Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике»



СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ НП «ИНВЭЛ»

СТО 70238424.29.160.20.009-2009

ТУРБОГЕНЕРАТОРЫ
Общие технические условия на капитальный ремонт
Нормы и требования

Дата введения - 2010-01-11

Издание официальное

Москва
2009

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 турбогенераторов и требования к качеству отремонтированных воздухоподогревателей.

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»

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины, определения, обозначения и сокращения 2
4 Общие положения 3
5 Общие технические сведения 4
6 Общие технические требования 4
7 Требования к составным частям 9
8 Требования к сборке и к отремонтированному турбогенератору 18
9 Испытания и показатели качества отремонтированных турбогенераторов 19
10 Требования к обеспечению безопасности 23
11 Оценка соответствия 23
Приложение А (справочное) Общие технические сведения о составе и основных параметрах установленных на ТЭС турбогенераторах мощностью свыше 25 МВт 25
Приложение Б (рекомендуемое) Моменты затяжки болтовых соединений 27
Библиография 28

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ НП «ИНВЭЛ»

Турбогенераторы
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 турбогенераторов, 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 турбогенераторов в целом в процессе ремонта и после ремонта;
- устанавливает объемы, методы испытаний и сравнения показателей качества отремонтированных турбогенераторов с их нормативными и доремонтными значениями;
- распространяется на капитальный ремонт турбогенераторов;
- 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 организации использованы ссылки на следующие стандарты и другие нормативные документы:

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

ГОСТ 8.050–73 Нормативные условия выполнения линейных и угловых измерений

ГОСТ 8.051–81 Погрешности, допускаемые при измерении линейных размеров до 500 мм

ГОСТ 12.2.007.1–75 СТБТ. Машины электрические вращающиеся. Требования безопасности

ГОСТ 27.002–89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения

ГОСТ 183–74 Машины электрические вращающиеся. Общие технические требования

ГОСТ 533–2000 Машины электрические вращающиеся. Турбогенераторы. Общие технические условия

ГОСТ 1033–79 Смазка солидол жировой. Технические условия

ГОСТ 5264–80 Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры

ГОСТ 6757–96 Масло касторовое техническое. Технические условия.

ГОСТ 9433– 80 Смазка ЦИАТИМ-221. Технические условия.

ГОСТ 10169–77 Машины электрические трехфазные синхронные. Методы испытаний

ГОСТ 11828–86 Машины электрические вращающиеся. Общие методы испытаний

ГОСТ 14771–76 Дуговая сварка в защитном газе. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры

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

ГОСТ 25364–97 Агрегаты паротурбинные стационарные. Нормы вибрации опор валопроводов и общие требования к проведению измерений

СТО утвержден Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» №275 от 23.04.2007 Тепловые и гидравлические станции. Методики оценки качества ремонта энергетического оборудования

СТО 17330282.27.010.001–2008 Электроэнергетика. Термины и определения

СТО 17230282.27.100.006–2008 Ремонт и техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений электрических станций и сетей. Условия выполнения работ подрядными организациями. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.017–2009 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.

3.1.8 **эксплуатирующая организация**: Организация, имеющая в собственности, хозяйственном ведении имущество электростанции, осуществляющая в отношении этого имущества права и обязанности, необходимые для ведения деятельности по безопасному производству электрической и тепловой энергии в соответствии с действующим законодательством.

3.1.9 **оценка соответствия**: Прямое или косвенное определение соблюдения требований к объекту оценки соответствия.

3.2 Обозначения и сокращения

ТУ – технические условия.

4 Общие положения

4.1 Подготовка турбогенераторов 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 в СТО 17330282.27.100.006–2008.

4.2 Выполнение требований стандарта определяет оценку качества отремонтированных турбогенераторов. Порядок проведения оценки качества ремонта турбогенераторов устанавливается в соответствии
СТО, утвержденным Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» №275 от 23.04.2007.

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

- требования к составным частям и турбогенераторам 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 турбогенераторов с их нормативными и доремонтными значениями при среднем ремонте применяются в полном объеме;
- требования к объемам и методам испытаний и сравнению показателей качества отремонтированных турбогенераторов с их нормативными и доремонтными значениями при текущем ремонте применяются в объеме, определяемом техническим руководителем электростанции и достаточным для установления работоспособности турбогенераторов.

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

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

4.5 Требования стандарта распространяются на капитальный ремонт турбогенераторов в течение полного срока службы, установленного в НТД на поставку турбогенераторов или в других нормативных документах. При продлении в установленном порядке продолжительности эксплуатации турбогенераторов сверх полного срока службы, требования 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 турбогенераторов должны соответствовать ГОСТ 533.

5.2 Стандарт разработан на основе конструкторской, нормативной и технической документации заводов–изготовителей турбогенераторов.

5.3 Общие технические сведения о составе и основных параметрах установленных на ТЭС турбогенераторах мощностью свыше 25 МВт приведены в приложении А.

6 Общие технические требования

6.1 Требования к метрологическому обеспечению ремонта турбогенераторов.

6.1.1 Перечень средств измерений и контрольного инструмента, применяемых при выполнении капитальных ремонтов турбогенераторов приведен в таблице 6.1.

6.1.2 Средства измерений, используемые при измерительном контроле и испытаниях, не должны иметь погрешностей, превышающих установленные ГОСТ 8.051 с учетом требований ГОСТ 8.050.

6.1.3 Средства измерений, используемые при измерительном контроле и испытаниях, должны быть поверены в установленном порядке и пригодны к эксплуатации.

6.1.4 Нестандартизированные и вспомогательные средства измерений должны быть аттестованы по ПР 50.2.009–94[3].

6.1.5 Объем применения технических средств, используемых при визуальном и измерительном контроле узлов и сборочных единиц турбогенераторов по конкретным позициям требований разделов 7 и 8 стандарта приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1

Номера пунктов стандарта	Средства измерения
7.1.1.1	Пенообразующие составы, галоидный течеискатель
7.1.1.2; 7.1.2.2	Ультразвуковой дефектоскоп и капиллярный метод после выявления утечки
7.1.1.3; 7.1.2.1; 7.2.11	Поверочная линейка
7.1.3.9; 7.1.3.10	Лупа $5–10^{x}$; капиллярный метод после выявления осмотром Прибор КВТ–6.1 и ФКП–1
7.1.4.8–7.1.4.13; 7.1.4.32; 7.2.7; 7.2.9; 7.2.10	Лупа $5–10^{x}$
7.1.4.14	Набор щупов, линейка измерительная
7.1.4.16; 7.1.4.26; 7.2.1; 7.2.6	Молоток массой 0,2–0,3 кг
7.1.4.17; 7.5.9	Набор щупов
7.1.4.18; 7.1.4.19	Штангенциркуль–глубиномер
7.2.16; 7.2.17; 7.4.3	Образцы шероховатости
7.2.15; 7.4.2; 7.5.1; 7.5.3–7.5.6	Линейка, штангенциркуль
7.4.1	Лупа $5–10^{x}$; капиллярный метод контроля
7.4.7	Капиллярный метод контроля при наличии течи масла в эксплуатации
7.5.3	Набор щупов (калиброванные прокладки), линейка
7.5.10	Динамометр пружинный
7.6.2	Установка для испытания
8.3	Источник сжатого воздуха
8.4	Мегаомметр на 1000 в
8.7	Статоскоп
8.8	Виброметр

6.1.6 Допускается замена средств измерений если при этом не увеличивается погрешность измерений и соблюдаются требования безопасности выполнения работ.

6.1.7 Допускается применение дополнительных вспомогательных средств контроля, расширяющих возможности технического осмотра, измерительного контроля и неразрушающих испытаний, если их использование повышает эффективность технического контроля.

6.2 Требования к маркировке составных частей турбогенераторов при ремонте

6.2.1 При разборке турбогенераторов должна быть восстановлена маркировка взаимного положения составных частей, а при необходимости нанесена новая или дополнительная. Место, способ нанесения маркировки устанавливаются конструкторской документацией завода-изготовителя и нормативной документацией на ремонт конкретного типа турбогенератора.

6.2.2 Маркирование ударным способом сопрягаемых, вращающихся и закаленных поверхностей не допускается.

6.2.3 Допускается маркирование краской на рабочих поверхностях при условии обязательного удаления маркировки перед сборкой.

6.2.4 На неподвижных одна относительно другой сопряженных деталях должны быть нанесены контрольные метки, указывающие взаимное расположение сопрягаемых деталей.

6.3 Требования к работам, производящимся при разборке турбогенератора

6.3.1 Составные части турбогенератора должны быть очищены. Для очистки (мойки) составных частей должны применяться очищающие (моющие) средства, применяемые в электротехнике.

6.3.2 Допускается не разбирать составные части для контроля посадок с натягом, если в собранном виде не установлено ослабление посадки.

6.3.3 Способы разборки (сборки), очистки, применяемый инструмент и условия временного хранения составных частей должны исключать их повреждение.

6.3.4 До и при разборке, а в дальнейшем и при сборке турбогенератора должны быть проведены измерения, устанавливающие взаимное положение составных частей. После сборки взаимное положение составных частей должно соответствовать требованиям конструкторской документации на конкретный турбогенератор и фиксироваться в картах измерений.

6.3.5 Способы разборки (сборки), применяемый инструмент и условия временного хранения составных частей должны исключать их повреждение.

6.3.6 При разборке (сборке) составных частей должны быть приняты меры по временному креплению освобождаемых деталей во избежание их падения и недопустимого перемещения.

6.3.7 Обнаруженные при разборке турбогенератора посторонние предметы или детали конструкции генератора, продукты истирания изоляции, следы контактной коррозии и замасливания не допускается удалять до установления причин их появления или до составления карты их расположения.

6.3.8 Проемы, полости и отверстия, которые открываются или образуются при разборке турбогенератора и его составных частей, должны быть защищены от попадания посторонних предметов.

6.4 Требования к крепёжным деталям

6.4.1 Детали резьбовых соединений, в том числе детали стопорения от самоотвинчивания, должны соответствовать требованиям конструкторской документации завода-изготовителя.

6.4.2 Не допускается использование деталей резьбовых соединений, если имеются следующие дефекты:

- забоины, задиры, надломы, выкрашивания и срывы резьбы, коррозионные изъявления рабочей части резьбы на длине более одного витка;
- односторонний зазор более 1,75 % от размера "под ключ" между опорной поверхностью головки болта (гайки) и поверхностью деталей после установки болта (гайки) до касания с деталью;
- повреждения головок болтов (гаек) и шлицев в винтах, не позволяющие произвести завинчивание необходимым усилием;
- уменьшение диаметра не нарезанной части болта (шпильки) более чем на 3 % от предусмотренного рабочим чертежом.

6.4.3 Резьбовые отверстия в составных частях турбогенератора должны быть очищены от грязи, прокалиброваны и смазаны солидолом ГОСТ 1033.

6.4.4 Шпильки должны быть завернуты в резьбовые отверстия до упора. Не допускается деформация шпилек при надевании на них деталей или узлов.

6.4.5 Гайки должны навинчиваться на болты (шпильки) усилием от руки по всей длине резьбы. Конец болта должен выступать над гайкой не менее чем на две нитки.

6.4.6 Болты (гайки) должны быть затянуты. Моменты затяжки резьбовых соединений должны соответствовать величинам, указанным в приложении Б, если иные значения не указаны в конструкторской документации завода-изготовителя и нормативной документации на ремонт конкретного типа турбогенератора.

Последовательность затяжки должна устанавливаться конструкторской или ремонтной документацией.

6.4.7 Допускается уменьшение диаметра недорезанной части болтов (шпилек) не более чем на 3 % от номинального.

6.4.8 Не допускаются к повторному использованию пружинные шайбы, если высота развода концов менее 1,65 толщины шайбы.

6.4.9 Не допускается повторное использование шплинтов.

6.4.10 Стопорные шайбы допускается использовать повторно с загибом на грань головки болта (гайки) недеформированной части. Ранее деформированная часть шайбы должна быть удалена.

6.4.11 Не допускается повторное применение штифтов, если на рабочей поверхности имеются задиры, забоины, коррозионные нарушения на площади, превышающей 20 % площади сопряжения.

6.4.12 Цилиндрические и конические штифты должны быть заменены, если на их рабочей поверхности имеются задиры, забоины, коррозионные изъязвления на площади, превышающей 20 % площади сопряжения и (или) резьбовая часть имеет повреждения, указанные в п. 6.4.2.

6.4.13 Конические штифты должны быть заменены, если длина сопрягаемой конусной поверхности уменьшается более чем на 10 %.

6.4.14 Дефектные участки сварных швов должны удаляться до основного металла и восстанавливаться заваркой с применением электродов, указанных в конструкторской документации завода-изготовителя.

6.4.15 Сварные швы должны соответствовать требованиям конструкторской документации, ГОСТ 5264, ГОСТ 14771 в зависимости от способа сварки. Поверхность шва должна быть ровной, мелкочешуйчатой и иметь плавный переход к основному металлу без наплывов.

6.5 Требования к уплотняющим деталям

6.5.1 Допускается повторная установка уплотняющих резиновых деталей, если выполняются следующие требования.

6.5.1.1 Не допускается для повторного использования уплотняющие прокладки, кольца и шнуры, имеющие механические повреждения.

6.5.1.2 Деформация деталей при затяжке уплотнения должна составлять от 15 до 35 % толщины и быть равномерной по всей площади уплотнения.

6.5.1.3 Остаточная деформация уплотняющих прокладок, колец и шнуров не должна быть более 10 % от номинального размера (толщины, диаметра) при сохранении основных свойств материала (относительное удлинение, твердость, условная прочность.

6.5.2 Поверхности уплотняющих деталей, устанавливаемых в закрытых соединениях, должны смазываться касторовым маслом по ГОСТ 6757 или смазкой ЦИАТИМ–221 по ГОСТ 9433.

6.5.3 Не допускается смазка уплотняющих деталей, устанавливаемых в плоских фланцевых соединениях.

6.5.4 Уплотняющие детали из резиновых шнуров (кроме кремнеорганических), уплотняющие или изолирующие детали из волокнистых и прессованных материалов должны иметь клеевое соединение с одной из уплотняемых поверхностей, если конструкторской документацией или ремонтными чертежами не предусмотрена другая фиксация. Детали из кремнеорганической резины фиксируются в соответствии с требованиями конструкторской документации.

6.5.5 При установке уплотняющих колец из эластичного материала их растяжение по внутреннему диаметру не должно быть более 5 % от первоначального.

6.5.6 При установке уплотняющих деталей не допускается перекрытие проходных сечений уплотняемых отверстий и каналов.

6.6 Требования к электрическим контактным соединениям

Не допускается нарушение гальванических покрытий контактных соединений на площади более 10 % площади контакта.

6.7 Требования к материалам и запчастям, применяемым при ремонте

6.7.1 Материалы, применяемые для ремонта, должны соответствовать требованиям конструкторской документации завода-изготовителя.

Материалы–заменители должны соответствовать требованиям нормативной документации на ремонт конкретного типа турбогенератора.

6.7.2 Материалы, применяемые при ремонте, должны соответствовать требованиям действующих стандартов и технических условий, что должно быть подтверждено сертификатами или входным контролем.

6.7.3 Запасные части, используемые для ремонта, должны иметь сопроводительную документацию предприятия–изготовителя, подтверждающую их качество. Перед установкой запасные части должны быть подвергнуты входному кон-

тролю в объеме требований нормативной документации на ремонт конкретного типа турбогенератора.

7 Требования к составным частям

7.1 Статор

7.1.1 Корпус статора.

7.1.1.1 Корпус статора турбогенераторов с водородным охлаждением должен быть герметичным. Контроль герметичности проводится на турбогенераторе в сборе. Корпус статора испытывается на герметичность отдельно при условии значительной утечки газа из турбогенератора в сборе, если эта утечка не обнаруживается другими методами.

Требования к герметичности – по СО 34.45–51.300 [1].

7.1.1.2 Выявленные неплотности сварных соединений должны быть устранены сваркой – в соответствии с требованиями нормативной документации на ремонт конкретного типа турбогенератора.

7.1.1.3 Плоскости сопряжения с составными частями турбогенератора не должны иметь забоин, задиров и выпуклостей, препятствующих плотному соединению сопрягаемых поверхностей.

7.1.1.4 Нарушение герметичности труб подачи воды в газоохладители и фланцевых соединениях не допускается.

7.1.1.5 Сверление корпуса статора турбогенератора с водородным охлаждением и приварка деталей, не предусмотренных конструкторской документацией завода-изготовителя и нормативной документацией на ремонт конкретного типа турбогенератора, не допускается.

7.1.2 Наружные щиты, внутренние щиты и щиты вентиляторов.

7.1.2.1 Плоскости сопряжения щитов не должны иметь забоин и задиров, препятствующих плотному соединению сопрягаемых поверхностей.

7.1.2.2 Механические повреждения и трещины сварных соединений в щитах не допускаются.

Допускается устранение дефектов сваркой в соответствии с требованиями ремонтной документации.

7.1.3 Активная сталь.

7.1.3.1 Ослабленная прессовка активной стали не допускается. Способы контроля и ремонта активной стали должны соответствовать требованиям нормативной документации на ремонт конкретного типа турбогенератора.

7.1.3.2 Гайки нажимной плиты должны быть закреплены от самоотвинчивания сваркой к нажимному кольцу непосредственно либо с использованием промежуточных деталей, если заводом–изготовителем не предусмотрен другой способ.

7.1.3.3 На участках расточки активной стали, имеющих выкрашивание сегментов, забоин, оплавления, следы местных перегревов, контактной коррозии, изоляция между сегментами должна быть восстановлена.

Надломанные части сегментов должны быть при этом удалены.

7.1.3.4 При удалении части оплавленного зубца должны быть приняты меры, препятствующие дальнейшему разрушению сегментов в результате воздействия вибрации и динамических нагрузок при эксплуатации турбогенераторов.

Требования на установку вставки–заполнителя на место удаленного участка активной стали, материал вставки и способ ее крепления устанавливаются нормативной документацией на ремонт конкретного типа турбогенератора.

7.1.3.5 В зону отремонтированной активной стали с вставкой–заполнителем рекомендуется установить дополнительные датчики теплового контроля.

7.1.3.6 Смещенные нажимные пальцы и вентиляционные распорки должны быть восстановлены в положение, близкое к первоначальному, и закреплены сваркой к нажимной плите и сегментам активной стали.

7.1.3.7 Выкрошенная замазка шлицев крайних пакетов активной стали должна быть восстановлена.

7.1.3.8 Защитное покрытие поверхности расточки активной стали электроизоляционной эмалью должно быть равномерным без отслоений.

7.1.3.9 Трещины в упругих элементах подвески активной стали в местах разгрузочных прорезей, отверстий и сварных соединений, а также трещины в плоских пружинах крепления активной стали не допускаются.

Выявленные дефекты должны устраняться методом, согласованным с заводом–изготовителем.

7.1.3.10 Трещины в бандажных обручах активной стали не допускаются. Подтяжка ослабленных обручей должна производиться согласно инструкции завода–изготовителя.

7.1.4 Статорная обмотка и детали ее крепления. Соединительные и выводные шины.

7.1.4.1 Нарушение электрической прочности корпусной изоляции статорной обмотки, соединительных (выводных) шин и концевых (нулевых) выводов не допускается.

Методы контроля и требования к электрической прочности изоляции устанавливаются СО 34.45–51.300 [1].

7.1.4.2 Течи дистиллята в статорной обмотке с водяным охлаждением по всему водяному тракту не допускаются.

Допускается заглушать пайкой отдельные элементарные проводники, имеющие течи. Допустимое количество заглушаемых проводников в стержне и способ ремонта устанавливается в нормативной документации на ремонт конкретного типа турбогенератора.

7.1.4.3 Течи дистиллята в паяных и сварных соединениях статорной обмотки и шин допускается устранять пайкой твердым припоем.

7.1.4.4 На поверхности сопряжения штуцеров водяных соединений наконечников стержней статорной обмотки, с которых сняты сопрягаемые детали, не должно быть забоин, рисок, остаточной деформации.

7.1.4.5 Закупорка каналов соединительных и выводных шин турбогенераторов с водяным охлаждением обмотки статора не допускается. Закупорка отдельных гидравлических или вентиляционных каналов в стержнях обмотки статора допускается в соответствие нормативам заводов–изготовителей.

7.1.4.6 Нарушения паяных соединений обмотки не допускаются.

Внешними признаками дефекта паяных соединений являются: изменение цвета отдельных участков наружного покрытия, вытекание припоя или компаунда, повышение по отношению к другим соединениям хрупкости изоляции.

Дефектные соединения должны быть запаяны вновь.

7.1.4.7 Замыкания вентиляционных трубок друг с другом и между трубками и элементарными проводниками в головках стержней турбогенераторов с непосредственным охлаждением статорных обмоток газом не допускаются. Способ ремонта устанавливается в нормативной документации на ремонт конкретного типа турбогенератора

7.1.4.8 На поверхности изоляции стержней статорной обмотки трещины не допускаются. При наличии вздутий компаундированной изоляции на выходе из паза, вытекании компаунда по длине обмотки, сухости изоляции лобовых частей обмотки необходимо провести тепловые испытания турбогенератора с установкой на обмотку дополнительных термодатчиков. Испытания не проводятся, если установлено, что дефект является следствием нарушения режима эксплуатации турбогенератора.

7.1.4.9 Отслоение полупроводящего покрытия изоляции стержней статорной обмотки и следы разрядов на них не допускаются. Дефектное покрытие должно быть восстановлено согласно требованиям нормативной документации на ремонт конкретного типа турбогенератора.

7.1.4.10 Изоляция лобовых частей статорной обмотки, соединительных и выводных шин, имеющая механические повреждения и истирания от контакта с сопрягаемыми деталями, должна быть восстановлена в соответствии с требованиями нормативной документации на ремонт конкретного типа турбогенератора.

7.1.4.11 Изоляция паяных соединений стержней статорной обмотки, соединительных и выводных шин из слюдяных и ленточных материалов не должна иметь вздутий, отслоений, механических повреждений. Повреждённая изоляция должна быть восстановлена в соответствии с требованиями конструкторской документации завода-изготовителя и нормативной документации на ремонт конкретного типа турбогенератора.

7.1.4.12 Механические повреждения изоляционных коробок паяных соединений стержней статорной обмотки, ослабление и обрыв закрепляющих их бандажей, нарушение сплошности замазки, уплотняющей соединение коробок со стержнем и между собой, не допускаются.

7.1.4.13 После удаления пазовых клиньев при переклиновке пазов статора должно быть проверено состояние пазовой части корпусной изоляции в доступных местах и верхних уплотняющих прокладок. На обмотке и прокладках не должно быть следов разряда и следов истирания от вибрации.

При наличии следов разряда способ ремонта должен быть определен нормативной документацией на ремонт конкретного типа турбогенератора.

7.1.4.14 Пазы должны быть уплотнены прокладками из полупроводящего стеклотекстолита со стороны стенки паза, набегающей по направлению вращения ротора, если зазор между стенкой паза и стержнем для термореактивной изоляции 0,3 мм и более, для компаундированной изоляции 0,5 мм и более. Нижние стержни уплотняются при возможности доступа к ним.

Длина неуплотненных частей стержня не должна превышать 50 мм при суммарной длине всех участков в пазу с увеличенным зазором не более 25 % длины активной стали.

7.1.4.15 Полная переклиновка и контроль всех пазов статора должны быть выполнены, если следы разрядов и истирания изоляции от вибрации, ослабленное

боковое крепление стержней в пазах обнаружены после удаления клиньев из отдельных пазов.

7.1.4.16 Не допускается более 10 % ослабленных средних клиньев, но не более трёх подряд в одном пазу.

Концевые клинья и два к ним прилегающих с каждой стороны паза должны быть установлены плотно и иметь дополнительное крепление согласно требованиям конструкторской документации завода-изготовителя.

Пазы должны быть переуплотнены (переклинены), если количество ослабленных клиньев в них превышает допустимое.

7.1.4.17 Допустимый зазор в стыках клиньев не более 3,0 мм не чаще, чем через десять клиньев. Для встречных клиньев зазор не допускается.

7.1.4.18 Допускается разновысотность клиньев в одном пазу не более 1,5мм.

7.1.4.19 Выступание клиньев из пазов внутрь расточки статора в секторе укладки монтажного листа для заводки ротора не допускается. В остальных местах выступание клиньев в расточку допускается не более 2,0 мм; выступание клиньев–перегородок, устанавливается конструкторской документацией завода-изготовителя.

7.1.4.20 Стыки пазовых клиньев не должны попадать на клинья–заполнители, установленные для уплотнения активной стали.

7.1.4.21 Пазовые клинья, прилегающие с обеих сторон к клину, фиксирующему вставку–заполнитель активной стали, должны быть установлены на клеевом соединении.

7.1.4.22 При установке пазовых клиньев, имеющих вентиляционные прорези, не допускается смещение этих прорезей относительно вентиляционных каналов активной стали.

7.1.4.23 Длина подклиновых пазовых прокладок не должна быть менее длины одного клина.

7.1.4.24 Допускается повторное использование пазовых клиньев, имеющих отдельные сколы на торцовых поверхностях.

7.1.4.25 Между верхними и нижними стержнями статорной обмотки на выходе из паза должен быть зазор, величина которого устанавливается требованиями конструкторской документации на конкретный турбогенератор.

7.1.4.26 Детали крепления лобовых частей статорной обмотки, соединительных и выводных шин должны быть установлены плотно, без зазоров.

При наличии формующего материала (препрега) он должен быть восстановлен в местах его демонтажа.

7.1.4.27 Допускается оставлять без замены изоляционные детали, имеющие трещины по слоям материала, если эти детали работают на сжатие, а их замена может привести к повреждению изоляции обмотки и (или) шин.

7.1.4.28 Не допускается вторично использовать детали крепления обмотки с обугленной поверхностью и механическими повреждениями, за исключением отдельных сколов.

7.1.4.29 Ослабленные шнуровые бандажи лобовых частей обмотки или их обрыв не допускаются.

7.1.4.30 Соединительные шпильки изоляционных накладок крепления лобовых частей статорной обмотки не должны касаться изоляции обмотки.

7.1.4.31 Статорная обмотка, соединительные и выводные шины должны быть покрыты электроизоляционной маслостойкой эмалью.

7.1.4.32 Механические повреждения изоляторов, на которых установлены коллекторы системы водяного охлаждения, не допускаются.

7.1.4.33 Касания заземленных частей турбогенератора амортизирующими прокладками, установленными между коллекторами системы водяного охлаждения и деталями их крепления, не допускаются.

7.2 Ротор

7.2.1 Ослабленные концевые пазовые клинья не допускаются. Допускается до 50 % ослабленных средних клиньев, но не более двух клиньев подряд в пазу ротора с длиной бочки до 4000 мм и трёх клиньев подряд при длине бочки свыше 4000 мм.

Зазор между торцовыми поверхностями концевых пазовых клиньев и бандажного кольца должен соответствовать требованиям конструкторской документации завода-изготовителя.

7.2.2 Подгары и оплавления поверхностей пазовых клиньев и сопрягаемых поверхностей зубцов вала ротора не допускаются.

7.2.3 Проходимость вентиляционных каналов обмоток роторов с непосредственным охлаждением должна соответствовать требованиям инструкции по эксплуатации турбогенератора.

7.2.4 Течь воды в роторах с водяным охлаждением не допускается.

7.2.5 Требования контроля и способы устранения выявленных дефектов вала ротора и бандажных узлов согласно СО 153-34.45-513-07 [2].

7.2.6 Ослабленное крепление балансировочных грузов не допускается.

Балансировочные грузы должны быть зафиксированы от смещения.

Грузы и заглушки, установленные по длине роторов серии ТГВ, должны быть застопорены кернением материала бочки ротора в двух точках по окружности и с одной стороны в шлиц груза или заглушки.

Грузы и заглушки, установленные по длине роторов серии ТВВ, должны быть застопорены кернением материала бочки ротора в шлиц с обеих сторон.

Способ стопорения балансировочных грузов от самоотвинчивания для других типов турбогенераторов устанавливается конструкторской документацией завода-изготовителя и нормативной документацией на ремонт конкретного типа турбогенератора.

7.2.7 Лопатки осевых вентиляторов турбогенераторов должны соответствовать требованиям конструкторской документации завода-изготовителя.

7.2.8 Трещины на лопатках центробежных вентиляторов и ослабленное клёпаное соединение их с ободом и кольцами не допускаются.

7.2.9 Трещины на пластинах гибкого токоподвода, контактных винтах и токоведущих болтах не допускаются.

7.2.10 Трещины на паяном соединении токоподвода к распределительному кольцу не допускаются.

7.2.11 На контактных поверхностях токоведущих болтов, винтов и гибкого токоподвода не должно быть механических повреждений, препятствующих прилеганию их друг к другу по плоскости сопряжения.

7.2.12 Неравномерность зазора между установленным токоведущим болтом и внутренней расточкой отверстия в валу ротора не должна препятствовать установке уплотнительных и изоляционных деталей.

Механические повреждения стеклотекстолитовой изоляции токоведущих болтов глубиной более 1,0 мм не допускаются.

Допускается проточка изоляции токоведущего болта до 1,0 мм на сторону.

7.2.13 Допуск перпендикулярности упорной поверхности головки контактного винта относительно оси резьбы 0,5 мм на диаметре головки.

7.2.14 Зазор между головкой завернутого контактного винта и изолирующей верхней коробкой, а также между верхней коробкой и деталью крепления (клином, накладкой) не допускается.

7.2.15 Минимальный диаметр контактных колец и минимальная глубина спиральной канавки устанавливаются конструкторской документацией на турбогенератор.

7.2.16 Допустимые отклонения рабочей поверхности контактных колец, оставляемых без проточки и (или) шлифовки:

- допуск профиля продольного сечения 1,0 мм;
- допуск круглости 0,05 мм;
- шероховатость рабочей поверхности контактных колец Ra не более 1,25 мкм.

7.2.17 Допустимые отклонения рабочей поверхности контактных колец после проточки и (или) шлифовки:

- допуск профиля контактных колец продольного сечения 0,5 мм;
- допуск круглости 0,03 мм;
- шероховатость рабочей поверхности контактных колец Ra не более 1,25 мкм.

7.2.18 Площади поверхности контактных колец, имеющая следы электроэрозии, не должна превышать 10 % площади рабочей поверхности.

7.2.19 Ослабленное крепление шнуровых бандажей изоляции контактных колец, разрывы ниток и их сползание не допускаются.

7.2.20 Шнуровой бандаж и изоляция контактных колец, торцовые поверхности контактных колец, вентиляторы и участки вала на длине не менее 30 мм от контактных колец должны быть покрыты электротехнической эмалью.

7.2.21 Загрязнение, расслоение, выветривание и механические повреждения изоляции контактных колец не допускаются.

7.2.22 Повреждения опорных шеек роторов (риски, забоины, натиры) допускаются не более 10 % поверхности шейки.

Допускаются риски глубиной до 0,5 мм на дуге до 45°. Кольцевые риски допускаются глубиной до 0,2 мм.

7.2.23 Допустимое уменьшение диаметра шейки вала ротора после обработки устанавливается нормативной документацией на ремонт конкретного типа турбогенератора.

7.2.24 Допуск круглости профиля продольного сечения шеек вала 0,03 мм.

7.2.25 Требования к упорным гребням вала ротора турбогенератора с водородным охлаждением и имеющим торцовые уплотнения устанавливаются в соответствии с требованиями конструкторской документации завода-изготовителя и нормативной документации на ремонт конкретного типа турбогенератора.

7.2.26 Требования к поверхности вала ротора под установку кольцевых уплотнений вала ротора турбогенераторов с водородным охлаждением устанав-

ливаются в соответствии с требованиями конструкторской документации завода-изготовителя и нормативной документации на ремонт конкретного типа турбогенератора.

7.2.27 Допускаются разрозненные по всей длине призонной части полумуфты риски, но не более 25 % призонной поверхности.

7.2.28 Допуск торцового биения полумуфты относительно оси 0,03 мм.

7.2.29 Допуск круглости внутреннего отверстия полумуфты 0,03 мм.

7.2.30 Допуск плоскостности рабочей торцовой поверхности полумуфты 0,02 мм. Выпуклость не допускается.

7.3 Уплотнения вала ротора

7.3.1 Методы дефектации и способы ремонта торцовых уплотнений вала ротора турбогенераторов с водородным охлаждением устанавливаются в соответствии с требованиями конструкторской документации завода-изготовителя и нормативной документации на ремонт конкретного типа турбогенератора.

7.3.2 Методы дефектации и способы ремонта кольцевых уплотнений турбогенераторов с водородным охлаждением устанавливаются в соответствии с требованиями конструкторской документации и нормативной документации на ремонт конкретного типа турбогенератора.

7.3.3 Уплотнения вала ротора турбогенераторов с воздушным охлаждением должны быть отцентрированы относительно вала с учётом его радиального и осевого смещения в работе в соответствии с требованиями конструкторской документации и нормативной документации на ремонт конкретного типа турбогенератора.

7.3.4 Детали, уплотняющие зазор между валом ротора и торцовым щитом турбогенератора с воздушным охлаждением, не должны иметь механических повреждений, деформаций, следов повышенного нагревания.

7.3.5 Требования к маслоуловителям уплотнения вала ротора по п. 6.3.4.

7.4 Опорные подшипники

7.4.1 Трещины, задиры и посторонние включения на баббитовом слое вкладышей подшипников, а также его отслоения от основы не допускаются.

7.4.2 На поверхности баббитового слоя вкладышей не допускаются раковины, одиночные поры и выкрашивания диаметром более 2,0 мм и глубиной более 1,0 мм.

Допускаются кольцевые царапины глубиной не более 0,5 мм, шириной до 1,5 мм в количестве не более пяти на вкладыш.

7.4.3 Шероховатость поверхности баббитового слоя – Ra не более 2,5 мкм.

7.4.4 Технические требования на зазоры, натяги и смещения между сопрягаемыми поверхностями составных частей подшипника и маслозащитных устройств, а также на прилегание между ними должны устанавливаться в соответствии с требованиями конструкторской документации завода-изготовителя и нормативной документации на ремонт конкретного типа турбогенератора.

7.4.5 Осевые зазоры составных частей подшипников, маслозащитных устройств должны допускать тепловое перемещение ротора, установленное нормативной документацией на ремонт конкретного типа турбогенератора.

7.4.6 Под упорную подушку (колодку) допускается устанавливать не более трёх прокладок толщиной не менее 0,05 мм каждая.

7.4.7 Трещины, непровары в корпусе подшипника не допускаются. Дефект должен быть устранен сваркой.

7.4.8 Механические повреждения, расслаивания и набухания изоляционных деталей подшипника со стороны контактных колец (возбудителя) не допускаются.

7.4.9 После установки корпусов выносных подшипников со стороны контактных колец (возбудителя) стальные установочные штифты должны быть сняты и отверстия под штифты закрыты пробками, а выступающие поверхности изоляционных деталей очищены.

7.5 Щёточный аппарат

7.5.1 Расстояние между токоведущими и заземлёнными деталями, в том числе при любом положении крышки кожуха, не должно быть менее 12 мм.

7.5.2 Сопротивление изоляции щёткодержателей, изолированных от бракетов, не должно быть менее 1,0 МОм.

7.5.3 Радиальный зазор между щеткодержателями и поверхностью контактных колец должен быть в пределах от 2,5 до 3,0 мм.

Осевое положение щеткодержателей относительно контактных колец и диффузора относительно вентилятора следует устанавливать с учётом теплового перемещения ротора в соответствии с требованиями конструкторской и ремонтной документации. Работа щётки на расстояния менее 3 мм от края рабочей поверхности кольца не допускается.

7.5.4 На внутренней поверхности щеткодержателя не должно быть забоин, заусенец, местной выработки глубиной более 0,5 мм, а также подгаров и оплавлений, мешающих свободному перемещению щетки. Щёткодержатели, имеющие указанные дефекты, должны быть заменены. Острые кромки следует закруглить.

7.5.5 Нажимные пружины с цветами побежалости и остаточной деформацией более 10 мм, упорные стержни щёткодержателей с изношенной концевой частью или с выработкой на хвостовике, не фиксируемые на щётках, упорные скобы с выработкой отверстий более 1,0 мм, щётки длиной менее 30 мм, а также имеющее трещины и сколы более 1,0 мм контактной и боковой поверхностей и с потемневшими поводками, должны быть заменены.

7.5.6 На рабочей поверхности щёток допускается не более пяти сколов глубиной не более 0,5 мм.

7.5.7 Новый комплект щёток должен быть подобран из одной партии. На одно кольцо устанавливать щетки с близким переходным электрическим сопротивлением ($R_{перех.}$) между телом щетки и токопроводом. Разброс $R_{перех.}$ не более 10 % у однотипных щеток.

7.5.8 Рабочие поверхности новых щёток должны быть притерты поверхности контактных колец. Площадь прилегания не менее 80 % от площади сечения щётки.

7.5.9 Двусторонний зазор между обоймой щёткодержателя и боковой поверхностью щётки, должен быть в пределах от 0,1 до 0,3 мм.

7.5.10 Давление пружин на щётки должно быть установлено в зависимости от марки щёток:

для щёток ЭГ4, ЭГ14 и 6110М, ЭГ74 – 0,012–0,022 МПа;

для щеток ЭГ2АФ – 0,015–0,021 МПа;

для щеток ЭГ2А – 0,02–0,025 МПа.

При указанном давлении не допускается "зависание" щётки в щёткодержателе.

7.6 Газоохладители (воздухоохладители)

7.6.1 Органические и неорганические отложения на внутренних стенках трубок и водяных камер и загрязнение наружного оребрения трубок маслом не допускаются.

7.6.2 Нарушение герметичности трубок, трубных досок и водяных камер не допускается. Допустимое количество заглушённых трубок устанавливается в соответствие с требованиями конструкторской документации завода-изготовителя и нормативной документации на ремонт конкретного типа турбогенератора.

7.6.3 Непроходимость дренажных и воздухоспускных трубок при рабочем давлении воды в газоохладителях не допускается.

7.6.4 Допускается смятие наружного оребрения трубок в отдельных местах на общей площади не более 5 % площади сечения входа газа и отпайка от трубок отдельных спиралей.

7.6.5 Допускается эрозионный износ перегородок водяных камер не более 25 % от первоначальной толщины.

7.6.6 В газоохладителях, работающих на морской воде, использование антикоррозионных защитных элементов (проекторов) с износом более 50 % от первоначального объёма и покрытие их защитными красками не допускается.

7.6.7 Антикоррозионное покрытие водяных камер должно быть восстановлено.

7.6.8 Газоохладитель в проёме корпуса статора (фундамента) должен быть установлен в соответствии с требованиями конструкторской документации на конкретный турбогенератор.

7.6.9 Переток газа из камеры горячего газа в камеру холодного не допускается.

7.6.10 Коробление и обрыв уплотнителей камер не допускаются.

7.7 Средства теплового контроля

7.7.1 Датчики температуры, не соответствующие требованиям измерительного контроля и испытаний рекомендуется заменить.

7.7.2 Допускается оставлять в турбогенераторе дефектные датчики температуры в количестве, определённом нормативной документацией на ремонт конкретного типа турбогенератора, с отключением их от приборов контроля температуры и изолированием концов проводников.

7.7.3 Механические повреждения изоляции и ослабленное крепление соединительных проводов не допускается.

7.7.4 Соединительные провода к датчикам температуры, установленным на деталях, имеющих относительные перемещения, должны допускать эти перемещения, но не касаться вращающихся деталей.

7.7.5 Клеммные доски (коробки выводов) не должны иметь механических повреждений, а у турбогенераторов с водородом в корпусе статора должны быть герметичными.

7.7.6 В местах прохода соединительных проводов датчиков температуры через опорные подшипники и масляные уплотнения турбогенераторов не допускаются течи масла (в том числе капельные).

7.7.7 Утечка газа через штуцера ртутных термометров турбогенераторов с водородным охлаждением, установленных на корпусе статора и торцовых щитах, не допускается.

8 Требования к сборке и к отремонтированному турбогенератору

8.1 Сборка турбогенератора должна производиться по конструкторской документации завода-изготовителя.

8.2 К сборке допускаются составные части, удовлетворяющие требованиям настоящего стандарта и нормативной документации на конкретный тип турбогенератора.

8.3 Трубки, гибкие шланги и каналы перед сборкой турбогенератора должны быть продуты сжатым воздухом.

8.4 При соединении составных частей турбогенератора через изолирующие детали сопротивление изоляции должно при необходимости контролироваться периодически в процессе сборки.

8.5 Контактные поверхности токоведущих частей должны быть очищены и обезжирены.

8.6 Перед установкой ротора, газоохладителей, щитов и других составных частей, перед закрытием смотровых люков необходимо дополнительно проверить закрепление деталей и отсутствие посторонних предметов на собранных и собираемых составных частях.

8.7 При вращении ротора валоповоротным устройством и турбиной не должны прослушиваться звуки, свидетельствующие об ударах, заеданиях и касаниях в турбогенераторе.

8.8 На собранном турбогенераторе не допускаются:

- ослабленное крепление статора к фундаменту;
- ослабленное крепление опорных подшипников к фундаменту;
- ослабленное крепление фундаментных плит;
- ослабленное крепление и обрыв заземлителя корпуса статора;
- ослабленное крепление трубопроводов, кожухов и других деталей, закреплённых на наружной поверхности корпуса статора;
- течи воды и масла из соединений.

8.9 Выполнение пусковых операций на турбогенераторе при снятых и незакрепленных деталях не допускается, за исключением, пусков для балансирования ротора и проведения специальных испытаний; в последнем случае должны быть

приняты меры против попадания в турбогенератор посторонних предметов и масла, а также приняты меры по закреплению временно установленных составных частей и приспособлений.

8.10 Параметры отремонтированных масляных уплотнений роторов турбогенераторов должны соответствовать требованиям конструкторской документации и нормативной документации на ремонт конкретного типа турбогенераторов.

9 Испытания и показатели качества отремонтированных турбогенераторов

9.1 Методы проведения эксплуатационных испытаний

Эксплуатационные испытания турбогенераторов для оценки качества ремонта проводятся в соответствии с ГОСТ 10169 и СО 34.45.51.300 [1].

В результате испытаний определяются:

- сопротивление изоляции каждой фазы обмотки статора относительно статора от корпуса и других заземленных фаз;
- сопротивление изоляции конструктивных элементов турбогенератора относительно корпуса статора (подшипников, маслопроводов, корпусов уплотнений, щитов вентиляторов и т.д.);
- сопротивление изоляции термопреобразователей сопротивления относительно корпуса статора;
- сопротивление обмоток статора при постоянном токе в практически холодном состоянии;
- сопротивление термопреобразователей сопротивления при постоянном токе в практически холодном состоянии;
- сопротивление изоляции обмотки ротора при переменном токе промышленной частоты;
- электрическая прочность изоляции обмотки статора повышенному выпрямленному напряжению с измерением тока утечки (кроме турбогенераторов с водяным охлаждением обмотки статора)
- электрическая прочность изоляции обмоток статора относительно корпуса и между фазами повышенному переменному напряжению;
- гидравлическая плотность водяной системы охлаждения обмоток статора (для турбогенераторов с водяным охлаждением обмотки статора);
- гидравлическая плотность водяной системы охлаждения обмоток ротора (для турбогенераторов с водяным охлаждением обмотки ротора);
- гидравлическая плотность газоохладителей;
- воздушный зазор между статором и ротором;
- качество дистиллята (для турбогенераторов с водяным охлаждением);
- газоплотность ротора на утечку газа (для турбогенераторов с водородным охлаждением);
- вибрации опорных подшипников на выбеге и при рабочей скорости вращения;
- напор газа, создаваемого компрессором у турбогенераторов серии ТГВ;
- расход дистиллята (для турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток водой);

- герметичность турбогенератора в сборе (кроме турбогенераторов с воздушным охлаждением);
- чистота содержания и влажность водорода в корпусе турбогенератора (для турбогенераторов с водородным охлаждением);
- содержание водорода в картерах подшипников (для турбогенераторов с водородным охлаждением);
- суточная утечка водорода (для турбогенераторов с водородным охлаждением);
- расход масла в сторону водорода в уплотнениях генератора (для турбогенераторов с водородным охлаждением);
- электрическое напряжение между концами вала и между изолированной опорой подшипника и фундаментной плитой;
- температуры активных частей и конструктивных деталей турбогенератора по штатному контролю;
- отклонение характеристики трехфазного короткого замыкания от исходной;
- отклонение характеристики холостого хода от исходной.

9.2 Методика сравнения показателей качества отремонтированных турбогенераторов

9.2.1 Методика сравнения показателей качества отремонтированного турбогенератора основана на сопоставлении показателей качества, изменяющихся в процессе эксплуатации и ремонта с их нормативными значениями в соответствии с СТО, утвержденным Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» №275 от 23.04.2007.

Изменяющиеся показатели качества турбогенераторов определяются при проведении эксплуатационных испытаний до и после ремонта.

Полученные результаты представляют собой количественные показатели качества ремонта турбогенераторов, а также вспомогательного оборудования турбогенераторов.

9.2.2 Номенклатура составляющих показателей качества турбогенераторов до и после ремонта приведена в таблице 1.

9.2.3 Нормативные значения показателей и данных (графа 2 табл. 9.1) для конкретного типа турбогенератора принимаются (устанавливаются) на основании следующих документов:

п.1- ТУ на поставку конкретного турбогенератора;

п.п. 2.1-2.7- СО 34.45.51.300-97;

п. 3.1 – ГОСТ 533;

п.п. 3.2-3.6 – Техническое описание и инструкция по эксплуатации конкретного типа турбогенератора завода-изготовителя;

п. 4.1 – ГОСТ 25364;

п. 4.2 – Технические условия на поставку конкретного типа турбогенератора;

п.п. 4.3-4.6 – ГОСТ 533 Технические условия на поставку конкретного типа турбогенератора завода-изготовителя;

п. 5 – Технические условия на поставку конкретного типа турбогенератора;

п.п. 6-7 – СО 34.45-51.300-97;

п. 8 – Технические условия на поставку конкретного типа турбогенератора;

п. 9 – ГОСТ 533;

п.п. 10-11 – СО 34.45-51.300-97;

п.п. 12-14 – Конструкторская документация завода-изготовителя на конкретный турбогенератора;

п. 15 – Инструкция завода-изготовителя по эксплуатации уплотнений;

п.16 – Конструкторская документация завода-изготовителя на конкретный турбогенератора.

Таблица 9.1 – Номенклатура составляющих показателей качества турбогенераторов до и после ремонта

Составляющие показателей качества	Завод-ские, проектные или нормативные данные	Данные эксплуатационных испытаний, измерений		Примечание
		до капитального ремонта	после капитального ремонта	
1. Мощность турбогенератора при номинальном cosφ, МВт				
2. Сопротивление изоляции, МОм:				
2.1. обмотки статора (каждая фаза в отдельности относительно корпуса и двух других заземляемых фаз):				
2.1.1. в горячем состоянии				
2.1.2. в холодном состоянии				
2.2. обмотки ротора				
2.3. цепи возбуждения генератора и коллекторного возбудителя со всей присоединенной аппаратурой				
2.4. обмотки коллекторного возбудителя и подвозбудителя (относительно корпуса и бандажей)				
2.5. подшипника со стороны возбудителя				
2.6. масляного уплотнения вала со стороны возбудителя				
2.7. термодатчиков с соединительными проводами, включая соединительные провода, уложенные внутри генератора				
3. Температуры активных частей турбогенератора и охлаждающей среды, °С				
3.1. температура охлаждающей воды на входе в газоохладитель				
3.2. температура охлаждающего конденсата на входе к обмоткам ротора, статора, активной стали статора				
3.3. температура выходящей охлаждающей жидкости из:				
3.3.1. обмотки статора				
3.3.2. обмотки ротора				
3.3.3. газоохладителей				
3.4. температура газа, поступающего в:				
3.4.1. газоохладители				
3.4.3. обмотку статора				
3.5. температура газа, выходящего из:				
3.5.1. газоохладителей				

Составляющие показателей качества		Завод-ские, проектные или нормативные данные	Данные эксплуатационных испытаний, измерений		Примечание
			до капитального ремонта	после капитального ремонта	
3.5.2. сердечника статора					
3.5.3. обмотки статора					
3.5.4. щеточной траверсы					
3.6. температуры:					
3.6.1. обмотки статора					макс. Значение
3.6.2. обмотки ротора					Средний
3.6.3. сердечника статора					макс. Значение
3.6.4. газа в корпусе турбогенератора					
4. Вибрация, вибросмещение, мкм, виброскорость, мм/с		ГОСТ 25364			
4.1. опорных подшипников:					
4.1.1. при развороте турбогенератора и вблизи 1–ой критической скорости					
со стороны турбины	вертикальная				
	поперечная				
со стороны возбудителя	вертикальная				
	поперечная				
4.1.2. при номинальном числе оборотов без возбуждения					
со стороны турбины	вертикальная				
	поперечная				
	осевая				
со стороны возбудителя	вертикальная				
	поперечная				
	осевая				
со стороны возбудителя	поперечная 100 Гц (полюсная)				
со стороны турбины					
4.1.3. при нагрузке около 50 % номинальной					
со стороны турбины	вертикальная				
	поперечная				
	осевая				
со стороны возбудителя	вертикальная				
	поперечная				
	осевая				
4.1.4. при нагрузке около 100 % номинальной					
со стороны турбины	вертикальная				
	поперечная				
	осевая				
со стороны возбудителя	вертикальная				
	поперечная				
	осевая				
4.2. Контактных колец:	вертикальная				
	поперечная				
4.3. Корпуса статора					
4.4. Сердечника статора					
4.5. Фундамента					
4.6. Лобовых частей обмотки статора					

Составляющие показателей качества		Завод-ские, проектные или нормативные данные	Данные эксплуатационных испытаний, измерений		Примечание
			до капитального ремонта	после капитального ремонта	
5. Давление водорода в корпусе статора, МПа (кгс/см^2)					
6. Чистота водорода, %					
7. Содержание кислорода в водороде, %					
8. Точка росы водорода, °С					
9. Суточная утечка водорода в собранном турбогенераторе при рабочем давлении, м^3/сутки					
10. Содержание водорода в картерах опорных подшипников, %	со стороны турбины				
	со стороны возбудителя				
11. Максимальное давление воды на входе в газоохладитель, МПа (кгс/см^2)					
12. Температура баббита вкладышей опорных подшипников, °С	со стороны турбины				
	со стороны возбудителя				
13. Температура баббита вкладышей уплотнения вала, °С	со стороны турбины				
	со стороны возбудителя				
14. Давление масла на входе в опорные подшипники, МПа (кгс/см^2)	со стороны турбины				
	со стороны возбудителя				
15. Перепад давления "уплотняющее масло–водород", МПа (кгс/см^2)					
16. Расход масла из уплотнений в сторону водорода, л/мин	со стороны турбины				
	со стороны возбудителя				

10 Требования к обеспечению безопасности

10.1 Турбогенератор после ремонта должен соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.007.1, ГОСТ 533 и ТУ на поставку конкретных турбогенераторов.

10.2 Все ограждения турбогенератора и площадки, на которых он установлен, должны быть восстановлены в соответствии с требованиями конструкторской документации.

11 Оценка соответствия

11.1 Оценка соответствия соблюдения технических требований, объёма и методов дефектации, способов ремонта, методов контроля и испытаний к составным частям и турбогенератору в целом нормам и требованиям настоящего Стандарта осуществляется в форме контроля в процессе ремонта и при приёмке в эксплуатацию.

11.2 В процессе ремонта производится контроль за выполнением требований настоящего Стандарта к составным частям и турбогенератору в целом при произ-

водстве ремонтных работ, выполнении технологических операций ремонта и поузловых испытаний.

При приёмке в эксплуатацию отремонтированного турбогенератора следует производить контроль результатов приёмо-сдаточных испытаний, работы в период подконтрольной эксплуатации, показателей качества, установленных оценок качества отремонтированного турбогенератора и выполненных ремонтных работ.

11.3 Результаты оценки соответствия характеризуются оценками качества отремонтированного турбогенератора 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.

Приложение А
(справочное)
Общие технические сведения о составе и основных параметрах установленных на ТЭС турбогенераторах мощностью свыше 25 МВт

Таблица А.1

Серия	Завод – изготовитель Тип турбогенератора	Вид охлаждения активных частей генератора
	АО «Электросила»	
Т2	Т2–25–2, Т2–50–2, Т2–100–2	Косвенное воздушное
ТФ*	ТФ–25–4, ТФ25–2, ТФ–36–2, ТФ–40–2, ТФ – –50–2, ТФ–60–2, ТФ–110–2, ТФ–160–2	Воздушное, непосредственное охлаждение обмотки ротора и стали статора
Т3Ф**	Т3Ф–50–2, Т3Ф–63–2, Т3Ф–110–2, Т3Ф–160–2, Т3ФА–160–2, Т3ФУ–160–2	Воздушное трехконтурное охлаждение, непосредственное охлаждение активных частей турбогенератора
Т3ФС**	Т3ФСА–160–2, Т3ФС–320–2 Т3ФСУ–320–2	Воздушное, непосредственное охлаждение обмотки ротора. Водяное поверхностное охлаждение обмотки и стали статора.
ТВ	ТВ–25–2, ТВ–50–2, ТВ–60–2	Косвенное водородное
ТВ2	ТВ2–30–2, ТВ2–100–2, ТВ2–150–2	
ТВФ	ТВФ–60–2, ТВФ–63–2, ТВФ–63–2Е, ТВФ–100–2, ТВФ–110–2Е, ТВФ–120–2, ТВФ–200–2	Косвенное водородное охлаждение обмотки статора и непосредственное водородное охлаждение обмотки ротора
ТВВ	ТВВ–160–2, ТВВ–160–2Е, ТВВ–165–2, ТВВ–200–2, ТВВ–200–2А, ТВВ–220–2А, ТВВ–220–2Е, ТВВ–320–2, ТВВ–320–2Е, ТВВ–350–2 ТВВ–500–2, ТВВ–500–2Е, ТВВ–800–2, ТВВ–800–2Е, ТВВ–1000–2, ТВВ–1000–4, ТВВ–1200–2	Непосредственное водяное охлаждение обмотки статора и непосредственное водородное охлаждение ротора
Т3В	Т3В–60–2, Т3В–63–2, Т3В–110–2, Т3В–220–2, Т3В–320–2, Т3ВА–320–2, Т3В–800–2	Полное водяное охлаждение
	«Электротяжмаш» г. Харьков	
ТГВ	ТГВ–200; ТГВ–200М; ТГВ–200–2Д; ТГВ–220–2П; ТГВ–220–2Д; ТГВ–220–2П; ТГВ–300, ТГВ–500, ТГВ–25	Непосредственное водородное или водяное охлаждение обмотки статора и ротора (кроме ТГВ–25 – водородное поверхностное)

Серия	Завод – изготовитель Тип турбогенератора	Вид охлаждения активных частей генератора
	ОАО "Элсиб"	
ТФ**	ТФ–50–2, ТФ–63–2, ТФ–100–2, ТФ–110–2, ТФ–160–2	Воздушное, непосредственное охлаждение обмотки ротора и стали статора
ТВС	ТВС–30	Косвенное водородное
ТВФ	ТВФ–60–2, ТВФ–63–2, ТВФ–63–2Е, ТВФ–65–2, ТВФ–100–2, ТВФ–110–2Е, ТВФ–120–2	Косвенное водородное охлаждение обмотки статора и непосредственное водородное охлаждение обмотки ротора
ТВМ	ТВМ–110–2, ТВМ–160–2, ТВМ–220–2, ТВМ–320–2, ТВМ–500–2	Масляное охлаждение статора и водяное охлаждение обмотки ротора
	ХК ОАО «Привод»	
Т	ТС–20–2У3, Т–25–2У3, Т–32–2В3, ТС–32–2У3	Косвенное воздушное
Т	Т–20–2У3, Т–50–2У3, ТС–63–2В3	Косвенное воздушное, непосредственное охлаждение обмотки ротора
ТВС	ТВС–30, ТВС–32	Косвенное водородное
ТВФ	ТВФ–63–2ЕУ3	Косвенное водородное, непосредственное охлаждение обмотки ротора

Примечания:

1 * Серии турбогенераторов, изготавливаются для сопряжения с паровыми (ТФП) и газовыми (ТФГ) турбинами.

2 ** Вновь спроектированные типы турбогенераторов, на момент выхода СТО проходят стадию апробации.

3 Буквы (А) и (У) в буквенном обозначении типа турбогенератора означают соответственно – асинхронизированный или с управляющей поперечной обмоткой ротора.

4 Двух– трехзначные цифры в обозначении типа турбогенератора указывают на величину мощности генератора в МВт.

Приложение Б
(рекомендуемое)
Моменты затяжки болтовых соединений

Таблица Б.1

Обозначение резьбы	Момент затяжки Н•М (кгс•см)	Примечание
М12	30 (300)	**Резьбы основные метрические, материал ст.35** **Для других резьбовых соединений:** $M_{факт} = [(D_{1факт})^2 / (D_1)^2] \cdot [(D_{1факт}) / D] \cdot M_{зат}$ где $M_{зат}$ – момент затяжки для базовой резьбы, принимаемой по данной таблице. $D_{1факт}$ – фактический внутренний диаметр резьбы D_1 – базовой внутренний диаметр резьбы $D_{факт}$ – фактический наружный диаметр резьбы D – базовой наружный диаметр резьбы **Для других сталей и материалов:** $M_{факт} = \{ [\sigma_р]_{факт} / 1250 \} \cdot M_{зат}$ где $[\sigma_р]_{факт}$ – допустимое напряжение (кгс/см^2) при растяжении (сжатии) для фактического материала.
М16	75 (750)	
М20	147 (1470)	
М24	255 (2550)	
М36	900 (9000)	

Библиография

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

[2] СО 153-34.45–513–07 Руководство по повышению надёжности эксплуатации бандажных узлов роторов турбогенераторов

[3] ПР 50.2.009–94 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения испытаний и утверждения типа средств измерений

УДК	ОКС	03.080.10 03.120 29.160.20	ОКП 33 8320 0

Ключевые слова: турбогенераторы, 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
Заведующий отделом		В.Ю. Аврух

gost.e-ecolog.ru