Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике»



СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

СТО 70238424.27.040.008-2009

ТУРБИНЫ ПАРОВЫЕ 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 определяет технические требования к ремонту турбин паровых стационарных и требования к качеству отремонтированных турбин.

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

Добровольное применение настоящего стандарта, совместно с другими стандартами организации 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 3
4 Общие положения 4
5 Общие технические сведения 5
6 Общие технические требования 5
7 Требования к составным частям 8
8 Требования к сборке и к отремонтированному изделию 18
9 Испытания и показатели качества отремонтированных турбин 21
10 Требования к обеспечению безопасности 26
11 Оценка соответствия 26

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

ТУРБИНЫ ПАРОВЫЕ ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НА КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения 2010-01-11

1 Область применения

Настоящий стандарт:

- определяет технические нормы и требования к ремонту турбин паровых стационарных 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 дефектования, способы ремонта, методы контроля и испытаний к составным частям и турбин паровых стационарных в целом в процессе ремонта и после ремонта;
  - объемы, методы испытаний и сравнения показателей качества отремонтированных паровых стационарных турбин с их нормативными значениями и значениями до ремонта;
  - распространяется на капитальный ремонт турбин паровых стационарных;
  - 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 4.424–86 Система показателей качества продукции. Турбины паровые стационарные. Номенклатура показателей

ГОСТ 8.050–73 Нормативные условия выполнения линейных и угловых измерений

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

ГОСТ 12.1.003–83 Шум. Общие требования безопасности

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

ГОСТ 162–90 Штангенглубиномеры. Технические условия

ГОСТ 166–89 Штангенциркули. Технические условия

ГОСТ 427–75 Линейки измерительные металлические. Технические требования

ГОСТ 520–2002 Подшипники качения. Общие технические условия

ГОСТ 577–68 Индикаторы часового типа с ценой деления 0,01 мм. Технические условия

ГОСТ 868–82 Нутромеры индикаторные с ценой деления 0,01 мм. Технические условия

ГОСТ 2405–88 Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры. Общие технические условия

ГОСТ 6507–90 Микрометры. Технические условия

ГОСТ 8026–92 Линейки поверочные. Технические условия

ГОСТ 9038–90 Меры длины концевые плоскопараллельные. Технические условия

ГОСТ 9378–93 Образцы шероховатости поверхности (сравнения). Общие технические условия

ГОСТ 10157–79 Аргон газообразный и жидкий. Технические условия

ГОСТ 10905–86 Плиты поверочные и разметочные. Технические условия

ГОСТ 11098–75 Скобы с отсчетным устройством. Технические условия

ГОСТ 13837–79 Динамометры общего назначения. Технические условия

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 23677–79 Твердомеры для металлов. Общие технические условия

ГОСТ 24278–89 Установки турбинные паровые стационарные для привода электрических генераторов ТЭС. Общие технические требования

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

ГОСТ 25706–83 Лупы. Типы, основные параметры. Общие технические требования

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

СТО 70238424.27.100.011-2008 Тепловые электрические станции. Методики оценки состояния основного оборудования

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

СТО 70238424.27.010.001–2008 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

СТО 70238424.27.100.005–2008 Основные элементы котлов, турбин и трубопроводов ТЭС. Контроль состояния металла. Нормы и требования

СТО 70238424.27.040.007-2009 Паротурбинные установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.

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

3 Термины, определения, обозначения и сокращения

3.1 Термины и определения

В настоящем стандарте применены понятия по Федеральному закону РФ от 27.12.2002 № 184–ФЗ "О техническом регулировании", термины по ГОСТ 15467, ГОСТ 16504, ГОСТ 18322, ГОСТ 27.002, СТО 70238424.27.010.001–2008, а также следующие термины с соответствующими определениями:

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

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

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

3.1.4 **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.

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

3.1.6 **технические условия на капитальный ремонт**: Нормативный документ, содержащий требования к дефектованию 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:

ВД – высокое давление;
КПД – коэффициент полезного действия;
НД – низкое давление;
НТД – нормативная и техническая документация;
РВД – ротор высокого давления;
РНД – ротор низкого давления;
РСД – ротор среднего давления;
СД – среднее давление;
УЗК – ультразвуковой контроль;
ЦВД – цилиндр высокого давления;
ЦНД – цилиндр низкого давления;
ЦСД – цилиндр среднего давления.

4 Общие положения

4.1 Подготовка турбин паровых стационарных (далее турбин) к ремонту, вывод в ремонт, производство ремонтных работ и приемка из ремонта должны осуществляться в соответствии СТО 70238424.27.100.017-2009.

Требования к ремонтному персоналу, гарантиям производителя работ по ремонту установлены в СТО 70238424.27.100.006-2008.

4.2 Выполнение требований настоящего стандарта определяет оценку качества отремонтированных турбин. Порядок проведения оценки качества ремонта турбин устанавливается в соответствии с СТО 70238424.27.100.012-2008.

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

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

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

При внесении предприятием–изготовителем изменений в конструкторскую документацию на турбину и при выпуске нормативных документов органов государственного надзора, которые повлекут за собой изменение требований к отре-

монтированным составным частям и турбине 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 турбины паровой стационарной в течение полного срока службы, установленного в НТД на поставку турбин или в других нормативных документах. При продлении в установленном порядке продолжительности эксплуатации турбин сверх полного срока службы, требования настоящего стандарта применяются в разрешенный период эксплуатации с учетом требований и выводов, содержащихся в документах на продление продолжительности эксплуатации.

5 Общие технические сведения

5.1 Типы турбин паровых, их конструктивные характеристики, рабочие параметры и назначение должны соответствовать ГОСТ 24278 и техническим условиям на турбины.

5.2 Стандарт разработан на основе технических условий на капитальный ремонт турбин типа К, Т, ПТ, Р, КТ по ГОСТ 24278, а также технических условий на серийную продукцию заводов–изготовителей.

6 Общие технические требования

6.1 Требования настоящего раздела применяются совместно с общими техническими требованиями, установленными в нормативной документации на ремонт конкретного типа турбины.

6.2 Требования к метрологическому обеспечению ремонта турбин:

- средства измерений, применяемые при измерительном контроле и испытаниях, не должны иметь погрешностей, превышающих установленные ГОСТ 8.051 с учетом требований ГОСТ 8.050;
- средства измерений, применяемые при измерительном контроле и испытаниях, должны быть проверены в установленном порядке и пригодны к эксплуатации;
- нестандартизованные средства измерений должны быть аттестованы;
- допускается замена средств измерений, предусмотренных в НТД на ремонт, если при этом не увеличивается погрешность измерений и соблюдаются требования безопасности выполнения работ;
- допускается применение дополнительных вспомогательных средств контроля, расширяющих возможности технического осмотра, измерительного контроля и неразрушающих испытаний, не предусмотренных в НТД на ремонт, если их использование повышает эффективность технического контроля.

6.3 При разборке турбины должна быть проверена маркировка составных частей, а при отсутствии нанесена новая или дополнительная. Место и способ маркировки должны соответствовать требованиям конструкторской документа-

ции завода-изготовителя и нормативной документации на ремонт конкретного типа турбины.

6.4 До и при разборке турбины должны быть проведены измерения, устанавливающие взаимное положение составных частей. После сборки взаимное положение составных частей должно соответствовать требованиям НТД на конкретную турбину.

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

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

6.7 Обнаруженные при разборке турбины посторонние предметы, продукты истирания не допускается удалять до установления причин попадания (образования) или до составления карты их расположения.

6.8 Составные части турбины должны быть очищены. Для очистки (мойки) составных частей должны применяться очищающие (моющие) средства и способы, допущенные для применения в отрасли. При мойке недопустимо отслоение, помутнение, растворение покрытия.

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

6.10 Проемы, полости и отверстия, которые открываются или образуются при разборке турбины и ее составных частей, должны быть защищены от попадания посторонних предметов.

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

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

- забоины, задиры, надломы, выкрашивания и срывы резьбы, коррозионные изъязвления 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, препятствующие завинчиванию с необходимыми усилиями;
- пониженная (повышенная) твердость крепежных изделий.

6.13 Моменты затяжки резьбовых соединений должны соответствовать приведенным в конструкторской документации завода-изготовителя и нормативной документации на ремонт конкретного типа турбин.

6.14 Допускается уменьшение диаметра ненарезанной части болтов (шпилек) не более, чем на 3 % от номинального.

6.15 Шпильки должны быть завернуты в резьбовые отверстия до упора. Не допускается деформировать шпильки при надевании на них деталей.

6.16 Болты (гайки) фланцевых соединений должны быть равномерно затянуты. Последовательность затяжки устанавливается технологической ремонтной документацией и инструкциями завода–изготовителя.

6.17 Не допускаются к повторному использованию пружинные шайбы, если высота развода концов менее 1,65 толщины шайбы. Не допускается повторное использование шплинтов.

6.18 Стопорные шайбы допускается использовать повторно с загибом на головку болт (гайку) "нового угла" и удалением деформированного.

6.19 Цилиндрические штифты должны быть заменены, если посадка не соответствует конструкторской документации завода-изготовителя.

Конические штифты должны быть заменены, если плоскость наибольшего диаметра штифта заглубляется ниже плоскости детали более 10 % ее толщины.

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. 6.11.

6.20 При установке уплотняющих колец из эластичного материала не допускается растяжение их по внутреннему диаметру более 5 % от первоначального.

6.21 Уплотняющие детали из резиновых шнуров (кроме кремнеорганических), уплотняющие (изолирующие) детали из волокнистых и прессованных материалов должны иметь клеевое соединение с одной из уплотняемых поверхностей, если конструкторской документацией не предусмотрено иное.

6.22 При установке уплотняющих деталей не допускается перекрытие ими проходного сечения уплотняемых отверстий и каналов.

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

Перечень деталей, у которых возможна замена материалов, и материалы–заменители должны быть указаны в нормативной документации на ремонт конкретного типа турбины.

Качество материала должно быть подтверждено сертификатом или входным контролем в объеме, определяемом функциональным назначением материала в соответствии с требованиями нормативной документации на ремонт конкретного типа турбины.

6.24 Методы и критерии оценки состояния металла основных элементов турбины (корпусы и детали, роторы, крепеж, лопатки, диски, сварные соединения) производятся в соответствии с СТО 70238424.27.100.005–2008.

Решения по восстановлению работоспособности деталей и сборочных единиц, дефекты которых не отражены в настоящем стандарте, принимаются после согласования с заводом–изготовителем турбины.

6.25 Запасные части, используемые для ремонта, должны иметь сопроводительную документацию предприятия–изготовителя, подтверждающую их качество. Перед установкой запасные части должны быть подвергнуты входному контролю в объеме требований нормативной документации на ремонт конкретного типа турбины.

6.26 При отсутствии необходимых запасных частей решения по восстановлению работоспособности деталей и сборочных единиц, дефекты которых превышают предельные размеры, принимаются после согласования с заводом–изготовителем.

7 Требования к составным частям

Требования настоящего раздела применяются совместно с требованиями к составным частям, установленными в нормативной документации на ремонт конкретного типа турбины.

Нормы зазоров и натягов сопряжений составных частей устанавливаются в СТО на ремонт конкретной турбины.

При восстановлении составных частей или замене одной (двух) сопрягаемых деталей должны быть обеспечены величины зазоров (натягов) указанные в графе "по чертежу". В отдельных обоснованных случаях допускается восстанавливать сопряжение, обеспечивая величины зазоров (натягов), указанные в графе "допустимые без ремонта при капитальном ремонте".

Допускаемые максимальные зазоры узлов регулирования при капитальном ремонте могут быть разрешены только при условии, что испытания системы регулирования на стоящей и на вращающейся турбине, проведенные в объеме паспорта завода–изготовителя, покажут выполнение всех характеристик.

Для золотников и букс сервомоторов регулирующих клапанов должны быть дополнительно сняты силовые характеристики сервомоторов (при искусственно заторможенном поршне), которые должны удовлетворять установленным требованиям.

При ручной дуговой сварке и наплавке составных частей применять сварочные материалы, указанные в конструкторской документации, при дуговой сварке в защитном газе применять газ аргон 1 или 2 сорта по ГОСТ 10157.

Места наплавки и заварки не должны иметь:

- непровара по линии соединения основного и наплавленного металла, шлаковых включений и пор;
- трещин в наплавленном слое и основном металле около мест заварки;
- течи при необходимости соблюдения герметичности;
- увеличенной, по сравнению с основным металлом, твердости, препятствующей механической обработке;

- наплавленный слой должен быть зачищен заподлицо с основной поверхностью, шероховатость поверхности зачищенного слоя – не более 3,2.

Разборка цилиндров ВД и СД выполняется при достижении температуры 100^0С в зоне подвода острого пара.

Перед разборкой необходимо убедиться в обесточивании приборов контроля и управления турбоагрегатом.

Разборку цилиндров и подшипников необходимо начинать с отсоединения фланцев паропроводов и маслопроводов, штепселей и электрических разъемов термодатчиков, элементов регулирования и парораспределения и т.п.

Развинчивание разъемов необходимо начинать с удаления стопорных элементов крепежных изделий (шайб, шплинтов, проволок и др.). При наличии контрольных штифтов, болтов, шпилек их необходимо удалить первыми, контролируя их маркировку и места их установки. Крепежные изделия, установленные в зоне высоких температур, смачивают растворителем (скипидаром или др. средством) по их резьбовым соединениям для облегчения разборки.

При выполнении измерений в процессе разборки, места измерений следует очистить от отложений и зачистить забоины, места установки измерительных средств необходимо отметить, для возможности повторения измерений в тех же местах в процессе выполнения ремонта.

При визуальном и измерительном контроле используются инструменты, приспособления и приборы в соответствии с ГОСТ 162, ГОСТ 166, ГОСТ 427, ГОСТ 577, ГОСТ 868, ГОСТ 2405, ГОСТ 6507, ГОСТ 8026, ГОСТ 9038, ГОСТ 9378, ГОСТ 10905, ГОСТ 11098, ГОСТ 13837, ГОСТ 23677, ГОСТ 25706 и методы согласно СТО 70238424.27.100.005–2008.

7.1 Корпусные части цилиндров ВД, СД

7.1.1 Трещины на поверхности корпусов выявляются визуальным контролем и методами дефектоскопии в соответствии с СТО 70238424.27.100.005–2008. Выборка трещин, заплавка и обработка в соответствии с методом заварки без термообработки.

Допускаются выборки трещин глубиной до 15 % от толщины стенки оставлять без заплавки.

Трещины в ранее наплавленном металле и околонаплавочных зонах не допускаются.

Локальные раковины, пористость, морщины при отсутствии трещин выбирать не следует.

7.1.2 Задиры, забоины в местах сопряжений выявляются с помощью визуального и измерительного контроля. Устраняются опиловкой. Параметр шероховатости уплотнительных и посадочных поверхностей – 1,6 остальных поверхностей – 3,2.

7.1.3 Неплотности горизонтального разъема выявляются методами измерений. Устраняются:

- без шабрения разъема;
- наплавкой и шабрением малых участков разъема;
- шабрением разъема.

7.1.4 Трещины в местах приварки коробов обогрева фланцев шпилек , при их наличии, выявляются гидравлическими испытаниями и устраняются разделкой и заваркой. Течи не допускаются.

7.1.5 Отклонения от плоскостности торцов колпачковых гаек крепежа выявляются визуальными и измерительными методами. Устраняются зачисткой и шабрением. Параметр шероховатости торцов – 3,2.

7.1.6 Износ пригнанной поверхности контрольных штифтов и шпилек разъемов выявляется визуальными и измерительными методами. Устраняются запиловкой. Допускается повреждение не более 25 % пригнанной поверхности штифтов. Параметр шероховатости поверхности –1,7.

7.2 Корпусные части цилиндров НД

7.2.1 Неплотность разъема ЦНД выявляется методами измерений. Устраняется:

- наплавкой и шабрением малых участков раскрытия разъема;
- уплотнением разъема резиновым шнуром, уложенным в канавку на разъеме ЦНД.

Параметр шероховатости поверхностей – 3,2. В местах наплавки непровары и подрезы не допускаются.

7.2.2 Задиры и забоины сопрягаемых поверхностей корпуса ЦНД, перекрыши по торцам расточек под корпуса каминов выявляются методами визуального и измерительного контроля. Устраняются зачисткой, опиловкой. Параметр шероховатости – 3,2.

7.2.3 Изменение зазоров дистанционных болтов крепления цилиндра НД к фундаменту выявляется методами измерений. Устраняется за счет подрезки головки болта или его упорной части.

7.2.4 Выполнить проверку деформации (остаточной) корпуса ЦНД относительно крышки в осевом направлении и устранить смещение расточек под каминные камеры.

7.3 Внутренний корпус ЦВД

7.3.1 Неплотность разъема выявляется методами измерений. Устраняется наплавкой и шабрением. Параметр шероховатости – 3,2.

7.3.2 Трещины, локальные раковины поверхностей выявляются визуальным контролем. Устраняются выборкой, запиловкой и обработкой. Допускается выборка трещин глубиной до 15 % от толщины стенки оставлять без заплавки. Трещины в наплавленной и околонаплавочных зонах не допускаются.

7.3.3 Задиры, забоины поверхностей сопряжения выявляются визуальным измерительным контролем. Устраняются опиловкой. Параметр шероховатости – 12,5.

7.3.4 Отклонение от плоскостности торцов колпачковых гаек крепежа разъема выявляются методами визуального и измерительного контроля. Устраняются зачисткой и шабрением. Параметр шероховатости торцов –12,5.

7.3.5 Необходимость контроля стопорения втулок паровпускных патрубков выявляется визуально или с помощью измерений.

7.4 Внутренний корпус ЦНД

7.4.1 Неплотность разъема выявляется методами измерений. Устраняется наплавкой и шабрением, уплотнением разъема. Параметр шероховатости –3,2.

7.4.2 Задиры и забоины поверхностей сопряжения выявляются визуальным и измерительным контролем. Устраняются опиловкой. Параметр шероховатости – 3,2.

7.4.3 Измененные зазоры по направляющим шпонкам лап корпуса выявляются измерительным контролем. Устраняются соответствующей обработкой поверхностей направляющих шпонок.

7.5 Обоймы диафрагм

7.5.1 Неплотность разъемов выявляется методами измерений. Устраняется обработкой. Параметр шероховатости –3,2.

7.5.2 Износ посадочных поверхностей нижнего шпоночного паза выявляется методами измерения люфта. Устраняется наплавкой и обработкой.

7.5.3 Задиры, забоины посадочных поверхностей сопряжения с корпусом цилиндра выявляются визуальным и измерительным контролем. Устраняется опиловкой, зачисткой. Параметр шероховатости поверхностей –3,2.

7.5.4 Ослабление посадки уплотнительных вставок в пазу обойм, выявляется методами визуального и измерительного контроля. Устраняется обработкой.

7.6 Диафрагмы

7.6.1 Неплотность разъема выявляется методами измерений. Устраняется шабрением. Параметр шероховатости –3,2.

7.6.2 Увеличенные зазоры по вертикальной и продольной шпонкам выявляются методами измерений. Устраняются наплавкой и обработкой.

7.6.3 Задиры, забоины посадочных поверхностей сопряжения с обоймами, корпусом цилиндра выявляются методами визуального и измерительного контроля. Устраняются зачисткой, опиловкой. Параметр шероховатости –3,2.

7.6.4 Увеличенный остаточный прогиб диафрагм ЦВД и ЦСД выявляются методами измерений. Изменение зазоров в проточной части, вызванное погибом диафрагм, устраняется проточкой диафрагм либо их заменой. Допускается утонение полотна диафрагмы на величину не более 1,0 мм.

7.6.5 Притупление и износ зачеканенных уплотнительных гребней и надбандажных уплотнений диафрагм ЦНД выявляются методами визуального и измерительного контроля. Ликвидируются восстановлением заостренности или вырезкой и набивкой новых гребней.

7.6.6 Повреждение завальцованных в диафрагмы ЦВД уплотнений хвостов лопаток, повышенная хрупкость гребней выявляются методами визуального контроля. Ликвидируются выправлением либо заменой.

7.6.7 Трещины длиной до 15 мм, надрывы и вырывы от 15 до 150 мм металла на кромках направляющих лопаток, погнутости и забоины выявляются методами визуального и измерительного контроля. Ликвидируются методами восстановления (выборкой трещин, запиловкой, рихтовкой и др.). Количество выборок на ступень не более 15 шт.

7.6.8 Солевые отложения на направляющих лопатках выявляются методами визуального и измерительного контроля. Ликвидируются вручную, высоконапорной установкой, гидроабразивной установкой. Параметр шероховатости лопаток – 3,2.

7.6.9 Уменьшение проходных сечений горл сопловых каналов выявляются методами измерительного контроля. Ликвидируются отгибанием выходных кромок направляющих лопаток. Допускаемое отгибание площади горл не более 5 % от размера по чертежу.

7.7 Диафрагмы регулирующие

7.7.1 Задиры, забоины посадочных поверхностей сопряжения с обоймами, корпусом цилиндра выявляются методами визуального и измерительного контроля. Устраняются зачисткой, опиловкой. Параметр шероховатости –2,5.

7.7.2 Неплотность разъема выявляется методами измерений. Устраняется шабрением. Параметр шероховатости –2,5.

7.7.3 Увеличенные зазоры по вертикальной и продольной шпонкам сопряжения половин диафрагм выявляются методами измерительного контроля. Устраняются наплавкой и обработкой.

7.7.4 Притупление и износ зачеканенных уплотнительных гребней и надбандажных уплотнений диафрагм выявляются методами визуального и измерительного контроля. Ликвидируются восстановлением заостренности или вырезкой и набивкой новых гребней.

7.7.5 Увеличенный остаточный прогиб диафрагм выявляется методами измерений. Изменение зазоров в проточной части, вызванное погибом диафрагм, устраняется проточкой диафрагм либо их заменой. Допускается утонение полотна диафрагмы на величину не более 1,0 мм.

7.7.6 Уменьшение (увеличение) по окружности зазора между накладкой и поворотным кольцом выявляются методами измерительного контроля. Устраняются обработкой буртов накладки. Зазор, установленный по чертежам завода–изготовителя, должен быть выдержан по всей окружности.

7.7.7 Разность перекрытия каналов кольца поворотного и диафрагмы устанавливается измерительным контролем. Устраняется снятием фасок в каналах кольца или их наплавкой с последующей обработкой. Допускается перекрытия не менее 1,5 мм по всей высоте канала. Одновременность открытия каналов проверить при открытии на 3,0 мм. Максимальная разность размеров открытия на одном диаметре не более 1,5 мм.

7.7.8 Способы дефектования и устранения дефектов, технические требования после ремонта кольца поворотного аналогичны диафрагме.

7.7.9 Дефекты крепежных изделий устанавливаются визуальным контролем. Устраняются восстановлением или заменой.

7.8 Обоймы уплотнений

7.8.1 Деформация внутренней поверхности обоймы выявляется методами измерительного контроля. Ликвидируется проточкой, термической правкой, заменой. Допустимые отклонения согласовываются с заводом–изготовителем.

7.8.2 Неплотность разъема обоймы выявляется методами измерительного контроля. Ликвидируется шабрением, фрезерованием.

7.8.3 Задиры, забоины посадочных поверхностей выявляются методами визуального и измерительного контроля. Ликвидируются зачисткой, опиловкой. Параметр шероховатости уплотнительных поверхностей – 1,6, остальных – 3,2.

7.9 Сборка корпусной части цилиндров

7.9.1 Нарушенные зазоры между шпонками обойм и корпусами цилиндров выявляются методами измерительного контроля. Восстанавливаются обработкой поверхностей с возможным применением наплавки.

7.9.2 Нарушенные зазоры между шпонками диафрагм и корпусами цилиндров (обойм) выявляются методами измерительного контроля. Восстанавливаются обработкой шпонок (или пазов) или калиброванных прокладок.

7.9.3 Нарушенные зазоры между сегментами уплотнительных колец и расточек диафрагм выявляются методами измерительного контроля. Восстанавливаются обработкой поверхностей обойм и корпуса уплотнений.

7.9.4 Нарушенные зазоры между центрирующими шпонками внутреннего корпуса и наружного корпуса выявляются методами измерительного контроля. Восстанавливаются обработкой центрирующей шпонки.

7.10 Роторы ВД, СД, НД

7.10.1 Отклонение от круглости профиля продольного сечения шеек валов выявляется методами визуального и измерительного контроля. Восстанавливается обработкой. Параметр шероховатости поверхности –0,8; допуск профиля продольного сечения 0,09 мм; допуск круглости не более 0,02 мм. Допускаемое уменьшение диаметра не более 1 % от чертежных размеров. Допускаются отдельные повреждения глубиной до 0,5 мм не более чем на 10 % поверхности, по длине образующей не более 15 %, допускаются кольцевые риски глубиной до 0,2 мм.

7.10.2 Нарушенное торцевое биение роторов выявляется методами измерительного контроля. Устраняется обработкой сопрягаемых торцевых поверхностей. Допуски биения должны быть минимальными не более 0,02 мм.

7.10.3 Увеличенное радиальное биение (остаточный прогиб ротора) выявляется методами измерительного контроля. Вызванный прогибом ротора дисбаланс устраняется балансировкой на низкочастотном балансировочном станке.

При радиальном биении РВД, РСД более 0,15 мм, а РНД – более 0,1 мм, выполнить правку ротора на заводе–изготовителе или на специализированной ремонтной базе.

7.10.4 Натиры, забоины на торцевых поверхностях дисков выявляются методом визуального контроля. Проверяются на отсутствие трещин и твердость при наличии цветов побежалости. Допускаются заоваленные следы натиров глубиной до 2 мм. Изменение твердости в местах натиров не допускается. Натиры на щечках дисков не допускаются.

7.10.5 Истирание осевых и радиальных уплотнительных гребней на ленточных бандажах и у корня рабочих лопаток выявляется методами визуального и измерительного контроля. Устраняются восстановлением или заменой.

7.10.6 Истирание шипов рабочих лопаток выявляется визуальным и измерительным контролем. Возможна наплавка кромок шипов аустенитными электродами.

7.10.7 Истирание, деформация бандажей рабочих лопаток выявляется визуальным и измерительным контролем. Устраняется восстановлением или заменой.

7.10.8 Эрозионный износ рабочих лопаток регулирующей ступени, трещины по сварке пакетов выявляются визуальным и измерительным контролем. Устраняется заменой лопаток при превышении допустимых показателей износа.

7.10.9 Обрыв стеллитовых пластин или эрозионный износ входных кромок рабочих лопаток последних ступеней устраняется напайкой стеллитовых пластин, заменой лопаток по технологии завода-изготовителя.

7.10.10Ослабление посадки рабочих лопаток контролируется измерением частот пакетов лопаток. Устраняется перелопачиванием.

7.10.11Погнутость, хрупкость, ослабление заделки завальцованных уплотнительных гребней роторов выявляется визуальным и измерительным контролем. Устраняется восстановлением или заменой.

7.10.12Дефекты отверстий под соединительные болты муфт выявляются визуальными и измерительными методами. Устраняются обработкой отверстий и заменой соединительных болтов.

7.11 Передний, средний подшипник

7.11.1 Трещины, пористость, раковины, неплотность разъема корпуса подшипника выявляются визуальным и измерительным контролем, керосиновой пробой. Устраняются обработкой, нанесением специальных покрытий. Параметр шероховатости поверхности разъема – 1,6, других поверхностей – 3,2.

7.11.2 Защемление корпуса подшипника по продольной осевой шпонке устанавливается методами специальных измерений расширения турбины по реперам, смещения ригеля фундамента под корпусом подшипника. Устраняется с помощью выполнения рекомендаций по нормализации тепловых перемещений корпусов подшипников с контролем опор.

7.11.3 Полное или частичное выплавление баббита, отслоение, забоины, раковины, пористость, выкрашивание вкладыша опорного подшипника выявляется методами визуального и измерительного контроля. Устраняются перезаливанием и расточкой вкладыша. Параметр шероховатости поверхности – 1,7. Шабровка баббита после расточки недопустима.

7.11.4 Отставание баббита, забоины, раковины, пористость, выкрашивание вкладыша опорно–упорного подшипника выявляется визуальным и измерительным контролем. Устраняются перезаливанием и расточкой. Параметр шероховатости поверхности – 1,7. Максимальная толщина баббитового слоя 6,0 мм.

7.11.5 Дефекты упорных, установочных и маслозащитных колец выявляются измерительным контролем. Устраняются обработкой либо заменой.

7.11.6 Отставание баббита упорных колодок, забоины, раковины, пористость, выкрашивание выявляется визуальным контролем, керосиновой пробой, УЗК. Устраняется путем замены колодок.

7.11.7 При сборке подшипников соблюдаются зазоры, натяги. Контролируются методами измерений. Устраняются обработкой, заменой деталей и узлов.

7.12 Валоповоротное устройство

7.12.1 Трещины, люфт, заедание подшипников выявляются визуальным контролем. Устраняются заменой подшипников.

7.12.2 Выкрашивание, задиры поверхности зубьев червячного колеса, шестерен и зубчатого венца на роторе турбины выявляются визуальным контролем. Устраняется обработкой. Параметр шероховатости поверхности зубчатых зацеплений – 3,2. Допускаются разрозненные дефекты, занимающие не более 20 % рабочей поверхности зубьев. Кромки зубьев со стороны входа в зацепление должны быть закруглены радиусом 0,5 мм, с нерабочей стороны зубьев кромки должны иметь фаску 6х45°. Пятно контакта по зацеплению зубьев цилиндрической пары должно быть по всей ширине зуба и высота не менее Н–13 мм. Допускается на отдельных зубьях снижение площади контакта до 50 % при условии, что контакт по двум соседним с дефектным зубом составляет не менее 60 %.

7.12.3 Износ зубчатых пар выявляется измерительным контролем. Устраняется заменой при недопустимых зазорах.

7.12.4 Измененный разбег валов выявляется измерительным контролем. Устраняется обработкой установочных колец, втулок, заменой колец.

7.12.5 Отклонение от соосности электродвигателя и вала червяка выявляется измерительным контролем. Устраняется с помощью перемещений электродвигателя. Допуск соосности не более +0,1 мм.

7.13 Цилиндры ВД, СД, НД

7.13.1 Отклонение от соосности (расцентровка) диафрагм, соплового аппарата и обойм относительно оси ротора выявляется измерительным контролем. Устраняется центровкой диафрагм с помощью прокладок, обработок. Допуск соосности (расцентровка) диафрагм и сопловых аппаратов ЦВД и ЦСД по замерам в каждой плоскости – 0,2 мм, (по оси – 0,10 мм) обойм уплотнений – 0,3 мм (по оси – 0,15 мм).

Необходимость центровки обоймы диафрагм определить по величинам тепловых зазоров между обоймой и корпусом цилиндра и возможностью исправления центровки диафрагм одной обоймы перемещением обоймы. Уточняется по чертежам на конкретные турбины.

7.13.2 Отклонение радиальных зазоров диафрагменных уплотнений выявляется измерительным контролем. Устраняется обработкой соответствующих посадочных поверхностей. Допускается изменение посадочных размеров по сравнению с чертежными в соответствии с данными ремонтной технологической документации.

7.13.3 Отклонение зазоров маслозащитных уплотнений выявляется измерительным контролем. Устраняется обработкой соответствующих поверхностей, перезаливанием вкладышей подшипников, заменой вкладышей подшипников, заменой уплотнительных гребней маслозащитных колец. Допускается минимальная толщина баббитового слоя в подшипнике – 4,0 мм.

7.13.4 Изменение разбега ротора в упорном подшипнике выявляется измерительным контролем. Устраняется заменой установочного кольца, обработкой.

7.13.5 Несоответствие требуемой инструкциями заводов–изготовителей величины удлинений крепежа разъема ЦВД, ЦСД при затяжке выявляется методами специальных измерений. Устраняется перезатяжкой крепежа.

7.13.6 Отклонение осевых зазоров элементов ротора и статора выявляется методами специальных измерений. Устраняется перемещением диафрагм, обойм, корпусов цилиндра, упорного подшипника и всего валопровода, обработкой соответствующих торцевых поверхностей, заменой диафрагм. Допускается подрезка внутренних и внешних бандажей диафрагм ЦВД и ЦСД на величину не более 1,0 мм от значения по чертежу. Допускается подрезка бандажа ротора на величину до 1,0 мм от размера по чертежу. Допускаемое уменьшение толщины тела диафрагм не более 1,5 мм. При перемещении стальных диафрагм и обойм для уменьшения осевых зазоров точить упорную сторону посадочного зуба диафрагм (обойм), с противоположной стороны зуба наплавить и обработать по окружности отдельными участками (допускается не сплошным пояском).

7.14 Узлы регулирования

7.14.1 Дефекты узлов регулятора скорости выявляются методами визуального и измерительного контроля. Устраняются заменой узлов и регулятора в целом. Полностью соблюдаются технические требования по чертежу.

7.14.2 Дефекты узлов привода регулятора скорости выявляются визуальным и измерительным контролем. Устраняются восстановлением узлов и заменой. Допустимые отклонения от размеров установленных в конструкторской документации завода-изготовителя приводятся в нормативной документации на ремонт конкретных типов турбин.

7.14.3 Дефекты золотников, букс, поршней узлов регулирования выявляются визуальным и измерительным контролем. Устраняются обработкой и заменой. Отклонения от технических требований установленных в конструкторской документации завода-изготовителя устанавливаются в нормативной документации на ремонт конкретных типов турбин.

7.14.4 Дефекты крепежа, резьбовых соединений и штифтов выявляются визуальным и измерительным контролем. Устраняются зачисткой, нарезкой, опиловкой, заменой. Допускаемые отклонения устанавливаются в нормативной документации на ремонт конкретных типов турбин.

7.14.5 Дефекты зубчатых передач узлов регулирования выявляются визуальным и измерительным контролем. Устраняются обработкой и заменой. Следы дефектов после опиловки, зачистки допустимые не более чем на 20 % рабочей поверхности зуба. Параметр шероховатости поверхности – 1,7. Уменьшение толщины зубьев не более 10 % от номинальной.

7.14.6 Дефекты пружин выявляются визуальным и измерительным контролем. Устраняются заменой.

7.14.7 Дефекты подшипников качения устанавливаются визуальным и измерительным контролем. Устраняются очисткой, промывкой, заменой. Разбег, зазоры не должны превышать величин по ГОСТ 520.

7.14.8 Дефекты деталей регулятора безопасности выявляются визуальным и измерительным контролем, контрольной сборкой. Устраняются обработкой и заменой. Допустимые отклонения устанавливаются в чертежах завода–изготовителя.

7.14.9 Дефекты электромагнитного выключателя выявляются визуальным и измерительным контролем. Устраняются заменой деталей. Ход и установочные размеры должны быть выдержаны.

7.14.10Дефекты золотников и букс сервомоторов выявляются визуальным и измерительным контролем. Устраняются обработкой и заменой. Дефекты сопрягаемых поверхностей шаровых опор и упоров не допускаются. Для других сопрягаемых поверхностей параметр шероховатости –0,8. Допускаются отдельные риски: поперечные глубиной до 0,3 мм, продольные глубиной до 0,1 мм, количеством не более двух на каждой рабочей поверхности.

7.14.11Дефекты поршневых колец сервомоторов выявляются измерительным контролем. Устраняются обработкой, пригонкой, заменой. Пригонка поверхностей контролируется щупом.

7.14.12Износ рычагов сервомоторов клапанов и регулирующих диафрагм выявляются визуальным и измерительным контролем. Устраняются восстановлением или заменой.

7.14.13Требования к сборке деталей сервомоторов заключаются в степени прилегания фланцев, отклонений от круглости расточек, соблюдение параметров шероховатости поверхностей, зазоров в сопряжениях. Требования устанавливаются в конструкторской документации завода–изготовителя и нормативной документации на ремонт конкретного типа турбины.

7.14.14Дефекты клапанов со штоками выявляются визуальным и измерительным контролем. Устраняются зачисткой, шлифовкой, притиркой. Следы дефектов, разрушение азотированного слоя клапанов не допускаются. Параметр шероховатости – 1,6, полное прилегание к седлу. Дефекты поверхности штока не допускаются, параметр шероховатости – 0,8.

7.14.15Дефекты корпуса клапанов выявляются визуальным и измерительным контролем. Устраняются восстановлением, включая заварку трещин, наплавку седла. Дефекты поверхности, разрушение азотированного слоя не допускаются. Все сопрягаемые поверхности должны иметь размеры в пределах допуска, установленного в чертеже завода-изготовителя.

7.14.16Дефекты крышек клапанов выявляются визуальным и измерительным контролем. Устраняются восстановлением, обработкой, заменой. Применяемые технологии восстановления наплавкой согласовываются с заводом–изготовителем.

7.14.17Износ поверхностей и узлов сита парового выявляется визуальным и измерительным контролем, при необходимости с использованием УЗК. Устраняется восстановлением по технологиям, согласованным с заводами–изготовителями.

7.14.18Дефекты деталей клапанов выявляются проверкой прилегания и измерительным контролем. Устраняются обработкой, пригонкой. Допустимые вели-

чины зазоров поверхности прилегания приводятся в чертежах завода–изготовителя и нормативной документации на ремонт конкретного типа турбины.

7.15 Требования к взаимному положению составных частей турбины при сборке

7.15.1 Отклонение от соосности (центровка) роторов устраняется перемещением подшипников, изменением толщины прокладок под опорными колодками. Допускается не более трех прокладок. Минимальная толщина прокладок 0,1 мм.

7.15.2 Увеличенное биение переднего конца РВД ("маятник"), устраняется шабрением торца полумуфты или шлифовкой. Запрещается обеспечение требуемого "маятника" за счет ослабления затяжки болтов муфты.

7.15.3 Отклонение от соосности ("коленчатость") соединения муфт роторов устраняется относительным смещением полумуфт роторов в пределах зазоров по соединительным болтам муфт. Допуск соосности не должен превышать 0,04 мм (устанавливается в нормативной документации на ремонт конкретного типа турбины).

7.15.4 Вибрация опор на рабочей или резонансной частоте вращения, превышающая установленные нормы, устраняется балансировкой на низкочастотном балансировочном станке, распределением корректирующих масс по длине валопровода, балансировкой валопровода в собственных подшипниках. При наличии низкочастотной составляющей вибрации требуется откорректировать зазоры подшипников и центровку валопровода. Вибрация не должна превышать норм, установленных ГОСТ 25364.

8 Требования к сборке и к отремонтированному изделию

8.1 При подготовке турбины к сборке должны быть продуты воздухом или паром (Р=0,6 МПа) все дренажи, выведенные из внутренних полостей корпусов цилиндров и клапанов, все внутренние полости цилиндров, клапанов, камер отборов, перепускных труб ЦВД, ЦСД, камер сопловых аппаратов и т.п. Трубопроводы и камеры, не доступные визуальному контролю, дополнительно должны быть проверены на предмет отсутствия металлических предметов, электромагнитом грузоподъемностью не менее 30Н, при возможности осмотрены эндоскопом. Узлы регулирования продуть воздухом и протереть подрубленными салфетками. Трубопроводы дренажей из корпусов цилиндров и трубопроводы концевых уплотнений поверить на плотность наливом конденсата.

8.2 При сборке смазать графитом все сопрягаемые и посадочные поверхности корпусов цилиндров, клапанов, обойм, диафрагм, сегментов уплотнительных колец, металлические и паронитовые прокладки, устанавливаемые на воде и паре, крепеж на выхлопных патрубках ЦНД, разъем корпусов ЦВД и ЦСД.

8.3 Резьбовые соединения крепежа ЦВД и ЦСД и узлов парораспределения, установленного как снаружи, так и в паровом пространстве крепежа ЦНД, установленного в паровом пространстве, а так же посадочную поверхность призонных болтов, установленных в зоне высоких температур, необходимо смазать дисуль-

фид–молибденовой смазкой или смазкой на основе "гексагонального нитрида бора".

8.4 Посадочную поверхность призонных болтов, устанавливаемых снаружи в зоне невысоких температур, смазать олеиновой кислотой.

8.5 Разъемы корпусов ЦНД (горизонтальный, разъемы с корпусами уплотнений и т.д.) должны быть смазаны при сборке мастикой (олифа натуральная, льняная вареная – 40 %, чешуйчатый графит – 40 %, мел –10 %, свинцовый сурик – 10 %).

8.6 Разъемы крышек подшипников, посадочные места маслозащитных колец уплотнить при сборке нанесением герметиков.

8.7 Свинчивание крепежа разъема ЦВД и ЦСД выполнить с предварительным нагревом шпилек специальными нагревателями, устанавливаемыми во внутреннее отверстие шпилек.

Нагрев шпилек открытым пламенем категорически запрещается.

Затяжку крепежных изделий крышек клапанов производить согласно инструкции заводов–изготовителей.

8.8 Крутящий момент при затяжке мелкого крепежа должен быть в пределах:

- М12–35 – 50 Н.м (3,5–5 кгм)
- М16–90 – 120 Н.м (9–12 кгм)
- М20–170 – 200 Н.м (17–20 кгм)
- М25–320 – 360 Н.м (32–36 кгм)
- М30–350 – 400 Н.м (35–40 кгм)

Для повторно используемого крепежа момент затяжки увеличить на 10–15 %.

8.9 В период ремонта в случае разборки соединений подлежат обязательной замене уплотнительные прокладки, а так же металлические шплинты, стопорная проволока и стопорные шайбы, пружинные шайбы, войлочные кольца.

8.10 Концы шплинтов должны быть разведены и загнуты. В местах сгибов шплинтов и стопорных шайб трещины и засветления не допускаются. Не допускается установка шплинтов меньшего диаметра.

8.11 Новые уплотнительные прокладки не должны иметь повреждений, поверхности должны быть ровными, чистыми, без трещин, царапин, морщин, отслаивания.

На поверхности резиновых уплотнительных шнуров не должно быть трещин, пузырей, волнистостей, посторонних включений размером более 0,3 мм и количеством более 5 штук на метр; допускаются пролежни глубиной до 0,2 мм.

8.12 Поверхности деталей, узлов и трубопроводов, омываемых при эксплуатации огнестойкой жидкостью, должны быть очищены прокачкой системы потоком огнестойкой жидкости путем подачи в систему увеличенных расходов с нагревом до величины от 70 до 75°С, с попутной и последующей очисткой жид-

кости, используемой при промывке, штатными фильтрами и (или) в аппаратной. После промывки поверхности на контрольных участках должны быть чистыми.

Уплотнительные прокладки узлов системы регулирования в местах, предусмотренных чертежами, следует устанавливать без применения уплотняющих веществ, поверхности натереть чешуйчатым графитом. Края прокладок не должны доходить на величину от 2 до 4 мм до внутренних краев уплотнительных поверхностей, во избежание попадания частиц во внутренние полости.

Для уплотнения полостей огнестойкой жидкостью узлов регулирования следует применять прокладки из электрокартона или из фторопласта. Применение паронита и резины не допускается.

8.13 Для беспрепятственного снятия и установки крышек и фланцев узлов системы регулирования во время пусконаладочных работ плотность прилегания следует обеспечивать преимущественно за счет тщательной пригонки сопрягаемых поверхностей.

Для смазывания уплотнительных поверхностей узлов регулирования применять герметики. При сборке герметики не должен попадать во внутренние полости.

Окраска поверхностей, омываемых огнестойкой жидкостью не допускается, следы лака и краски удалить.

8.14 Паровые и масляные стыки соединения должны быть плотными. Протечки пара и огнестойкого масла не допускаются.

8.15 После окончания сборки необходимо произвести:

- настройку и проверку системы регулирования на стоящей (не вращающейся) турбине;
- настройку и проверку системы регулирования и регулятора безопасности при холостом ходе.

Параметры системы регулирования турбины, принятой в эксплуатацию, должны соответствовать допустимым значениям контрольных величин и характеристик паспорта завода–изготовителя.

8.16 Основные параметры и эксплуатационные характеристики отремонтированной турбины должны соответствовать показателям, указанным в паспорте (формуляре) турбины.

Показатели технической эффективности (удельный расход тепла, удельный расход пара и др.) отремонтированной турбины не должны быть хуже показателей, установленных в энергетической характеристике конкретной турбины.

8.17 Показатели надежности отремонтированной турбины (включая систему регулирования и парораспределения, конденсатор и маслосистему) должны соответствовать требованиям технических условий на поставку.

Периодичность капитальных ремонтов – в соответствии СТО 70238424.27.100.017-2009.

9 Испытания и показатели качества отремонтированных турбин

9.1 Методы проведения эксплуатационных испытаний

Эксплуатационные испытания паротурбинных установок производятся в соответствии с СТО 70238424.27.040.007-2009.

Для оценки технического состояния составных частей и оборудования в процессе эксплуатации используются экспресс испытания турбоустановок.

В результате испытаний и соответствующих расчетов в соответствии с СТО 70238424.27.100.011-2008, определяется ряд показателей и величин, характеризующих состояние отдельных элементов и оборудования в целом.

Часть характеристик технического состояния относятся к показателям назначения, показателям экономичности, а также к показателям, характеризующим безотказность и надежность, большинство из которых отражают номенклатуру показателей качества турбин паровых стационарных в соответствии с ГОСТ 4.424.

9.1.1 Показатели назначения

Максимальная и номинальная мощности при проектной тепловой схеме и номинальных параметрах и условиях.

Номинальные паровые (тепловые) нагрузки и параметры регулируемых отборов пара.

Диапазон регулирования давления в регулируемых отборах.

Параметры системы регулирования:

- степень неравномерности регулирования частоты вращения при номинальных параметрах пара;
- степень неравномерности по давлению в регулируемых отборах (противодавлению);
- степень нечувствительности по частоте вращения;
- степень нечувствительности по давлению в регулируемых отборах (противодавлению).

9.1.2 Показатели экономичности

Электрическая мощность на конденсационном режиме с отключенной системой регенерации при давлениях в контрольной ступени, равных максимальному, а также 80, 60, 40 и 25 % от него.

Внутренний относительный КПД цилиндров, работающих в зоне перегретого пара.

Давление пара за каждым из регулирующих клапанов и в камере регулирующей ступени.

Давление пара в камерах отборов (в том числе, в камере контрольной ступени).

9.1.3 Показатели, характеризующие безотказность и надежность

Вибрация подшипников – вертикальная, поперечная, осевая.

Относительные перемещения элементов ротора и статора.

Бой ротора.

Параметры, характеризующие плотность стопорных и регулирующих клапанов в режиме холостого хода – устанавливающаяся частота вращения ротора после закрытия следующих паровпускных органов:

- стопорных клапанов;
- регулирующих клапанов;
- одновременно стопорных и регулирующих клапанов.

Время закрытия стопорных клапанов.

Параметры, вакуумной системы:

- температурный напор в конденсаторе, °С;
- гидравлическое сопротивление, МПа (м вод.ст.);
- жесткость конденсата турбины, Мкг-экв/л;
- содержание кислорода в конденсаторе после конденсатных насосов, Мкг/л;
- скорость падения вакуума, мм рт.ст/мин;
- разряжение, создаваемое эжектором, мм рт.ст.

Параметры, характеризующие плотность обратных и предохранительных клапанов:

- прирост мощности турбоагрегата при закрытии обратных клапанов (для турбин с поперечными связями), кВт;
- прирост частоты вращения на холостом ходу при закрытии обратных клапанов, 1/с;
- давление в камере отбора при срабатывании предохранительных клапанов, кгс/см^2.

Максимальная температура баббита вкладышей опорных подшипников.

Максимальная температура колодок упорного подшипника.

Давление масла в системе смазки на уровне оси турбины.

Температура масла до и после маслоохладителя.

9.2 Методика сравнения показателей качества отремонтированной турбинной установки.

Методика сравнения показателей качества отремонтированной турбинной установки основана на сопоставление показателей качества турбин паровых стационарных, изменяющихся в процессе эксплуатации и ремонта, в соответствии с СТО 70238424.27.100.012-2008.

Изменяющиеся показатели качества паровых стационарных турбин определяются при проведении эксплуатационных испытаний турбинных установок до и после ремонта.

Полученные результаты представляют собой количественные показатели качества ремонта турбин паровых, а также турбинно–вспомогательного оборудования.

Показатели качества конкретной турбоустановки в части показателей назначения и экономичности могут быть сопоставлены с нормативными.

К нормативным следует отнести показатели, установленные государственными стандартами и техническими условиями на серийную продукцию.

Другие показатели качества и их составляющие, характеризующие состояние настраиваемых систем и узлов, сопоставляются с данными технических условий

на поставку: параметры системы регулирования, параметры маслосистемы, подшипников, параметры вакуумной системы, параметры плотности обратных и предохранительных клапанов.

По отдельным программам проводится балансировка и вибронастройка валопровода с измерениями составляющих вибрации подшипников. Эти показатели сравниваются с данными приемосдаточных испытаний установки или другими испытаниями по развернутым программам.

Многие показатели могут быть приняты по данным энергетических характеристик для каждой турбины или вспомогательного оборудования.

Номенклатура составляющих показателей качества турбиной установки до и после ремонта приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Номенклатура составляющих показателей качества турбинной установки 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.Общие параметры					
Максимальная приведенная мощность турбины, МВт		$ТУ_с$			
Расход пара при номинальной мощности, т/ч		$ТУ_с$			
Давление пара в контрольной ступени, МПа (кгс/см^2)		$ТУ_к$			
2. Вибрация подшипников (суммарная), мм/с (мкм)		ГОСТ 25364			
Подшипник № 1	Вертикальная Поперечная Осевая				*)
Подшипник № 2	Вертикальная Поперечная Осевая				*)
Подшипник № 3	Вертикальная Поперечная Осевая				*)
Подшипник № 4	Вертикальная Поперечная Осевая				*)
Подшипник № 5	Вертикальная Поперечная Осевая				*)
Подшипник № 6	Вертикальная Поперечная Осевая				*)
Подшипник № 7	Вертикальная Поперечная Осевая				*)
Подшипник № 9	Вертикальная				*)

Составляющие показателей качества		Заводские, проектные или нормативные данные	Данные эксплуатационных испытаний или измерений		Примечание
			до капитального ремонта	после капитального ремонта	
	Поперечная Осевая				
Подшипник № 10	Вертикальная Поперечная Осевая				*)
Подшипник № 11	Вертикальная Поперечная Осевая				*)
Подшипник № 12	Вертикальная Поперечная Осевая				*)
Подшипник № 13	Вертикальная Поперечная Осевая				*)
Подшипник № 14	Вертикальная Поперечная Осевая				*)
3.Давление пара в коллекторе обогрева шпилек ЦВД/ЦСД (или в обнизке фланцевого разъема ЦВД/ЦСД), МПа (кгс/см^2)		$ТУ_к$			
4. Давление пара за регулирующими клапанами, МПа (кгс/см^2)		$ТУ_с$			
5. Параметры системы регулирования					
Общая степень неравномерности частоты вращения, %		$ТУ_с$			
Степень нечувствительности регулирования частоты вращения, %		$ТУ_с$			
Степень неравномерности регулирования давления пара в отборе, %		$ТУ_с$			
Степень нечувствительности регулирования давления пара в отборе, % или МПа (кгс/см^2)		$ТУ_с$			
I отбор		$ТУ_с$			
II отбор		$ТУ_с$			
Пределы изменения частоты вращения ротора механизмом управления, верхний предел, $с^{-1}$ (для регуляторов с разделением характеристик не определять); нижний предел, $с^{-1}$ (нижний предел обязателен)					
6. Показатели плотности клапанов в режиме холостого хода		ЭХ			
Частота вращения ротора при за-		ЭХ			

Составляющие показателей качества	Заводские, проектные или нормативные данные	Данные эксплуатационных испытаний или измерений		Примечание
		до капитального ремонта	после капитального ремонта	
крытых регулирующих клапанах, $с^{-1}$				
7. Температура баббита вкладышей опорных подшипников, ^{0}С	$ТУ_к$			
№ 1				*)
№ 2				*)
№ 3				*)
№ 4				*)
№ 5				*)
№ 6				*)
№ 7				*)
№ 8				*)
№ 9				*)
№ 10				*)
№ 11				*)
№ 12				*)
№ 13				*)
№ 14				*)
8. Максимальная температура колодок упорного подшипника, ^{0}С	$ТУ_к$			
9. Давление масла в системе смазки, МПа (кгс/см^2)	$ТУ_к$			
10. Параметры маслосистемы:	$ТУ_с$			
Температурный напор, в маслоохладителях, ^{0}С				*)
Температура масла после маслоохладителей, ^{0}С				*)
11. Параметры вакуумной системы:	$ТУ_с$			
Температурный напор в конденсаторе, ^{0}С				*)
Гидравлическое сопротивление конденсатора, МПа м вод.ст.	$ТУ_с$			
Жесткость конденсата турбины, Мкг–экв/л				*)
Содержание кислорода в конденсаторе после конденсатных насосов, Мкг/л				*)
Скорость падения вакуума, мм рт. ст/мин.				*)
Разрежение, создаваемое эжектором, мм рт.ст.				*)
12. Параметры плотности обратных и предохранительных клапанов:	$ТУ_к$			
Прирост мощности турбоагрегата при закрытых обратных клапанах (для турбин с поперечными связями), кВт				*)

Составляющие показателей качества	Заводские, проектные или нормативные данные	Данные эксплуатационных испытаний или измерений		Примечание
		до капитального ремонта	после капитального ремонта	
Прирост частоты вращения холостого хода при закрытых обратных клапанах (для турбин энергоблоков), $с^{-1}$				*)
Давление в камере отбора при срабатывании предохранительных клапанов, МПа ($кгс/см^2$)				*)
Примечание - В таблице приняты следующие обозначения: $ТУ_с$ – технические условия на серийную продукцию; $ТУ_к$ – технические условия на поставку конкретных турбин; ЭХ – энергетические характеристики конкретной турбины; ДП – документы по перемаркировке конкретной турбины; *) – по результатам измерений или расчетов.				

10 Требования к обеспечению безопасности

Требования безопасности к турбине паровой в эксплуатации должны соответствовать ГОСТ 24278, ГОСТ 12.1.003, а также техническим условиям на поставку турбин.

Все горячие поверхности должны быть изолированы. Температура наружного слоя изоляции при работе турбины не должна превышать 45°С.

11 Оценка соответствия

11.1 Оценка соответствия соблюдения технических требований, объема и методов дефектования, способов ремонта, методов контроля и испытаний к составным частям и турбин 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 турбин в целом при производстве ремонтных работ, выполнении технологических операций ремонта и поузловых испытаниях.

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

11.3 Результаты оценки соответствия характеризуются оценками качества отремонтированного турбин 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.

УДК ОКС 03.080.10
03.120
27.040
ОКП 31 1111 1

Ключевые слова: ТУРБИНЫ ПАРОВЫЕ СТАЦИОНАРНЫЕ, 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
Главный конструктор проекта — Е.А. Рабинович

gost.e-ecolog.ru