Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике»

ИНВЭЛ
некоммерческое партнерство

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ НП «ИНВЭЛ»

СТО 70238424.29.180.003-2009

ТРАНСФОРМАТОРЫ СИЛОВЫЕ МАСЛЯНЫЕ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ

Общие технические условия на капитальный ремонт Нормы и требования

Дата введения – 2010-01-11

Издание официальное

Москва
2010

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. «О техническом регулировании», а правила разработки и применения стандартов организации – ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения»

Настоящий стандарт устанавливает технические требования к ремонту трансформаторов силовых масляных и требования к качеству отремонтированных трансформаторов силовых масляных.

Стандарт разработан в соответствии с требованиями к стандартам организаций электроэнергетики «Технические условия на капитальный ремонт оборудования электростанций. Нормы и требования», установленными в разделе 7 СТО «Тепловые и гидравлические станции. Методики оценки качества ремонта энергетического оборудования».

Применение настоящего стандарта, совместно с другими стандартами ОАО РАО «ЕЭС России» и НП «ИНВЭЛ» позволит обеспечить выполнение обязательных требований, установленных в технических регламентах по безопасности технических систем, установок и оборудования электрических станций.

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Закрытым акционерным обществом «Центральное конструкторское бюро Энергоремонт» (ЗАО «ЦКБ Энергоремонт»)

2 ВНЕСЕН Комиссией по техническому регулированию НП «ИНВЭЛ»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом НП «ИНВЭЛ» от 18.12.2009 № 93

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

© НП «ИНВЭЛ», 2009

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

Оглавление

Предисловие II
Сведения о стандарте III
1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины, определения, обозначения и сокращения 3
4 Общие положения 4
5 Общие технические сведения 5
6 Общие технические требования 5
7 Требования к составным частям 7
8 Требования к отремонтированному изделию 16
9 Испытания и показатели качества отремонтированных трансформаторов 16
10 Требования к обеспечению безопасности 30
11 Оценка соответствия 30
Библиография 31

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ НП «ИНВЭЛ»

**Трансформаторы силовые масляные
общего назначения
Общие технические условия на капитальный ремонт
Нормы и требования**

Дата введения 2010-01-11

1 Область применения

Настоящий стандарт организации:

– является нормативным документом, устанавливающим технические нормы и требования к ремонту трансформаторов силовых масляных общего назначения для тепловых электростанций, направленные на обеспечение промышленной безопасности тепловых электрических станций, экологической безопасности, повышение надежности эксплуатации и качества ремонта;

– устанавливает технические требования, объем и методы дефектации, способы ремонта, методы контроля и испытаний к составным частям и трансформаторам силовым масляным общего назначения в целом в процессе ремонта и после ремонта;

– устанавливает объемы, методы испытаний и сравнения показателей качества отремонтированных трансформаторов силовых масляных общего назначения с их нормативными и доремонтными значениями;

– распространяется на капитальный ремонт трансформаторов силовых масляных общего назначения;

– предназначен для применения генерирующими компаниями, эксплуатирующими организациями на тепловых электростанциях, ремонтными и иными организациями, осуществляющими ремонтное обслуживание оборудования электростанций.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты и другие нормативные документы:

Федеральный закон РФ от 27.12.2002 № 184–ФЗ "О техническом регулировании"

ГОСТ 9.032–74 ЕСЗКС. Покрытия лакокрасочные. Группы, технические требования и обозначения

ГОСТ 9.104–79 ЕСЗКС. Покрытия лакокрасочные. Группы условий эксплуатации и основные параметры методов окрашивания

ГОСТ 12.2.007.2–75 Система стандартов безопасности труда. 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 27.002–89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения

ГОСТ 645–89 Бумага кабельная для изоляции кабелей на напряжение от 110 до 500 кВ. Технические условия

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

ГОСТ 901–78 Лаки бакелитовые. Технические условия

ГОСТ 1033–79 Смазка солидол жировой. Технические условия

ГОСТ 1516.1–76 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 3 до 500 кВ. Требования к электрической прочности изоляции

ГОСТ 1516.2–97 Электрооборудование и электроустановки переменного тока на напряжения 3 кВ и выше. Общие методы испытаний электрической прочности изоляции

ГОСТ 3484.1–88 Трансформаторы силовые. Методы электромагнитных испытаний

ГОСТ 3484.3–88 Трансформаторы силовые. Методы измерений диэлектрических параметров изоляции

ГОСТ 3484.4–88 Трансформаторы силовые. Испытания баков на механическую прочность

ГОСТ 3484.5–88 Трансформаторы силовые. Испытания баков на герметичность

ГОСТ 3553–87 Бумага телефонная. Технические условия

ГОСТ 3826–82 Сетки проволочные тканые с квадратными ячейками. Технические условия

ГОСТ 3956–76 Силикагель технический. Технические условия

ГОСТ 4194–88 Картон электроизоляционный для трансформаторов и аппаратов с масляным заполнением. Технические условия

ГОСТ 4514–78 Ленты для электропромышленности. Технические условия

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

ГОСТ 8008–75 Трансформаторы силовые. Методы испытаний устройств переключения ответвлений обмоток

ГОСТ 8726–88 Трубки электротехнические бумажно–бакелитовые. Технические условия

ГОСТ 8984–75 Силикагель–индикатор. Технические условия

ГОСТ 11677–85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия

ГОСТ 12769–85 Бумага электроизоляционная крепированная. Технические условия

ГОСТ 12855–77 Пластина резиновая для трансформаторов. Технические условия

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

ГОСТ 13873–81 Изоляторы керамические. Требования к качеству поверхности

ГОСТ 15467–79 Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения

ГОСТ 16504–81 Система государственных испытаний продукции. Испытания и контроль качества продукции. Основные термины и определения

ГОСТ 17512–82 Электрооборудование и электроустановки на напряжение 3 кВ и выше. Методы измерения при испытаниях высоким напряжением

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

ГОСТ 18322–78 Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения

ГОСТ 19249–73 Соединения паяные. Основные типы и параметры

ГОСТ 19738–74 Припои серебряные. Марки

ГОСТ 20690–75 Электрооборудование переменного тока на напряжение 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции

ГОСТ 22756–77 Трансформаторы (силовые и напряжения) и реакторы. Методы испытаний электрической прочности изоляции

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

ГОСТ 24874–91 Бумага электроизоляционная трансформаторная. Технические условия

СТО утвержден Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» №275 от 23.04.07г. Тепловые и гидравлические станции. Методики оценки качества ремонта энергетического оборудования

СТО 17330282.27.100.006–2008 Ремонт и техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений электрических станций и сетей. Условия выполнения работ подрядными организациями. Нормы и требования

СТО 17330282.27.010.001–2008 Электроэнергетика. Термины и определения

СТО 70238424.27.100.017-2009 Тепловые электростанции. Ремонт и техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений. Организация производственных процессов. 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 В настоящем стандарте применены термины по Федеральному закону РФ от 27.12.2002 № 184–ФЗ "О техническом регулировании", ГОСТ 15467, ГОСТ 16504, ГОСТ 18322, ГОСТ 27.002, СТО 17330282.27.010.001–2008, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 требование: Норма, правила, совокупность условий, установленных в документе (нормативной и технической документации, чертеже, стандарте), которым должны соответствовать изделие или процесс.

3.1.2 характеристика: Отличительное свойство. В данном контексте характеристики физические (механические, электрические, химические) и функциональные (производительность, мощность …).

3.1.3 характеристика качества: Присущая характеристика продукции, процесса или системы, вытекающая из требований.

3.1.4 качество отремонтированного оборудования: Степень соответствия совокупности присущих оборудованию характеристик качества, полученных в результате выполнения его ремонта, требованиям, установленным в нормативной и технической документации.

3.1.5 качество ремонта оборудования: Степень выполнения требований, установленных в нормативной и технической документации, при реализации комплекса операций по восстановлению исправности или работоспособности оборудования или его составных частей.

3.1.6 оценка качества ремонта оборудования: Установление степени соответствия результатов, полученных при освидетельствовании, дефектации, контроле и испытаниях после устранения дефектов, характеристикам качества оборудования, установленным в нормативной и технической документации.

3.1.7 технические условия на капитальный ремонт: Нормативный документ, содержащий требования к дефектации изделия и его составных частей, способы ремонта для устранения дефектов, технические требования, значения показателей и нормы качества, которым должно удовлетворять изделие после капитального ремонта, требования к контролю и испытаниям оборудования в процессе ремонта и после ремонта.

3.2 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте применены следующие обозначения и сокращения:

НТД – Нормативная и техническая документация.

ППР – Проект производства работ.

РПН – Регулирование под напряжением.

4 Общие положения

4.1 Подготовка трансформаторов силовых масляных общего назначения (далее трансформатор) к ремонту, вывод в ремонт, производство ремонтных работ и приемка из ремонта должны производиться в соответствии с нормами и требованиями СТО 70238424.27.100.017-2009.

Требования к ремонтному персоналу, гарантиям производителя работ по ремонту установлены СТО 17330282.27.100.006–2008.

4.2 Выполнение требований настоящего стандарта определяет оценку качества отремонтированных трансформаторов. Порядок проведения оценки качества ремонта трансформаторов устанавливается СТО, утвержденным Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» №275 от 23.04.07г.

4.3 Требования настоящего стандарта, кроме капитального, могут быть использованы при среднем и текущем ремонтах трансформаторов. При этом учитываются следующие особенности их применения:

– требования к составным частям и трансформаторам в целом в процессе

среднего или текущего ремонта применяются в соответствии с выполняемой номенклатурой и объемом ремонтных работ;

– требования к объемам и методам испытаний и сравнению показателей качества отремонтированных трансформаторов с их нормативными и доремонтными значениями при среднем ремонте применяются в полном объеме;

– требования к объемам и методам испытаний и сравнению показателей качества отремонтированных трансформаторов с их нормативными и доремонтными значениями при текущем ремонте применяются в объеме, определяемом техническим руководителем электростанции и достаточным для установления работоспособности трансформаторов силовых масляных.

4.4 При расхождении требований настоящего стандарта с требованиями других НТД, выпущенных до утверждения настоящего стандарта, необходимо руководствоваться требованиями настоящего стандарта.

При внесении предприятием–изготовителем изменений в конструкторскую документацию на трансформаторы и при выпуске нормативных документов органов государственного надзора, которые повлекут за собой изменение требований к отремонтированным составным частям и трансформаторам в целом, следует руководствоваться вновь установленными требованиями вышеуказанных документов до внесения соответствующих изменений в настоящий стандарт.

4.5 Требования настоящего стандарта распространяются на капитальный ремонт трансформаторов в течение полного срока службы, установленного в НТД на поставку трансформаторов или в других нормативных документах. При продлении в установленном порядке продолжительности эксплуатации трансформаторов сверх полного срока службы, требования настоящего стандарта на ремонт применяются в разрешенный период эксплуатации с учетом требований и выводов, содержащихся в документах на продление продолжительности эксплуатации.

5 Общие технические сведения

5.1 Конструктивные характеристики, рабочие параметры и назначение трансформаторов должны соответствовать ГОСТ 11677, ГОСТ 12965, ГОСТ 17544 и паспортам трансформаторов.

5.2 Стандарт разработан на основе конструкторской, нормативной и технической документации заводов - изготовителей: ОАО "Запорожтрансформатор", ОАО "ПК ХК "Электрозавод", ОАО "Трансформатор" и ОАО "Уралэлектротяжмаш".

6 Общие технические требования

6.1 Ремонт трансформаторов должен производиться в соответствии с проектом производства работ (ППР).

6.2 Материалы и комплектующие изделия, применяемые при ремонте трансформаторов, по своим свойствам должны соответствовать указанным в конструкторской документации и удовлетворять требованиям действующих стандартов или технических условий. Качество материалов и комплектующих изделий

должно быть подтверждено сертификатами заводов–поставщиков или протоколами испытаний образцов.

6.3 Перед дефектацией составные части трансформатора (бак, расширитель, предохранительная труба, радиаторы или охладители, фильтры, а также активная часть) должны быть очищены от загрязнений и коррозии. Активная часть должна быть промыта сухим трансформаторным маслом, соответствующим классу напряжения ремонтируемого трансформатора, см. СО 34.45–51.300 [1].

6.4 При дефектации составных частей трансформатора необходимо использовать виды контроля и испытаний по ГОСТ 16504:

- технический осмотр;
- измерительный контроль;
- гидравлические испытания;
- электрические испытания.

6.5 По результатам технического осмотра и испытаний составные части трансформатора подразделяются на три группы:

- годные к эксплуатации без ремонта;
- требующие ремонта;
- подлежащие замене.

6.6 Замене подлежат составные части, ремонт которых не гарантирует восстановления их технических характеристик или экономически нецелесообразен.

6.7 Конструкция восстанавливаемых составных частей трансформатора должна соответствовать чертежам завода–изготовителя. Допускается применение чертежей ремонтного предприятия, выполненных на основании измерений составных частей, требующих замены или восстановления.

6.8 Повторному использованию не подлежат маслоуплотнительные прокладки, сальниковые набивки, шнуры.

6.9 При разборке трансформатора следует проверить наличие маркировки деталей и составных частей; при отсутствии маркировки – нанести ее в соответствии с чертежами.

6.10 Изделия для уплотнения разъемов должны быть выполнены из резины по ГОСТ 12855.

6.11 Трансформаторное масло для заполнения трансформаторов в соответствии с классом напряжения данного трансформатора должно удовлетворять требованиям СО 34.45–51.300 [1]. Допускается применять смеси трансформаторных масел в соответствии с руководящими документами на силовые масляные трансформаторы предприятия-изготовителя.

По показателям качества регенерированное трансформаторное масло должно удовлетворять требованиям СО 34.45–51.300 [1] для свежего сухого масла перед заливкой в оборудование.

6.12 Изоляционные материалы, запасные части, сборочные единицы и детали следует хранить в соответствии с нормативно–технической документацией на поставку.

6.13 Ремонт трансформатора должен проводиться в соответствии с требованиями технологических инструкций. Пооперационные испытания трансформаторов в процессе ремонта должны соответствовать требованиям настоящего стандарта.

6.14 Крепежные изделия должны соответствовать стандартам и чертежам.

6.15 Состояние резьбы необходимо проверять визуально и навинчиванием гаек от руки.

6.16 Крепежные изделия с поврежденными резьбовыми поверхностями должны быть заменены при наличии:

- выкрашивания или срывов резьбы на длине более одного шага;
- трещин;
- забоин;
- задиров;
- повреждений граней на гайках и головках болтов более 5 % номинального размера.

6.17 Крепежные изделия с резьбовыми поверхностями подлежат ремонту при повреждениях резьбы более 10 % длины витка. Дефект следует устранять прогонкой резьбонарезным инструментом.

6.18 Повреждения гладкой части болтов (шпилек) должны быть устранены механической обработкой. Допускается уменьшение диаметра не более 3 % от номинального.

6.19 Шплинты повторному применению не подлежат.

6.20 Пружинные шайбы повторному использованию не подлежат.

6.21 Шпонки должны быть заменены при наличии вмятин, сколов и задиров. При нарушении стенок шпоночного паза допускается увеличение его ширины не более чем на 15 % с установкой новой шпонки.

6.22 Штифты подлежат замене при износе и ослаблении посадки.

7 Требования к составным частям

7.1 Требования к обмоткам

7.1.1 Обмотки должны соответствовать требованиям рабочих чертежей завода-изготовителя и настоящего стандарта.

7.1.2 К изоляционным деталям обмоток предъявляются следующие требования:

7.1.2.1 Изоляционные детали обмоток не должны иметь расслоений, рваных краев, "ворса", заусенцев и загрязнений, наплывов и пузырьков лака.

7.1.2.2 Электротехнические бумажно–бакелитовые цилиндры должны соответствовать требованиям ГОСТ 8726.

7.1.2.3 Кабельная бумага должна соответствовать ГОСТ 645, бумага электроизоляционная трансформаторная – ГОСТ 24874, телефонная бумага – ГОСТ 3553, крепированная бумага – ГОСТ 12769, лакоткань – техническим условиям на изготовление данного материала, киперная и тафтяная ленты – ГОСТ 4514.

7.1.3 При намотке обмоток необходимо производить визуальный контроль изоляции проводов. Поврежденную изоляцию проводов следует срезать на конус длиной, равной десятикратной толщине изоляции.

Восстановить изоляцию необходимо в соответствии с типовой технологической инструкцией на ремонт и перемотку обмоток трансформаторов силовых масляных кабельной или электроизоляционной трансформаторной бумагой, бандажировать крепированной бумагой или подклеивать концы бумаги бакелитовым лаком ГОСТ 901 или клеем КМЦ 55/500, изготовленным в соответствии с техническими условиями на изготовление метилцеллюлозных клеев, либо типовой технологической инструкции на изготовление главной и продольной изоляции обмоток трансформаторов.

7.1.4 В процессе намотки, отделки и ремонта, а также перед насадкой обмотки необходимо проводить контроль ее геометрических размеров и визуальный контроль качества в соответствии с типовой технологической инструкцией на ремонт и перемотку обмоток трансформаторов силовых масляных.

7.1.4.1 Предельные отклонения внутреннего и наружного диаметров обмоток, а также овальность обмоток должны находиться в пределах допусков.

7.1.4.2 Рейки обмоток должны выступать за прокладки в радиальном направлении не менее чем на 1,5 мм.

7.1.4.3 Толщина реек может быть уменьшена от 1 до 2 мм по сравнению с размером, указанным на чертеже, если внутренние и наружные диаметры обмоток не укладываются в предельные отклонения. При этом должны быть выдержаны требования к разности установочных размеров по диагонали по остову трансформатора, см. 7.2.5.

7.1.4.4 Расхождение расстояний между любой парой реек не должно быть более ±5 мм.

7.1.4.5 Отклонение оси прокладок от вертикали не должно быть более ±5 мм.

7.1.4.6 Катушки обмотки должны иметь плотную намотку. Намотку считать плотной, если между проводами катушек под вторым витком в четырех – пяти местах по окружности не входит полоса картона толщиной 0,5 мм и шириной 60 мм.

7.1.4.7 Соединения в обмотках проводов между собой, проводов с проводом емкостного кольца, проводов с регулировочными отводами должны соответствовать требованиям ГОСТ 19249 и чертежа.

7.1.4.8 Пайку медных проводов следует производить серебряным припоем ГОСТ 19738.

7.1.4.9 При выполнении пайки обмотки должны быть защищены от попадания в них металлических опилок и брызг.

7.1.4.10 Поврежденную в процессе пайки изоляцию необходимо восстановить по результатам визуального контроля состояния изоляции проводов обмоток.

7.1.4.11 При изолировании мест соединения проводов с изоляцией толщиной 0,55; 0,72; 0,96 мм поверх изоляции из телефонной бумаги следует установить коробочки из электроизоляционного картона толщиной 0,5 мм длиной от 80 до 100 мм. Коробочки устанавливаются с двух сторон и бандажируются крепированной бумагой или тафтяной лентой в один слой с перекрытием 0,5 ширины ленты.

7.1.5 Замыкания между параллельными проводами, витками и обрывы проводов в обмотках не допускаются.

7.1.6 При проведении измерений обмотки должны быть запрессованы усилием в соответствии с требованиями типовых технологических инструкций на капитальный ремонт трансформаторов силовых масляных общего назначения.

7.1.7 Перед насадкой обмотки должны пройти сушку в соответствии с требованиями типовых технологических инструкций на капитальный ремонт трансформаторов силовых масляных общего назначения.

7.2 Требования к остову

7.2.1 Пластины магнитной системы не должны иметь забоин, надрывов, мест подгаров лакового покрытия и активной стали.

7.2.2 При нанесении дополнительного покрытия на пластины допускается подгар или пропуски лаковой пленки, если количество таких пластин не превышает 5 % одного типоразмера в соответствии с отраслевым стандартом на остовы с шихтованной магнитной системой; допустимый подгар или пропуски лаковой пленки – менее 3 % площади поверхности пластины.

7.2.3 Удельное электрическое сопротивление одной пластины после нанесения дополнительного покрытия должно быть не менее $0{,}2 \cdot 10^{-2}$ Ом·м^2.

7.2.4 При сборке магнитной системы, зачищенные от подгаров лакового покрытия и заизолированные места на соседних пластинах не должны совпадать.

7.2.5 При закладке пакета разность установочных размеров по диагонали не должна быть более 2 мм для размера до 2000 мм и 3 мм для размера более 2000 мм.

При зашихтовке магнитной системы трансформаторов до 1000 кВА разность установочных размеров по диагонали не нормируется.

7.2.6 Магнитная система должна удовлетворять следующим требованиям:

– зазоры в местах стыков и "гребешки" пластин должны быть не более 1,5 мм;

– нахлест пластин не допускается;

– на собранном остове разрешается наличие зазоров и "гребешков" до 2 мм, если их количество не превышает 10 % общего количества стыков, и до 2,5 мм, если их количество не превышает 5 % общего количества стыков.

7.2.7 Разновысотность полок нижних ярмовых балок одна относительно другой не должно превышать 3 мм для трансформаторов мощностью до 6300 кВ·А, 5 мм – мощностью до 10000 кВ·А включительно и 8 мм – мощностью более 10000 кВ·А.

7.2.8 Затяжку ярма необходимо производить равномерно. При этом давление в центральном пакете должно находиться в пределах от 0,2 до 0,4 МПа (от 2 до 4 кгс/см^2).

7.2.9 Отклонение оси стержня от вертикали для трансформаторов мощностью свыше 6300 кВ·А не должно быть более 1,5 мм на один метр высоты.

Для остовов 1, 2 и 3 габаритов отклонение оси стержня от вертикали не нормируется.

7.2.10 Магнитные системы трансформаторов и металлические конструктивные элементы должны иметь надежное металлическое соединение с баком (заземление).

7.2.11 Изоляция стяжных шпилек, бандажей, полубандажей и ярмовых балок относительно активной стали до и после опрессовки должна удовлетворять требованиям конструкторской, нормативной и технической документации завода-изготовителя силовых масляных трансформаторов и СО 34.45–51.300 [1].

7.3 Требования к активной части

7.3.1 Изоляционные детали должны быть выполнены в соответствии с рабочими чертежами завода-изготовителя.

7.3.2 При сборке не должна применяться загрязненная изоляция и изоляция с повреждениями. Контроль – визуальный.

7.3.3 Смещения полок нижних ярмовых балок друг относительно друга необходимо устранить путем подгонки изоляции по месту.

7.3.4 Отклонения размеров взаимного расположения элементов изоляции должны соответствовать техническим требованиям предприятия-изготовителя, регламентирующим отклонение линейных геометрических размеров активных частей силовых трансформаторов.

7.3.4.1 Оси смежных прокладок уравнительной и ярмовой изоляции, установленных между плоскостями обмотки и ярмовыми балками, не должны иметь смещение друг относительно друга более чем на 6 мм для трансформаторов мощностью до 63000 кВ·А и 10 мм – для трансформаторов мощностью свыше 63000 кВ·А.

7.3.4.2 При намотке цилиндров из электроизоляционного картона стыки листов в слоях по окружности необходимо смещать не менее чем на два поля обмотки, при этом перекрытие листов должно быть: при толщине электрокартона 3 мм – (150 ± 25) мм, при толщине 2 мм – (100 ± 15) мм.

7.3.4.3 После намотки, перед насадкой обмоток, необходимо проверить диаметр цилиндра на соответствие чертежу завода-изготовителя. Измерение следует производить в двух местах по высоте цилиндра: 0,25Н и 0,75Н, где Н – высота цилиндра, по двум взаимно перпендикулярным осям. Насадка обмоток должна быть плотной.

7.3.4.4 В насаженных обмотках допускается смещение вертикальных осей дистанционных прокладок относительно прокладок концевой изоляции обмоток в пределах 10 мм.

При этом дистанционные прокладки обмоток не должны выходить за пределы прокладок концевой изоляции.

7.3.4.5 Предельные отклонения размеров между осями промежуточных реек активной части по отношению к рейкам обмоток не должно быть более ±10 мм.

7.3.4.6 Направляющие полосы, используемые для установки угловых шайб, разрешается не удалять при условии:

– если ширина полосы не превышает высоты угловой шайбы и при этом полоса оседает на кольцо из электрокартона;

– если полоса не имеет механических повреждений (складок, вмятин, надрывов).

7.3.5 Зазор между цилиндрами и прессующими кольцами должен быть:

– не менее 8 мм для трансформаторов классов напряжения до 35 кВ;

– 17 мм для трансформаторов классов напряжения 110 и 150 кВ;

– 20 мм для трансформаторов классов напряжения от 220 до 750 кВ.

7.3.6 Крепление отводов должно удовлетворять следующим требованиям:

– деревянные, гетинаксовые планки, бумажно–бакелитовые трубки не должны иметь трещин, искривлений и надколов; поврежденные детали необходимо заменить новыми, предварительно просушенными при температуре от 100 до 105°С в течение 48 часов и пропитанными сухим трансформаторным маслом при температуре масла 50°С;

– изолированные отводы не должны иметь нарушений целостности изоляции, оплетки или бандажа;

– изгиб изолированного гибкого провода должен быть выполнен радиусом, равным не менее пяти диаметров провода с изоляцией;

– гибкие соединения не должны иметь повреждений отдельных лент, складок, забоин, изломов;

– поврежденные соединения необходимо заменить новыми, изготовленными из луженой медной ленты тех же размеров;

– резьбовые соединения элементов крепления и несущей конструкции отводов, а также выводов переключателей должны быть тщательно затянуты и застопорены от самоотвинчивания (стальные крепежные изделия – кернением в трех точках). Затяжка должна быть плотной, зажатие отводов в креплениях должно исключать их повреждение;

– отводы обмоток в местах прохода через закрепляющие планки должны быть заизолированы дополнительной изоляцией из электрокартона ГОСТ 4194 толщиной 0,5 мм и плотно без перекосов зажаты креплениями.

7.3.7 Схема заземления должна соответствовать чертежу. Шинки заземления не должны иметь подгаров и надрывов.

Поврежденные шинки заменить новыми, изготовленными из луженой медной ленты тех же размеров. Их длина должна обеспечивать установку без натяга.

7.3.8 Гибку медных шин, прутков, выполнение паяных соединений и изолирование отводов производить в соответствии с техническими требованиями завода-изготовителя на изготовление активной части силовых трансформаторов.

При прохождении отводов в отверстиях междуфазной перегородки между отводами и краями отверстий перегородки должен быть зазор не менее 20 мм.

7.3.9 Не допускаются прожоги, подгары изоляции при пайке. Изоляция на отводах должна быть наложена плотно, все пустоты должны быть заполнены, согласно типовой технологической инструкции на изготовление главной и продольной изоляции обмоток трансформаторов, лакотканью, изготовленной в соответствии с техническими условиями завода-изготовителя, или кабельной бумагой по ГОСТ 645. Поверх изоляции должен быть наложен бандаж из тафтяной или ки-

перной ленты ГОСТ 4514. В качестве бандажа может быть использована лакоткань.

7.3.10 Обмотки, отводы, бумажно–бакелитовые цилиндры не должны иметь механических повреждений.

7.3.11 Обмотки должны быть запрессованы усилием, указанным в заводской документации на данный трансформатор с учетом корректировки усилия запрессовки на состояние изоляции обмоток в соответствии с типовой технологической инструкцией на капитальный ремонт трансформаторов. Осевую прессовку обмоток необходимо производить равномерно по всей окружности; после прессовки затянуть контргайки прессующих винтов и домкратов.

Обмотки должны запрессовываться гидродомкратами. Подпрессовку обмоток трансформаторов мощностью до 80 МВ·А допускается производить моментными ключами в соответствии с конструкторской, нормативной и технической документацией на силовые масляные трансформаторы завода-изготовителя.

7.3.12 Условия пребывания активной части на воздухе должны соответствовать требованиям типовой технологической инструкции на капитальный ремонт трансформаторов.

7.3.13 Сушку активных частей трансформаторов производить в соответствии с требованиями типовой технологической инструкции на капитальный ремонт трансформаторов.

7.3.14 Вакуумирование и заливку трансформаторов маслом производить в соответствии с конструкторской, нормативной и технической документацией на силовые масляные трансформаторы завода-изготовителя и типовой технологической инструкции на капитальный ремонт трансформаторов.

7.4 Требования к устройствам переключения ответвлений обмоток

7.4.1 Изоляционные детали (гетинаксовые плиты, бумажно–бакелитовые трубки и др.) должны быть без сколов и трещин.

7.4.2 Поверхности контактов должны быть чистыми, без следов подгара и плотно прилегать друг к другу по всей поверхности.

7.4.3 Сальниковые уплотнения устройств не должны пропускать масло.

7.4.4 Усилие на рукоятке привода при ручном управлении не должно превышать усилий, указанных в паспорте на данное переключающее устройство.

7.4.5 В устройствах РПН на муфтах сцепления вертикального и горизонтального валов должны быть нанесены риски согласно типовой технологической инструкции на капитальный ремонт трансформаторов.

7.4.6 В устройствах РПН смещение подвижных и неподвижных дугогасительных контактов один относительно другого в вертикальном и горизонтальном направлениях не должно быть более 1 мм.

Неподвижные дугогасительные контакты должны плотно прилегать к опорной поверхности контактодержателя по всей плоскости.

Спаренные дугогасительные контакты должны касаться неподвижных контактов одновременно.

7.4.7 Давления контактов в устройствах РПН должны соответствовать значениям, указанным в паспортных данных, либо в типовой технологической инструкции на капитальный ремонт трансформаторов.

7.4.8 Круговые диаграммы переключающего устройства должны соответствовать требованиям завода–изготовителя.

7.4.9 Течь масла из бака трансформатора в бак контактора не допускается.

7.4.10 Пробивное напряжение и влагосодержание масла в контакторах должно соответствовать требованиям СО 34.45–51.300 [1].

7.5 Требования к баку и арматуре

7.5.1 Бак трансформатора не должен иметь механических повреждений (изгибов, вмятин и пр.).

7.5.2 Сварные швы должны обеспечивать маслоплотность. Обнаруженные места утечек масла необходимо очистить, обезжирить, заварить, удалить шлак. Сварные швы зачистить металлическими щетками. Проверить качество швов на маслоплотность в соответствии с ГОСТ 3484.4 и типовой технологической инструкцией на капитальный ремонт трансформаторов.

7.5.3 Бак трансформатора должен быть снабжен надежным устройством для заземления в соответствии с ГОСТ 11677.

7.5.4 Бак трансформатора с установленной активной частью должен быть испытан на механическую прочность и плотность при вакууме и повышенном внутреннем давлении в соответствии с ГОСТ 3484.4, ГОСТ 3484.5, конструкторской, нормативной и технической документацией на силовые масляные трансформаторы завода-изготовителя и типовой технологической инструкции на капитальный ремонт трансформаторов.

7.5.5 На задвижках, затворах и кранах должны быть заменены маслостойкие резиновые и сальниковые уплотнения и проведены гидравлические испытания давлением 0,3 МПа (3 кгс/см^2) в соответствии с типовой технологической инструкцией на капитальный ремонт трансформаторов.

7.5.6 Оси катков и кареток должны быть смазаны солидолом ГОСТ 1033.

7.6 Требования к фильтрам

7.6.1 Сетки фильтров не должны иметь оборванных проволок и коррозии; при наличии коррозии и обрыва хотя бы одной проволоки, сетки должны быть заменены новыми по ГОСТ 3826.

7.6.2 Адсорбционные фильтры должны быть заполнены силикагелем по ГОСТ 3956 в соответствии с типовой технологической инструкцией на капитальный ремонт трансформаторов.

7.6.3 Перезарядку адсорбционных фильтров необходимо производить при возрастании кислотного числа масла до величины от 0,1 до 0,15 мг КОН на 1 г масла.

7.6.4 Термосифонные фильтры и воздухоосушители должны быть заполнены силикагелем по ГОСТ 3956 и типовой технологической инструкции на капитальный ремонт трансформаторов с влагосодержанием:

– для термосифонных фильтров – не более 1,0 %;

– для воздухоосушителей – не более 2,0 %.

Для зарядки патронов воздухоосушителей применять силикагель–индикатор по ГОСТ 8984 влагосодержанием не более 2,0 %. При изменении окраски индикаторного силикагеля с голубого на розовый, воздухоосушители необходимо перезарядить.

7.7 Требования к системам охлаждения

7.7.1 Системы охлаждения М и Д

7.7.1.1 Каждый радиатор должен быть испытан на плотность давлением трансформаторного масла 0,2 МПа (2 кгс/см^2) при температуре масла от 50 до 70°С в течение 30 мин. в соответствии с типовой технологической инструкцией на капитальный ремонт трансформаторов.

Обнаруженные течи заварить, а радиаторы должны быть испытаны вновь. Течи масла из радиаторов не должно быть.

7.7.1.2 Внутренняя поверхность радиаторов должна быть промыта чистым сухим трансформаторным маслом, температура которого составляет от 50 до 70°С. Условием окончания промывки служит отсутствие в пробе масла механических примесей в соответствии с ГОСТ 6370. Пробивное напряжение пробы масла, взятой в конце промывки, должно быть не ниже пробивного напряжения пробы масла, взятой в начале промывки.

Масло для промывки должно удовлетворять требованиям, предъявляемым маслу для заливки в трансформатор.

7.7.1.3 Дисбаланс крыльчаток вентиляторов не должен быть более 0,06 мм в соответствии с типовой технологической инструкцией на капитальный ремонт трансформаторов.

7.7.1.4 Сопротивление изоляции всех электрических цепей относительно земли, включая статорные обмотки электродвигателей, должно быть не ниже 0,5 МОм. Измерение производить мегаомметром на предел измерения от 500 до 1000 В.

7.7.2 Система охлаждения ДЦ

7.7.2.1 Составные части системы должны быть очищены от ржавчины и грязи.

7.7.2.2 Электронасосы должны быть отремонтированы в соответствии с требованиями инструкции по эксплуатации электронасосов. Каждый электронасос должен быть проверен в работе путем перекачивания чистого трансформаторного масла в отдельный бак в соответствии с типовой технологической инструкцией на капитальный ремонт трансформаторов.

7.7.2.3 Каждое охлаждающее устройство должно быть испытано на плотность избыточным давлением трансформаторного масла 0,2 МПа (2 кгс/см^2) в течение 30 мин. при температуре масла от 50 до 70°С в соответствии с типовой технологической инструкцией на капитальный ремонт трансформаторов.

7.7.2.4 После испытания на плотность охлаждающие устройства должны быть промыты сухим, горячим, очищенным от примесей трансформаторным маслом в соответствии с типовой технологической инструкцией на капитальный ремонт трансформаторов.

7.7.2.5 Ремонт электродвигателей вентиляторов должен быть произведен согласно инструкции завода–изготовителя.

7.7.3 Система охлаждения Ц

7.7.3.1 Запорная арматура и маслоохладители должны быть подготовлены и испытаны в соответствии с типовой технологической инструкцией на капитальный ремонт трансформаторов.

7.7.3.2 Внутренние поверхности всех труб маслопровода должны быть очи-

щены стальными ершами и промыты чистым трансформаторным маслом.

7.7.3.3 Полностью собранную систему испытать давлением 0,4 МПа (4 кгс/см^2) в течение 1 часа; масляную сторону – трансформаторным маслом при температуре от 50 до 70°С, водяную – водой при температуре не ниже 10°С в соответствии с типовой технологической инструкцией на капитальный ремонт трансформаторов.

7.7.3.4 После испытания собранной системы и до присоединения ее к трансформатору необходимо промыть масляную сторону системы сухим, горячим, очищенным от примесей трансформаторным маслом в соответствии с типовой технологической инструкцией на капитальный ремонт трансформаторов.

Промывку следует закончить, когда характеристики масла будут удовлетворять требованиям, предъявляемым маслу для заливки в трансформатор, а содержание механических примесей соответствовать ГОСТ 6370.

7.8 Требования к системам защиты масла и изоляции

7.8.1 Трансформаторы, оборудованные азотной или пленочной защитой, должны быть испытаны на плотность согласно типовой технологической инструкции на капитальный ремонт трансформаторов и удовлетворять требованиям инструкций заводов–изготовителей по монтажу и эксплуатации трансформаторов, оборудованных азотной или пленочной защитой.

7.9 Требования к вводам

7.9.1 При ремонте вводы классов напряжения до 35 кВ должны быть разобраны, очищены от загрязнений, промыты с внутренней и наружной сторон и тщательно осмотрены.

7.9.2 Фарфоровые изоляторы вводов по качеству поверхности должны соответствовать ГОСТ 13873. Ремонт изоляторов вводов производить согласно типовой технологической инструкции на ремонт фарфоровых покрышек высоковольтных вводов.

7.9.3 Винты для спуска воздуха должны быть уплотнены.

7.9.4 Армированные вводы должны быть испытаны избыточным давлением в соответствии с типовой технологической инструкцией на ремонт высоковольтных вводов классов напряжения 35 кВ и выше.

7.9.5 Ремонт маслонаполненных вводов производить в соответствии с типовой технологической инструкцией на ремонт высоковольтных вводов классов напряжения 35 кВ и выше.

7.9.6 Маслонаполненные вводы классов напряжения 110 кВ и выше после ремонта должны быть испытаны на плотность избыточным давлением масла 0,1 МПа (1 кгс/см^2) в течение 30 мин. в соответствии с СО 34.45–51.300 [1].

7.10 Требования к контрольным, сигнальным и защитным устройствам

7.10.1 Контрольные, сигнальные и защитные устройства должны соответствовать чертежам и нормативно–техническим документам заводов–изготовителей.

7.10.2 Газовое реле, термометрический сигнализатор, термометр, стрелочный маслоуказатель и другие контрольные и сигнальные устройства должны быть отремонтированы в соответствии с документацией заводов–изготовителей и ти-

повой технологической инструкцией на капитальный ремонт трансформаторов. Испытания должны быть подтверждены протоколом.

7.10.3 Предохранительный клапан должен быть заменен при обнаружении дефектов в соединениях, нарушении целостности пружин или обнаружении на них раковин. Ремонт и регулировка клапана не разрешается.

8 Требования к отремонтированному изделию

8.1 Отремонтированный трансформатор должен соответствовать требованиям конструкторской, нормативной и технической документации завода-изготовителя настоящего стандарта и СО 34.45–51.300 [1].

8.2 После ремонта наружные поверхности бака, расширителя, предохранительной трубы, радиаторов, охладителей, термосифонного фильтра, трубопроводов и других узлов должны быть окрашены в светлые тона краской без металлических наполнителей, устойчивой к атмосферным воздействиям в соответствии с ГОСТ 11677.

Класс покрытия по внешнему виду – VII по ГОСТ 9.032.

Условия эксплуатации покрытия:

- в части воздействия особых средств – 6/1 по ГОСТ 9.032;
- в части воздействия климатических факторов VI по ГОСТ 9.104.

8.3 При капитальном ремонте трехфазных трансформаторов соотношения потерь на разных фазах не должно отличаться от соотношений, приведенных в протоколе заводских испытаний (паспорте), более чем на 5 %, у однофазных трансформаторов отличие измеренных потерь от исходных – не более 10 %.

8.4 На отремонтированном трансформаторе не допускается:

- течей масла через уплотнения и сварные швы;
- механических повреждений бака и других узлов, установленных на трансформаторе.

9 Испытания и показатели качества отремонтированных трансформаторов

9.1 Методы проведения эксплуатационных испытаний

Схема измерения изоляции и сами измерения проводить в соответствии с ГОСТ 1516.1, ГОСТ 1516.2, ГОСТ 20690, ГОСТ 22756, и СО 34.45–51.300 [1].

Образцы твердой изоляции отобрать в начале вскрытия и перед заливкой активной части маслом.

Номенклатура показателей и результаты испытаний и измерений маслонаполненных вводов представляются в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты испытаний, измерений маслонаполненных вводов

Наименование	Показатели						Нейтраль	Примечание
	ВН			СН				
Номера ввода	А	В	С	А	В	С		Данные приводятся в числителе – после ремонта, в знаменателе– до ремонта.
Испытательное напряжение, кВ								
Продолжительность испытания, мин								
tgδ изоляции, %								
Сопротивление изоляции, МОм								
Масло из вводов:								
Пробивное напряжение, кВ								
Кислотное число, мг КОН/г								
Температура вспышки, ^{0}С								
Контроль изоляции под рабочим напряжением								
$\Delta tg\delta$								
$\Delta Y/Y$								

9.1.1 Испытания, контроль, измерения

9.1.1.1 Каждый трансформатор при сдаче в ремонт и приемке из ремонта должен подвергаться испытаниям по утвержденным программам в соответствии с СТО 70238424.27.100.017-2009.

Виды испытаний, контроля и измерений в соответствии с ГОСТ 11677 и СО 34.45–51.300 [1].

9.1.1.2 Приборы для измерений и испытаний должны быть исправными, иметь непросроченные клейма Госповерки, свидетельства и аттестат о поверке. Приборы, не подлежащие Госповерке, должны иметь протоколы периодических поверок, установленных графиком.

По классам точности приборы должны удовлетворять требованиям ГОСТ 3484.1, ГОСТ 3484.3, ГОСТ 8008 и ГОСТ 17512.

9.1.1.3 Программой испытаний, контроля и измерений при сдаче в ремонт должно предусматриваться:

– наружный осмотр трансформатора и испытание бака на плотность;

– измерение потерь холостого хода при пониженном напряжении (для трансформаторов мощностью 1000 кВ·А и более);

– измерение сопротивления изоляции R_{60};

– измерение $tg\delta$ изоляции обмоток;

– физико–химический анализ масла; хроматографический анализ масла.

– измерение сопротивления обмоток постоянному току;

– проверка работы механической части переключающего устройства;

– оценка состояния бумажной изоляции по степени полимеризации (для трансформаторов класса напряжения 110 кВ и выше);

– измерение сопротивления короткого замыкания (для трансформаторов мощностью 125 МВ·А и выше).

9.1.1.4 В процессе выполнения ремонта (с заменой обмоток и изоляции)

должен проводиться пооперационный контроль, в объем которого входит:

– проверка обмоток на отсутствие замыкания между витками и параллельными проводами;

– проверка равенства числа витков в параллельных ветвях обмоток методом встречного включения;

– измерение сопротивления обмоток постоянному току при всех положениях переключающего устройства;

– измерение сопротивления постоянному току межлистовой изоляции магнитопровода;

– проверка группы соединения обмоток и коэффициента трансформации;

– измерение потерь холостого хода при пониженном напряжении;

– измерение сопротивления изоляции ярмовых балок, прессующих колец, стяжных шпилек, обмоток, бандажей и полубандажей ярм относительно активной стали и ярмовых балок относительно активной стали и электростатических экранов относительно обмоток и магнитной системы;

– измерение напряжения и потерь короткого замыкания;

– проверка состояния комплектующих узлов, степени износа контактов переключающего устройства и усилий нажатия в контактных соединениях;

– проверка схемы заземления согласно чертежу.

9.1.1.5 Программой испытаний при приемке из ремонта должно предусматриваться:

– выполнение наружного осмотра трансформатора и испытание бака на плотность;

– измерение потерь холостого хода при пониженном напряжении (для трансформаторов мощностью 1000 кВ·А и более);

– измерение потерь холостого хода при номинальном напряжении;

– измерение сопротивления изоляции R_{60};

– измерение $tg\delta$ изоляции обмоток;

– проведение физико–химического анализа масла; хроматографического анализа масла;

– измерение сопротивления обмоток постоянному току;

– проверка работы механической части и соответствия давления контактного нажатия паспортным данным переключающего устройства;

– измерение сопротивления короткого замыкания (для трансформаторов мощностью 125 МВ·А и выше);

– измерение сопротивления изоляции ярмовых балок, прессующих колец, стяжных шпилек, обмоток, бандажей и полубандажей ярм относительно активной стали и ярмовых балок относительно активной стали и электростатических экранов относительно обмоток и магнитной системы (в случае вскрытия трансформатора);

– проверка группы соединения обмоток и коэффициента трансформации;

– испытание электрической прочности изоляции;

– оценка влажности твердой изоляции (для трансформаторов классов напряжения 110 кВ и выше, мощностью 60 МВ·А и более);

– проверка устройств охлаждения, предохранительных устройств, устройств

защиты;

– испытание изоляции цепей защитной и контрольно–измерительной аппаратуры, установленной на трансформаторе;

– испытание трансформатора включением на номинальное напряжение для трансформаторов, отремонтированных в условиях ремонтного предприятия.

9.1.2 Методы испытаний

9.1.2.1 Измерения, испытания и проверка требований в части:

– измерения потерь холостого хода при пониженном напряжении (для трансформаторов мощностью 1000 кВ·А и более, измерения сопротивления изоляции R_{60} и измерения сопротивления обмоток постоянному току при всех положениях переключающего устройства в процессе выполнения ремонта, проверки группы соединения обмоток и коэффициента трансформации, измерения потерь холостого хода при пониженном напряжении, измерения потерь холостого хода при номинальном напряжении, измерения сопротивления изоляции R_{60}, измерение $tg\delta$ изоляции обмоток и измерения сопротивления обмоток постоянному току при приемке из ремонта должны проводиться по ГОСТ 3484.1 и ГОСТ 3484.3;

– измерения сопротивления изоляции ярмовых балок, прессующих колец, стяжных шпилек, обмоток, бандажей и полубандажей ярм относительно активной стали, ярмовых балок относительно активной стали, электростатических экранов относительно обмоток и магнитной системы в процессе выполнения ремонта и при приемке из ремонта, а также испытания электрической прочности изоляции при приемке из ремонта должны проводиться по ГОСТ 1516.1;

– физико–химического анализа масла; хроматографического анализа масла, измерения сопротивления обмоток постоянному току, проверки работы механической части переключающего устройства, оценки состояния бумажной изоляции по степени полимеризации (для трансформаторов класса напряжения 110 кВ и выше), измерения сопротивления короткого замыкания (для трансформаторов мощностью 125 МВ·А и выше) при сдаче в ремонт, измерения напряжения и потерь короткого замыкания, проверки состояния комплектующих узлов, степени износа контактов переключающего устройства и усилий нажатия в контактных соединениях, проверки схемы заземления согласно чертежу в процессе выполнения ремонта, а также измерения потерь холостого хода при пониженном напряжении (для трансформаторов мощностью 1000 кВ·А и более), проведения физико–химического анализа масла; проверки работы механической части и соответствия давления контактного нажатия паспортным данным переключающего устройства, измерения сопротивления короткого замыкания (для трансформаторов мощностью 125 МВ·А и выше), измерения сопротивления изоляции ярмовых балок, прессующих колец, стяжных шпилек, обмоток, бандажей и полубандажей ярм относительно активной стали, ярмовых балок относительно активной стали, электростатических экранов относительно обмоток и магнитной системы (в случае вскрытия трансформатора), проверки группы соединения обмоток и коэффициента трансформации, проверки устройств охлаждения, предохранительных устройств, устройств защиты, испытания изоляции цепей защитной и контрольно–измерительной аппаратуры, установленной на трансформаторе, испытания трансформатора включением на

номинальное напряжение для трансформаторов, отремонтированных в условиях ремонтного предприятия при приемке из ремонта должны проводиться по ГОСТ 3484.3, ГОСТ 3484.4, ГОСТ 3484.5 и СО 34.45–51.300 [1];

– наружного осмотра трансформатора и испытания бака на плотность при сдаче в ремонт, проверки схемы заземления согласно чертежу в процессе выполнения ремонта и выполнения наружного осмотра трансформатора и испытания бака на плотность при приемке из ремонта должны проводиться по типовой технологической инструкции на капитальный ремонт трансформаторов.

9.1.2.2 Испытание электрической прочности изоляции – по ГОСТ 1516.2 и ГОСТ 22756.

9.1.2.3 Оценка влажности твердой изоляции должна производиться в соответствии с руководящими документами на силовые масляные трансформаторы завода-изготовителя.

9.1.2.4 Испытание проб трансформаторного масла должно проводиться в соответствии с конструкторской, нормативной и технической документации на силовые масляные трансформаторы завода-изготовителя.

9.1.2.5 Испытание бака трансформатора на плотность должно проводиться согласно ГОСТ 3484.5 и СО 34.45–51.300 [1]. Трансформатор считается герметичным, если при визуальном контроле не наблюдается течи масла.

9.1.2.6 Работа переключающего устройства должна проверяться по ГОСТ 8008 и ГОСТ 24126. Объем проверок и испытаний в соответствии с требованиями инструкции по эксплуатации завода–изготовителя.

9.1.2.7 Измерения и проверка требований в части проверки обмоток на отсутствие замыкания между витками и параллельными проводами, проверки равенства числа витков в параллельных ветвях обмоток методом встречного включения, измерения сопротивления обмоток постоянному току при всех положениях переключающего устройства и измерения сопротивления постоянному току межлистовой изоляции магнитопровода в процессе выполнения ремонта с заменой обмоток и изоляции должны проводиться предприятиями и организациями, производящими ремонт по инструкциям ремонтного предприятия.

9.1.3 Измерение потерь холостого хода должно проводиться до испытаний и измерений, связанных с подачей на обмотки трансформатора постоянного тока.

9.1.4 Если в процессе испытаний трансформатора после ремонта хотя бы один из параметров не будет соответствовать требованиям настоящего стандарта, то после выявления причин и устранения дефектов повторные испытания проводят в полном объеме.

Результаты повторных испытаний являются окончательными.

9.1.5 Результаты всех испытаний и измерений должны записываться в протокол испытаний трансформатора, который является основанием для приемки трансформатора из ремонта.

9.1.6 При ремонте трансформаторов допускаются отклонения значений измеренных величин в пределах допусков, установленных ГОСТ 11677 и СО 34.45-51.300 [1].

9.2 Методика сравнения показателей качества отремонтированных трансформаторов

Методика сравнения показателей качества отремонтированных силовых трансформаторов основана на сопоставлении показателей качества по СО 34.45–51.300 [1], изменяющихся в процессе эксплуатации и ремонта.

Изменяющиеся показатели качества определяются при проведении эксплуатационных испытаний трансформаторов силовых масляных до и после ремонта.

Полученные результаты представляют собой количественные показатели качества ремонта.

Конкретные показатели качества ремонта трансформаторов силовых масляных могут быть сопоставлены с нормативными по группе однотипных трансформаторов или с данными завода–изготовителя.

Номенклатура составляющих показателей качества трансформаторов силовых масляных до и после ремонта содержит показатели качества трансформаторов силовых масляных по СО 34.45–51.300 [1], показатели работы вспомогательного оборудования, характеризующие условия проведения испытаний и полученных результатов и приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Номенклатура составляющих показателей качества трансформаторов силовых масляных до и после ремонта

Составляющие показателей качества	**Заводские, проектные или нормативные данные**	**Данные эксплуатационных испытаний или измерений**		**Примечание**
		до капитального ремонта	**после капитального ремонта**	
1. Мощность. МВ·А				
2. Напряжение, кВ				
3. Группа соединения обмоток				
4. Потери холостого хода, %				
5. Характеристики изоляции обмоток: 5.1. Сопротивление изоляции обмоток при температуре трансформатора, °С, МОм 5.2. Тангенс угла диэлектрических потерь изоляции обмоток (tgδ) при температуре трансформатора, °С				Вносятся значения измеренные мегаомметром на напряжение 2500 В
6. Сопротивление обмоток постоянному току при температуре трансформатора °С, Ом				Вносятся значения сопротивления при номинальном положении переключателей. Значения на остальных положениях переключателей указываются в протоколе испытаний

Составляющие показателей качества	Заводские, проектные или нормативные данные	Данные эксплуатационных испытаний или измерений		Примечание
		до капитального ремонта	после капитального ремонта	
7. Коэффициент трансформации ВН–СН ВН–НН СН–НН всех фаз				
8. Сопротивление короткого замыкания (Zк)				
9. Сопротивление изоляции, МОм ярмовых балок прессующих колец стяжных шпилек (бандажей) ярмо магнитопровода				
10. Степень полимеризации бумажной изоляции, ед.				
11. Влагосодержание твердой изоляции (при наличии образцов изоляции), %				
12. Сокращенный физико–химический анализ масла из бака трансформатора и устройства РПН (при наличии)				В числителе указываются данные анализа масла из бака трансформатора, в знаменателе из устройства РПН с указанием даты отбора пробы и температуры масла при отборе (инструкция завода–изготовителя)
Влагосодержание, % (г/т)				
Содержание механических примесей, %				
Содержание водорастворимых кислот и щелочей				
Кислотное число, мг КОН/г				
Температура вспышки, °С				
Пробивное напряжение, кВ				
Тангенс угла диэлектрических потерь tgδ при 90°С, %				
Газосодержание, % объема				
Хроматографический анализ газов в масле, %				
H_2 (%)				
CH_4 (%)				
CO (%)				
CO_2 (%)				

Составляющие показателей качества	Заводские, проектные или нормативные данные	Данные эксплуатационных испытаний или измерений		Примечание
		до капитального ремонта	после капитального ремонта	
C_2H_4 (%)				
C_2H_6 (%)				
C_2H_2 (%)				
Заливка маслом проводилась _____ (метод заливки, вакуум, продолжительность заливки) Продолжительность отстоя масла до испытания _____ Продолжительность соприкосновения активной части с окружающим воздухом, ч _____, температура активной части, измеренная на верхнем ярме магнитопровода, в начальный период соприкосновения с воздухом, °С____, в конце °С _____. Ремонт производился в условиях _____ (завода, энергопредприятия) Метод нагрева _____, продолжительность, ч _____.				

9.3 Нормативные значения показателей качества силовых трансформаторов

9.3.1 Показатели качества для силовых трансформаторов всех классов напряжения.

Данные приняты по ГОСТ 11677 и распространяются на все классы трансформаторов.

Превышения температуры отдельных элементов масляного трансформатора или трансформатора с жидким диэлектриком над температурой охлаждающей среды: воздуха или воды – при испытаниях на нагрев на основном ответвлении по любому из методов ГОСТ 3484 не должны превышать значений, указанных в таблице 3.

Таблица 3

Элементы трансформатора	Превышение температуры, °С	Метод измерения
Обмотки (класс нагревостойкости изоляции А):		По изменению сопротивления постоянному току
– при естественной циркуляции или принудительной с направленным потоком масла	65	
– при принудительной циркуляции с направленным потоком масла	70	
Масло или другой жидкий диэлектрик в верхних слоях:		По термометру или термопаре
– исполнение герметичное или с расширителем	60	
– исполнение негерметичное без расширителя	55	
Поверхности магнитной системы и элементов металлоконструкции	75	По термометру или термопаре
Примечания: 1 В трансформаторах мощностью более 63 МВ·А в отдельных точках магнитной системы и элементов металлоконструкций допускается превышение температуры поверхности до 85°С, если это превышение не превзойдено в других режимах, т.е. на неосновных ответвлениях. 2. При нормировании температуры охлаждающей воды у входа в охладитель свыше 25°С (но не более 33°С) превышение температуры обмоток должно быть уменьшено на разность нормированной температуры и 25°С.		

Потери холостого хода, короткого замыкания и тока холостого хода для трансформаторов всех классов напряжения должны находиться в пределах, между значениями, указанными в таблицах для каждого класса напряжения и паспортными данными предприятия–изготовителя.

Трансформаторы должны быть рассчитаны так, чтобы при болтовом соединении токоведущих зажимов съемных вводов превышение температуры контакта над температурой окружающего воздуха было не более:

для контакта в масле 85°С

для контакта в воздухе 65°С.

При установившихся токах короткого замыкания температура обмоток, рассчитанная исходя из начальной температуры, равной сумме максимальной температуры охлаждающей среды и превышения температуры обмотки не должна превышать:

а) для масляных трансформаторов и трансформаторов с жидким диэлектриком с обмотками из меди (класс нагревостойкости изоляции А) – 250°С;

б) то же, с обмотками из алюминия (класс нагревостойкости изоляции А) – 200°С;

в) для сухих трансформаторов с обмотками из меди и изоляцией классов нагревостойкости:

А – 180°С,

Е – 250°С,

В,F,H – 350°С;

г) для сухих трансформаторов с обмотками из алюминия и изоляцией классов нагревостойкости:

А – 180°С,

Е, В, F, Н – 200°С.

Наибольшую продолжительность короткого замыкания на зажимах трансформаторов принимают при коротком замыкании на сторонах с номинальным напряжением 35 кВ и ниже – 4 с, при коротком замыкании на сторонах с номинальным напряжением 110 кВ и выше – 3 с.

Отклонения величин измеряемых характеристик трансформаторов от нормированных не должны превышать значений, указанных в таблице 4.

Таблица 4.

Измеряемая величина	**Допуск, %**	**Область применения допуска**
Коэффициент трансформации	±1,0	Для трансформаторов с коэффициентом трансформации фазных напряжений 3 и менее или в тех случаях, когда этот допуск особо оговорен в стандартах или технических условиях на конкретные типы и группа трансформаторов
	±0,5	Для остальных трансформаторов
Напряжение короткого замыкания на основном ответвлении	±10	Для всех трансформаторов
Потери короткого замыкания на основном ответвлении	+10	Для всех двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов и для основной пары сторон трехобмоточных автотрансформаторов
	+20	Для неосновных пар сторон трехобмоточных автотрансформаторов

Потери холостого хода	+15	Для всех трансформаторов
Суммарные потери	+10	Для всех трансформаторов
Ток холостого хода	+30	Для всех трансформаторов

Требования к электрической прочности изоляции трансформаторов классов напряжения 3–500 кВ – по ГОСТ 1516.1, причем испытательные напряжения изоляции масляных трансформаторов должны быть по нормам ГОСТ 1516.1, принятым для электрооборудования с нормальной изоляцией, а испытательные напряжения сухих трансформаторов и трансформаторов с жидким диэлектриком должны быть не ниже норм ГОСТ 1516.1, принятых для электрооборудования с облегченной изоляцией, а для трансформаторов класса напряжения 750 кВ по ГОСТ 20690.

Эргономические показатели

Допустимые уровни звука силовых масляных трансформаторов по ГОСТ 12.2.024.

Показатели надежности

Для трансформаторов (автотрансформаторов) устанавливаются следующие показатели надежности: вероятность безотказной работы за наработку 8800 ч должна быть не менее 0,995, срок службы трансформаторов после капитального ремонта со сменой обмоток и изоляции – не менее 25 лет.

9.3.2 Трансформаторы класса напряжения 110 кВ

Данные приняты по ГОСТ 12965 и приведены в таблице 5..

Таблица 5 – Двухобмоточные трансформаторы

Номинальная мощность, МВ·А	**Потери, кВт**			**Напряжение короткого замыкания для обмоток ВН–НН, %**	**Ток холостого хода, %**
	холостого хода		**Короткого замыкания**		
	уровень А	**уровень Б**			
200,0	140	170	550		0,50
250,0	160	200	640	10,5	0,50
400,0	260	320	900		0,45

Стойкость при коротком замыкании

Двухобмоточные трансформаторы с расщепленной обмоткой должны выдерживать без повреждений внешние короткие замыкания на любой из частей обмоток НН ($НН_1$ и $НН_2$) при разомкнутой второй части, а также при параллельно соединенных частях обмотки НН, имеющих одинаковое номинальной напряжение.

Трехобмоточные трансформаторы в любом двухобмоточном и трехобмоточном режимах должны выдержать короткое замыкание при расчетных токах, не превышающих:

- девяти с половиной кратного – в обмотке на напряжение 110 кВ;
- четырнадцатикратного – в средней по расположению обмотке;
- десятикратного – в обмотке, ближайшей к стержню магнитопровода.

Допуск на коэффициент трансформации регулировочных ступеней, кроме номинальной, ±1 %.

9.3.3 Трансформаторы класса напряжения 150 кВ

Данные приняты по ГОСТ 12965 и приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Двухобмоточные трансформаторы

Номинальная мощность, МВ·А	Потери, кВт			Напряжение короткого замыкания, %	Ток холостого хода, %
	холостого хода		Короткого замыкания		
	уровень А	уровень Б			
125	100,0	110	380	11,0	0,50
250	170,0	190	640		0,50
400	240,0	270	930		

Трансформаторы (автотрансформаторы) должны быть рассчитаны на длительную работу (при мощности не выше номинальной) при повышении напряжения, подводимого к любому ответвлению любой обмотки на 10 % сверх номинального напряжения данного ответвления.

Допускается повышение напряжения на обмотках не более 1,15 номинального напряжения любого ответвления обмоток трансформаторов (и автотрансформаторов) в течение не более 20 мин не чаще одного раза в неделю.

Допускается повышение напряжения на обмотках не более 1,3 номинального напряжения обмоток трансформаторов (и автотрансформаторов) в течение не более 20 с не чаще двух раз в год.

Допускается повышение напряжения на обмотках не более 1,6 номинального напряжения обмоток трансформаторов в течение не более 1 с не чаще одного раза в год.

Допуск на коэффициент трансформации ±1 %.

Трансформаторы с системой охлаждения вида Д при отключенном дутье должны допускать длительную нагрузку, но не менее 50 % номинальной, которую указывают на табличке трансформатора.

Масляные трансформаторы собственных нужд электростанций должны выдерживать при эксплуатации ударные толчки током продолжительностью каждый не более 15 с. При этом отношение действующего значения тока к номинальному (кратность) не должно превышать значений, указанных в таблице 7.

Таблица 7

Причина толчков нагрузки	Повторяемость, не более	Кратность тока, не более			
		При расщепленной обмотке НН		При нерасщепленной обмотке НН	
		Для каждой части обмотки НН	Для обмотки ВН	Для обмотки НН	Для обмотки ВН
Пуск отдельных двигателей	2 раза в день	5	3	4	4
Самозапуск всех двигателей	2 раза в год	5	5	5	5

Трансформаторы с расщепленной обмоткой НН, изготовленные инофирмами, должны выдерживать перегрузку номинальным током стороны ВН с кратностью

и в течение времени, оговоренным в эксплуатационной документации на трансформатор.

Автотрансформаторы должны допускать любое распределение длительных нагрузок по их обмоткам при условии, что ни одна из обмоток не будет нагружена током, превышающим значение длительно допустимых токов, указанных на табличках автотрансформаторов.

9.3.4 Трансформаторы класса напряжения 220 кВ

Данные приняты по ГОСТ 17544 и приведены в таблице 8 и 9.

Таблица 8 – Повышающие двухобмоточные трансформаторы с ПБВ и без регулировочных ответвлений

Номинальная мощность, МВ·А	Потери, кВт			Напряжение короткого замыкания, %	Ток холостого хода, %
	холостого хода		Короткого замыкания		
	уровень А	уровень Б			
200	170	200	580		
250	210	240	650	11	0,45
400	280	330	880		0,4
630	320	380	1300	12,5	0,35

Таблица 9 – Трехобмоточные автотрансформаторы с РПН

Номинальная мощность, МВ·А	Потери, кВт			Напряжение короткого замыкания, %			Ток холостого хода, %
	холостого хода		Короткого замыкания	ВН–СН	ВН–НН	СН–НН	
	уровень А	уровень Б					
200	105	125	430	11	32	20	0,5
250	120	145	520				

Трансформаторы и автотрансформаторы с системой охлаждения вида Д при отключенном дутье должны допускать длительную нагрузку, равную половине номинальной, которая указывается на щитке предприятия–изготовителя.

Допуск на коэффициент трансформации устанавливается равным ±1 % (на любом ответвлении).

9.3.5 Трансформаторы класса напряжения 330 кВ

Данные приняты по ГОСТ 17544 и приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Трансформаторы трехфазные двухобмоточные повышающие без регулировочных ответвлений

Номинальная мощность, МВ·А	Потери, кВт			Напряжение короткого замыкания, %	Ток холостого хода, %
	холостого хода		Короткого замыкания		
	уровень А	уровень Б			
125	125	145	360		0,5
200	187	220	560		0,45
250	205	240	605	11,0	0,45
400	310	365	810		0,4
630	345	405	1380		0,3
1000	480	–	2200	11,5	0,3

Трансформаторы (и автотрансформаторы) должны быть рассчитаны на длительную работу (при мощности не выше номинальной) при превышении напряжения, подводимого к любому ответвлению любой обмотки, на 10 % сверх номинального напряжения данного ответвления.

Допускается длительное превышение напряжения (при мощности не выше номинальной), подводимого к любому ответвлению любой обмотки трансформатора (и автотрансформатора) более 10 % сверх номинального напряжения данного ответвления при условии обеспечения контроля за возбуждением трансформатора (и автотрансформатора) в процессе его работы, которое не должно быть выше 110 % нормального рабочего возбуждения.

При повышении напряжения напряжение на любой стороне не должно превышать наибольшее рабочее напряжение, предусмотренное ГОСТ 721 для данного класса напряжения.

Допускается повышение напряжения на обмотках не более 1,15 номинального напряжения любого ответвления обмоток трансформаторов (и автотрансформаторов) в течение не более 20 мин не чаще одного раза в неделю.

Допускается повышение напряжения на обмотках не более 1,3 номинального напряжения обмоток трансформаторов (и автотрансформаторов) в течение не более 20 с не чаще двух раз в год.

Допускается повышение напряжения на обмотках не более 1,7 номинального напряжения обмоток трехфазного трансформатора (и автотрансформатора) и не более 2,0 номинального напряжения обмоток однофазных трансформаторов (и автотрансформаторов) в течение не более 1 с не чаще одного раза в год.

Допуск на коэффициент трансформации для трансформаторов устанавливается равным ±1 %.

Трансформаторы с системой охлаждения вида Д при отключенном дутье должны допускать длительную нагрузку, равную не менее половины номинальной, которая указывается на табличке трансформатора.

Двухобмоточные трансформаторы с расщепленной обмоткой НН должны допускать различную нагрузку частей обмотки НН: каждая часть обмотки независимо от нагрузки другой части может нести нагрузку от 0 до 50 % номинальной мощности трансформатора.

9.3.6 Трансформаторы класса напряжения 500 кВ

Таблица 11 – Трансформаторы однофазные двухобмоточные повышающие с расщепленной обмоткой НН

Номинальная мощность, МВ·А	Потери, кВт			Напряжение короткого замыкания, %	Ток холостого хода, %
	холостого хода		Короткого замыкания		
	уровень А	уровень Б			
250	205	250	600	13	0,45
400	320	385	800	13	0,40
630	420	500	1300	14	0,35

Таблица 12 – Трансформаторы однофазные двухобмоточные повышающие с расщепленной обмоткой НН

Номинальная мощность, МВ·А	Потери, кВт			Напряжение короткого замыкания, %		Ток холостого хода, %
	холостого хода		Короткого замыкания	НН–ВН	$НН_1$–$НН_2$ не менее	
	уровень А	уровень Б				
333	165	200	950	12,5	20	0,35
417	210	255	1180	13	21	0,30
533	250	300	1400	13,5	22	0,30

Таблица 13 – Автотрансформаторы трехфазные трехобмоточные повышающие с РПН в нейтрали

Номинальная мощность, МВ·А	Потери, кВт			Напряжение короткого замыкания, %			Ток холостого хода, %
	холостого хода		короткого замыкания ВН–СН	ВН–СН	ВН–НН	СН–НН	
	уровень А	уровень Б					
125	125	150	330	10,5	24,0	13,0	0,50
250	225	270	550	10,5	24,0	13,0	0,45

Трансформаторы (и автотрансформаторы) должны быть рассчитаны на длительную работу (при мощности не более номинальной) при превышении напряжения, подводимого к любому ответвлению любой обмотки, на 10 % сверх номинального напряжения данного ответвления.

Допускается длительное превышение напряжения (при мощности не выше номинальной), подводимого к любому ответвлению любой обмотки трансформатора (и автотрансформатора) более 10 % сверх номинального напряжения данного ответвления при условии обеспечения контроля за возбуждением трансформатора (и автотрансформатора) в процессе его работы, которое не должно быть выше 110 % нормального рабочего возбуждения.

При повышении напряжения напряжение на любой стороне не должно превышать наибольшее рабочее напряжение, предусмотренное ГОСТ 721 для данного класса напряжения.

Допускается повышение напряжения на обмотках не более 1,15 номинального напряжения любого ответвления обмоток трансформаторов (и автотрансформаторов) в течение не более 20 мин. не чаще одного раза в неделю.

Допускается повышение напряжения на обмотках не более 1,3 номинального напряжения обмоток трансформаторов (автотрансформаторов) в течение не более 20 с не чаще двух раз в год.

Допускается повышение напряжения на обмотках не более 1,7 номинального напряжения обмоток трехфазных трансформаторов (и автотрансформаторов) и не более 2,0 номинального напряжения обмоток однофазных трансформаторов (и автотрансформаторов) в течение не более 1 с не чаще одного раза в год.

Допуск на коэффициент трансформации для трансформаторов ±1 %.

Однофазные трансформаторы должны допускать различную нагрузку частей обмоток НН: каждая часть обмотки независимо от нагрузки другой части может нести нагрузку от 0 до 50 % номинальной мощности трансформатора.

10 Требования к обеспечению безопасности

Требования безопасности к трансформаторам силовым масляным должны соответствовать ГОСТ 11677, ГОСТ 12.1.003, ГОСТ 12.2.007.2, а также типовой технологической инструкции на капитальный ремонт трансформаторов.

11 Оценка соответствия

11.1 Оценка соответствия соблюдения технических требований, объема и методов дефектации, способов ремонта, методов контроля и испытаний к составным частям и трансформаторам в целом нормам и требованиям настоящего стандарта осуществляется в форме контроля в процессе ремонта и при приемке в эксплуатацию.

11.2 В процессе ремонта производится контроль за выполнением требований настоящего стандарта к составным частям и трансформаторам в целом при производстве ремонтных работ, выполнении технологических операций ремонта и поузловых испытаниях.

При приемке в эксплуатацию отремонтированных трансформаторов производится контроль результатов приемо-сдаточных испытаний, работы в период подконтрольной эксплуатации, показателей качества, установленных оценок качества отремонтированных трансформаторов и выполненных ремонтных работ.

11.3 Результаты оценки соответствия характеризуются оценками качества отремонтированного трансформатора и выполненных ремонтных работ.

11.4 Контроль соблюдения норм и требований настоящего стандарта осуществляют органы (Департаменты, подразделения, службы), определяемые генерирующей компанией.

11.5 Контроль соблюдения норм и требований настоящего стандарта осуществляется по правилам и в порядке, установленном генерирующей компанией.

Библиография

[1] СО 34.45–51.300–97 Объем и нормы испытания электрооборудования.

УДК	ОКС	03.080.10 03.120 29.180	ОКП 34 1100 7

Ключевые слова: трансформаторы силовые масляные, качество ремонта, технические условия

Руководитель организации–
разработчика
ЗАО «ЦКБ Энергоремонт»
Генеральный директор — А.В. Гондарь

Руководитель разработки
Заместитель генерального директора — Ю.В. Трофимов

Исполнители
Главный специалист — Ю.П. Косинов

Начальник отдела — Л.Л. Федосов

gost.e-ecolog.ru