторы и шунтирующие реакторы должны быть ремонтопригодными.

8.11 Требования безопасности и охраны окружающей среды (экологичности)

8.11.1 Требования безопасности, в том числе пожарной, должны соответствовать ГОСТ 12.1.004, ГОСТ 12.2.007.0 и ГОСТ 12.2.007.2Заземление баков трансформаторов и реакторов должно быть выполнено в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.007.0 раздел 3.3 со следующими дополнениями:

– при применении для заземления резьбового соединения диаметр резьбы должен быть М12 для трансформаторов мощностью 25 кВ·А и более и М8 – для трансформаторов мощностью менее 25 кВ·А;

– поверхность заземляющего контакта должна быть достаточной для присоединения стальной шины сечением не менее 40х4 мм;

– заземляющий контакт должен быть расположен в доступном месте внизу бака на стороне НН, а в трансформаторах с охлаждением вида С – в доступном месте остова.

8.11.3 Допустимые значения корректированного уровня звуковой мощности для трансформаторов, заполненных минеральным маслом, должны соответствовать ГОСТ 12.2.024 раздел 1. Допустимые значения корректированного уровня звуковой мощности для реакторов, сухих трансформаторов и трансформаторов, заполненных синтетическим маслом, а также для трансформаторов на напряжение 1150 кВ должна быть указана в нормативной документации на данные трансформаторы.

8.11.4 Меры охраны окружающей среды при монтаже и эксплуатации трансформаторного оборудования согласно ГОСТ Р 52719.

8.12 Требования к системе непрерывного контроля

В технических условиях на поставку трансформаторов и реакторов напряжением 500 кВ и более в соответствии с [2] должна быть предусмотрена поставка системы непрерывного контроля следующих параметров:

– напряжений фазных/линейных;
– токов фаз;
– мощностей активной и реактивной;
– температуры верхних слоев масла;
– температуры на входе и выходе из охладителей;
– температуры охлаждающей среды;
– температуры нижних слоев масла;
– учет количества переключений в РПН;
– режима работы системы охлаждения;
– срабатывание технологических защит, сигнализации трансформатора;
– сопротивления короткого замыкания трансформатора;
– влагосодержания и содержания водорода в масле трансформаторов;
– небаланса токов проводимости и тангенса угла потерь изоляции вводов под рабочим напряжением;

– температуры наиболее нагретой точки обмотки
– и сопоставлять указанные параметры с нормированными значениями.

8.13 Требования к устройствам РПН

8.13.1 Устройства РПН должны соответствовать требованиям ГОСТ 24126 или НД на устройства РПН.

8.13.2 Устройство РПН должно быть снабжено струйным защитным реле. Расширитель устройства РПН должен быть снабжен элементом, сигнализирующим о низком уровне масла.

8.13.3 Ресурс по механической износостойкости устройства РПН без электрической нагрузки должен быть не менее 500 тыс. переключений при равномерном использовании полного диапазона регулирования напряжения.

8.13.4 Ресурс по электрической износостойкости контактов контакторов устройств РПН, разрывающих ток при переключении, должен быть не менее 100 тыс. переключений при номинальном токе до 1000 А включительно; 50 тыс. переключений – при номинальном токе свыше 1000 А.

Значения указанной электрической износостойкости должны быть приведены в эксплуатационной документации.

8.13.5 Количество переключений до замены масла контактора – не менее 50 тыс. переключений.

8.13.6 Установленная безотказная наработка устройств РПН – не менее 35 тыс. переключений.

8.13.7 Диапазон регулирования напряжения согласно НД конкретного трансформатора (автотрансформатора).

9 Испытания силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов

Трансформаторное оборудование подвергается предприятием-изготовителем приемо-сдаточным, типовым и периодическим испытаниям.

9.1 Приемо-сдаточные испытания.

Приемо-сдаточным испытаниям трансформатора и реактора должен быть подвергнут каждый трансформатор и реактор в соответствии с ГОСТ Р 52719.

Перед приемо-сдаточными испытаниями необходимо провести внешний осмотр оборудования и проверку на соответствие рабочим чертежам.

Испытания следует проводить по программе, включающей:

а) проверку коэффициента трансформации и группы соединения обмоток;

б) анализ пробы масла из бака и контактора устройства РПН трансформатора, имеющего гашение дуги в масле, по следующим показателям:

– определение пробивного напряжения;

– определение тангенса угла диэлектрических потерь при температуре плюс 90 °С;

– определение влагосодержания и содержания механических примесей;

в) испытания электрической прочности изоляции:

г) проверку потерь и тока холостого хода трансформатора;

д) проверку потерь и напряжения короткого замыкания на основных ответвлениях для всех пар обмоток трансформаторов;

е) проверку полных потерь в активной части реактора;

ж) проверку бака на герметичность;

з) испытание устройств РПН в сборе с трансформатором;

и) измерения следующих параметров:

– сопротивления обмоток постоянному току;

– диэлектрических параметров изоляции (сопротивления изоляции, тангенса угла диэлектрических потерь и ёмкости) для трансформаторов и реакторов класса напряжения 35 кВ мощностью 10 МВА и более и для всех трансформаторов и реакторов классов напряжения 110 кВ и выше;

– потерь холостого хода при малом напряжении для трансформаторов мощностью 10 МВ·А и более.

9.2 Типовые испытания

9.2.1 Типовым испытаниям должен быть подвергнут трансформатор и реактор единичного производства, образец (образцы) из опытной партии в соответствии с ГОСТ Р 52719.

9.2.2 Типовые испытания следует проводить по программе, включающей проверки и измерения в соответствии с пунктом 9.1, а также:

– измерение потерь и напряжения короткого замыкания на крайних ответвлениях обмоток трансформаторов;

– испытания на нагрев;

– испытания электрической прочности изоляции согласно ГОСТ 1516.3 п. 4.15.2 и 4.15.3 в объеме типовых испытаний;

– проверку в части стойкости при коротких замыканиях:

– проверку бака на механическую прочность;

– испытания на акустические шумы;

– измерения сопротивления нулевой последовательности;

– проверку массы (взвешиванием) для трансформаторов и реакторов мощностью до 1,6 МВА включительно.

9.2.3 Типовые испытания допускается не проводить при наличии выдержавшего соответствующие испытания трансформатора и реактора аналогичной конструкции (прототипа), изготовленного на том же предприятии, если при испытаниях:

– на нагрев;

– электрической прочности изоляции;

– на стойкость при коротком замыкании трансформатора;

– на механическую прочность бака при вакууме и внутреннем избыточном давлении;

– на механическую прочность бака на транспортере и активной части при подъеме и запрессовке обмоток;

– на механическую прочность бака на транспортере и активной части при подъеме и запрессовке обмоток;

– на акустические шумы

соблюдены условия, перечисленные в ГОСТ Р 52719.

9.3 Периодические испытания трансформатора и реактора.

9.3.1 Периодическим испытаниям следует подвергать трансформаторы и реакторы серийного производства в объеме типовых испытаний.

9.3.2 Испытания изоляции должны быть проведены в объеме периодических испытаний по ГОСТ 1516.3 п. 4.15.4.

9.3.3 Периодические испытания следует проводить не реже одного раза в 5 лет для трансформаторов и реакторов мощностью менее 10 МВ·А, не реже одного раза в 8 лет для трансформаторов и реакторов мощностью до 100 МВ·А и не реже одного раза в 10 лет для трансформаторов и реакторов мощностью 100 МВ·А и более. Дополнительно должен проводиться контроль показателей надежности.

9.3.4 Допускается не проводить периодические испытания на нагрев, стойкость при коротком замыкании и стойкость к ударным толчкам нагрузки, на механическую прочность бака на транспортере и активной части, а также акустические испытания и проверку массы (взвешиванием), если документально подтверждено отсутствие рекламаций о выходах из строя трансформаторов и реакторов в эксплуатации, связанных с дефектами конструкции или изготовления, а также в тех случаях, если производство аттестовано по системе качества в соответствии с ГОСТ Р ИСО 9001.

9.3.5 Если при испытаниях хотя бы один из параметров трансформатора и реактора не будет соответствовать требованиям ГОСТ Р 52719 и/или нормативным документам на конкретный трансформатор и реактор, то после устранения причины дефектов проводят повторные испытания этих параметров.

9.3.6 Допускается проводить различные виды типовых и периодических испытаний на одном или нескольких представительных образцах данного трансформатора и реактора одного завода-изготовителя.

9.4 Методы испытания силовых трансформаторов, автотрансформаторов и реакторов проводятся в соответствии с ГОСТ Р 52719.

Определение степени полимеризации исходной намоточной бумаги производится согласно [3].

10 Испытания высоковольтных вводов

Высоковольтные вводы должны проходить на предприятии-изготовителе приемо-сдаточные, типовые и периодические испытания в соответствии с ГОСТ 10693, раздел 5.

10.1 Методы испытания высоковольтных герметичных маслонаполненных вводов проводятся в соответствии с ГОСТ 10693 раздел 6.

Определение степени полимеризации исходной намоточной бумаги остовов высоковольтных герметичных маслонаполненных вводов производится согласно [3].

10.2 Методы испытаний материала твердой RIP-изоляции высоковольтных вводов проводятся:

– на радиационную стойкость согласно ГОСТ 27602, ГОСТ 27603 и ГОСТ 27604 с определением:

– прочностные испытания согласно ГОСТ 11262;

– статистическая обработка результатов прочностных испытаний согласно ГОСТ 14359;

– модуль упругости материала RIP-изоляции согласно ГОСТ 11262;

– климатические испытания согласно ГОСТ 1696 2.1.

11 Гарантии изготовителя

11.1 Изготовитель гарантирует соответствие трансформаторов требованиям настоящего стандарта при соблюдении условий транспортирования, хранения, монтажа и эксплуатации.

11.2 Гарантийный срок эксплуатации трансформатора – 3 года со дня ввода в эксплуатацию.

12 Комплектность поставки

12.1 В комплект трансформатора должны входить его составные части.

12.1.1 Составные части, входящие в комплект трансформатора, должны быть указаны в НД на трансформаторы конкретных видов.

Примечание – В комплект трансформатора входит также масло, заливаемое в трансформатор при перевозке.

12.1.2 Масляные трансформаторы, транспортируемые без масла, с баком, заполненным сухим воздухом или инертным газом, должны быть укомплектованы следующими изделиями:

– комплектом баллонов со сжатым газом в количестве, достаточном для поддержания давления в баке, равного 25–50 кПа на время транспортирования и последующего хранения;

– устройством для подпитки газом бака, автоматически поддерживающим в нем избыточное давление от 25 до 50 кПа.

12.1.3 Трансформаторы с системами охлаждения видов Ц и НЦ, для которых предусматривается применение нормализованной системы охлаждения в соответствии с типовым проектом, комплектуют трубами подсоединения системы охлаждения к трансформатору.

12.2 К трансформатору прилагают следующую техническую документацию:

– паспорт трансформатора;

– паспорта комплектующих изделий;

– руководство по эксплуатации трансформатора, включающее документацию по плановому ремонту;

– инструкцию по транспортированию, разгрузке, хранению, монтажу и вводу в эксплуатацию трансформатора;

– чертежи важнейших составных частей в соответствии нормативной документацией на трансформаторы конкретных видов.

Основные технические данные и характеристики, которые должен содержать паспорт трансформатора, приведены в приложении Е ГОСТ Р 52719.

12.3 Техническая документация на трансформатор направляется заказчику с комплектующими деталями в месте номер 1.

13 Маркировка и упаковка

13.1 Маркировка

13.1.1 Маркировка зажимов (вводов) для внешнего присоединения должна быть нанесена способом, обеспечивающим ее долговечность и стойкость к атмосферным воздействиям. Правила маркировки зажимов (вводов) – в соответствии с обозначениями при записи схем соединения согласно ГОСТ 30830 раздел 6.

13.1.2 Каждый трансформатор должен быть снабжен прикрепленной на видном месте табличкой, на которой указывают следующие данные:

– товарный знак предприятия-изготовителя;

– наименование изделия (трансформатор, автотрансформатор, реактор);

– заводской номер;

– условное обозначение типа;

– обозначение нормативных документов на трансформаторы конкретных видов;

– дату изготовления в соответствии с требованиями нормативно-технической документации;

– условное обозначение схемы и группы соединения обмоток;

– номинальную частоту в герцах;

– номинальный режим (в том случае, если режим отличается от продолжительного);

– номинальную мощность в киловольтамперах (указывают также мощности основных обмоток трехобмоточных трансформаторов и мощность обмотки НН трехобмоточных автотрансформаторов);

– номинальные напряжения трансформатора на основном ответвлении в вольтах или киловольтах;

– пределы регулирования напряжения по обмоткам (диапазоны и ступени регулирования РПН и ПБВ);

– номинальные токи обмоток на основном ответвлении в амперах;

– напряжение короткого замыкания на основном ответвлении в процентах (для трехобмоточных трансформаторов указывают напряжение короткого замыкания всех пар обмоток);

– уровень изоляции обмотки и ее нейтрали для обмоток классов напряжения 110 кВ и выше (указывают испытательные напряжения промышленной частоты и полного грозового импульса для внутренней изоляции);

– класс нагревостойкости изоляции – только для сухих трансформаторов;

– полную массу трансформаторов в килограммах или тоннах;

– массу масла в килограммах или тоннах;

– массу активной части в килограммах или тоннах – для трансформаторов мощностью 1 МВ·А и более;

– транспортную массу, если она указана в нормативных документах на конкретные трансформаторы;

– массу съемной части бака в транспортном состоянии – для трансформаторов с нижним разъемом.

Примечания

1 Для однофазного трансформатора, предназначенного для соединения в трехфазную группу, номинальные напряжения обмоток, соединяемых в звезду, обозначают в виде дроби, числителем которой является линейное напряжение трехфазной группы, а знаменателем $\sqrt{3}$.

2 Для трансформаторов мощностью 1 МВ·А и более указывают значение напряжения короткого замыкания, измеренное при приемо-сдаточных испытаниях. Для трансформаторов мощностью менее 1 МВ·А допускается указывать значение напряжения короткого замыкания, измеренное при приемочных испытаниях.

13.1.3 Кроме обозначения на табличке заводской номер трансформатора должен быть четко обозначен рядом с табличкой на крышке или верхе бака около ввода фазы А обмотки ВН и на левом конце верхней полки ярмовой балки остова со стороны НН.

В трансформаторах мощностью 1250 кВА и менее допускается не обозначать заводской номер на баке и на крышке при взаимозаменяемости баков и крышек трансформаторов одного типа.

13.1.4 Для трансформаторов с системами регулирования напряжения ПБВ и РПН первому положению привода должно соответствовать наибольшее значение номинального напряжения ответвления.

13.1.5 Маркировка места заземления должна быть выполнена по одному из методов, указанных в ГОСТ 21130.

13.1.6 На деталях и сборочных единицах, подлежащих демонтажу перед отправкой потребителю, должна быть предусмотрена маркировка для правильного монтажа.

13.1.7 На баках распределительных трансформаторов, активная часть которых извлекается вместе с крышкой, должен быть значок, информирующий об этом.

13.2 Упаковка

13.2.1 Трансформаторы, заполненные минеральным маслом, а также демонтированные на время транспортирования крупногабаритные составные части транспортируют без упаковки. Составные части, внутренняя поверхность которых при эксплуатации трансформатора имеет контакт с маслом, при транспортировании и хранении должны быть защищены от попадания в них влаги и пыли.

Требования к упаковке и транспортированию трансформаторов, заполненных синтетическим маслом, должны быть указаны в нормативной документации на эти трансформаторы.

13.2.2 Сухие трансформаторы упаковывают в соответствии с нормативной документацией на эти трансформаторы.

13.2.3 Комплектующие съемные составные части: вводы, приборы и т.д., а также крепежные детали – должны быть упакованы в соответствии с требованиями ГОСТ 23216 раздел 3.

13.2.4 Категория упаковки демонтированных на время транспортирования составных и запасных частей, за исключением указанных в 12.2.1, конструкция и тип ящиков в зависимости от механических и климатических воздействий при транспортировании и хранении должны обеспечивать их сохранность во время транспортирования и хранения.

13.2.5 Консервация неокрашенных и не имеющих защитных покрытий наружных поверхностей трансформатора, подвергающихся коррозии и порче, – согласно ГОСТ 9.014 раздел 5.

13.2.6 Вводы, не демонтируемые на время транспортирования, должны быть защищены от механических повреждений во время транспортирования.

13.2.7 В нормативной документации на каждый тип трансформатора должны быть указаны масса каждого грузового места (транспортного блока), их габаритные размеры, а также способы транспортирования: в упаковке, без упаковки.

14 Оценка и подтверждение соответствия

14.1 Трансформаторы, автотрансформаторы и шунтирующие реакторы подлежат оценке соответствия требованиям технического регламента «О безопасности высоковольтного оборудования» в форме обязательного подтверждения соответствия и государственного контроля (надзора).

14.2 Оценка соответствия отечественного и импортируемого высоковольтного оборудования проводится по одним и тем же правилам.

14.3 В соответствии с [3] для трансформаторов и автотрансформаторов обязательное подтверждение соответствия осуществляется в форме обязательной сертификации по безопасности и в форме декларирования по остальным параметрам. Для шунтирующих реакторов в соответствии с [4] – в форме декларирования.

15 Условия транспортирования

15.1 В зависимости от габаритных размеров и массы трансформаторы отправляются потребителю в следующем состоянии:

– с установленным собственным, либо транспортным расширителем, полностью залитые маслом;

– с демонтированным расширителем, не полностью залитые маслом;

– без масла с устройством, автоматически поддерживающим в баке трансформатора избыточное давление газа в пределах 5—50 кПа (0,05—0,5 кгс/см^2) в соответствии с инструкцией на установку.

15.2 Перевозка трансформаторов по железной дороге осуществляется на платформах и транспортерах площадочного, колодцевого или сочлененного типа соответствующей грузоподъемности.

Допускается перевозка трансформаторов от места разгрузки с железной дороги до места установки на автотрейлерах. Схему погрузки и расчет крепления трансформатора заказчик разрабатывает самостоятельно и согласовывает с перевозчиком.

Допускается перевозка трансформаторов речным или морским транспортом, а также на специально оборудованных санях при условии выполнения специальных технических требований (эксплуатационный циркуляр № Э 4/73).

15.3 Перечень составных частей трансформатора, демонтированных на время транспортирования, а также способ транспортирования и упаковки указываются в эксплуатационной документации на трансформатор.

Составные части транспортируются, как правило, следующим образом:

– вводы 66 - 750 кВ и составные части к ним в упаковке предприятия-изготовителя вводов;

– устройство РПН и трансформаторы тока в баках трансформаторов или в собственных баках, кожухах, обеспечивающих сохранность изоляции;

– вводы на напряжение до 35 кВ, электродвигатели и насосы, приборы, мелкие детали и запасные части, промаркированные в соответствии с чертежами – упакованными в ящики;

– расширитель, охладители, радиаторы, адсорбционные, термосифонные и маслоочистительные фильтры, демонтированные трубы – испытанные, с очищенными и промытыми внутренними поверхностями, промаркированные в соответствии с чертежами, в герметичном состоянии, без дополнительной упаковки;

– цилиндры вводов и другие изоляционные детали, имеющие установочные метки, транспортируются в баке трансформатора или отдельных баках, оснащенных маслоотборным устройством, заполненных маслом.

16 Приемка и ввод в эксплуатацию

16.1 Приемка

16.1.1 Для приемки и ввода в эксплуатацию трансформатора руководством энергообъекта назначается приемочная комиссия.

16.1.2 Приемка предусматривает проверку:

– нормативной технической документации согласно 12.2;

– наличия документов, подтверждающих соответствие трансформаторного оборудования согласно 13;

– фактического состояния трансформатора.

16.2 Разгрузка

16.2.1 Непосредственно после прибытия к месту назначения необходимо произвести осмотр трансформатора и составных частей. При осмотре особое внимание следует обратить на:

– состояние крепления трансформатора на платформе или транспортере.

Контрольные метки на баке трансформатора и на площадке транспортера должны совпадать;

– наличие избыточного давления в баке трансформаторов, транспортируемых с установкой автоматической подпитки;

– состояние бака, пломб, уплотнений и запорной арматуры.

На баке трансформатора не должно быть вмятин или каких-либо других повреждений; Все уплотнения и пломбы на запорной арматуре и пробках должны быть исправны. На баке и транспортере не должно быть следов утечки масла;

– состояние вводов 66—750 кВ, транспортируемых отдельно, трансформаторов тока и составных частей системы охлаждения, согласно соответствующим инструкциям;

– состояние всех прочих составных частей. Составные части не должны иметь механических повреждений.

При наличии повреждения трансформатора или составных частей должен быть составлен акт, подписанный представителем заказчика и организации, занимающейся транспортированием трансформатора и составных частей.

16.2.2 Разгрузку трансформаторов необходимо производить краном соответствующей грузоподъемности.

Места и схемы стропления указаны в эксплуатационной документации.

16.2.3 Допускается разгружать трансформаторы на шпальную клеть способом стягивания с транспортера тракторами через полиспасты по металлическим балкам (рельсам), установленным под днище трансформатора согласно чертежу погрузки. При отсутствии в чертеже таких указаний металлические балки (рельсы) следует устанавливать рядом с балками жесткости дна

трансформатора. Количество устанавливаемых металлических балок (рельсов) и их прочность должны обеспечивать сохранность трансформатора при разгрузке.

При транспортной массе трансформатора до 60 т необходимо устанавливать не менее 2 балок, при транспортной массе до 120 т — не менее 3 балок, при транспортной массе до 220 т — не менее 4 балок, при транспортной массе более 220 т — не менее 6 балок.

16.2.4 Подъем трансформатора следует производить гидравлическими домкратами.

Домкраты должны устанавливаться в местах, определенных конструкцией и указанных в габаритном чертеже трансформатора.

Установка домкратов в других местах недопустима. Подъем и опускание производить поочередно сначала одной, а затем другой стороны трансформатора. При этом наклон трансформатора не должен превышать 3%. Запрещается поднимать трансформатор домкратами со всех сторон одновременно.

16.2.5 При разгрузке трансформатора с транспортера сочлененного типа необходимо руководствоваться специальной инструкцией по погрузке и разгрузке с данного транспортера.

16.2.6 Разгрузка трансформаторов, перевозимых на транспортерах сочлененного типа, производится под руководством персонала, обслуживающего (сопровождающего) транспортер.

16.2.7 Трансформатор может быть установлен сразу при разгрузке на собственные каретки или на шпальную клеть.

Перед установкой необходимо произвести осмотр кареток и катков, проверить наличие смазки на осях катков и при необходимости смазать солидолом.

После подъема трансформатора на нужную высоту установить каретки в соответствии с габаритным чертежом.

16.2.8 При необходимости перекатки трансформатора на собственных каретках необходимо закрепить канаты на специальные приспособления на баке и с помощью электролебедки или трактора с полиспастом произвести перекатку.

Скорость перекатки должна быть не более 8 м/мин.

Перекатку производить плавно, без рывков.

16.2.9 Пути, по которым производится перекатка трансформаторов, должны быть выполнены в соответствии с проектом и приняты заказчиком по акту. Они должны быть горизонтальными (уклон не более 1%), прямолинейными (отклонение от прямолинейности в горизонтальной плоскости не более 0,1%), смещение стыкуемых рельсов относительно друг друга в вертикальной плоскости не более 1 мм, в горизонтальной — не более 2 мм, зазор между стыкуемыми рельсами не должен превышать 5 мм. Применяемые рельсы должны быть типа не менее Р 50 и обеспечивать под нагрузкой (при перекатывании) прогиб не более 3 мм.

16.2.10 Допускается производить перекатку в направлении продольной и поперечной осей трансформаторов, имеющих 4 каретки, а также вдоль поперечной оси трансформаторов, имеющих более 4 кареток по путям с уклоном до 2%.

16.2.11 При перекатке трансформатора на собственных каретках сила трогания составляет 1 кН (100 кгс), сила перекатки 0,6 кН (60 кгс) на 1 т массы трансформатора.

Направление тяговой силы при перекатке должно совпадать с направлением перемещения трансформатора.

При необходимости изменения направления перекатки для поворота кареток поднимать трансформатор следует гидравлическими домкратами.

При этом реборды катков должны быть расположены в соответствии с указаниями габаритного чертежа.

16.2.12 Разгрузку маслонаполненных вводов, устройств РПН, встроенных трансформаторов тока и составных частей системы охлаждения следует производить в соответствии с инструкциями на них.

16.2.13 Работы при выгрузке следует производить с соблюдением требований безопасности и мер, обеспечивающих сохранность трансформатора и составных частей.

16.2.14 Не позднее, чем через 10 дней после прибытия трансформатора к месту установки, необходимо произвести предварительную оценку состояния его изоляции.

16.2.15 У трансформаторов, транспортируемых с установленным расширителем, полностью залитых маслом, необходимо проверить:

– уровень масла по маслоуказателю расширителя;

– пробивное напряжение масла из бака трансформатора и бака контактора устройства РПН;

– тангенс угла диэлектрических потерь (tg δ) масла из бака трансформатора;

– влагосодержание масла из бака трансформатора и бака контактора устройства РПН;

При этом характеристики масла должны быть в соответствии с таблицей 22.

16.2.16 У трансформаторов, транспортируемых без расширителя, полностью залитых маслом, произвести:

– внешний осмотр;

– проверку наличия избыточного давления или вакуума в баке трансформатора.

Проверка наличия избыточного давления или вакуума производится по характерному шипящему звуку при ослаблении какой-либо из заглушек на баке трансформатора.

При отсутствии избыточного давления или вакуума следует создать в баке избыточное давление газообразного азота или сухого воздуха до 25 кПа (0,25 кгс/см^2)

Допускается создание избыточного давления с помощью воздушного компрессора через силикагелевый воздухоосушитель или с помощью установки для осушки воздуха, либо подкачкой в бак масла, отвечающего требованиям СТО 70238424.27.100.052-2009, СТО 70238424.27.100.053-2009 и в соответствии с таблицей 22.

Трансформатор считается герметичным, если спустя 3 ч давление снизится не более, чем до 23 кПа (0,23 кгс/см^2) (при неизменной температуре окружающей среды) При большем снижении давления необходимо восстановить герметичность;

– проверку пробивного напряжения масла в баке трансформатора и баке контактора устройства РПН;

– проверку тангенса угла диэлектрических потерь масла в баке трансформатора;

– проверку влагосодержания масла в баке трансформатора и баке контактора устройства РПН.

16.2.17 Характеристики масла должны соответствовать требованиям СТО 70238424.27.100.052-2009, СТО 70238424.27.100.053-2009 и таблицы 22.

16.2.18 У трансформаторов, транспортируемых без масла, с автоматической подпиткой, необходимо произвести:

– внешний осмотр;

– проверку наличия избыточного давления внутри бака трансформатора. При отсутствии избыточного давления необходимо проверить герметичность бака трансформатора в соответствии с 13.2.16;

– проверку пробивного напряжения остатков масла в баке трансформатора и масла в баке контактора устройства РПН;

– проверку влагосодержания остатков масла в баке трансформатора и масла в баке контактора устройства РПН.

16.2.19 В баке трансформатора должно быть наличие избыточного давления, характеристики остатков масла и масла бака контактора должны соответствовать требованиям СТО 70238424.27.100.052-2009, СТО 70238424.27.100.053-2009 и таблицы 22.

16.2.20 Для трансформаторов с системой охлаждения вида М и Д при отсутствии замечаний по герметичности допускается оценку влагосодержания масла бака трансформатора производить качественно (проба на потрескивание).

16.2.21 В случае обнаружения отклонений от норм и требований следует поставить в известность изготовителя трансформатора и принять меры по устранению причин, вызывающих ухудшение изоляции трансформатора.

16.2.22 Работы, проводимые по разгрузке, и результаты проверки состояния изоляции необходимо оформлять протоколом и учитывать при решении вопроса возможности введения трансформатора в эксплуатацию.

16.3 Хранение

16.3.1 Должны быть приняты меры по сокращению до минимума времени нахождения трансформатора в транспортном состоянии и недопущению его хранения более 4 месяцев со дня отправки с завода (дата отправки с завода указана в железнодорожной накладной).

Для трансформаторов, транспортируемых без масла, установить постоянный контроль за наличием избыточного давления газа в баке. Контролировать избыточное давление не реже чем 1 раз в сутки в течение первых 10 дней, а в дальнейшем — 1 раз в месяц.

В случае израсходования газа в установке автоматической подпитки следует произвести замену баллонов, руководствуясь инструкцией на установку.

16.3.2 Если после прибытия трансформатора монтажные работы задерживаются сверх допустимого срока пребывания его в транспортном состоянии, указанного в 16.3.1, необходимо установить расширитель и залить трансформатор полностью маслом, предварительно проверив наличие избыточного давления в баке методом, приведенным в 16.2.

Заливка масла производится снизу бака трансформатора без вакуума. Перед заливкой слить остатки масла из бака трансформаторов, транспортируемых без масла.

Заливаемое масло должно соответствовать требованиям СТО 70238424.27.100.052-2009, СТО 70238424.27.100.053-2009 и таблицы 22. Температура заливаемого масла не должна отличаться от температуры трансформатора более чем на 5 градусов.

К расширителю трансформатора подсоединить воздухоосушитель, заполненный осушающим и индикаторным силикагелем.

16.3.3 Для хранения трансформаторов, оборудованных пленочной защитой масла, необходимо смонтировать расширитель с пленочной защитой и заполнить трансформатор и расширитель маслом. Допускается хранить трансформаторы, оборудованные пленочной защитой масла, не более 8 месяцев со дня прибытия трансформатора при условии заполнения их маслом в соответствии с требованиями 16.3.2.

16.3.4 Во время хранения трансформатора необходимо ежедневно контролировать уровень масла в расширителе, не реже одного раза в 2 месяца брать пробу масла для проверки ее по п.п. 1, 2, 4, 6 таблицы 22.

16.3.5 Комплектующую аппаратуру, крепеж, резино-технические изделия, транспортируемые в упаковке, хранить на настилах в помещении или под навесом, остальные составные части — на открытой площадке в положении, указанном в эксплуатационной документации трансформатора.

16.3.6 По результатам хранения составить акт. При нарушении условий хранения необходимо определить объем дополнительных работ и выполнить их до начала монтажных работ.

16.4 Подготовка к монтажу

16.4.1 Необходимо изучить до начала монтажа эксплуатационную документацию, проект производства работ, протоколы и акты, составленные на транспортирование, разгрузку и хранение трансформатора.

16.4.2 Определить объем и последовательность работ по монтажу. Руководствуясь проектом производства работ, составить план-график проведения монтажа.

16.4.3 Подготовить для монтажа специальную площадку, установить на ней трансформатор и составные части. Монтаж составных частей, как правило, производится на месте установки (на фундаменте) трансформатора. До установки трансформатора на фундамент последний должен быть принят под монтаж в соответствии с нормативными документами.

Фундамент под трансформатор должен быть рассчитан на нагрузки, передаваемые катками кареток (сосредоточенные нагрузки).

При установке трансформатора на собственные каретки и перекатки следует руководствоваться указаниями раздела 16.2.

16.4.4 Подготовить рельсовый путь при необходимости транспортирования трансформатора от места его сборки до места установки на фундамент. Рельсовый путь должен отвечать требованиям 16.2.9.

16.4.5 Подготовить необходимое технологическое оборудование, приборы, оснастку и материалы.

Трансформаторное масло подготавливается в количестве, необходимом для полной заливки трансформаторов, транспортируемых без масла, и для доливки трансформаторов, транспортируемых с маслом, с учетом дополнительного количества масла на технологические нужды из расчета 5% от объема масла, заливаемого в трансформатор. Требования к трансформаторному маслу в соответствии с СТО 70238424.27.100.052-2009, СТО 70238424.27.100.053-2009 и таблицей 22.

16.4.6 Если на данный тип трансформатора нормативными документами предусмотрен шефмонтаж, вызвать шефинженера.

16.4.7 Подготовить вводы 66—750 кВ, руководствуясь соответствующими инструкциями на них.

16.4.8 Подготовить съемные вводы 6—35 кВ, осмотреть и очистить от пыли и влаги их внутренние и наружные поверхности, собрать и испытать вводы напряжением в соответствии с таблицей 23.частотой 50 Гц длительностью 1 мин.

Таблица 23 Нормы испытательных напряжений вводов

	Класс напряжения ввода, кВ							
Наименование параметра	3	6	10	15	20	24	27	35
Испытательное напряжение вводов, кВ	24	32	42	55	65	75	80	95

Внутренняя часть вводов 15—35 кВ должна быть полностью заполнена маслом с пробивным напряжением не менее 35 кВ (при заполнении ввода маслом выпустить воздух через верхнее воздухоспускное отверстие).

16.4.9 Подготовить встроенные трансформаторы тока, адсорбционные и термосифонные фильтры, фильтры тонкой очистки масла, устройство РПН, систему охлаждения, газовое реле, отсечной клапан, стрелочный маслоуказатель, предохранительный клапан, руководствуясь соответствующими инструкциями.

16.4.10 Подготовить расширитель, и газоотводные трубопроводы. Если при транспортировании или хранении нарушена их герметизация, необходимо:

– расширитель загерметизировать, создать давление воздуха или азота 20 кПа (0,2 кгс/см2), с помощью мыльного раствора проверить герметичность и промыть внутреннюю полость трансформаторным маслом;

– внутреннюю полость газоотводных трубопроводов очистить, промыть трансформаторным маслом и испытать трубопроводы давлением 300 кПа (3 кгс/см2) в течение 30 мин.

Температура масла при испытании и промывке должна быть не ниже 293 К (20° С), а пробивное напряжение не менее 50 кВ.

Установить на расширитель маслоуказатель и отсечной клапан. При этом необходимо руководствоваться соответствующими чертежами и инструкциями.

Для трансформаторов с пленочной защитой масла следует руководствоваться инструкцией на расширитель с гибкой оболочкой.

16.4.11 Подготовить гибкую оболочку пленочной защиты масла, руководствуясь инструкцией на расширитель с гибкой оболочкой.

16.4.12 Подготовить цилиндры вводов и прочие изоляционные детали, если они транспортировались в отдельном баке. Проверить масло, в котором транспортировались цилиндры и изоляционные детали. Пробивное напряжение масла должно быть не ниже 50 кВ, а влагосодержание не более 0,0025%.

Если масло не соответствует этим нормам, то изоляционные узлы и детали следует высушить при температуре 368-373 К (95—100° С) в течение 120 ч без вакуума, либо в течение 60 ч при остаточном давлении 665—1330 Па (5 — 10 мм рт. ст.).

16.4.13 Произвести оценку состояния изоляции трансформатора в соответствии с п. 12.2.18.

В случае нарушения условий транспортирования или хранения и неудовлетворительных результатов оценки состояния изоляции следует дополнительно проверить влагосодержание образцов изоляции. Полученные результаты оформить актом.

Образцы (макет) изоляции закладываются в трансформаторы мощностью более 60 МВА. В процессе изготовления трансформаторов образцы высушиваются до остаточного влагосодержания не более 0,5%.

Макет изоляции предназначен для оценки увлажнения изоляции в процессе транспортирования, хранения, монтажа и эксплуатации трансформатора. Макет состоит из образцов электрокартона трех толщин и используется:

– при предварительной оценке увлажнения изоляции трансформаторов – образцы толщиной 8 мм,

– при проведении подсушки изоляции трансформаторов – образцы толщиной 1 мм;

– при определении необходимости и качества сушки используются образцы всех толщин.

Допустимое значение влагосодержания твердой изоляции – не выше 2%.

Место установки макета изоляции указано в эксплуатационной документации трансформатора.

16.5 Монтаж составных частей

16.5.1 Монтаж трансформаторов, производится без ревизии активной части, если при транспортировании, разгрузке и хранении не было нарушений, которые могли привести к повреждениям внутри бака. При наличии указанных нарушений до производства монтажных работ производится ревизия с подъемом верхней части бака (или активной части).

Монтаж составных частей необходимо производить в соответствии с требованиями чертежей и инструкций, отправляемых в комплекте эксплуатационной документации трансформатора, и с учетом имеющихся на составных частях и деталях маркировки.

Применяемые при монтаже резиновые уплотнения не должны иметь механических повреждений, растрескиваний и расслоений.

При уплотнении разъемов затяжку крепежа необходимо производить равномерно «крест на крест» по всему периметру.

Затяжка считается достаточной, когда резиновое уплотнение сжато до 0,7 ее толщины.

16.5.2 Особое внимание при монтаже следует уделять обеспечению сохранности активной части при установке составных частей, требующей разгерметизации бака трансформатора (вводов, встроенных трансформаторов тока, изоляционных цилиндров вводов и др.).

В процессе разгерметизации необходимо принимать специальные меры по предохранению трансформатора от увлажнения.

16.5.3 Началом разгерметизации считается вскрытие какой-либо заглушки, открывающей доступ в бак трансформатора окружающего воздуха, окончанием – герметизация бака. Кратковременная разгерметизация, для отбора образцов изоляции в течение не более одного часа, не учитывается при определении продолжительности разгерметизации.

Работы при разгерметизации могут производиться при слитом масле (масло в баке трансформатора находится ниже прессующих колец обмоток,

либо полностью отсутствует) или без слива масла (прессующие кольца обмоток закрыты маслом).

16.5.4 Защиту изоляции от увлажнения при разгерметизации следует производить путем подачи в бак трансформатора осушенного воздуха.

Для трансформаторов, залитых маслом до уровня прессующих колец, допускается разгерметизация надмасляного пространства общей продолжительностью не более 2 ч без продувки сухим воздухом, при условии выполнения требований 16.5.2 по сохранению от увлажнения изоляции.

16.5.5 Допускается для трансформаторов 110 – 330 кВ мощностью 400 МВА и менее работы при разгерметизации производить без подачи в бак сухого воздуха при условии выполнения следующих требований.

– температура активной части должна быть не ниже 283 К (10° С) и превышать точку росы окружающего воздуха в течение всего периода разгерметизации не менее, чем на 10 градусов при слитом масле, и не менее чем на 5 градусов при разгерметизации без слива масла.

Если естественные условия окружающей среды не обеспечивают указанного требования по температуре, перед разгерметизацией трансформатор следует нагреть, руководствуясь требованиями инструкций по прогреву трансформаторов;

– продолжительность разгерметизации не должна превышать 12 ч в случае разгерметизации при слитом масле и 20 ч в случае разгерметизации без слива масла;

– относительная влажность окружающего воздуха не должна превышать 85%.

В период разгерметизации необходимо организовать непрерывную работу монтажного персонала, чтобы сократить время нахождения трансформаторов в разгерметизированном состоянии.

16.5.6 Температура активной части определяется любым термометром (кроме ртутного), установленным на верхнем ярме магнитопровода.

Для трансформаторов, не подвергавшихся нагреву, допускается температуру активной части определять по температуре масла.

16.5.7 Монтаж составных частей трансформаторов напряжением до 330 кВ включительно, если при транспортировании, разгрузке или хранении не было нарушений, которые могли привести к ухудшению состояния активной части, производится без слива масла из бака ниже уровня прессующих колец обмоток.

16.5.8 Для монтажа составных частей трансформаторов напряжением 400 кВ и выше требуется полный слив масла из бака трансформатора.

Полный слив масла для монтажа составных частей требуется также для трансформаторов напряжением 110–330 кВ при нарушении требований по транспортированию либо хранению, когда требуется ревизия (осмотр) активной части.

В трансформаторах, отправляемых без масла, через сливное отверстие в дне бака удаляются остатки масла.

После слива масла необходимо вскрыть монтажные люки и произвести следующие работы:

– удалить изоляционные цилиндры высоковольтных вводов и крепеж к ним, если они транспортировались в баке трансформатора в транспортном состоянии;

– снять транспортные детали и детали крепления отводов, руководствуясь эксплуатационной документацией,

– произвести внешний осмотр состояния механизма и электрических контактов устройства РПН. Для проверки состояния устройства РПН необходимо произвести цикл переключений вручную при смонтированных приводных механизмах, согласованных с положением переключателей избирательного устройства. При этом проверяется правильность работы механизма и надежность контакта между подвижными и неподвижными контактами, руководствуясь инструкцией на устройство РПН,

– работы внутри бака должны выполнять квалифицированные специалисты.

Одежда людей должна быть чистой и не иметь металлических застежек. Если имеются карманы, они должны быть очищены от посторонних предметов.

При работе нельзя наступать на изоляционные детали.

Количество крепежа, инструментов и приспособлений должно быть подсчитано и проверено до и после окончания работы;

– в процессе установки вводов необходимо контролировать изоляционные расстояния «экран ввода – цилиндр ввода», которые должны быть для вводов 220–330 кВ не менее 20 мм, для вводов 400–500 кВ не менее 30 мм, для вводов 750 кВ не менее 60 мм;

«Цилиндр ввода – обмотка, изоляционная перегородка», которые должны соответствовать требованиям эксплуатационной документации, а при отсутствии в эксплуатационной документации требований они должны быть не менее 20 мм для вводов 220–500 кВ и не менее 30 мм для вводов 750 кВ,

– проверить состояние и привести в рабочее положение элементы раскрепления активной части в баке трансформатора, руководствуясь указаниями эксплуатационной документации.

16.5.9 Если имели место нарушения требований п. 12.5.2, в конце разгерметизации производится отбор установленных на активной части образцов изоляции для проверки их влагосодержания.

16.5.10 При монтаже вводов 110–750 кВ необходимо уделять особое внимание уплотнению шпильки контактной линейного отвода, исправности соединения полости вводов с выносными бачками, надежному размещению соединительных, трубок и манометров.

16.5.11 При подсоединении отводов обмоток низшего напряжения необходимо обратить особое внимание на изоляционные расстояния гибких связей между собой и другими заземленными и токоведущими элементами, которые

должны соответствовать требованиям эксплуатационной документации на трансформатор. При этом не должно быть натяга гибких соединений и обеспечена надежность контактных соединений.

16.5.12 В процессе разгерметизации должны быть установлены встроенные трансформаторы тока, вводы, изоляционные цилиндры вводов, охлаждающие устройства навешиваемой на бак трансформатора системы охлаждения, устройства РПН, газоотводный трубопровод и другие составные части, предусмотренные конструкцией трансформатора и демонтированные на время его транспортирования.

Монтаж системы охлаждения может производиться независимо от разгерметизации трансформатора. При этом подсоединение системы охлаждения к баку и заполнение ее маслом производится после заливки трансформатора маслом и принятия мер по исключению попадания воздуха внутрь трансформатора. Указания по раздельной заливке маслом приведены в инструкции по эксплуатации системы охлаждения.

Перед подсоединением выносной системы охлаждения к баку следует придать уклон трансформатору на фундаменте, если это предусмотрено эксплуатационной документацией трансформатора.

16.5.13 После установки составных частей, выполненной с разгерметизацией трансформатора, произвести герметизацию, заливку, доливку трансформатора маслом.

16.5.14 После выполнения работ по разгерметизации трансформатора исполнители должны внести в журнал монтажа данные о выполнении следующих скрытых работ и проверок:

– изоляционных расстояний, оговоренных технической документацией – фактические расстояния;

– правильности установки цилиндров и вводов – фактические расстояния;

– положения элементов раскрепления активной части – застопорено, отпущено;

– состояния избирателя встроенных устройств РПН;

– качества уплотнения контактных шпилек вводов 110—750 кВ.

16.5.15 Монтаж составных частей, не требующий разгерметизации активной части (расширитель, газовое реле, отсечной клапан, контрольные и силовые кабели, термометры манометрические и другие), может производиться до и после разгерметизации.

Для трансформаторов с пленочной защитой масла до установки расширителя на трансформатор необходимо произвести монтаж гибкой оболочки и вытеснение воздуха, руководствуясь инструкцией на расширитель с гибкой оболочкой. При этом необходимо проверить срабатывание маслоуказателя при максимальном и минимальном уровне масла в расширителе.

Гнездо, в которое устанавливается датчик термометра манометрического, необходимо заполнить трансформаторным маслом.

16.5.16 Сушка, подсушка изоляции трансформатора, если это требуется, производится до окончательной заливки трансформатора маслом.

16.5.17 При наличии путей для перекатки трансформатора на фундамент допускается производить монтаж составных частей, требующий разгерметизации трансформатора, на монтажной площадке, где должны быть организованы необходимые условия для производства работ.

При подъеме краном полностью собранного трансформатора массой более 200 т схема строповки и подъема должна быть согласована с предприятием-изготовителем.

16.5.18 После монтажа и подсоединения расширителя к трансформатору необходимо установить требуемый, в зависимости от температуры масла трансформатора, уровень масла в расширителе.

16.5.19 Результаты работ по монтажу трансформатора, системы охлаждения, устройства РПН, вакуумирования и заливки маслом оформить соответствующими актами.

16.6 Испытание и наладка

16.6.1 После сборки трансформатор необходимо испытать на маслоплотность.

Испытание трансформаторов, имеющих пленочную защиту масла, производится путем создания внутри гибкой оболочки избыточного давления воздуха 10 кПа (0,1 кгс/см^2).

Испытание остальных масляных трансформаторов производится путем создания избыточного давления азота 10 кПа (0,1 кгс/см2) в надмасляном пространстве расширителя.

Температура масла в баке трансформатора при испытании должна быть не ниже 293 К (20°С) для, трансформаторов 220—750 кВ и 283 К (10°С) для трансформаторов 110—150 кВ.

Длительность испытания не менее 3 ч.

Воздухоосушитель на время испытаний должен быть отсоединен.

Трансформатор считается маслоплотным, если при визуальном осмотре отсутствует течь масла.

16.6.2 Необходимо проверить масло, в баке трансформатора на соответствие требованиям СТО 70238424.27.100.052-2009, СТО 70238424.27.100.053-2009 и таблицы 22, а в баке контактора на соответствие требованиям инструкции на устройство РПН.

16.6.3 Необходимо произвести измерение потерь холостого хода при малом напряжении по схемам, по которым производилось измерение при испытаниях на предприятии-изготовителе, руководствуясь указаниями ГОСТ 3484.1-88 частота и величина подведенного напряжения должны соответствовать паспортным.

Измерение потерь холостого хода производится в начале всех испытаний и измерений, до подачи на обмотки трансформатора постоянного тока (изме-

рения сопротивления обмоток постоянному току, прогрева трансформатора постоянным током, измерения сопротивления изоляции обмоток).

Для трехфазных трансформаторов соотношение потерь не должно отличаться от паспортных соотношений более чем на 5%.

Для однофазных трансформаторов отличие полученных значений потерь от паспортных значений должно быть не более 10%.

В отдельных случаях по согласованию с предприятием-изготовителем могут быть допущены и большие отличия.

16.6.4 Проверку устройства РПН и ПБВ следует производить, руководствуясь соответствующей инструкцией.

16.6.5 Проверку коэффициента трансформации на всех ступенях переключения следует производить, руководствуясь указаниями ГОСТ 3484.1-88.

Измеренный коэффициент трансформации не должен отличаться более чем на 2% от коэффициента трансформации, рассчитанного по номинальным напряжениям.

16.6.6 Произвести измерение сопротивления постоянному току обмоток, указанных в паспорте трансформатора.

У трансформаторов с устройствами РПН и ПБВ перед измерением сопротивлений обмоток постоянному току необходимо произвести не менее 3 циклов переключения.

Величины сопротивлений трехфазных трансформаторов, полученные на одинаковых ответвлениях разных фаз при одинаковой температуре, не должны отличаться друг от друга более чем на 2%. Если в паспорте трансформатора из-за конструктивных особенностей есть запись о расхождении более 2%, то необходимо руководствоваться величиной расхождения, указанной в паспорте.

Полученные величины сопротивлений однофазных трансформаторов не должны отличаться более чем на 5% от значений, указанных в паспорте трансформатора.

16.6.7 Произвести изменение характеристик изоляции R_{60} и $tg\delta$ трансформатора.

16.6.8 Рекомендуется произвести испытание изоляции обмоток с номинальным напряжением до 35 кВ, одноминутным испытательным напряжением промышленной частоты, равным 90% значения, указанного в паспорте трансформатора.

После испытания изоляции одноминутным испытательным напряжением следует испытать изоляцию обмоток индуктированным напряжением частотой 50 Гц величиной не выше 1,3 номинального при длительности выдержки 20 с.

При этом вводы нейтрали, имеющие меньшую изоляцию, чем линейные, должны быть заземлены.

16.6.9 Произвести испытания и наладку системы охлаждения, руководствуясь соответствующей инструкцией.

16.6.10 Произвести наладку газовой защиты трансформатора.

Работа газового реле, установленного на трансформаторах с пленочной защитой, проверяется в соответствии с инструкцией на газовое реле. Проверка работоспособности газового реле, установленного на трансформаторах с пленочной защитой, путем нагнетания в него воздуха запрещается.

Заполнение газового реле маслом производится при медленном открытии запорной арматуры со стороны расширителя. При этом пробка для выпуска газа из газового реле должна быть открыта.

Величина уставки газового реле должна соответствовать требованиям эксплуатационной документации на трансформатор. При отсутствии в эксплуатационной документации указании, следует принять уставку, соответствующую максимальной чувствительности, исключающую срабатывание реле при пуске и остановке электронасосов системы охлаждения.

16.6.11 Произвести испытания изоляции между токоведущими и заземленными частями цепей с присоединенными трансформаторами тока, газовыми и защитными реле, маслоуказателями, отсечным клапаном, датчиками температуры и термометрами манометрическими напряжением 1000 В 50 Гц в течение 1 мин при отсоединенных разъемах термометров манометрических. Испытание изоляции термометров манометрических произвести напряжением 750 В 50 Гц в течение 1 мин.

16.6.12 Произвести проверку установленных трансформаторов тока и отсечного клапана, руководствуясь соответствующей инструкцией.

16.6.13 Результаты испытаний и наладки оформить актом.

16.6.14 Перед опробованием трансформатора номинальным напряжением необходимо оформить технический акт о монтаже и испытаниях трансформатора, подписанный представителями монтажной организации, эксплуатации, организации, производившей испытания, и шефинженером предприятия-изготовителя (если предусмотрен шефмонтаж).

Акт составляется в двух экземплярах (если предусмотрен шефмонтаж — в трех экземплярах) и утверждается заказчиком.

16.7 Ввод в эксплуатацию

16.7.1 Если после последней проверки и измерений характеристик изоляции прошло более 3 месяцев, перед опробованием трансформатора необходимо:

– повторить измерение и проверку по 16.6.2 и 16.6.7;

– измерить сопротивление постоянному току обмоток в рабочем положении устройства РПН и ПБВ, предварительно сделав не менее трех циклов переключений;

– произвести хроматографический анализ растворенных газов в масле трансформаторов 100 МВА и более.

16.7.2 Проверить показания всех термометров и соответствие уровня масла в расширителе температуре масла в баке трансформатора.

16.7.3 Убедиться в открытии отсечного клапана, запорной арматуры на маслопроводах системы охлаждения и газового реле, отсутствии воздуха в газовом реле. Проверить соответствие указателей положения всех устройств РПН и ПБВ, заземление бака, отсутствие посторонних предметов на трансформаторе и течи масла. Закоротить неиспользуемые вторичные обмотки трансформаторов тока.

16.7.4 Проверить подсоединение к линейным вводам и нейтрали разрядников, ограничителей перенапряжений, входящих в схему защиты трансформатора в соответствии с проектом.

Неиспользуемые обмотки низшего и среднего напряжения трехобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов) должны быть соединены по требуемой схеме в звезду или треугольник и защищены вентильными разрядниками, включенными между вводами каждой фазы и землей Допускается выполнять защиту неиспользуемых обмоток низшего напряжения, расположенных первыми от магнитопровода, заземлением одной из вершин треугольника или нейтрали звезды.

Неиспользуемая обмотка однофазных трехобмоточных автотрансформаторов, предназначенная для работы в трехфазной группе по схеме треугольник, может не собираться в треугольник. При этом один конец фазы этой обмотки должен быть заземлен, а другой – защищен вентильным разрядником или ОПН соответствующего класса напряжения

Защита неиспользуемых обмоток не требуется, если к ним постоянно присоединена кабельная линия длиной не менее 30 м, имеющая заземленную оболочку или броню.

16.7.5 Произвести проверку действия всех предусмотренных защит. Проверка должна быть оформлена документом.

16.7.6 Сигнальные контакты газового реле следует включить на отключение.

16.7.7 Перед включением трансформатора необходимо включить систему мониторинга. Включение трансформатора под напряжение необходимо производить с защитами, задействованными на отключение. Включение трансформатора под напряжение производить не ранее чем через 12 ч после последней доливки масла для трансформаторов 110–500 кВ и 20 ч для трансформаторов 750 кВ и не ранее 48 часов после монтажа термосифонного или абсорбционного фильтров».

16.7.8 Трансформаторы, работающие в блоке с генератором, включаются вместе с генератором подъемом напряжения от нуля.

Подъем напряжения на трансформаторе от нуля следует выполнять плавно, причём при достижении 60% номинального напряжения в дальнейшем следует повышать его ступенями по 10-15%, задерживая на 1-3 мин на каждой ступени для осмотра и прослушивания трансформатора, чтобы убедиться в отсутствии постороннего шума внутри бака.

После достижения номинального напряжения следует оставить трансформатор на холостом ходу на 2 ч.

Если никаких неисправностей нет, трансформатор можно включать под нагрузку.

16.7.9 Включение в сеть трансформатора можно осуществлять толчком на полное напряжение.

Первое включение под напряжением толчком трансформатора мощностью 6,3 МВА и более следует проводить 3-4 раза, после чего оставить трансформатор на холостом ходу на 2 ч. После этого трансформатор можно нагружать.

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

16.7.11 Включение и отключение трансформатора в зимнее время должно осуществляться при следующих условиях:

а) включение трансформатора на номинальную нагрузку допускается:

– с системами охлаждения М и Д при любой отрицательной температуре;

– с системами охлаждения ДЦ и Ц при температуре окружающего воздуха не ниже минус 25 °С. При более низких температурах трансформатор должен быть предварительно прогрет включением на нагрузку около 0,5 номинальной без запуска системы циркуляции масла до достижения температуры верхних слоёв масла минус 25 °С, после этого должна быть включена система циркуляции масла. В аварийных условиях допускается включение трансформатора на полную нагрузку независимо от температуры окружающего воздуха;

– с системой охлаждения НЦ (с направленным потоком масла в обмотках) – в соответствии с заводскими инструкциями.

б) циркуляционные насосы у трансформатора с охлаждением ДЦ и Ц следует включать при температуре масла не ниже минус 25 °С, а насосы с экранированным статором (серии ЭТЦЭ), при температуре не ниже минус 20 °С.

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

г) во избежание замораживания воды в трубах охладителей включение водяного насоса допустимо после прогрева масла и достижения им температуры не ниже 15 °С на входе в охладитель.

д) при отключении трансформатора с системами охлаждения Ц, НЦ должен быть обеспечен пуск воды из охладителей или утепление их с проведением других мероприятий во избежание замораживания.

16.7.12 Переключающими устройствами РПН трансформаторов разрешается оперировать при температуре верхних слоев масла минус 20°С и выше для погружных резисторных устройств РПН и минус 45°С и выше для устройств РПН с токоограничивающими реакторами, а также для переключающих устройств с контактором, расположенным на опорном изоляторе вне бака трансформатора и оборудованным устройством искусственного подогрева.

16.7.13 При необходимости отключения или включения разъединителем трансформатора 110 кВ, имеющего изоляцию нейтрали класса 35 кВ, работающего с изолированной нейтралью, последняя должна быть заземлена при отсутствии параллельно включенного трансформатора с заземлённой нейтралью. При неполнофазном режиме, в сети 110 кВ заземление или разземление нейтрали трансформатора запрещается.

16.7.14 При удовлетворительных результатах опробования защиты перевести в рабочее положение и трансформатор может быть включен под нагрузку и сдан в эксплуатацию. Согласно [5] опробование считается проведенным при условии нормальной и непрерывной работы под нагрузкой в течении 72 часов.

16.7.15 У всех трансформаторов, включаемых в соответствии с требованиями настоящего стандарта, необходимо отбирать пробы масла:

– из трансформаторов до 220 кВ – после включения через 10 дней, 1 месяц, далее в соответствии с инструкцией предприятия-изготовителя на конкретный трансформатор;

– из трансформаторов 330–750 кВ – после включения через 10 дней, 1 месяц, 3 месяца, далее в соответствии с инструкцией предприятия-изготовителя на конкретный трансформатор.

Отобранное масло необходимо проверить по п.п. 1– 7 таблицы 22 и дополнительно по п. 10 для трансформаторов, имеющих пленочную защиту.

При обнаружении признаков ухудшения состояния масла в начальный период эксплуатации следует обратиться за консультацией на предприятие-изготовитель.

16.7.16 Хроматографический контроль должен осуществляться в соответствии с рекомендациями [6] в следующие сроки:

– трансформаторы напряжением 110 кВ мощностью менее 60 МВА через 6 месяцев после включения;

– трансформаторы напряжением 110 кВ мощностью 60 МВА и более, а также все трансформаторы 220–500 кВ в течение первых суток, через 1, 3 и 6 месяцев после включения;

– трансформаторы напряжением 750 кВ в течение первых суток, через 2 недели, 1, 3 и 6 месяцев после включения.

16.7.17 Оценку результатов нужно производить в соответствии с [6].

16.7.18 Результаты проверок, измерений и опробования необходимо оформить актом.

Библиография

[1]	Стандарт МЭК IEC 60076-5:2006	Силовые трансформаторы – Часть 5: Стойкость при коротком замыкании – Power transformer – Part 5: Ability to withstand short circuit
[2]	СО	Системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Общие технические требования. Утверждено ОАО «ФСК ЕЭС» 08 июня 2005 г.
[3]		Номенклатура продукции, в отношении которой законодательными актами Российской Федерации предусмотрена обязательная сертификация, М., ИПК Издательство Стандартов, 2004.
[4]		Номенклатура продукции, подлежащей декларированию соответствия, М., ИПК Издательство Стандартов, 2004.
[5]	ПТЭ	Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ утв. Минэнерго РФ от 19.06.2003 № 229.
[6]	СО 153 340-46.302-00 (РД 153 340-46.302-00)	Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле.

УДК 621.31 ОКС 29.180 ОКП 34 1000

Ключевые слова: СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, АВТОТРАНСФОРМАТОР, РЕАКТОР, ОБМОТКА, КОЭФФИЦИЕНТ ТРАНСФОРМАЦИИ

Руководитель организации разработчика

Заместитель генерального директора

Филиала ОАО «НТЦ электроэнергетики»

– ВНИИЭ Моржин Ю.И.

подпись

Руководитель разработки

Заместитель научного руководителя Тимашова Л.В.

подпись

Исполнители:

Львов Ю.Н.

подпись

Богомолов Ю.С.

подпись

Комаров В.Б.

подпись

gost.e-ecolog.ru