В редакции изменения
(приказ ПАО «РусГидро»
от 11.11.2022 №862)

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ ГИДРОГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ-РУСГИДРО»
(ПАО «РУСГИДРО»)

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

ГИДРОТУРБИНЫ.
Общие технические условия на капитальный ремонт.
Нормы и требования

СТО РусГидро 02.03.70 - 2022

Издание официальное

Москва – 2022

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом Российской Федерации от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения стандартов организаций - ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН	Ассоциацией «Гидроэнергетика России»
2 ВНЕСЕН	Департаментом технического регулирования в соответствии с рекомендацией Комиссии по техническому регулированию ПАО «РусГидро» (протокол от 06.06.2022 № 20)
3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ	Приказом ПАО «РусГидро» от 13.09.2022 №686
4 ВВЕДЕН	Взамен СТО РусГидро 02.03.70-2011 «Гидротурбины. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования»

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

Содержание

1 Область применения 5
2 Нормативные ссылки 6
3 Термины, определения и сокращения 8
4 Общие технические требования 12
4.1 Общие положения 12
4.2 Требования к метрологическому обеспечению ремонта гидротурбины 14
4.3 Требования к маркировке составных частей гидротурбин при ремонте 14
4.4 Требования к работам, производящимся при разборке гидротурбины ... 15
4.5 Требования к крепежным деталям 15
4.6 Требования к уплотняющим деталям 17
4.7 Требования к материалам и запчастям, применяемым при ремонте 18
4.8 Требования к сварным швам и наплавке 18
5 Требования к составным частям 19
5.1 Рабочие колеса поворотно-лопастных гидротурбин 19
5.2 Маслоприемник рабочего колеса 22
5.3 Рабочие колеса радиально–осевых гидротурбин 23
5.4 Рабочие колеса ковшовых гидротурбин 24
5.5 Направляющий аппарат гидротурбины 25
5.6 Крышка гидротурбины 28
5.7 Металлические элементы проточной части гидротурбины 29
5.8 Направляющие подшипники гидротурбин 32
5.9 Валопровод. Линия вала и центровка гидроагрегата 37
5.10 Система регулирования частоты вращения гидротурбин 41
5.11 Система технического водоснабжения 46
5.12 Система перевода гидроагрегатов в режим синхронного компенсатора 47
5.13 Дренажная установка, клапан срыва вакуума 48
6 Требования к сборке и к отремонтированной гидротурбине 49
7 Испытания и показатели качества отремонтированной гидротурбины 51
8 Требования к оформлению технической документации по ремонту 56
9 Требования к обеспечению безопасности 57
Приложение А (рекомендуемое) Примерный перечень технической документации по капитальному ремонту гидротурбины 58
Приложение Б (рекомендуемое) Номенклатура и регламентированный объем работ типового капитального и текущего ремонта оборудования гидроагрегата и его вспомогательных систем 62
Библиография 70

Введение

Стандарт организации ПАО «РусГидро» 02.03.70-2022 «Гидротурбины. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования» (далее – Стандарт) разработан в соответствии с требованиями Федерального закона Российской Федерации от 29.06.2016 № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации».

Стандарт является нормативным документом, устанавливающим общие технические требования, выполнение которых необходимо в процессе капитального ремонта гидротурбин.

Стандарт регулирует технические требования к процессу капитального ремонта гидротурбин, направленные на обеспечение промышленной и экологической безопасности, на повышение качества ремонта и надежности эксплуатации гидротурбин.

В Стандарте определен состав обязательных требований по безопасности и надежности, установленных в нормативных правовых актах и иных нормативных документах, применимых к предмету регулирования, с соблюдением которых и во исполнение которых формулируются нормы и требования Стандарта.

Применение Стандарта позволит обеспечить выполнение обязательных требований, установленных законодательством Российской Федерации, в области безопасной эксплуатации основного оборудования гидроэлектростанций.

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ПАО «РусГидро»

Гидротурбины. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования

1 Область применения

1.1 Стандарт устанавливает единые общие технические требования к процессу капитального ремонта гидротурбин, направленные на обеспечение промышленной и экологической безопасности, повышение качества ремонта и повышение надежности эксплуатации.

1.2 Стандарт устанавливает технические требования к составу работ, к контролю выполнения работ и к оценке качества ремонта гидротурбин.

1.3 Стандарт распространяется на процесс капитального ремонта гидротурбин всех типов при проведении ремонта на оборудовании, установленном на постоянных фундаментах гидроэлектростанций, так и при съёме оборудования с постоянных фундаментов (при расширенном капитальном ремонте гидротурбин).

1.4 Требования Стандарта могут быть применены при текущем ремонте гидротурбин.

1.5 Требования Стандарта обязаны выполнять любые сторонние организации, выполняющие работы (оказывающие услуги) в области его применения по договорам с ПАО «РусГидро», если эти организации в установленном порядке присоединились к Стандарту, или если обязательство исполнения требований Стандарта включено в заключаемый между сторонами договор.

1.6 Применение требований Стандарта для целей зарубежной экономической деятельности определяется соответствующим международным соглашением.

1.7 Стандарт должен быть пересмотрен в случаях ввода в действие новых нормативных правовых актов, содержащих не примененные в Стандарте требования, а также при необходимости введения новых требований и рекомендаций, обусловленных накоплением новых знаний по контролю технического состояния оборудования.

1.8 При расхождении требований Стандарта с требованиями иных локальных нормативных актов ПАО «РусГидро», выпущенных до утверждения Стандарта, следует руководствоваться требованиями Стандарта.

1.9 При расхождении требований Стандарта с требованиями предприятия-изготовителя гидротурбины, следует руководствоваться документацией предприятия-изготовителя.

1.10 При введении в действие новых нормативных правовых актов, требования которых отличаются от приведённых в Стандарте, следует пользоваться требованиями соответствующих нормативных правовых актов документов до внесения в Стандарт соответствующих изменений.

2 Нормативные ссылки

В настоящем Стандарте использованы нормативные ссылки на следующие федеральные законы и стандарты:

Федеральный закон Российской Федерации от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании»;

Федеральный закон Российской Федерации от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;

Методика оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей, утвержденная Приказом Минэнерго России № 676 от 26.07.2017 (далее – Методика № 676);

Правила проведения технического освидетельствования оборудования, зданий и сооружений объектов электроэнергетики, утвержденные Приказом Минэнерго России № 465 от 14.05.2019;

Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденные Приказом Минэнерго России № 1013 от 25.10.2017 (далее - Правила ТОиР);

Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утверждены приказом Минэнерго России от 19.06.2003 № 229 (далее - ПТЭ);

Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением, утверждённые приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 536 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением» (далее - Правила № 536);

ГОСТ 23956-80 Турбины гидравлические. Термины и определения;

ГОСТ 4.427-86 Оборудование гидравлических турбин. Номенклатура показателей;

ГОСТ 27807-88 Турбины гидравлические вертикальные. Технические требования и приемка;

ГОСТ 28842-90 (СТ МЭК 41-63, СТ МЭК 607-78) Турбины гидравлические. Методы натурных приемочных испытаний;

ГОСТ 2.102-2013. Единая система конструкторской документации. Виды и комплектность конструкторских документов;

ГОСТ 2.602-2013 Единая система конструкторской документации (ЕСКД). Ремонтные документы;

ГОСТ 8.050-73 (СТ СЭВ 1155-78) Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Нормальные условия выполнения линейных и угловых измерений;

ГОСТ 8.051-81 (СТ СЭВ 303-76) Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Погрешности, допускаемые при измерении линейных размеров до 500 мм;

ГОСТ Р 8.563-2009 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Методики (методы) измерений;

ГОСТ 2.314-68 Единая система конструкторской документации (ЕСКД). Указания на чертежах о маркировании и клеймении изделий;

ГОСТ 1033-79 Смазка, солидол жировой. Технические условия;

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

ГОСТ Р ИСО 9000-2015 Системы менеджмента качества. Основные положения и словарь;

ГОСТ 27.002-2015 Надежность в технике (ССНТ). Термины и определения;

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

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

ГОСТ 18322-2016 Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения;

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

ГОСТ Р 58224-2018 Гидравлические электростанции. Нормы потерь турбинного масла в процессе эксплуатации гидротурбинного оборудования. Метод расчета потерь турбинного масла в процессе эксплуатации гидротурбинного оборудования;

СТО Тепловые и гидравлические электростанции. Методика оценки качества ремонта энергетического оборудования. Основные положения;

СТО 17330282.27.140.001-2006 Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций;

СТО РусГидро 02.01.110-2015 Гидротурбинные установки. Условия поставки. Нормы и требования;

СТО РусГидро 02.03.107-2013 Гидроэлектростанции. Неразрушающий контроль крепёжных элементов ответственных узлов гидроагрегатов. Методические указания;

СТО РусГидро 02.03.93-2013 Гидротурбины вертикальные. Контроль металла лопастей и камер рабочих колёс. Методические указания;

СТО РусГидро 02.01.91-2013 Гидроагрегаты вертикальные. Методические указания по проверке и устранению дефектов центровки.

П р и м е ч а н и е - при пользовании Стандартом целесообразно проверить действие ссылочных нормативных правовых актов в корпоративной справочной правовой системе "Консультант +" или на официальном интернет-портале правовой информации в сети Интернет; национальных стандартов 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; СТО ПАО «РусГидро» – по официальному регулярно обновляемому перечню документов, регулирующих вопросы осуществления производственной (технологической) деятельности ПАО «РусГидро» (утв. приказом ПАО «РусГидро» от 10.09.2019 № 730). Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании 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 и сокращения

В настоящем Стандарте применены понятия по 184-ФЗ, ГОСТ 23956, ГОСТ 15467, ГОСТ 16504, ГОСТ 18322, ГОСТ 27.002, ГОСТ 2.102, ГОСТ 2.602, ГОСТ ISO 9000-2015, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **гидротурбина:** Турбина, в которой в качестве рабочего тела используется вода;

3.2 **гидроагрегат:** Агрегат, состоящий из гидравлической турбины и электрического гидрогенератора;

3.3 **гидротурбинная установка**: Установка, предназначенная для преобразования энергии воды в механическую, включающая гидравлическую турбину и вспомогательное оборудование;

3.4 **деталь оборудования:** Изделие, изготовляемое из однородного по наименованию и марке материала, без применения сборочных операций;

3.5 **дефект:** Каждое отдельное несоответствие продукции установленным требованиям; несоответствие значения любого параметра или характеристики состояния изделия установленным требованиям;

3.6 **измеренное значение параметра**: Значение параметра, установленное в результате его измерения определенным средством контроля;

3.7 **инструментальный контроль**: Контроль, осуществляемый с применением средств измерений;

3.8 **испытания**: Экспериментальное определение количественных и (или) качественных характеристик свойств объекта испытаний как результата воздействия на него при его функционировании, при моделировании объекта и (или) воздействий;

3.9 **карта измерений**: Технологический документ контроля, предназначенный для регистрации результатов измерения контролируемых параметров, с указанием подписей исполнителя операции, руководителя участка и контролирующего лица;

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

3.11 **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;

3.12 **конструктивный узел оборудования**: Составная часть оборудования, состоящая из ряда конструкций и деталей (в целях настоящего Стандарта - рабочее колесо, направляющий аппарат гидротурбины, камера рабочего колеса и другие);

3.13 **конструкторская документация**: Совокупность конструкторских, эксплуатационных и ремонтных документов, поставляемых заводами-изготовителями в комплекте с оборудованием;

3.14 **критический путь –** последовательность взаимосвязанных, запланированных этапов/работ/операций от начала ремонта до его завершения, определяющих длительность ремонта, изменение сроков по которым ведет к

синхронному изменению всех последующих этапов/работ/операций и длительности ремонта в целом;

3.15 **метод критического пути –** метод планирования и управления этапами/работами/операциями критического пути. Одним из этапов метода является определение наиболее длительного критического пути (по продолжительности выполнения ремонтных работ, а не по количеству этапов/работ/операций, включенных в критический путь);

3.16 **номинальное значение параметра**: Значение параметра, определяемое его функциональным назначением и служащее началом отсчета отклонений;

3.17 **оценка качества ремонта оборудования**: Установление степени соответствия результатов, полученных при освидетельствовании, дефектации, контроле и испытаниях после устранения дефектов, показателям качества оборудования, установленным в технических условиях на ремонт;

3.18 **параметр изделия**: Характеристика изделия, отображающая физическую величину;

3.19 **ремонтная документация:** совокупность нормативной, технической, технологической документации, документов, фиксирующих результаты выполнения ремонтных работ и иных документов, оформляемых в процессе выполнения ремонтов с учетом требований правил ТОиР;

3.20 **составная часть изделия:** Изделие, выполняющее определенные технические функции в составе другого изделия и не предназначенное для самостоятельного применения;

3.21 **техническая документация**: Совокупность технических документов, подлежащих применению при выполнении ремонта. К технической документации относятся проектная документация, относящаяся к гидротурбинной установке, конструкторская документация изготовителей оборудования (чертежи, инструкции, эксплуатационные и ремонтные документы, информационные сообщения и письма), эксплуатационная и ремонтная документация;

3.22 **технологическая документация:** Совокупность документов, описывающих технологические процессы ремонта. К технологической документации относятся маршрутные, операционные карты, технологические инструкции, относящиеся к конкретной гидротурбинной установке;

3.23 **технический руководитель гидроэлектростанции (ГЭС):** Лицо в эксплуатирующей организации, уполномоченное принимать решения и отдавать распоряжения по всем техническим вопросам касательно оборудования и сооружений данной гидроэлектростанции;

3.24 **формуляр**: Бланк документа контроля, предназначенный для регистрации результатов измерений контролируемых параметров, подписанный исполнителем операции, руководителем участка и контролирующим лицом;

3.25 **эксплуатационная документация:** эксплуатационная документация - производственные инструкции, разработанные на основании технической документации (руководств, инструкций) организаций-изготовителей на установленное на объекте электроэнергетики энергетическое оборудование, и проектной документации на здания и сооружения;

3.26 **эксплуатирующая организация**: Организация, имеющая в собственности, хозяйственном ведении или оперативном управлении имущество гидроэлектростанции, осуществляющая в отношении этого имущества права и выполняющая обязанности, необходимые для ведения деятельности по безопасному производству электроэнергии в соответствии с действующими нормами и правилами;

3.27 **элемент оборудования**: Составная часть единицы оборудования и/или технической системы, выполняющая определенные технологические функции (в целях настоящего Стандарта - лопасть рабочего колеса, лопатка направляющего аппарата и другие).

Сокращения

ГЭС - гидравлическая электрическая станция;
КРК - камера рабочего колеса;
КПД - коэффициент полезного действия;
МИЧО - механизм изменения числа оборотов;
МНУ - маслонапорная установка;
НА - направляющий аппарат;
ПЛ - поворотно-лопастная (–ое) (гидротурбина, рабочее колесо);
ППР - проект производства работ;
РК - рабочее колесо гидротурбины;
РО - радиально–осевая (–ое) (гидротурбина, рабочее колесо);
РЧВ - регулятор частоты вращения гидротурбины;
СК - синхронный компенсатор;
СОП - стандартный образец предприятия;
ТВОР – типовая ведомость объемов работ;
ТВС - техническое водоснабжение;
ТЗ - техническое задание;
ТК - технологическая карта;
УЗД - ультразвуковая дефектоскопия;

УЗК - ультразвуковой контроль;
ЭГР - электрогидравлический регулятор;
ЭГП - электрогидравлический преобразователь;
ЭКМ - электроконтактный манометр.

4 Общие технические требования

4.1 Общие положения

4.1.1 Организация планирования и подготовка к проведению капитального ремонта осуществляются в соответствии с требованиями Правил ТОиР.

4.1.2 Планирование объема ремонта гидрогенераторов осуществляют на основании результатов обследований, визуальной и инструментальной диагностики проводимых в соответствии с ремонтной документацией, нормативными правовыми актами и нормативно-техническими документами.

4.1.1 Планирование ремонтных работ должно осуществляется по методу критического пути с осуществлением дополнительного контроля этапов работ, включенных в критический путь.

4.1.2 Выполнение ремонтных работ по методу критического пути, в целях сокращения общего времени простоя оборудования, должно осуществляться с:

– применением передовых технологий производства работ, средств малой механизации и минимизацией тяжелого физического труда персонала;

– одновременным выполнением различных этапов работ (при необходимости);

– многосменным режимом выполнения работ, включенных в критический путь (при необходимости).

4.1.3 В целях оптимизации общего времени простоя оборудования в ремонте, при планировании последующих работ и формировании сетевых графиков ремонта аналогичного оборудования, должны учитывается факторы, ранее оказавшие влияние на сроки выполнения работ.

4.1.4 Эксплуатирующая организация, в целях сокращения сроков выполнения ремонтных работ, должна обеспечивать:

– минимизацию временных потерь на ежедневный допуск ремонтного персонала;

– своевременный доступ организаций, осуществляющих ремонт, к необходимому оборудованию, приспособлениям и инженерным коммуникациям;

– сопровождение сотрудниками профильных структурных подразделений всех этапов выполнения работ, с учетом графика выполнения работ и организацией (при необходимости) многосменного режима работы и работы в выходные и праздничные дни;

– своевременное предоставление ремонтной организации для осуществления ремонта, имеющихся запасных частей и материалов, в качестве давальческих МТР (в случае наличия обстоятельств, приведших к задержке поставки МТР, либо выявления дополнительных работ на этапе дефектовки оборудования).

4.1.5 Стандарт устанавливает требования к проведению контроля и оценки качества ремонта гидротурбин:

- к объему и методам дефектации, контроля, измерений и испытаний составных частей и гидротурбин в целом до начала, в процессе (промежуточных) и после завершения ремонта (окончательных);
- к составу, объему и к качеству работ при проведении ремонта;
- к методам сравнения технических показателей состояния отремонтированных гидротурбин с их нормативными (по конструкторской, ремонтной и нормативной документации) и доремонтными значениями и оценке качества ремонта.

4.1.6 Порядок оценки качества отремонтированного гидрогенератора устанавливается в соответствии со СТО Тепловые и гидравлические электростанции. Методика оценки качества ремонта энергетического оборудования. Основные положения.

4.1.7 Для выполнения ремонта конкретной гидротурбины Стандарт должен применяться совместно с ремонтной документацией, разработанной для этого гидрогенератора.

4.1.8 Номенклатура и регламентированный объем работ капитального и текущего ремонта гидротурбины определяется заводом-изготовителем. В случае отсутствия данной информации рекомендуемая номенклатура и регламентированный объем работ типового капитального и текущего ремонта гидротурбины приведены в Приложении Б.

4.1.9 До начала ремонта и после его завершения должны быть проведены испытания гидротурбины в объеме установленном ремонтной документацией результаты испытаний должны быть учтены в процессе производства ремонтных работ и при оценке качества ремонта.

4.1.10 Во время текущего ремонта в год, предшествующий выводу гидротурбины в капитальный ремонт, должно быть проведен расширенный

осмотр для выявления и уточнения по всем узлам гидротурбины объема работ, подлежащих выполнению при капитальном ремонте.

4.1.11 Методы и порядок проведения работ по дефектации деталей, узлов и механизмов определяются настоящим Стандартом, а также СТО 17330282.27.140.001-2006, СТО РусГидро 02.03.107-2013, СТО РусГидро 02.03.93-2013, СТО РусГидро 02.01.91-2013.

4.1.12 Результаты всех выполненных контрольных измерений и проводимых испытаний (вибрационных, гидравлических, механических) должны быть отражены в картах измерений, актах дефектации и внесены в соответствующие формуляры.

4.2 Требования к метрологическому обеспечению ремонта гидротурбины

4.2.1 Средства измерений, применяемые при измерительном контроле и испытаниях, не должны иметь погрешности, превышающие установленные ГОСТ 8.051 с учетом требований ГОСТ 8.050 и ГОСТ 8.563.

4.2.2 При измерительном контроле линейных размеров и зазоров в подшипниках, направляющих и сопрягаемых деталях должны использоваться методики, инструменты и приспособления, рекомендованные инструкцией по ремонту предприятия-изготовителя оборудования и настоящим Стандартом.

4.2.3 Средства измерений, применяемые при измерительном контроле и испытаниях, должны быть проверены в установленном порядке (в соответствии с СТО 17330282.27.140.001-2006, [1,2]) и пригодны к эксплуатации.

4.2.4 Допускается замена средств измерений, предусмотренных ремонтной документацией, если при этом не увеличивается погрешность измерений и соблюдаются требования безопасности выполнения работ.

4.2.5 Допускается применение дополнительных вспомогательных средств контроля, расширяющих возможности технического осмотра, измерительного контроля и неразрушающих испытаний, не предусмотренных в конструкторской документации, если их использование повышает эффективность технического контроля.

4.3 Требования к маркировке составных частей гидротурбин при ремонте

4.3.1 При разборке гидротурбины должны быть:

- проверено наличие маркировки составных частей, а при отсутствии нанесена новая или дополнительная. Место и способ маркировки должны

соответствовать требованиям конструкторской и ремонтной документации, СТО 02.01.110-2015, ГОСТ 2.314;

- проведены измерения, устанавливающие взаимное положение составных частей.

4.3.2 После сборки взаимное положение составных частей должно соответствовать требованиям конструкторской документации на конкретную гидротурбину.

4.3.3 На неподвижных одна относительно другой сопряженных деталях должны быть нанесены контрольные метки, указывающие взаимное расположение сопрягаемых деталей. Метки должны быть зафиксированы в карте измерений.

4.4 Требования к работам, производящимся при разборке гидротурбины

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

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

4.4.3 При раскладке оборудования (деталей, узлов гидротурбины) на монтажной площадке, в машинном зале ГЭС должны использоваться специально разработанные подставки (тумбы), стапеля, стеллажи, указанные в технологической карте или в проекте производства работ.

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

4.4.5 Составные части гидротурбины должны быть очищены. Для очистки (мойки) составных частей должны применяться очищающие (моющие) средства и способы, допущенные для соответствующего применения [3].

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

4.5 Требования к крепежным деталям

4.5.1 В соответствии с требованиями ремонтной документации и СТО 02.03.107-2013 выполнять неразрушающими методами 100% дефектацию ответственных элементов крепления (шпилек крепления крышки гидротурбины к верхнему поясу статора, болтов спаривания гидротурбины с валом, вала

гидротурбины со ступицей ротора, фланцевые зоны валов) в объеме, предусмотренном СТО 02.03.107-2013, для полностью доступного для контроля крепежа. В случае наличия рекомендаций от завода изготовителя выполнять полную замену ранее установленных ответственных элементов крепления на новые, с обязательным проведением 100% входного контроля неразрушающими методами перед их установкой.

4.5.2 Детали резьбовых соединений, в том числе детали стопорения от самоотвинчивания, должны соответствовать требованиям конструкторской документации.

4.5.3 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;
- люфты в резьбовом соединении в радиальном и осевом направлениях, которые можно выявить вручную без применения специальной оснастки;
- повреждения головок болтов (гаек) и шлицев в винтах, препятствующие завинчиванию с необходимыми усилиями.

4.5.4 Номенклатура шпилек, подлежащих ультразвуковому контролю, и периодичность их контроля, регламентируется конструкторской документацией.

4.5.5 Шпильки должны быть завинчены в резьбовые отверстия на длину нарезки резьбы на теле шпильки, при этом в сквозных отверстиях следует обязательно проконтролировать установку заглушек, особенно в соединениях элементов проточной части. Не допускается деформировать шпильки при установке на них деталей.

4.5.6 При контроле состояния резьбы 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 резьбы.

4.5.7 Болты (гайки) фланцевых соединений должны быть равномерно затянуты. Последовательность затяжки устанавливается конструкторской документацией.

4.5.8 Моменты затяжки резьбовых соединений должны соответствовать нормам, установленным в конструкторской документации гидротурбины.

4.5.9 Резьбовые отверстия в составных частях гидротурбины должны быть очищены от грязи, прокалиброваны, восстановлены дополнительным проходом резьбонарезным инструментом и смазаны солидолом по ГОСТ 1033.

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

4.5.11 Стопорные плоские шайбы допускается использовать повторно с загибом на головку болта (гайки) «нового угла» и удалением деформированного.

4.5.12 Цилиндрические штифты должны быть заменены, если их посадка не соответствует конструкторской или ремонтной документации на гидроагрегат.

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

4.5.14 Цилиндрические и конические штифты должны быть заменены, если на их рабочей поверхности имеются задиры, забоины, коррозионные изъязвления на площади, превышающей 20% площади сопряжения.

4.5.15 Дефектоскопию шпилек крепления крышек турбин и шпилек верхнего кольца направляющего аппарата гидроагрегатов методами ультразвукового контроля (УЗК) рекомендуется выполнять в соответствии со СТО 02.03.107-2013.

4.5.16 Проведение работ по дефектоскопии шпилек крепления крышек турбин и шпилек верхнего кольца направляющего аппарата необходимо осуществлять без их выкручивания на остановленном и выведенном в ремонт гидроагрегате в периоды плановых остановов.

4.5.17 Пуск гидроагрегатов с наличием дефектных шпилек, выявленных по результатам проведения неразрушающего контроля, не допускается.

4.6 Требования к уплотняющим деталям

4.6.1 Допускаются для повторного использования уплотняющие прокладки, кольца и шнуры, имеющие остаточную деформацию не более 10% от номинального размера (толщина, диаметр и др.) при отсутствии внешних признаков изменения структуры материала (увеличение хрупкости, растрескивание поверхностного слоя, размягчение).

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

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

4.6.4 Уплотняющие детали из листовых и профилированных материалов должны иметь соединение, в котором размер скосов при склеивании манжеты должен быть не менее ширины кольца, коробление и местные изменения

толщины по площади кольца не допускаются. Применение манжет с резкими перегибами, искаженным профилем и любыми повреждениями рабочих кромок не допускается.

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

4.6.6 Все вновь применяемые при ремонте гидротурбин резинотехнические изделия должны иметь сертификат организации-изготовителя или подтверждение организации, осуществляющей ремонт (паспорт изделия).

4.7 Требования к материалам и запчастям, применяемым при ремонте

4.7.1 Материалы, применяемые для ремонта, должны соответствовать требованиям конструкторской документации на гидротурбину.

4.7.2 Турбинные масла, применяемые при ремонте, должны соответствовать требованиям установленным ремонтной документацией.

4.7.3 Материалы–заменители должны соответствовать требованиям ремонтной документации.

4.7.4 Качество материала должно быть подтверждено сертификатом или актом входного контроля в объеме, определяемом функциональным назначением материала в соответствии с требованиями ремонтной документации.

4.7.5 Запасные части, используемые для ремонта, должны иметь сопроводительную документацию организации–изготовителя, подтверждающую их качество.

4.7.6 Перед установкой запасные части должны быть подвергнуты входному контролю в объеме требований конструкторской документации.

4.7.7 При ремонте НА допускается использование предохранительных устройств (срезных пальцев и разрывных болтов), изготовленных в соответствии с требованиями конструкторской документации.

4.8 Требования к сварным швам и наплавке

4.8.1 Дефектные участки сварных швов должны удаляться до основного металла и восстанавливаться заваркой с применением электродов или сварочных проволок, указанных в конструкторской документации или в технологической карте на ремонт данного вида оборудования.

4.8.2 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 и подрезов.

4.8.3 При восстановлении изношенных или поврежденных кавитацией деталей с помощью ручной дуговой сварки или механизированной полуавтоматической сварки, необходимо применять материалы и методы наплавки, рекомендованные конструкторской или ремонтной документацией, технологическими картами, ППР, согласованными и утвержденными эксплуатирующей организацией. Методами измерительного контроля должно контролироваться сохранение деталью первоначальной формы и размеров.

4.8.4 В случае необходимости должны выполняться работы по восстановлению формы и размеров путем наплавки и дополнительной обработки. Наплавленный слой должен быть обработан заподлицо с основной поверхностью. Качество обработанной поверхности не должно отличаться от поверхности основного металла.

5 Требования к составным частям

5.1 Рабочие колеса поворотно-лопастных гидротурбин

5.1.1 Требования к дефектации при ремонте РК вертикальных ПЛ гидротурбин:

- произвести внешний осмотр лопастей, втулки, конуса-обтекателя, измерить максимальную глубину и площадь кавитационного износа и абразивной эрозии поверхностей этих узлов; измерить длину трещин в металле и зафиксировать их направления; проверить состояние сварных швов. Контроль металла лопастей рабочих колес производится в соответствии с СТО РусГидро 02.03.93-2013;
- со съемом уплотнений лопастей провести измерение зазоров между фланцем лопасти и расточкой втулки рабочего колеса вала в четырех точках, равноудаленных одна от другой;
- измерить зазор между лопастями и фиксированной вертикальной оси камеры рабочего колеса поворотно-лопастной или пропеллерной турбины (при повороте ротора на 360°), измерения производят при двух положениях лопастей: при полном и при минимальном развороте (форма рабочего колеса);
- отклонения лопастных зазоров не должны превышать 20% проектного зазора, а при отсутствии проектных данных – 0,001 диаметра (на сторону) рабочего колеса;
- провести проверку углов установки лопастей рабочего колеса.

Результаты измерений и конфигурацию очагов разрушения внести в формуляры соответствующих узлов.

5.1.2 Перестановочные усилия в механизме разворота лопастей РК должны соответствовать требованиям конструкторской документации. Величина перестановочных усилий в механизме разворота должна быть определена по методике организации–изготовителя во время монтажа на остановленном гидроагрегате и зафиксирована как базовая величина для последующих контрольных измерений в процессе эксплуатации.

5.1.3 Оценку состояния механизма разворота лопастей рабочего колеса и узлов трения в процессе эксплуатации следует производить, исходя из того, что изменение значений перестановочных усилий в механизме поворота лопастей допускается только в сторону их уменьшения по сравнению с базовыми (первоначально зафиксированными) с учетом температуры окружающего воздуха.

5.1.4 При замене отдельных лопастей на запасные, параметры каждой вновь устанавливаемой лопасти (вес, центр тяжести, геометрические размеры и профили) должны соответствовать соответствующим параметрам лопастей, не подлежащих замене.

5.1.5 Ремонтные работы в заводских условиях или на монтажной площадке с полной разборкой механизма разворота лопастей должны вестись в соответствии конструкторской документацией, а также в соответствии с ТК и ППР разработанные исполнителем ремонта.

5.1.6 Контактные поверхности уплотнений цапф лопастей и уплотняющие элементы должны соответствовать требованиям конструкторской документации организации–изготовителя. Работы по ремонту уплотнений должны выполняться в соответствии с конструкторской документацией.

5.1.7 Комбинаторная зависимость должна соответствовать оптимальной, определенной по результатам натурных энергетических испытаний, проведенных после пуска гидроагрегата в соответствии с СТО 17330282.27.140.001–2006.

5.1.8 Люфты в механизме обратной связи (выключателе), механизме разворота лопастей и величина зоны нечувствительности должны соответствовать требованиям конструкторской документации организации–изготовителя.

5.1.9 Зазоры в подшипниках цапф лопастей (провисание, люфт лопастей) должны соответствовать требованиям конструкторской документации организации–изготовителя.

5.1.10 Положение указателя на фланце лопасти должно совпадать с показаниями шкал угла разворота на маслоприемнике и на колонке регулятора частоты вращения.

5.1.11 Качество ремонта элементов кинематической схемы управления лопастями РК определяется величиной суммарных люфтов и мертвых ходов (зоны нечувствительности) в обратной связи (выключателе). Неудовлетворительным считается состояние кинематики обратной связи с величиной люфта более 0,5% от полного хода сервомотора РК.

5.1.12 Положение лопастей при проверке комбинаторной зависимости по углу разворота при заданном открытии направляющего аппарата не должно отличаться от оптимального по комбинаторной зависимости более чем на 0,5°.

5.1.13 Расхождение в углах установки лопастей должно соответствовать конструкторской документации, а при отсутствии этих данных – не должно превышать 1,0% от величины их полного разворота.

5.1.14 Испытания РК должны производиться на герметичность в соответствии с документацией завода-изготовителя или ремонтной документацией.

Протечки через любые элементы РК при проведении испытаний на герметичность не должны превышать величины, установленные ГОСТ Р 58224.

При отсутствии соответствующих требований в ремонтной документации следует руководствоваться следующим:

- гидравлические испытания уплотнений фланцев лопастей под пробным давлением проводятся в течение 6 часов;
- величина пробного давления не должна быть менее давления тройной высоты масляного столба от оси поворота лопастей до маслоприемника;
- перемещение лопастей РК, от полного открытия до полного закрытия, должно быть проведено не менее трех раз и происходить плавно при рабочем давлении масла в сервомоторе РК, установленном конструкторской документацией;
- температура масла не должна быть ниже +10°С;
- в процессе испытаний лопасти должны периодически перемещаться от полного открытия до полного закрытия через каждые 0,5 ч;
- при повышении давления под поршнем (например, от действия насоса) он должен плавно без рывков перемещаться;
- при снижении давления под поршнем он должен плавно опускаться под действием собственного веса;
- протечки через любые элементы РК при проведении испытаний на герметичность не допускаются.

5.2 Маслоприемник рабочего колеса

5.2.1 Требования к дефектации маслоприемника при ремонте РК вертикальных ПЛ гидротурбин:

– выполнить обследование втулок маслоприёмника на предмет плотности их посадки на своих местах, на наличие задиров, натиров и других дефектов на поверхности трения;

– выполнить контроль зазоров между втулками и малой штангой в двух диаметрально противоположных вертикальных плоскостях и в двух горизонтальных сечениях на равноудаленных расстояниях от торцов втулок.

На основании этих данных должно быть сделано заключение о степени центровки малой штанги относительно корпуса маслоприемника и соосности малой штанги маслоприемника с валом-надставкой.

– выявить причины несоосности и нарушение центровки этих деталей при наличии.

5.2.2 Зазор «штанга – втулка» в зоне перемещения штанги должен соответствовать требованиям конструкторской документации организации–изготовителя, быть равномерным и исключать возможность перегрева и заклинивания втулок при минимальных значениях зазора.

5.2.3 Отклонение от горизонтали опорного фланца ванны маслоприемника не должно быть больше чем 0,05 мм на 1м диаметра фланца.

5.2.4 Неравномерность зазоров между гребенками в маслоотражателе не должна превышать значений зазоров (мм), указанных в конструкторской документации.

5.2.5 Относительное биение надставки вала генератора, замеренное у фланца генераторного вала не должно превышать 0,03 мм/м в соответствии с [3].

5.2.6 Рычаги передачи обратной связи должны быть перпендикулярны осям тяг или тросов при среднем положении поршня сервомотора.

5.2.7 Излом оси тросовой передачи и боковое трение троса в направляющих роликах не допускается.

5.2.8 Сопротивление изоляции маслоприемника от подшипниковых токов должно быть не менее 1 МОм.

5.2.9 Должна производиться проверка показаний манометров, датчика уровня масла и соответствие указателей угла разворота лопастей (п. 5.1.10).

5.2.10 Центровка узлов маслоприемника должна производиться с учетом центровки ротора гидроагрегата.

5.2.11 На работающем гидроагрегате соответствие техническим требованиям, качество и результаты ремонтных работ на маслоприемнике оцениваются по следующим признакам:

– отсутствие перегрева в зоне подшипников;

– равномерный струйно-капельный характер протечек через зазор;

– отсутствие перегрева упорных подшипников узла обратной связи на маслоприемнике;

– соответствие уровня масла в ванне требованиям инструкции по эксплуатации.

5.3 Рабочие колеса радиально–осевых гидротурбин

5.3.1 Требования к дефектации при ремонте РК вертикальных РО гидротурбин:

– произвести внешний осмотр лопастей, верхнего и нижнего ободов; измерить максимально глубину и площадь кавитационного и абразивного износа поверхностей этих узлов; измерить длину трещин в металле и зафиксировать их направления; проверить состояние сварных швов. Контроль металла лопастей рабочих колес производится в соответствии с СТО РусГидро 02.03.93-2013;

– измерить зазор в лабиринтных уплотнениях РК и вала радиально-осевой гидротурбины не менее чем в восьми равноудаленных одна от других точек; измерения зазора лабиринтного уплотнения РК проводить: при повороте ротора на 360° относительно фиксированной точки на рабочем колесе и неподвижной частью (форма лабиринтного кольца проточной части), относительно фиксированной точки на неподвижной части и ободом рабочего колеса (форма рабочего колеса).

– максимальные отклонения лабиринтных зазоров ($\delta_{(max/min)}$ не должны превышать 20% проектного зазора, а при отсутствии проектных данных - 0,001 диаметра (на сторону) рабочего колеса;

– проверить крепление лабиринтных колец к РК;

проверить крепление РК к валу гидротурбины.

Результаты измерений и конфигурацию очагов разрушения внести в формуляры соответствующих узлов.

5.3.2 Разница в высотном положении уплотнительных колец – подвижного на верхнем ободе РК и неподвижного в крышке гидротурбины – должна соответствовать требованиям конструкторской документации. При

отсутствии заводских или монтажных норм следует руководствоваться значениями отклонений, указанных в таблице 1.

Таблица 1 Допустимые отклонения в высотном положении уплотнительных колец

Наименование показателя	Значение показателя			
Диаметр РК, м	2,0	4,0	6,0	8,0
Максимально допустимое отклонение, мм	1,0	2,0	2,5	3,0

5.3.3 Выступание кромок входного сечения РК относительно закладных частей и крышки гидротурбины в зависимости от диаметра РК не должно превышать значений, указанных в таблице 2.

Таблица 2 Допустимые отклонения кромок входного сечения РК

Наименование показателя	Значение показателя			
Диаметр РК, м	2,0	4,0	6,0	8,0
Отклонение, мм	1,0	1,0	2,0	3,0

5.3.4 Зазоры между РК и неподвижными частями гидротурбины, а также в лабиринтных уплотнениях, не должны отличаться от заданных конструкторской документацией более, чем на 20 %.

5.3.5 Контроль геометрических размеров лопастей РК рекомендуется проводить методом плазирования (совмещением с шаблоном контроля сечения) с последующим измерением отклонений измерительным инструментом (линейка, щуп, штангенциркуль, оптические приборы).

5.3.6 После восстановления РК должно строго сохранять проектный профиль всех обтекаемых поверхностей, контролируемый соответствующими шаблонами.

5.3.7 Неконцентричность между собой верхнего и нижнего лабиринтных колец и несоосность их с валом допускается в пределах 10% от размера одностороннего зазора в лабиринтном уплотнении РК.

5.3.8 Клапан на торце вала должен пропускать атмосферный воздух в зону под РК в переходных режимах и препятствовать выходу сжатого воздуха при работе в режиме СК.

5.3.9 Система подвода воды к лабиринтным уплотнениям РК должна обеспечивать их охлаждение при работе гидроагрегата в режиме СК.

5.4 Рабочие колеса ковшовых гидротурбин

5.4.1. Требования к дефектации при ремонте ковшовых гидротурбин:

- произвести внешний осмотр ступицы, ковшей, крышки гидротурбины, крепежных деталей; измерить максимально глубину и площадь кавитационного и абразивного износа поверхностей этих узлов;

- проверить крепление ковшей к рабочему колесу, а также рабочего колеса к валу гидротурбины;
- произвести внешний осмотр игольчатого затвора ковшовой турбины с отсекателем (отклонителем) струи, а также всей кинематики, включая сервомоторы;
- измерить диаметры иглы и сопла ковшовой гидротурбины; значения диаметров должны соответствовать конструкторской документации; изменение диаметров иглы и сопла более чем на 1-1,5% номинального недопустимо.

5.4.2. Результаты измерений и конфигурацию очагов разрушения внести в формуляры соответствующих узлов.

5.4.3. При замене ковшей рабочее колесо должно быть подвергнуто статической балансировке в соответствии с конструкторской документацией.

5.5 Направляющий аппарат гидротурбины

5.5.1 Требования к дефектации при ремонте цилиндрических НА вертикальных ПЛ и РО гидротурбин с уплотняющими элементами по перу, торцевым плоскостям лопаток и без уплотнений:

- произвести внешний осмотр отдельных узлов направляющего аппарата: верхнего и нижнего (наружного и внутреннего) колец, втулок нижних (внутренних) цапф лопаток, самих лопаток, ограничителей их открытия, а также всей кинематики, включая сервомоторы;
- при осмотре лопаток обратить особое внимание на участки, подвергшиеся кавитационному износу и абразивной эрозии, наличие трещин, забоин и возможные изменения профиля;
- измерить максимальную глубину и площадь кавитационного износа и абразивной эрозии металлических поверхностей и облицовок;
- измерить в процессе разборки износ цапф и втулок лопаток, уплотнений цапф, а также пальцев и втулок регулирующего кольца, серег и рычагов;
- измерить торцовые и радиальные зазоры в лопатках НА при его полном закрытии; проверить состояние смазки верхних и нижних цапф лопаток (при наличии смазки);
- проверить положение верхнего и нижнего колец НА в плане и по высоте;
- проверить натяг НА;
- при осмотре сервомоторов обратить особое внимание на состояние манжет и штока.

Результаты измерений и конфигурацию очагов разрушения внести в формуляры соответствующих узлов.

5.5.2 Величина полного открытия НА (a_o) должна соответствовать требованиям конструкторской документации. Общее отклонение величины открытия от проектного допускается только в сторону увеличения.

5.5.3 Отклонение значений открытия между отдельными лопатками должно соответствовать конструкторской документации, а при отсутствии этих данных – не должно превышать $0{,}03a_{0.}$

5.5.4 Протечки через уплотнения средних цапф лопаток НА должны иметь капельно-струйный характер. Суммарная величина протечек допускается в пределах обеспечения откачки воды с крышки турбины.

5.5.5 Величина зазоров в подшипниках цапф лопаток должна соответствовать требованиям конструкторской документации.

5.5.6 Протечки масла через дренажные отверстия уплотнения штока сервомотора должны быть не более чем капельные.

5.5.7 Зазоры в НА, не имеющих уплотнений по перу лопатки, в зависимости от высоты пера или диаметра РК турбины не должны превышать значений, указанных в таблице 3.

Таблица 3 Допустимые величины зазоров НА

Наименование показателя	Значение показателя			
Высота лопатки, мм	500	1000	1500	2000
Диаметр РК, мм	2000	3000	4000	5000
Зазор, мм	0,05	0,1	0,15	0,20

5.5.8 Суммарная длина всех местных зазоров между двумя смежными лопатками, превышающих норму, не должна быть больше чем 20 % от длины пера лопатки.

5.5.9 В НА, имеющем резиновые уплотнения по перу лопатки, резина уплотнения должна быть сжата равномерно без зазоров по всей высоте пера. Зазоры по металлу в зоне контакта между соседними лопатками при этом должны быть равномерными по высоте пера и составлять 0,5-1,0 мм, если иное не предусмотрено конструкторской документацией.

5.5.10 Уплотнительный шнур не должен иметь повреждений. Выступающая часть шнура должна иметь высоту над металлом кольца 1–3 мм в зависимости от размера шнура. Плотность заполнения зазора шнуром оценивается щупом.

5.5.11 Контактные пояски на входной и выходной кромках пера лопатки и пазы под уплотняющий шнур не должны иметь механических и кавитационных повреждений.

5.5.12 Форма и состояние заходных кромок на торцевых поверхностях пера должны соответствовать требованиям конструкторской документации.

5.5.13 После установки подшипников и регулировки положения лопатки по высоте, она должна проворачиваться специальным ключом (заводская поставка) без заеданий, рывков и посторонних звуков.

5.5.14 Торцевой зазор по низу лопатки должен быть на 10–20% больше, чем по верху, если иное не указано в ремонтной документации.

5.5.15 Качество наплавки и обработки облицовки цапф лопаток должны соответствовать требованиям конструкторской документации. Наличие трещин, непроваров и подрезов не допускается. Качество поверхности трения после механической обработки цапф должно соответствовать требованиям конструкторской документации. После станочной обработки толщина облицовки шеек не должна быть менее 5 мм. Разнотолщинность облицовки более 1 мм не допускается. Размеры шеек цапф лопаток должны соответствовать требованиям конструкторской документации.

5.5.16 Прослабленные посадочные места под корпуса подшипников и втулки должны быть восстановлены и соответствовать требованиям конструкторской документации. Максимально допустимые смазочные зазоры (мм) в подшипниках лопаток вследствие износа при эксплуатации должны соответствовать требованиям конструкторской документации, а случае их отсутствия должны быть следующие:

верхняя втулка	1,0-1,2
средняя втулка	0,5-0,6
нижняя втулка	0,5-0,6

5.5.17 При перемещении НА от полностью закрытого до полностью открытого положения и обратно движение всех элементов должно происходить плавно без рывков и заеданий во всем диапазоне открытий.

5.5.18 Величина суммарных люфтов и мертвых ходов в обратной связи (выключателе) не должна быть более 0,5% от полного хода сервомотора.

5.5.19 Размеры опорных и радиальных антифрикционных планок регулирующего кольца должны устанавливаться в соответствии с требованиями конструкторской документации и с учетом износа поверхности трения.

5.5.20 Значения открытия НА по шкале сервомотора (мм) и по шкале регулятора частоты вращения (%) должны соответствовать фактическому открытию (в свету) лопаток НА и не должны иметь расхождения между собой.

5.5.21 Величина натяга при полностью закрытом НА должна соответствовать требованиям конструкторской документации. При отсутствии указаний в конструкторской документации следует установить величину натяга 0,8-1,2% от полного хода сервомотора. После снятия давления установленная величина натяга должна обеспечивать плотное закрытие НА без зазоров и перекосов.

5.5.22 Рабочие поверхности кромки передней крышки поршня со стопором и вилка стопора не должны иметь забоин и износа, препятствующих перемещению стопора и регулировке натяга.

5.5.23 Ремонтные и эксплуатационные стопорные устройства, в зависимости от назначения и конструкции должны оцениваться по работоспособности в соответствии с требованиями конструкторской документации.

5.5.24 Значения перестановочных усилий в НА, люфтов и зоны нечувствительности должна соответствовать требованиям конструкторской документации.

5.5.25 При закрытом НА протечки воды не должны вызывать вращение незаторможенного ротора гидроагрегата, должны допускать останов гидроагрегата без торможения (свободным выбегом) и обеспечивать перевод его в режим синхронного компенсатора в соответствии с ГОСТ 27807.

5.6 Крышка гидротурбины

5.6.1 При дефектации при ремонте крышки гидротурбины следует произвести осмотр со стороны осушенной проточной части:

- всей поверхности крышки для выявления участков кавитационного и гидроабразивного износа;
- зоны за НА в месте стыка крышки и верхнего кольца НА;
- состояния металла вокруг отверстий в крышке;
- состояние крепежных деталей.

Результаты измерений и конфигурацию очагов разрушения внести в соответствующие формуляры.

5.6.2 По объему и содержанию протечек на крышку гидротурбины оценивается работа водяных и масляных уплотнений в системах агрегата, а также состояние стыков и фланцевых соединений крышки.

5.6.3 При устранении кавитационных или механических повреждений крышки на монтажной площадке с применением сварки должны использоваться технологии и правила оценки качества выполненных работ, установленные конструкторской и ремонтной документацией и в соответствии с п. 4.8 Стандарта.

5.6.4 Протечки воды через уплотнения вала в крышке турбины, независимо от его конструкции, должны иметь струйно-капельный характер.

5.6.5 Поверхность вала в зоне уплотнения, зеркального диска уплотнения, состояние лабиринта или гребенки, качество и состояние уплотняющих элементов и материалов (резина, графит, фторопласт) должны соответствовать требованиям конструкторской документации.

5.6.6 Поврежденные уплотняющие, нажимные или упругие элементы уплотнения не должны использоваться повторно.

5.6.7 Режим работы устройств, обеспечивающих откачку протечек с крышки гидротурбины должен соответствовать требованиям инструкции по эксплуатации гидротурбины.

5.7 Металлические элементы проточной части гидротурбины

5.7.1 Требования к дефектации при ремонте элементов проточной части гидротурбины:

− измерить зазор между лопастями и камерой рабочего колеса поворотно-лопастной или пропеллерной турбины в трех точках периферийной кромки каждой из лопастей: со стороны входа и выхода воды и посредине лопасти; измерения производят при двух положениях лопастей: при полном и при минимальном развороте;

− выполнить визуальный и инструментальный контроль состояния элементов проточной части (спиральной камеры, КРК и отсасывающей трубы, фундаментного кольца, колонн статора) и ее облицовки. Контроль КРК производится в соответствии со СТО РусГидро 02.03.93-2013;

− проверить состояние крепежных изделий и стопорных элементов крепления люков и заглушек;

− составить карту кавитационных и механических повреждений облицовки всей проточной части;

− методом УЗД измерить фактическую толщину металла КРК или облицовки спиральной камеры в местах повреждений;

− проверить методом УЗД наличие трещинообразования в галтельных переходах КРК и колонн статора;

− выявить наличие пустот в бетоне под облицовкой простукиванием последней;

− при осмотре съемного сегмента КРК проверить целостность распорно-стяжных элементов и крепежных деталей.

Результаты измерений и конфигурацию очагов повреждений следует внести в соответствующие формуляры.

5.7.2 Состояние облицовки спиральной камеры, КРК и отсасывающей трубы должно соответствовать требованиям конструкторской документации.

5.7.3 Восстановление поверхностей, сварных швов и других элементов конструкции, имеющих кавитационные, механические или эрозионные повреждения должно производиться по технологии и в соответствии с требованиями конструкторской документации.

5.7.4 Габариты КРК после заварки повреждений облицовки и ликвидации заоблицовочных пустот должны обеспечивать соответствие значения зазора камера–лопасть нормам конструкторской документации.

5.7.5 Контроль геометрических размеров должен производиться по методике и в соответствии с требованиями конструкторской документации.

5.7.6 Наличие в зоне КРК заоблицовочных пустот, трещин, сквозных отверстий и механических повреждений не допускается.

5.7.7 Качество заполнения заоблицовочных пустот и качество крепления фрагментов облицовки к ребрам жесткости и другим элементам проточного тракта должно контролироваться путем простукивания или инструментальными методами.

5.7.8 Прочность заполнителя заоблицовочных пустот оценивается по контрольным образцам и по результатам контроля за соблюдением технологических и методических требований. Ввод агрегата в эксплуатацию до достижения заполнителем проектной прочности не допускается.

5.7.9 В случае необходимости должен быть назначен вид, порядок и объем специальных обследований и испытаний для выявления скрытых дефектов облицовки, бетонных и металлических конструкций КРК.

5.7.10 Объем ремонтных работ и оценка качества ремонта отъемного сегмента должна производиться по следующим показателям:

– облицовка сегмента не должна иметь выступающих или утопленных участков относительно облицовки камеры;

– качество сварки, обработки поверхности, состояние крепежа, талрепов, домкратов, закладных и крепежных элементов в нише конуса спиральной камеры должно соответствовать требованиям конструкторской документации;

– регулировка нагрузки на домкраты и талрепы должна производиться в соответствии с требованиями конструкторской документации с использованием визуальных или инструментальных методов контроля;

– состояние частей закладных трубопроводов, примыкающих к облицовке, должно оцениваться на основе результатов внешнего осмотра, а состояние трубопроводов по результатам продувки и опрессовки; герметичность оценивается пробным давлением, не менее 1,25 рабочего давления в течение 5 мин;

– качество и прочность соединений отдельных фрагментов и стыков облицовки КРК, спиральной камеры и отсасывающей трубы с элементами проточного тракта должны соответствовать требованиям конструкторской документации;

– протечки в стыках элементов облицовки в местах соединений не допускаются;

– не допускается наличие вздутой и оборванной облицовки и пустот под ней;

– бетонные поверхности спиральной камеры и отсасывающей трубы должны быть очищены от ракушек и не должны иметь очагов выщелоченного и разрушенного бетона;

– профиль всех восстановленных поверхностей должен соответствовать проектному;

– коробление КРК не допускается; ее максимальное отклонение от правильной окружной формы (на диаметр) не должно превышать 0,001 диаметра РК.

5.7.11 Соединение стыков элементов облицовки считается плотным, если щуп 0,05 в стык не проходит, или проходит на глубину не более 20% ширины (толщины) стыка.

5.7.12 Размеры неровностей и уступов облицовки не должны превышать 15% толщины листа.

5.7.13 В зоне высоких скоростей потока наличие уступов, каверн и не зашлифованных следов механической обработки или сварки не допускается.

5.7.14 Состояние пробок, заглушек, штуцеров, ниппелей, отводящих и подводящих импульсных трубопроводов, водозаборов, сливных приямков, люков, лаза в камеру отъемного сегмента, сопряжения облицовки с закладными частями гидротурбины, затворов и облицовки оголовков разделительных бычков должны соответствовать требованиям конструкторской документации.

5.8 Направляющие подшипники гидротурбин

5.8.1 Требования к дефектации при ремонте направляющих подшипников вертикальных гидроагрегатов с водяной и масляной смазкой:

− произвести измерение зазоров:

− проверить посадку корпуса подшипника вертикального агрегата в гнезде;

− произвести осмотр вкладышей, зафиксировав очаги отставания баббита или резины, местные надиры, натяг, царапины или области повреждения баббита блуждающими токами, подгорание резины, одностороннюю выработку резины, износ опорных конструкций сегментов и прочие дефекты.

Результаты измерений и конфигурацию очагов повреждений следует занести в соответствующие формуляры.

5.8.2. Дефектация деталей подшипника на водяной смазке с обрезиненным кольцевым вкладышем должна производиться с учетом следующих требований:

– параметры (технические характеристики) резины должны соответствовать требованиям конструкторской документации;

– отставание резины от основания, наличие вырывов, глубоких кольцевых рисок и повреждений запорного пояска не допускаются;

– зазоры в подшипнике должны соответствовать требованиям конструкторской документации; при отсутствии рекомендаций организации-изготовителя должен устанавливаться зазор согласно таблице 4;

– состояние посадочных поясков корпуса подшипника и посадочных мест в крышке турбины должно соответствовать требованиям конструкторской документации;

– величина зазора между вкладышем и валом может иметь отклонения от проектных значений в пределах до 20%;

– плотность посадки корпуса подшипника в крышку турбины должна оцениваться методами измерений; дефекты устраняются наплавкой и шабрением;

− при конусной посадке подшипника в крышке турбины зазор между верхним торцом корпуса и фланцем вкладыша должен быть не менее 10 мм;

− при наличии в конструкции распорных болтов дефектация контактных поверхностей, состояния резьбы и контровочных устройств производится с учетом требований п. 4.8 Стандарта;

− изменение положения подшипника при затягивании крепежа не допускается;

- контроль положения корпуса подшипника и турбинного вала при затяжке распорных болтов должен производиться индикаторами часового типа, установленными под углом 90^0 друг к другу;

– уплотнение вала в крышке ванны подшипника должно соответствовать требованиям конструкторской документации к эксплуатационным показателям узла (протечки, надежность, ремонтопригодность);

– протечки через уплотнения напорной ванны подшипника независимо от конструкции должны быть струйно-капельного характера.

Таблица 4 Нормальные и максимально допустимые зазоры в резиновых направляющих подшипниках (кольцевых и сегментных) вертикальных гидроагрегатов

Диаметр шейки вала, мм	Значения зазора, мм	
	минимальное	максимальное
80-120	0,08	0,13
120-180	0,10	0,16
180-260	0,12	0,18
260-360	0,14	0,21
360-500	0,17	0,25
500-630	0,20	0,31
630-800	0,23	0,35
800-1000	0,26	0,41
1000-1250	0,29	0,45
1250-1600	0,32	0,52
Свыше 1600	0,40	0,60

5.8.3 Дефектация деталей подшипника с обрезиненными сегментами на водяной смазке должна производиться с учетом следующих требований:

– параметры (технические характеристики) резины должны соответствовать требованиям конструкторской документации;

– отставание резины от основания, наличие вырывов, глубоких кольцевых рисок, повреждений опорных элементов не допускаются;

– восстановление работоспособности антифрикционного резинового покрытия должно производиться в соответствии с требованиями конструкторской документации;

– величина суммарного зазора в подшипнике должна соответствовать требованиям конструкторской документации, но не должна быть меньше, чем величина биения вала у шейки турбинного подшипника при прокрутке ротора агрегата краном, если иное не согласовано с заводом-изготовителем; при отсутствии данных по выставляемым зазорам следует ориентироваться на данные таблицы 4 Стандарта; разброс значений зазоров на отдельных сегментах не должен превышать ±10%; регулировка зазора должна производиться с учетом положения вала, которое определяется результатами прокрутки; максимальное значение зазора должно быть установлено со стороны, противоположной отклонению вала;

– опорные элементы сегментов: каленые вкладыши, головок болтов регулировочных приспособлений, крепеж и контрящие устройства не должны иметь выработки, повреждений трещин и сколов;

– глубина наклепа в зоне контакта головок опорных болтов или опорных вкладышей допускается не более 0,05 мм;

– протечки воды через уплотнения вала в крышке ванны и в крышке турбины должны иметь струйно-капельный характер;

– протечки через сварные швы элементов усиления ванны и регулируемые упоры сегментов не допускаются; материал уплотняющих элементов должен соответствовать требованиям конструкторской документации;

– контроль зазора должен производиться щупом в опорных элементах, при этом сегменты должны быть полностью поджаты к валу при помощи отжимных болтов.

5.8.4 Дефектация деталей направляющих подшипников гидроагрегата с масляной смазкой должна производиться с учетом следующих требований:

– рабочая поверхность баббита должна быть чистой, без посторонних включений и следов структурных изменений из–за повышенного нагрева (темные и матовые пятна, местные подплавления баббита, повышение твердости и хрупкости поверхностного слоя); при наличии соответствующей аппаратуры рекомендуется произвести ультразвуковую проверку плотности прилегания баббита к поверхности сегмента; отставания баббита (даже минимальные) не допускаются;

– качество пришабривания баббитовой поверхности сегментов по валу считается удовлетворительным, если образуется не менее одного–двух пятен прилегания на 1см^2 рабочей поверхности сегмента; проверка плотности прилегания производится простукиванием или ультразвуковой дефектоскопией; восстановление рабочей поверхности производится перезаливкой или заплавлением поврежденных участков;

– зазоры в направляющих подшипниках с баббитовыми сегментами между валом и вкладышем (сегментами) должны соответствовать конструкторской документации; при отсутствии таких данных при выставлении зазоров следует ориентироваться на нормы таблице 4, увеличенные на 25-30%;

– отклонение зазоров от проектной величины на отдельных сегментах допускается в пределах ±10%;

– в сегментных подшипниках с опорными болтами зазоры замеряются калиброванным щупом между опорой сегмента и сферической поверхностью

опорного болта, при этом сегмент должен быть прижат отжимными болтами плотно к валу;

– в подшипниках с клиновым регулировочным устройством зазор измеряется непосредственно щупом между сегментом и валом; так же измеряются зазоры в подшипниках, где зазор выставляется при помощи регулировочных прокладок;

– для кольцевых баббитовых подшипников зазор между подшипником и валом гидротурбины определяют по замерам диаметра расточки собранного подшипника и диаметра шейки вала в двух направлениях под 90^{o}, в трех плоскостях по высоте;

– при ремонте сегментов должна быть обеспечена изоляция от подшипниковых токов; сопротивление изоляции должно быть не менее 1,0 МОм;

– фланцевые и стыковые соединения масляных ванн подшипника должны быть плотными; протечки масла через любые элементы ванны не допускаются;

– перед закрытием маслованны подшипника должна быть обеспечена ее чистота, отсутствие посторонних предметов и надежность крепления датчиков и кабелей температурного контроля;

– параметры масла должны соответствовать требованиям завода изготовителя подшипника; соответствие должно быть подтверждено лабораторным химическим анализом;

– уплотнение вала в крышке маслованны подшипника должно обеспечивать защиту гидроагрегата от замасливания оборудования протечками и парами масла, уплотнительные элементы (резина, войлок, кожа) должны обеспечивать плотный контакт с валом; уплотнение должно работать, не вызывая местных перегревов в зоне контакта с валом гидроагрегата.

5.8.5 На работающем гидроагрегате, в процессе эксплуатационных испытаний, соответствие техническим требованиям, качество и результаты ремонтных работ подшипника на водяной смазке с обрезиненным кольцевым вкладышем оценивается по следующим признакам:

– расход воды и давление в напорной ванне подшипника;
– амплитуда биения вала в зоне подшипника;
– вибрация корпуса турбинного подшипника;
– протечки через уплотнения вала в крышке ванны подшипника.

– контрольные параметры должны соответствовать требованиям завода–изготовителя, вибрация не должна превышать значение, установленное СТО 17330282.27.140.001-2006.

5.8.6 Оценка общего качества ремонта подшипника с обрезиненными сегментами на водяной смазке в процессе эксплуатационных испытаний производится по следующим параметрам: вибрация корпуса турбинного подшипника; биение турбинного вала, протечки через уплотнения вала в крышке ванны подшипника и в крышке турбины. Значения этих параметров не должны превышать нормы, установленные конструкторской документацией, вибрация не должна превышать значение, установленное СТО 17330282.27.140.001-2006. Элементы опорных конструкций сегментов и регулировочные устройства должны обеспечивать надежную работу подшипника в течение межремонтного периода.

5.8.7 Дефектация и оценка качества ремонта направляющих подшипников гидроагрегата с масляной смазкой в процессе эксплуатационных испытаний производится по следующим параметрам: биение вала в зоне направляющих подшипников, уровень вибрации корпусов маслованн, температура вкладышей, сегментов, масла, уровень масла в маслованне. Значения этих параметров должны соответствовать требованиям конструкторской документации, вибрация не должна превышать значений, установленных СТО 17330282.27.140.001-2006. Температура сегментов баббитового подшипника не должна превышать 70°С.

5.8.8 Значения предупредительных и аварийных уставок должны соответствовать требованиям конструкторской документации и местной инструкции по эксплуатации.

5.9 Валопровод. Линия вала и центровка гидроагрегата

5.9.1 Дефектация облицовки вала для подшипников на водяной смазке должна производиться с учетом следующих требований:

– наличие трещин, сколов, степень износа и другие повреждения облицовки шейки вала определяются измерительным контролем, осмотром или методами дефектоскопии. Шейка вала, облицованная нержавеющей сталью, проверяется на плотность прилегания рубашки к валу простукиванием. Наличие сквозных трещин, вырывов и заоблицовочных пустот (бухтение) не допускается;

– срабатывание облицовки по толщине более чем на 50% или при наличии продольной трещины длиной более 20% высоты рабочей зоны требует ее полной замены;

- эллипсоидность шейки вала не должна превышать 0,03 мм;
- конусность шейки вала не должна превышать 0,03 - 0,06 мм в зависимости от диаметра вала; конусность 0,06 мм допускается для валов диаметром более 0,8м.

Результаты измерений внести в соответствующие формуляры.

5.9.2 Качество восстановления повреждений рубашки вала методами ручной сварки (трещин, электрозаклепок, сколов и других повреждений) должно контролироваться путем проведения обмеров ремонтной зоны по шаблону в соответствии с требованиями конструкторской документации.

5.9.3 Проверка общей линии вала, шеек подшипников, фланцев и фланцевых соединений, контрольных поясков, защитных облицовок, штанг маслоприемника и их направляющих должна производиться с учетом следующих требований:

– проверка линии вала гидроагрегата должна производиться в соответствии с СТО 17330282.27.140.001-2006 и СТО РусГидро 02.01.91-2013;

– проверка линии вала гидроагрегатов с подпятниками на гидравлической опоре производится в соответствии требованиями конструкторской документации;

– контрольная проверка линии вала в целях ее исправлении должна производиться только после удаления из фланцевых соединений всех временных прокладок;

– проверку общей линии вала гидроагрегата проводят путем проворота ротора с одним установленным подшипником гидрогенератора, наиболее близко расположенным к подпятнику; наличие излома линии вала и величины биения контролируют индикаторами часового типа;

– для гидроагрегатов подвесного типа возможна проверка общей линии валов методом четырех струн; величина допустимого биения валов и места замеров приведены в таблице 5 Стандарта.

Во всех случаях, независимо от допускаемого относительного биения вала, величина абсолютного биения вала у турбинного подшипника при проверке поворотом ротора гидроагрегата на подпятнике не должна превышать 0,4 мм для гидроагрегатов с частотой вращения до 250 об/мин и 0,3 мм для гидроагрегатов с частотой вращения более 250 об/мин.

Таблица 5 Допуски на биение вала агрегата при проверке поворотом ротора агрегата на подпятнике

Характер биения вала	Место замера	Допускаемая величина биения вала, мм/м, при частоте вращения гидроагрегата			
		до 100 об/мин	до 250 об/мин	до 375 об/мин	до 500 об/мин
Относительное биение вала турбины	Шейка вала у турбинного подшипника	0,05	0,05	0,04	0,03
Относительное биение вала генератора	Фланец вала генератора	0,03	0,03	0,02	0,015
Абсолютное биение надставки вала генератора	Посадочная шейка для якоря возбудителя	0,3	0,2	0,15	0,15

5.9.4 Исправление линии вала при ремонте гидроагрегата должно выполняться в соответствии с СТО РусГидро 02.01.91-2013, а также с учетом следующих требований:

- исправление линии вала должно выполняться шабрением на клин торцевой поверхности фланцев валов и тыльной стороны диска подпятника, допускается установка клиновых прокладок из калиброванной фольги или кальки допускается только как временная мера;
- при исправлении линии вала гидроагрегата должна быть обеспечена равномерность величины зазоров между неподвижными и вращающимися частями гидротурбины и гидрогенератора;
- исправление неперпендикулярности линии вала зеркальному диску подпятника гидроагрегата подвесного типа шабровкой на клин опорных поверхностей запорного кольца ступицы подпятника не допускается;
- паз кольцевой шпонки, поверхность ступицы в зоне контакта и рабочие поверхности шпонки не должны иметь повреждений;
- разнотолщинность шпонки допускается в пределах, установленных конструкторской документацией;
- устранение повышенного биения вала у турбинного подшипника за счет перемещения фланца надставки из центра вращения или ее наклона не допускается;
- подшипник гидротурбины должен быть прицентрован относительно вала турбины (шейки), установленного вертикально. Принудительное

смещение вала, путем создания дополнительного уклона, для установки подшипника в посадочное место не допускается;

– допускается параллельное перемещение вала гидроагрегата на подпятнике в пределах допустимых отклонений зазора в лабиринтных уплотнениях РО рабочих колес или зазора камера–лопасть для ПЛ гидротурбин. При этом необходимо контролировать равномерность воздушного зазора ротор-статор.

5.9.5 Монтаж валопровода должен производиться в соответствии с требованиями конструкторской документации.

5.9.6 При отсутствии рекомендаций завода-изготовителя при монтаже должны соблюдаться следующие требования:

– базой для прицентрирования вала генератора должен являться выставленный в монтажное положение фланец отцентрированного и выверенного вала турбины;

– вал генератора должен быть прицентрирован к валу турбины так, чтобы сопрягаемые плоскости их фланцев были между собой параллельны, а образующие фланцев – концентричны;

– относительный уклон вала турбины после соединения с РК не должен превышать 0,02 мм/м;

– относительное биение вала генератора на образующей его фланца допускается в пределах, указанных в таблице 6.

Прицентрирование вала генератора должно быть произведено при совмещенных заводских метках на фланцах обоих валов.

5.9.7 На сопрягаемых плоскостях фланцев валов и их боковых образующих не допускаются забоины, выступы и заусенцы. Фланцы валов должны быть соединены плотно, без зазоров. Плотность соединения сопрягаемых плоскостей фланцев контролируется щупом 0,03 мм. Гайки болтов должны быть равномерно затянуты и надежно законтрены. Контроль усилия и равномерности затягивания болтов производится по величине удлинения болтов, либо другим способом, в соответствии с требованиями конструкторской документации.

Резьбы болтов и гаек, припасованная часть болтов или отверстий, а также опорные поверхности гаек и болтов перед сборкой должны быть смазаны составом с присадкой дисульфида молибдена, или другим составом, повышающим качество монтажных операций.

Таблица 6 Допускаемые отклонения вала гидрогенератора при прицентрировании его к валу гидротурбины

Характер отклонения	Место замера	Допускаемые отклонения, мм
Смещение оси вала генератора относительно вала турбины	По образующим фланцев валов	до 0,1
Непараллельность сопрягаемых плоскостей фланцев валов при диаметре фланца, мм до 1000 1500 2000 и более	Между двумя сопрягаемыми плоскостями фланцев валов	 0,030 0,040 0,050
Совмещение отверстий во фланцах валов для соединительных болтов	Внутренние поверхности отверстий во фланцах валов	до 0,1

5.9.8 Общий уклон линии вала гидроагрегата должен быть проверен после соединения с генераторным валом и проведения работ по устранению неперпендикулярности оси вращения вала генератора плоскости трения подпятника и излома во фланцевом соединении. Величина уклона должна соответствовать конструкторской документации.

5.10 Система регулирования частоты вращения гидротурбин

5.10.1 Дефектация системы регулирования производится путём снятия характеристик как всей системы в целом, так и отдельных узлов и механизмов с учетом требований п.п. 5.10.8, 5.10.11 – 5.10.13 Стандарта.

5.10.2 Для выявления объема ремонтных работ необходимо произвести технический осмотр и регистрацию дефектов аккумулятора давления МНУ, масляного бака, масляных насосов с электроприводами, предохранительно-разгрузочных и обратных клапанов, блока гидравлических реле давления, контрольно-измерительных приборов, маслоохладительной установки, регулятора частоты вращения, маслопроводов и арматуры. Особое внимание следует уделять выявлению утечек масла в этих узлах.

5.10.3 При разборке масляного насоса измерить и внести в формуляр величины:

- зазоров между баббитовой рубашкой и винтами;
- зазоров между бронзовой втулкой и шейкой ведущего винта;
- осевого разбега ведомых винтов (между их передними торцами и бронзовой втулкой).

Эти величины должны соответствовать требованиям конструкторской документации. При отсутствии данных следует ориентироваться на зазор между винтами и рубашкой 0,04-0,06 мм и на осевой разбег не более 2 мм.

5.10.4 Проверить наличие рисок, царапин или надиров на баббитовых поверхностях расточек рубашки винтов, на поверхностях винтов и их подпятников.

5.10.5 В перепускном, предохранительном, обратном клапанах и арматуре выявить наклеп или задиры рабочих поверхностей клапанов, седел, игл (в частности, золотникового штока и буксы предохранительного клапана); проверить износ этих деталей (с измерением диаметров и зазоров), а также состояние пружин (отвечают ли они заданным характеристикам).

5.10.6 При наружном осмотре котла аккумулятора давления проверить в полном объеме состояние сварных швов и окраски, при внутреннем осмотре (после очистки от масляного шлама) - отсутствие трещин.

При осмотре масляных фильтров выявить повреждения:

- ячеек сетки рамочного фильтра;
- поверхности пробки трехходового крана сдвоенного фильтра.

5.10.8 В регуляторе скорости снять характеристику маятника, проверить износ его деталей, величину биения штифта маятника и состояние его привода. Выявить наличие мертвых ходов в шарнирных соединениях регулятора.

5.10.9 По золотникам автоматического и ручного регулирования, гидравлическому запорному клапану, стопору сервомотора, золотникам комбинатора и рабочего колеса произвести: осмотр букс, проверку износа перекрывающих кромок, выявление коррозии и механического износа рабочих поверхностей золотников; измерить диаметры золотников, букс, зазоры между ними, размеры и перекрытия окон. Результаты измерений внести в формуляры.

5.10.10 Проверить состояние трубопроводов системы регулирования: их загрязнение, утечки масла, воды, воздуха; состояние прокладок, стыков и арматуры.

5.10.11 При испытаниях системы регулирования в целом независимо от типа регулятора для выявления объемов работ должны быть получены характеристики:

Под нагрузкой:

- зависимости мощности и угла разворота лопастей рабочего колеса от открытия направляющего аппарата при действующем напоре;
- цикл работы насосов маслонапорной установки при работе на автоматическом (на МИЧО или МИМ) и ручном (на ограничителе открытия) управлении в трех–четырех точках характеристики;

– величина и характер колебаний напряжения и частоты тока пендель-генератора.

На холостом ходу:

– устойчивость и быстродействие системы регулирования;

– допускаются колебания частоты ± 0,1 Гц с периодом 20 с;

– быстродействие (ступенчатое изменение уставки частоты на 1 Гц должно отрабатываться за 20 с при одном перерегулировании до 0,2 Гц);

– соответствие действительной уставки срабатывания защиты от разгона с действием этой защиты на остановку агрегата.

При опорожненной спиральной камере:

– величина люфтов в рычажной или тросовой обратной связи;

– перестановочные усилия сервомоторов направляющего аппарата и рабочего колеса;

– люфт в приводе пендель–генератора;

– разница в намагничивании полюсов ротора пендель–генератора;

– протечки масла в системе регулирования раздельно по трактам управления сервомоторами направляющего аппарата и рабочего колеса, а также через аппаратуру МНУ.

5.10.12 Для электрогидравлических регуляторов (ЭГР) до и после ремонта сравнению подлежат следующие характеристики регулятора:

– для регуляторов типа ЭГР, ЭГР–М, ЭРГ–2М характеристика пендель–генератора и величина пульсации напряжения при номинальной частоте вращения;

– для регулятора типа ЭГР–2И–1 уровень напряжений питания микросхем, реле и датчиков от собственных нужд переменным и постоянным током;

– для регуляторов типа ЭГР, ЭГР–М и ЭГР–2М характеристика усилителя;

– ток небаланса в катушках электрогидравлического преобразователя (ЭГП), ток "оживления" и "пусковой" ток; мертвая зона и среднее положение выходного штока ЭГП должна определяться по статической характеристике и результатам измерения омическое сопротивление обмоток катушек ЭГП;

– статическая характеристика зависимости перемещения тела главного золотника от тока разбаланса ЭГП при прямом и обратном ходе должна быть линейной без петли гистерезиса.

5.10.13 Для гидромеханического регулятора частоты вращения до и после ремонта сравнению подлежат следующие характеристики регулятора:

– статическая характеристика маятника;

– величина биения штифта маятника;

– соответствие шкал указателей открытия и разворота лопастей действительным значениям;

– величина люфтов в рычажных передачах от сервомотора направляющего аппарата до стакана катаракта;

– время возврата поршня катаракта к среднему положению и значение не возврата;

– величина невозврата в среднее положение главных золотников сервомоторов направляющего аппарата и лопастей рабочего колеса по окончании переходного процесса регулирования;

– невозврат поршня катаракта в среднее положение не должен превышать 0,01 мм;

– наличие люфта в приводе пендель–генератора не допускается;

– осевое биение штифта маятника приведенное к главному золотнику, не должно превышать величину перекрытий (0,35–0,5 мм на строну);

– рукоятки редукторов должны перемещаться без рывков и заеданий;

– время открытия и закрытия направляющего аппарата и лопастей рабочего колеса, а также начало зоны демпфирования сервомотора НА и время закрытия в зоне демпфирования должны соответствовать требованиям конструкторской документации;

– статическая характеристика зависимости перемещения тела главного золотника от перемещения маятникового рычага при прямом и обратном ходе должна быть линейной без петли гистерезиса;

– положение ролика на кулачке комбинатора должно соответствовать действующему открытию НА и напору;

– время перемещения механизмов изменения мощности и ограничения открытия должно соответствие паспортным данным;

– время перемещения механизма изменения числа оборотов (МИЧО) и механизма ограничения открытия (МОО) направляющего аппарата, а также величина крайних и промежуточных значений должны соответствовать паспортным данным;

– последовательность действий механизмов при выполнении операций автоматического пуска агрегата, автоматической остановки, перевода в режим СК, синхронизации и работе в сети, включении в ГРАМ должна соответствовать требованиям конструкторской документации;

– значение люфтов в обратных связях от сервомоторов НА и РК не должны превышать 0,5%;

– работоспособность электрогидравлического преобразователя должна проверяться переводом рукоятки в положение «ручное» – «автомат» и проверкой наличия «оживления».

5.10.14 Испытания цифровых микропроцессорных регуляторов производятся по инструкции производителя.

5.10.15 Интегральными показателями качества ремонта и наладки регулятора являются:

– точность поддержания частоты при работе агрегата на холостом ходу и на изолированную нагрузку (где это возможно);

– быстродействие регулятора при первичном регулировании частоты;

– быстродействие и точность отработки заданий мощности;

– выполнение гарантий регулирования при сбросах нагрузки.

5.10.16 Интегральные показатели должны соответствовать паспортным значениям или требованиям инструкции по эксплуатации:

– состояние котла МНУ должно соответствовать требованиям Правил № 536;

– падение давления в котле (при остановленном масляном насосе, закрытых вентилях и гидроклапанах) спустя 8 ч не должно превышать 0,15 МПа;

– предохранительные клапаны должны открываться для сброса масла в сливной бак при давлении в котле, превышающем рабочее давление на 1,0–1,5% (но не более 0,05 МПа), и пропускать все масло, подаваемое насосом, при превышении давления в котле не более чем на 15% от рабочего (номинального);

– реле пониженного давления должно быть настроено так, чтобы резервный масляный насос включался при давлении в котле на 10–12% (но не более 0,5 МПа) ниже номинального рабочего давления;

– вентили в открытом состоянии должны обеспечивать герметичность за счёт сальникового уплотнения истока; конструкции с верхним уплотнением, предназначенным для разгрузки сальника, следует опрессовывать при поднятом до отказа шпинделе;

– протечки во фланцевых соединениях маслопроводов, вентилей и клапанов не допускаются;

– «среднее» положение электрических датчиков открытия направляющего аппарата и угла лопастей рабочего колеса должно соответствовать середине хода механизмов;

– открытие направляющего аппарата должно соответствовать моменту срабатывания путевых выключателей командоаппарата;

– ограничения открытия направляющего аппарата «снизу» и «сверху» должны соответствовать требованиям инструкции по эксплуатации;

– цикл работы маслонасосов МНУ должен быть для радиально – осевых гидротурбин не менее λ= 1:20, для поворотно-лопастных гидротурбин λ= 1:12.

5.11 Система технического водоснабжения

5.11.1 Дефектация оборудования должна производиться с учетом следующих требований:

– трубопроводы, запорная, ремонтная и регулирующая арматура должна быть испытана пробным давлением не менее чем 1,25 рабочего давления системы;

– оперативная, запорная и ремонтная арматура с гидравлическими или пневматическими приводами и дросселями должна проверяться и регулироваться на работающем и на остановленном оборудовании;

– закладные водозаборные устройства и трубопроводы должны подвергаться визуальному обследованию при осушенной проточной части;

– герметичность закладных трубопроводов должна оцениваться пробным давлением не менее чем 1,25 рабочего давления в течение 5 мин. Протечки в местах выхода трубопроводов из бетона не допускаются;

– сороудерживающие решетки, крепеж, бетонные и металлические конструкции водозаборных устройств, расположенные в проточной части турбины должны соответствовать требованиям проектной документации.

5.11.2 Система ТВС должна автоматически поддерживать давление в заданных пределах и необходимую подачу воды к потребителям:

– давление воды в системе должно соответствовать величине, установленной конструкторской документацией, исходя из условий прочности теплообменных аппаратов или технической целесообразности;

– регуляторы давления или дроссельные устройств в схемах охлаждения трансформаторов и теплообменных аппаратах других систем, заполненных маслом должны обеспечивать давление воды меньше давления масла не менее чем на 0,01 МПа;

– масло и воздухоохладители должны обеспечивать уровень температур оборудования, на котором они установлены, а также величину

нормативных перепадов давления и температуры на входе и выходе из охладителя в соответствии с требованиями конструкторской документации и инструкции по эксплуатации;

– подача и напор насосных агрегатов должна соответствовать паспортным значениям.

5.11.3 Температура подшипников насосных агрегатов не должна превышать температуру машинного помещения более чем на 40–50°С и не должна быть выше 70°С.

5.11.4 Вода должна просачиваться через сальники уплотнения вала насоса непрерывно редкими каплями. Перегрев сальников не допускается.

5.11.5. Вибрация насосных агрегатов (насос–двигатель) не должна превышать величин, установленных конструкторской документацией. В случае отсутствия таких указаний двойная амплитуда вибрации подшипников электродвигателей, сочлененных с механизмами, не должна быть выше значений, указанных в таблице 7 Стандарта.

Таблица 7 Допустимые значения вибрации подшипников электродвигателей

Наименование показателя	Значение показателя			
Синхронная частота вращения, об/мин	3000	1500	1000	750 и менее
Двойная амплитуда колебаний, мкм	30	60	80	95

5.11.6 Контрольная сигнализирующая аппаратура (реле, ЭКМ и другая) должна обеспечивать подачу сигнала на включение резервного насоса или автономного источника водоснабжения и с выдержкой времени на аварийный останов гидроагрегата.

5.11.7 Фильтры должны обеспечивать качество и чистоту очистки воды в соответствии с требованиями конструкторской документации.

5.12 Система перевода гидроагрегатов в режим синхронного компенсатора

5.12.1 Требования к дефектации при ремонте оборудования системы перевода гидроагрегата в режим СК независимо от принятой схемы:

– система должна обеспечивать автоматический перевод гидроагрегата в режим СК от одного импульса и автоматическое поддержание отжатого уровня воды под РК в соответствии с требованиями проектной документации, но не менее чем на 1м от нижней кромки лопастей РК;

– пневмосистема режима СК должна обеспечивать проектную интенсивность перевода агрегатов ГЭС в режим СК;

– время перевода (от момента открытия до момента закрытия клапана впуска воздуха) должно быть не более 1 мин;

– периодичность подкачки не менее 1 часа;

– состояние воздухосборников должно соответствовать требованиям Правил № 536;

– герметичность воздушной системы режима СК считается удовлетворительной, если через 2 ч после начала испытаний давление в воздухосборниках снизится не ниже давления уставки на включение компрессоров. Отпуск воздуха потребителям во время испытаний не производится;

– состояние арматуры и трубопроводов должно быть проверено давлением, установленным проектно-конструкторской документацией;

– протечки воздуха через фланцевые соединения, сальники и клапана впуска воздуха не допускаются;

– включение клапана впуска воздуха должно происходить в момент полного закрытия НА;

– время срабатывания привода клапана впуска воздуха должно быть не более 1 с.

5.12.2 Производительность, компрессорной установки, уровень вибрации опорных конструкций и подшипниковых узлов, работа сальников и подшипников (температура, уровень и тон шума) не должны превышать значений, установленных конструкторской документацией.

5.12.3 При отсутствии документации двойная амплитуда вибрации подшипников электродвигателей, сочлененных с механизмами, не должна быть выше значений, указанных в таблице 7 Стандарта.

5.12.4 При работе в режиме СК должна быть обеспечена смазка и охлаждение турбинного подшипника с водяной смазкой.

5.12.5 Подача воды на охлаждение лабиринтных уплотнений РО РК должна соответствовать требованиям проектной документации.

5.13 Дренажная установка, клапан срыва вакуума

5.13.1 При осмотре маслонасосов проверить:

- износ шестерен, валов, втулок, наличие рисок, царапин на зубьях шестерен, корпусах и шейках валов;

- радиальные зазоры между шейками валов и втулками, диаметры валов и втулок, зазоры между шестернями и корпусом, торцовые зазоры; результаты измерений внести в формуляр. Все измеренные величины не должны отличаться от нормативных.

5.13.2 При осмотре центробежных насосов проверить состояние подводящего тракта, уплотняющих колец, сальников, муфт подшипников, обтекателей, защитных втулок валов.

5.13.3 В холостом выпуске, клапанах срыва вакуума и спускном клапане выявить причины неплотной посадки тарелок клапанов, разрегулировки времени закрытия и открытия (кроме спускного клапана), а также наличие мертвых ходов в рычажных передачах. У холостого выпуска осмотреть уплотняющее кольцо и клапан катаракта; проверить механический износ и разъедание проточной части.

Результаты измерений внести в соответствующие формуляры.

5.13.4 Ход штока клапана срыва вакуума и сила поджатия возвратной пружины должны соответствовать требованиям конструкторской документации в зависимости от диаметра проходного отверстия.

5.13.5 Тарелка клапана должна перемещаться в направляющих подшипниках без заеданий от положения полного открытия до полного закрытия.

5.13.6 На остановленном гидроагрегате протечки через уплотнение тарелки клапана не допускаются.

5.13.7 Лекажные, дренажные и прочие насосы должны быть тщательно отцентрованы со своими электродвигателями и опробованы в работе.

6 Требования к сборке и к отремонтированной гидротурбине

6.1 Сборка гидротурбины должна производиться в соответствии с конструкторской или ремонтной документацией на гидротурбину.

6.2 К сборке допускаются составные части, удовлетворяющие требованиям настоящего Стандарта и конструкторской документации на конкретную гидротурбину.

6.3 Смонтированные после ремонта конструкции проточной части гидротурбины должны быть тщательно уплотнены в местах соединения отдельных элементов и не допускать протечек. Плотным считается соединение, в которое щуп толщиной 0,05 мм не проходит. Допускаются местные неплотности, в которые щуп 0,05 мм проходит на глубину не более 20% ширины стыка данного соединения.

6.4 Специальные требования к регулировке, предельные значения регулируемых величин

6.4.1 Величины зазоров и натягов должны соответствовать требованиям конструкторской документации.

6.4.2 Максимально допустимые зазоры, зафиксированные при дефектации узлов и механизмов гидротурбины и вспомогательных систем, могут быть разрешены при проведении капитального ремонта только в том случае, если они не ухудшают эксплуатационные показатели оборудования и удовлетворяют установленным требованиям:

– максимальные зазоры в подшипниках цапф лопастей допустимы, если при этом не нарушается работа уплотнений цапф;

– максимальные зазоры в направляющем подшипнике турбинного вала не должны нарушать работу лабиринтных уплотнений РО гидротурбин и обеспечивать необходимый зазор камера–лопасть для ПЛ гидротурбин;

– в золотниках и буксах регулятора частоты вращения, цилиндрах и поршнях сервомоторов сохранение максимальных зазоров допускается в тех случаях, когда при этом обеспечиваются необходимые параметры регулирования во всех диапазонах и режимах работы агрегата и надежная работа механизмов системы регулирования;

– при выполнении работ, связанных с регулировкой высотного положении подпятника вертикальные зазоры между неподвижными и вращающимися деталями турбины должны не менее чем на 5 мм превышать величину подъема ротора на тормозах, заданную конструкторской документацией;

– при замене или восстановлении одной из сопрягаемых деталей должны быть обеспечены величины натягов или зазоров в соответствии с требованиями конструкторской документации;

6.4.3 Компенсация зазоров или непараллельности во фланцевых соединениях за счет установки дополнительных прокладок не допускается.

6.4.4 Контроль усилия и равномерности затягивания резьбовых соединений в наиболее ответственных частях оборудования (фланцев валов гидроагрегата, лопастей рабочего колеса гидротурбины и т.п.) производится по величине удлинения болтов, либо другим способом, в соответствии с указаниями завода–изготовителя.

6.5 Перед закрытием смотровых люков необходимо дополнительно проверить закрепление деталей и отсутствие посторонних предметов на собранных и собираемых составных частях гидротурбины.

6.6 При ремонте должно быть восстановлено защитное антикоррозийное покрытие деталей гидротурбины, в соответствии с конструкторской документацией завода–изготовителя.

6.7 При пробном пуске гидроагрегата не должны прослушиваться звуки, свидетельствующие об ударах, заеданиях и касаниях в гидротурбине.

Посторонние шумы и удары под крышкой турбины и в отсасывающей трубе при работе в нормальных эксплуатационных режимах не допускаются.

6.8 На собранной гидротурбине не допускаются:

– ослабленное крепление элементов к фундаменту;

– ослабленное крепление корпусов подшипников к несущим конструкциям гидроагрегата;

– ослабленное крепление трубопроводов, кожухов и других деталей, закреплённых на поверхности корпуса гидрогенератора и гидротурбины;

– течи воды и масла из соединений.

6.9 Выполнение пусковых операций на гидротурбине 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 гидроагрегат посторонних предметов, а также приняты меры по закреплению временно установленных составных частей и приспособлений.

6.10 Маслоохладители масляных подшипников до установки их на место должны быть испытаны пробным гидравлическим давлением. После установки охладителей на место и присоединения к ним водяных трубопроводов испытание должно быть повторено. Величина пробного гидравлического давления и время выдержки для каждого случая устанавливаются заводом–изготовителем. Протечки в разъемных и сварных соединениях маслоохладителей не допускаются.

7 Испытания и показатели качества отремонтированной гидротурбины

7.1 Эксплуатационные испытания по выявлению технического состояния гидротурбины до начала капитального ремонта и после него включают:

– вибрационные испытания гидротурбины;

– энергетические испытания гидроагрегата (энергетические испытания должны обязательно производиться при вводе в работу после капитального ремонта, при котором производится изменение в проточном тракте гидротурбины);

– испытания системы регулирования;

– испытания с использованием штатных приборов температурного контроля, давления, уровней, расходов на гидротурбине и вспомогательных системах.

Испытания проводятся в соответствии со СТО 17330282.27.140.001-2006 и ГОСТ 28842.

7.2 Проведение испытаний гидротурбин перед выводом в капитальный ремонт необходимо для получения объективных данных о техническом состоянии гидротурбин, выявления имеющихся дефектов, планированию рациональных объемов работ по исправлению дефектов и причин, их вызвавших.

7.3 Испытания перед ремонтом должны быть проведены в объеме и по специальной программе, утвержденной техническим руководителем ГЭС в сроки, увязанные со сроками начала ремонта. Испытания могут производиться с привлечением специализированных организаций, имеющих опыт проведения измерений и испытаний на гидротурбинах.

7.4 При выходе гидротурбины из ремонта проводятся испытания с целью проверки состояния гидротурбины после ремонта и оценки эффективности ремонта.

7.5 При проведении испытаний после капитального ремонта получают базовые данные контролируемых параметров, которые используют в течение межремонтного периода эксплуатации.

7.6 При выводе из ремонта гидротурбины должны выполняться следующие требования к контрольным параметрам:

– мощность гидротурбины, измеренная с использованием штатных приборов, должна соответствовать паспортной (по эксплуатационной характеристике) при фиксированном открытии направляющего аппарата, напоре и высоте отсасывания;

– биение вала и вибрации опорных конструкций гидроагрегата в зоне шахты гидротурбины (крышка турбины, корпус турбинного подшипника, опора подпятника) не должны превышать значений, установленных документацией завода изготовителя, СТО 17330282.27.140.001-2006;

– давление в напорной камере и расход воды на охлаждение и смазку турбинного подшипника (подшипника с водяной смазкой) не должен быть выше установившихся эксплуатационных значений (по расходомеру на трубопроводе смазки турбинного подшипника);

– температура подшипника с масляной смазкой не должна быть выше, установленной заводом изготовителем;

– величина давления и пульсаций давления в разгрузочной полости РО гидротурбины и проточной части в эксплуатационных режимах не должна превышать значений, установленных конструкторской документацией.

7.7 По данным испытаний после ремонта необходимо определить узлы, состояние которых улучшилось недостаточно, не улучшилось или ухудшилось и при первой возможности провести их доводку или ремонт.

7.8 Испытания после ремонта должны включать в себя измерение тех же величин, что и до ремонта. Датчики должны быть установлены строго на те же места, где они стояли при испытаниях до ремонта, и так же ориентированы. Особое внимание нужно обратить на узлы, на которых во время ремонта была произведена замена элементов или всего узла в целом.

7.9 Испытания проводятся во всех эксплуатационных и переходных режимах, включая режим СК (при его наличии).

7.10 Все данные, полученные при испытаниях до и после ремонта должны быть внесены в соответствующие протоколы, формуляры или другие отчетные документы и храниться в документации по ремонту гидротурбины.

7.11 Методика сравнения показателей качества отремонтированной гидротурбины определяет выявление степени восстановления его эксплуатационных свойств, включая надежность, экономичность и способность поддержания этих качеств в течение межремонтного периода. Оценка качества ремонта основывается на сравнительном сопоставлении показателей качества отремонтированного оборудования с нормативными значениями, определяемыми конструкторской документацией, ПТЭ, СТО 17330282.27.140.001–2006, Правилами ТОиР и СТО «Тепловые и гидравлические электростанции. Методика оценки качества ремонта энергетического оборудования. Основные положения» техническими условиями на поставку данной гидротурбины.

7.12 Номенклатура показателей качества гидроагрегата, по которым производится сравнительное сопоставление показателей до и после ремонта, приведена в таблице 8.

Таблица 8 Номенклатура показателей качества гидроагрегата до и после ремонта.

Составляющие показателей качества (параметры технического состояния)	**Заводские, проектные или нормативные данные**	**Данные эксплуатационных испытаний или измерений**	
		До капитального ремонта	**После капитального ремонта**
Номинальной мощности (в числителе) и холостому ходу (в знаменателе) соответствуют:			
Открытие направляющего аппарата по шкале сервомотора, мм			
Угол разворота лопастей рабочего колеса по шкале на маслоприемнике, град.			

Составляющие показателей качества (параметры технического состояния)	**Заводские, проектные или нормативные данные**	**Данные эксплуатационных испытаний или измерений**	
		До капитального ремонта	**После капитального ремонта**
Давление в спиральной камере, МПа (кг/см^2)			
Вибрация верхней крестовины генератора, мкм			
– вертикальная			
–горизонтальная			
Вибрация нижней крестовины генератора, мкм			
– вертикальная			
–горизонтальная			
Вибрация крышки турбины, мкм			
– вертикальная			
–горизонтальная			
Биение вала, мм			
у верхнего подшипника генератора			
у нижнего подшипника генератора			
у подшипника турбины			
Максимальное рабочее давление в котле маслонапорной установки МНУ, МПа (кг/см^2)			
Давление включения рабочего маслонасоса (на котел МНУ), МПа (кг/см^2)			
Давление включения резервного маслонасоса (на котел МНУ), МПа (кг/см^2)			
Давление включения вспомогательного маслонасоса (на котел МНУ), Мпа (кг/см^2)			
Отношение времени работы насосов на котел МНУ под давлением (числитель) к времени стоянки (знаменатель) при работе гидрогенератора под нагрузкой			
для насоса №1			
для насоса №2			
Время открытия направляющего аппарата турбины от 0 до 100%, с			
Время закрытия направляющего аппарата турбины от 100 до 0%, с			
Время полного разворота лопастей рабочего колеса, с			
Минимальное давление масла в системе регулирования, обеспечивающее закрытие направляющего турбины без воды,			

Составляющие показателей качества (параметры технического состояния)	**Заводские, проектные или нормативные данные**	**Данные эксплуатационных испытаний или измерений**	
		До капитального ремонта	**После капитального ремонта**
МПа (кг/см^2)			
Время подъема быстропадающих щитов, с			
Время сброса быстропадающих щитов, с			
Частота вращения агрегата (об/мин) при котором: включается торможение срабатывает защита от разгона			
Время снижения частоты вращения от номинальной до включения торможения, с			
Время торможения, с			
Время свободного останова гидроагрегата на выбеге, с			
Установившаяся температура при работе турбины с номинальной мощностью, град масла в ванне подпятника в сливном баке МНУ На сегментах подпятника № № На сегментах подшипника № №			
Условия проведения измерений			
отметка верхнего бьефа, м			
отметка нижнего бьефа, м			
Температура воды, проходящей через турбину, град			
Температура воздуха в помещении установки сливного бака МНУ, град			

7.13 Изменяющиеся показатели качества определяются при проведении эксплуатационных и контрольных испытаний гидроагрегатов до и после ремонта, а полученные результаты представляют собой количественные показатели качества ремонта гидроагрегатов. Отдельные требования к проведению эксплуатационных и контрольных испытаний гидроагрегатов для определения показателей качества ремонта приведены в п. 7.1.

7.14 В целом методики оценки качества ремонта оборудования включают результаты выполненных дефектаций, измерений, контроля и испытаний, а также сопоставительного анализа контрольных параметров, полученных после

ремонта, с их нормативными значениями. Часть методов используется при подготовке к ремонту, при выводе в ремонт, в процессе ремонта, при приемке из ремонта и при нормальной эксплуатации гидроагрегатов.

Номенклатура показателей качества гидроагрегата до и после ремонта (таблица 8) содержит показатели качества по Правилам ТОиР, ГОСТ 4.427.

8 Требования к оформлению технической документации по ремонту

8.1 При выполнении ремонта следует использовать конструкторскую документацию заводов-изготовителей оборудования (чертежи, инструкции и др.). При отсутствии конструкторской документации следует использовать руководящие документы и технологические инструкции общего назначения, разработанные специализированными ремонтными организациями, а также ранее разработанную ремонтную документацию.

8.2 Формирование необходимой для выполнения ремонта документации осуществляется эксплуатирующей организацией с привлечением для ее разработки изготовителей оборудования, ремонтных и специализированных организаций

8.3 Ремонтные чертежи должны быть выполнены в соответствии с требованиями ГОСТ 2-604.

8.4 Руководители работ ремонтных организаций, участвующих в ремонте, предъявляют приемочной комиссии необходимую документацию, составленную в процессе ремонта в соответствии с Правилами ТОиР, в том числе:

- ведомость выполненных работ по ремонту;
- протоколы технических решений по выявленным, но не устраненным дефектам;
- протоколы испытаний, карты измерений, формуляры;
- результаты входного контроля;
- сертификаты на использованные в процессе ремонта материалы и запасные части;
- протоколы опробования отдельных видов оборудования;
- акты на скрытые работы;
- акты приемки узла;
- другие документы по согласованию электростанции и предприятия-исполнителя ремонта.

Документация предъявляется приемочной комиссии не позднее, чем за двое суток до окончания ремонта. Ее конкретный перечень должен быть

утвержден техническим руководителем ГЭС. Примерный перечень технической документации приведен в приложении А к настоящему Стандарту.

9 Требования к обеспечению безопасности

9.1 Гидротурбина после ремонта должна соответствовать требованиям безопасности, охраны труда и производственной санитарии, пожарной безопасности по ГОСТ 12.1.003, ГОСТ 12.2.003

9.2 Все ограждения подвижных и вращающихся частей гидротурбины и перекрытия должны быть восстановлены в соответствии с требованиями конструкторской документации.

9.3 Перед разборкой маслонаполненных узлов и механизмов должна быть обеспечена защита от попадания масла в проточный тракт турбины.

9.4 Гидротурбина должна быть оснащена исправным специальным инструментом для сборки и разборки оборудования, съемными перекрытиями, а также приспособлениями для механизации работ, обеспечивающими удобство и безопасность обслуживающего персонала при выполнении монтажных и ремонтных работ.

9.5 Проемы, полости, отверстия, которые открываются при разборке гидротурбины должны оборудоваться специальными ограждениями, лестницами, переходами, которые описаны в ТК и ППР, чтобы избежать травмирования ремонтного и эксплуатационного персонала, а также попадания посторонних предметов.

Приложение А

(рекомендуемое)

Примерный перечень технической документации

по капитальному ремонту гидротурбины

№ п/п	Наименование документа
1	2
	А.1. Общие документы
1.	Приказ/распоряжение о выводе агрегата в капитальный ремонт
2.	Акт готовности станции к капитальному ремонту
3.	Приказ о создании комиссии по приемки оборудования из капитального ремонта
4.	Ведомость планируемых работ
5.	Ведомость выполненных работ
6.	Ведомость дополнительных работ
7.	Протокол исключения из ведомости планируемых работ
8.	Ведомость основных параметров технического состояния гидротурбинной установки станционный № до и после ремонта
9.	Акт приемки из капитального ремонта гидротурбинной установки №
10.	Протокол испытаний на холостом ходу
11.	Протокол испытаний под нагрузкой
12.	Протокол вибрационных испытаний до ремонта гидроагрегата.
13.	Протокол вибрационных испытаний после ремонта гидроагрегата.
14.	Формуляр проверки гарантий регулирования при сбросах нагрузки
15.	Формуляр функциональной зависимости открытия (закрытия) НА турбины и угла поворота лопастей РК от хода поршня сервомотора
	А.2. Направляющий аппарат
16.	Акт дефектации.
17.	Формуляр по торцевому уплотнению лопаток НА
18.	Формуляр торцевых зазоров уплотнения по лопаткам НА
19.	Формуляр зазоров по лопаткам НА
20.	Формуляр зазоров в средних цапфах лопаток НА.
21.	Формуляр зазоров в нижних цапфах лопаток НА
22.	Формуляр диаметров втулок и цапф лопаток НА
23.	Формуляр виброхарактеристик рычагов лопаток (*для обратимых гидромашин*)
24.	Формуляр кавитационных и механических повреждений лопаток.
25.	Формуляр износа регулирующего кольца НА.
26.	Формуляр проверки диаметров втулок и пальцев регулирующего кольца НА
27.	Формуляр износа иглы и отсекателя (*для ковшевых гидротурбин*)
28.	Формуляр длины талрепов после регулировки зазоров по НА
29.	Формуляр по испытаниям сервомоторов
30.	Формуляр проверки диаметров втулок сервомоторов НА
31.	Формуляр проверки кинематики НА
32.	Формуляр проверки перестановочных усилий в НА

№ п/п	Наименование документа
1	2
33.	Акт на приемку из капитального ремонта направляющего аппарата.
	А.3. Крышка турбины
34.	Акт осмотра крышки турбины.
35.	Формуляр усилия затяжки крепежных элементов.
36.	Формуляр кавитационного и абразивного износа КТ со стороны проточной части
37.	Акт диагностики методами неразрушающего контроля крепежных элементов крышки турбины (УЗК).
	А.4. Проточная часть
38.	Акт приемки лесов.
39.	Акт дефектации, отсасывающей трубы(при наличии дефекта).
40.	Акт обследования проточной части
41.	Акт на приемку из капитального ремонта фундаментных и закладных частей гидротурбины.
42.	Формуляр повреждений камеры рабочего колеса
43.	Формуляр повреждений спиральной камеры
44.	Формуляр повреждений колонн статора
45.	Формуляр формы камеры РК
46.	Формуляр кавитационных повреждений проточной части (камеры РК, колонн статора и пр.).
47.	Акт приемки узла
	А.5. Рабочее колесо
48.	Акт дефектации.
49.	Формуляр формы рабочего колеса
50.	Формуляр зазоров РК-КРК
51.	Формуляр уплотнений лопастей РК (*для поворотно-лопастных гидротурбин*)
52.	Формуляр проверки состояния поверхности корпуса и конуса обтекателя рабочего колеса ПЛ-гидротурбины
53.	Формуляр зазоров между фланцем лопасти и расточкой втулки РК (*для поворотно-лопастных гидротурбин*)
54.	Формуляр зазоров в лабиринтных уплотнениях РК (*для радиально-осевых и обратимых гидротурбин*)
55.	Формуляр кавитационных и абразивных повреждений лопастей РК.
56.	Формуляр кавитационных и абразивных повреждений ковшей РК (*для ковшевых гидротурбин*)
57.	Формуляр зазоров по маслоприемнику (*для поворотно-лопастных гидротурбин*)
58.	Формуляр проверки зазоров в кинематике механизма поворота лопастей РК
59.	Формуляр проверки зазоров между поршнем и цилиндром РК
60.	Формуляр гидроиспытаний уплотнений лопастей РК
61.	Формуляр проверки перестановочных усилий в механизме поворота лопастей
62.	Акт приемки узла.
	А.6. Турбинный подшипник
63.	Акт дефектации.
64.	Формуляр цилиндричности кольцевого обрезиненного вкладыша
65.	Формуляр маяков и зазоров (до и после ремонта).
66.	Формуляр состояния сегментов ТП (для сегментных подшипников)
67.	Формуляр бухтения рубашки вала ТП (для подшипников с водяной смазкой)

№ п/п	Наименование документа
1	2
68.	Формуляр диаметра облицовки вала турбины
69.	Формуляр смятия сферической поверхности шаровой пяты и поверхности пяты центрирующего устройства
70.	Формуляр износа торцевого уплотнения вала
71.	Формуляр установочных зазоров в торцевом уплотнении вала
72.	Протоколы хим. анализа масла из ванны до и после ремонта (для подшипников с масляной смазкой)
73.	Протокол гидравлического испытания маслоохладителей (для подшипников с масляной смазкой)
74.	Протокол замера изоляции сегментов турбинного подшипника (для подшипников с масляной смазкой)
75.	Акт приемки маслованны турбинного подшипника на чистоту (для подшипников с масляной смазкой)
76.	Акт промывки масляных трубопроводов перед заливкой масла в оборудование
77.	Акт приемки узла.
	А.7. Торцевое уплотнение вала
78.	Ведомость планируемых работ
79.	Акт дефектации.
80.	Формуляр по торцевому уплотнению вала турбины.
81.	Ведомость выполненных работ.
82.	Акт приемки узла.
	А.8. Вал турбины
83.	Акт дефектации (при наличии дефекта).
84.	Формуляр замера уклона линии вала.
85.	Формуляр проверки общей линии вала (с проворотом ротора на 360º).
86.	Акт приемки узла.
	А.9. Система регулирования
87.	Акт дефектации.
88.	Формуляр по системе регулирования (натяг, временные характеристики).
89.	Акт приемки на чистоту маслосистемы регулирования.
90.	Протоколы опресовки рабочим давлением.
	А.10. МНУ
91.	Акт дефектации.
92.	Протоколы химического анализа масла до и после ремонта.
93.	Протокол опрессовки рабочим давлением системы трубопроводов и котлов МНУ (при необходимости).
94.	Формуляр настройки перепускных и предохранительных клапанов насосов.
95.	Акт технического освидетельствования сосудов работающих под давлением
96.	Акт приемки на чистоту маслосистемы.
97.	Акт приемки узла.
	А.11. ТВС
98.	Акт дефектации.
99.	Акт приемки узла.
	Гидротурбина в целом
100.	Протокол вибрационных испытаний до ремонта гидроагрегата.
101.	Протокол вибрационных испытаний после ремонта гидроагрегата.

№ п/п	Наименование документа
1	2
102.	Ведомость основных параметров технического состояния гидротурбинной установки станционный № до и после ремонта
103.	Акт на приемку из капитального ремонта гидротурбинной установки станционный №

П р и м е ч а н и я:

1. Поузловые ведомости планируемых и выполненных работ могут быть объединены в составе общей ведомости планируемых и выполненных работ по установке.

2. Поузловые акты дефектации могут быть объединены в едином Акте дефектации по установке, но в этом случае в составе документации по узлам установки должны быть представлены Акты выявленных дефектов, составляемые после вскрытия и обследования узла.

Приложение Б (рекомендуемое)

Номенклатура и регламентированный объем работ типового капитального и текущего ремонта оборудования гидроагрегата и его вспомогательных систем

Б.1 Номенклатура и регламентированный объем типового капитального ремонта установок с поворотно–лопастными, радиально–осевыми, диагональными турбинами без снятия с постоянных фундаментов.

Б.1.1 Подготовительные работы:

- анализ монтажной ремонтной, эксплуатационной документации по гидроагрегату выводимому в ремонт, рассмотрение ведомости объемов работ, уточнение сроков исполнения и технологической последовательности работ, согласование заказных спецификаций на запасные части;
- - приемка (передача) специального инструмента и приспособлений (поставка заводов–изготовителей) ревизия данной оснастки, при необходимости ремонт, испытания, ввод в работу;
- составление технологических карт на ремонт оборудования гидроагрегата с использованием стационарных грузоподъемных механизмов, которыми оснащена гидроэлектростанция, согласование и утверждение технологических карт с эксплуатирующей краны организацией;
- подготовка монтажной площадки и производственных площадей машинного зала ГЭС для размещения инструмента, оснастки и приспособлений Подрядчика, необходимых для производства работ;
- передача ремонтной зоны в составе: монтажная площадка, кратер гидроагрегата, машинный зал ГЭС в осях, отметках по акту–допуску в ведение Подрядчика согласно технологическим картам;
- обустройство ремонтной зоны Подрядчиком, установка покрытий, сигнальных и защитных ограждений, обозначение проходов, установка осветительных приборов, выполнение мер противопожарной безопасности;
- проведение вибрационных испытаний выводимого в ремонт гидроагрегата для оценки вибрационного состояния в целом до ремонта;
- проведение испытаний системы регулирования выводимого в ремонт гидроагрегата для проверки гарантий регулирования при сбросах нагрузки до ремонта;
- проведение специальных испытаний выводимого в ремонт гидроагрегата для определения степени работоспособности различных вспомогательных систем, по программе утвержденной техническим руководителем ГЭС;
- определение прогиба крышки турбины (опора подпятника на крышку турбины) при открытии (закрытии) направляющего аппарата до и после ремонта;
- проверка функциональной зависимости открытия (закрытия) лопаток НА турбины от хода поршня сервомотора по шкале сервомотора до и после ремонта;

Б.1.2 Ремонт гидротурбин.

Б.1.2.1 Проточная часть.

- установка затворов. Осушение проточного тракта гидротурбины. Вскрытие люков в отсасывающую трубу, спиральную камеру, на крышке турбины. Организация освещения и вентиляции проточной части турбины;

- установка карманов в камере рабочего колеса. Ремонт карманов (конструкции металлические закреплённые при помощи сварки на камере рабочего колеса) в камере рабочего колеса;
- установка консольных лесов, подмостей, щитов в камере рабочего колеса с подвеской люльки, с использованием плавсредства – понтона, при подтопленной отсасывающей трубе;
- установка консольных лесов со щитами, подмостями в конусе отсасывающей трубы с подвесной люльки, с использованием плавсредства – понтона, при подтопленной отсасывающей трубе;
- установка лесов на статор турбины, спиральную камеру, установка фасадных лесов, подмостей в отсасывающей трубе;
- визуальный и инструментальный контроль проточной части турбины, определение (уточнение) объемов ремонтных работ и состояния элементов конструкций закладных частей турбин в составе: конус отсасывающей трубы, разделительный бычок отсасывающей трубы, отсасывающая труба, камера рабочего колеса, спиральная камера цельнометаллическая, нижний конус спиральной камеры, верхний конус спиральной камеры при условии, что спиральная камера частично облицована металлом, опорное кольцо камеры рабочего колеса статор турбины;
- составление акта дефектации (осмотра) проточной части турбины с указание дефектов и объемов ремонтно-восстановительных работ;
- установка такелажной оснастки и приспособлений для проведения ремонтных работ в проточной части гидротурбины;
- устранение кавитационных и механических разрушений облицовки камеры рабочего колеса, спиральной камеры, конуса отсасывающей трубы:

а) методом наплавки с применением ручной дуговой электросварки;

б) методом установки по периметру камеры рабочего колеса, спиральной камеры, конуса отсасывающей трубы наклонных вертикальных пластин (листов) с креплением ручной дуговой электросварки;

в) методом затяжки с установкой электрозаклепок с применением ручной дуговой электросварки;

- ремонт съемного сегмента (сектора) камеры рабочего колеса с заменой крепежных элементов, домкратов, фаркопов, восстановление сварных соединений;
- контроль сварных соединений с использованием УЗД;
- восстановление сварных участков облицовки камеры рабочего колеса, спиральной камеры, конуса отсасывающей трубы, облицовки разделительного бычка отсасывающей трубы с применением ручной дуговой электросварки;
- ремонт сопрягающего пояса между камерой рабочего колеса и конусом отсасывающей трубы;
- устранение вихрей кармана с помощью средств малой механизации на колоннах статора турбины путем выполнения вертикальных надрезов в виде «ласточкина хвоста»;
- выполнение инъекционных работ в камере рабочего колеса, спиральной камере, конусе отсасывающей трубы для ликвидации зон неплотности прилегания (бухтения) металлических облицовок и выполнение работ по санации бетонных поверхностей спиральной камеры, отсасывающих труб;
- выполнение антикоррозионной защиты элементов проточной части турбины;
- составление акта скрытых работ с составлением карт замеров, формуляров, протоколов.

Для РО–турбин – установка лесов под колесом для визуального контроля лопастей рабочего колеса и фундаментного кольца.

Б.1.2.2 Вал турбины. Штанги маслопровода к рабочему колесу.

- разборка, замена, сборка крепежных элементов защитных кожухов фланцевого соединения и крышки турбинного подшипника, контроль сборки эле-ментов крепления;
- визуальный и инструментальный контроль геометрических размеров и технического состояния облицовки вала турбины и штанги маслоприемника до ремонта (после ремонта) включая ультразвуковой контроль плотности прилегания облицовки к телу вала турбины и обнаружение зон неплотности прилегания облицовки («бухтения») методом свободных колебаний. Составление акта дефектации, карт замеров, формуляров;
- ремонт облицовки вала турбины в зоне нижнего направляющего подшипника (ТП) для восстановления цилиндрической поверхности, устранения зон «бухтения», износа в зоне уплотнения ванны:

а) методом установки электрозаклепок с последующей шлифовкой и полировкой рабочей поверхности облицовки;

б) методом затяжки;

в) методом наплавки с применением различных противофильтрационных манжет во фланцевом соединении штанги и штока рабочего колеса с повторным гидроиспытанием штанг маслопроводов рабочего колеса;

- выполнение антикоррозионной защиты вала турбины;
- составление акта исполнения работ, карт замеров, формуляров, протоколов.

Б.1.2.3 Нижний направляющий подшипник (турбинный подшипник).

- ремонт турбинного подшипника сегментной конструкции на масляной смазке:

а) Разборка (сборка) узла, визуальный и инструментальный контроль геометрических размеров и технического состояния рабочей поверхности сегментов, опорных конструкций с применением ультразвукового метода контроля сварных соединений. Составление акта дефектации, карт замеров, формуляров;

б) шабрение баббитовой поверхности сегментов по фальшвалу или поворотом ротора с использованием мостового крана;

в) разборка, ремонт, замена деталей уплотнения вала;

г) разборка, ремонт, замена деталей стояночного уплотнения вала;

д) восстановление опорных конструкций и крепежных элементов;

е) регулировка зазоров;

ж) очистка ванны подшипника; выполнение антикоррозийной защиты ванны (корпуса) подшипника снаружи;

- ремонт турбинного подшипника сегментной конструкции на водяной смазке (сегменты–резина):

а) разборка (сборка) узла, визуальный и инструментальный контроль геометрических размеров и технического состояния рабочей поверхности сегментов, опорных конструкций, вкладышей с применением ультразвукового метода контроля сварных соединений, составление акта дефектации, карт замеров, формуляров;

б) ремонт, замена опорных болтов, вкладышей, опорных конструкций;

в) ремонт, замена деталей воротникового (нижнего, верхнего) уплотнителя;

г) восстановление крепежных элементов;

д) очистка ванны подшипника; выполнение антикоррозийной защиты;

- ремонт турбинного подшипника кольцевой конструкции на водяной смазке:

а) разборка (сборка) узла, визуальный и инструментальный контроль геометрических размеров и технического состояния рабочей поверхности вкладышей, корпуса подшипника, крепежных элементов, распорных конструкций с применением УЗД контроля сварных соединений, составление акта дефектации, карт замеров, формуляров;

б) разборка, ремонт, замена вкладышей турбинного подшипника;

в) разборка, ремонт, замена деталей торцевого уплотнения (нижнего, верхнего);

г) контроль работоспособности датчиков давления и уровнемеров, установленных в ванне подшипника;

д) восстановление крепежных элементов;

е) очистка ванны подшипника; выполнение антикоррозийной защиты;

- ремонт турбинного подшипника кольцевой конструкции на масляной смазке;

а) разборка (сборка) узла, визуальный и инструментальный контроль геометрических размеров и технического состояния рабочей поверхности подшипника с применением ультразвукового контроля плотности прилегания баббита к корпусу, корпуса подшипника, опорных конструкций, уплотнений и крепежных элементов, составление акта дефектации, карт замеров, формуляров;

б) восстановление баббитовой поверхности путем наплавки нового баббитового слоя, контроль размеров и технического состояния рабочей поверхности;

в) шабрение рабочей, баббитовой поверхности с использованием приспособления – фальшвал;

Б.1.2.4 Рабочее колесо

- проверка и определение перестановочных деталей в механизме поворота лопастей рабочего колеса в зависимости от угла поворота лопастей и хода поршня сервомотора до ремонта и после ремонта;
- слив масла с рабочего колеса вала, маслопроводов через сливные клапана с транспортировкой масла в промежуточный бак и далее в центральное маслохозяйство, подготовка масла к дальнейшей эксплуатации;
- дефектация деталей рабочего колеса включая корпус рабочего колеса, лопасти, защитные элементы уплотнений фланцев лопастей, болтов крепления лопасти к цапфе лопасти, состояние фланцевых соединений вал турбины – рабочее колесо, крышка рабочего колеса – вал турбины, крышка рабочего колеса – корпус рабочего колеса, корпус рабочего колеса – днище, днище – обтекатель рабочего колеса с применением УЗД и МПД для определения наличия трещин в корпусе рабочего колеса, на лопастях, определение характера кавитационного износа. Составление актов дефектации, карт замеров, формуляров;
- проверка центровки рабочего колеса по воздушному зазору лопасть рабочего колеса – камера рабочего колеса, определение оси разворота лопастей (для Пр и ПЛ–турбин), т.е. фактическое состояние до ремонта и после ремонта;
- снятие, замена, установки уплотнений фланца лопасти в комплекте с прижимными секторами по типу уплотнения: съемные, частично съемные;
- устранение кавитационных и механических разрушений лопастей методом «шахматной наплавки», контроля УЗД;
- ремонт сколов, трещин, кавитационных разрушений на лопастях рабочего колеса, на обтекателе рабочего колеса, на корпусе рабочего колеса, на цилиндре рабочего колеса с применением воздушно–дугового резака, ручной дуговой электросварки, по следующей шлифовкой сварных соединений снятием усиления сварного шва, контроль УЗД и МПД;
- замена лопасти в рабочем колесе с использованием отъемного сегмента (сектора) в камере рабочего колеса;
- замена элементов уплотнения фасадного типа из маслобензостойкой резины во фланцевых соединениях рабочего колеса;
- проверка, исправление угла установки лопастей от оси разворота лопастей;
- проверка технического состояния механизма поворота лопастей с проходом через люк–лаз в днище рабочего колеса;
- заполнение втулки (корпуса) рабочего колеса маслом, проведение гидравлических испытаний рабочего колеса на наличие протечек через уплотнения фланцев лопастей: съемных, частично съемных.

Для РО–турбин:

- разборка, ревизия и ремонт воздушного клапана. Составление дефектной ведомости, формуляров, карт замеров, актов;
- снятие (по конструктивному исполнению), ревизия и ремонт уплотнений, подготовка технической документации.

Б.1.2.5 Направляющий аппарат

- снятие, дефектация, замена концевых выключателей на срезных пальцах лопаток направляющего аппарата;
- проверка торцевых зазоров по лопаткам направляющего аппарата с фиксацией длины вилок – стяжек с ротором гидрогенератора опущенном на подпятник, поднятом на тормозах–домкратах (опора подпятника на крышке турбины);
- визуальный и инструментальный контроль геометрических размеров и технического состояния цапф лопаток, пера, верхнего и нижнего колец направляющего аппарата, корпусов подшипников, рычагов, накладок, вилок–стяжек, регулирующего кольца, опорных конструкций, втулок подшипников трения–скольжения, крепежных элементов. Составление актов дефектации, карт замеров, формуляров;
- снятие, ремонт, установка корпуса подшипника верхней цапфы лопатки (раздельных корпусов с верхней, средней цапф лопатки направляющего аппарата);
- ремонт, устранение дефектов на верхней, средней части цапфы лопатки пришабриванием, с использованием ручной дуговой электросварки, шлифовкой по шаблону, контроль с применением УЗД и МПД;
- замена верхней и средней втулки подшипника трения скольжения цапфы лопатки в корпусе подшипника;
- замена антифильтрационных манжет по верхней, средней цапфам лопатки, восстановление крепежных элементов;
- разъединение вилок–стяжек от регулирующего кольца, накладок рычагов от проушин серег, регулирующего кольца от проушин тяг сервомоторов, замена втулок подшипников трения скольжения и соединительных пальцев в вилках–стяжках, проушинах регулирующего кольца и накладках;
- подъем регулирующего кольца, ремонт, замена опор трения скольжения установленных на крышке турбины и на регулирующем кольце;
- замена опорных колец на рычагах и на верхнем фланце корпуса подшипника верхней цапфы лопатки;
- снятие, ремонт, замена, установка защитных планок в проточной части по верхнему кольцу направляющего аппарата, по нижнему кольцу направляющего аппарата;
- подъем лопаток направляющего аппарата, вывод нижней цапфы из нижнего кольца направляющего аппарата, замена нижних втулок подшипников трения скольжения, визуальный и инструментальный контроль нижней цапфы лопатки с применением УЗД;
- ремонт противофильтрационных манжет на нижних цапфах лопаток направляющего аппарата;
- замена шнурового резинового уплотнения по крышке турбины, верхнему и нижнему кольцам направляющего аппарата, по перу лопатки;
- проверка соосности верхнего кольца направляющего аппарата относительно нижнего кольца направляющего аппарата до и после ремонта;
- проверка горизонтальности колец направляющего аппарата до и после ремонта;
- выполнение антикоррозийной защиты пера лопатки направляющего аппарата, нижнего и верхнего колец направляющего аппарата, крышки турбины, корпусов подшипников, рычагов, накладок, регулирующего кольца, вилок–стяжек;
- восстановление установочных размеров и геометрических размеров корпусов подшипников, рычагов, накладок методом наплавки электродами ручной дуговой электросваркой с последующей механической обработкой;

- вывешивание лопаток направляющего аппарата и установка торцевых зазоров;
- составление актов, карт замеров, формуляров, протоколов.

Б.1.2.6 Крышка турбины.

- визуальный и инструментальный контроль геометрических размеров и технического состояния крышки турбины, как со стороны проточной части, так и со стороны шахты турбины. Составление актов дефектации, карт замеров, формуляров;
- проверка с помощью щупа фланцевых соединений на крышке турбины, обтекателя крышки турбины;
- инструментальный контроль затяжки крепежных элементов установленных во фланцевых соединениях крышки турбины, обтекателя;
- контроль сварных соединений с применением УЗД;
- удаление дефектного шва при помощи средств малой механизации, воз-душно–дугового резака, восстановление сварного соединения с применением ручной дуговой электросварки, контроль УЗД;
- устранение кавитационных и механических разрушений поверхностей крышки турбины омываемых потоком воды, наплавка электродами с применением ручной дуговой электросварки с последующим снятием усиления шва;
- выполнение антикоррозийной защиты;

Б.1.2.7 Система регулирования.

- выполнение гидравлических испытаний системы регулирования турбины на прочность и плотность до ремонта, после ремонта;
- слив масла с системы регулирования в центральное маслохозяйство, подготовка масла для дальнейшей эксплуатации;
- снятие, ремонт, замена, установка тяги сервомотора направляющего аппарата гидротурбины в зависимости от конструктивного исполнения сервомотора;
- разборка, ремонт, сборка сервомотора направляющего аппарата;
- ремонт и восстановление рабочих параметров измерительных и исполни-тельных устройств системы регулирования включая золотник аварийного затвора, клапан аварийного затвора, колонка регулятора, командоаппарат, главный золотник;
- ремонт и восстановление рабочих параметров устройств маслонапорной установки включая обратный клапан, реле давления, реле уровня масла, клапан регулировочно–предохранительный;
- снятие, ремонт, замена, установка обратных связей по гидроагрегату;
- снятие, ремонт, замена, установка маслопроводов и запорной арматуры системы регулирования;
- заполнение выполнение антикоррозийной защиты маслом, настройка гидромеханических защит, проверка цикличности работы насосов маслонапорной установки;
- ремонт, ревизия, замена обратных и предохранительных клапанов насосов маслонапорной установки;

Б.1.2.8 Вспомогательное оборудование.

- ремонт маслоприемника:

а) проведение инструментального контроля, проверка центровки штанги маслоприемника поворотом ротора с использованием мостового крана или тягового устройства;

б) перецентровка корпуса маслоприемника, восстановление корпусной изоляции, устранение боя во фланцевом соединении штанги малой со штангой масло-провода в валу турбины;

в) замена подшипников трения скольжения в корпусе маслоприемника, замена подшипника, срезного пальца и уплотнения компенсатора, сборка механизма обратной связи. Составление актов, карт замеров, формуляров;

- ремонт клапана срыва вакуума:

а) разборка, проведение инструментального контроля, составление акта дефектации, замена прокладок, направляющих втулок, восстановление посадочного места под седло клапана;

Заполнение карт замеров, формуляров;

- ремонт механизма холостого хода:

а) разборка, визуальный и инструментальный контроль, составление акта дефектации, ремонт, замена деталей клапана;

б) ремонт, замена деталей предохранительного клапана, золотника, катаракты клапана (седла и посадочного места);

- ремонт сливного клапана:

а) разборка, демонтаж штанг, визуальный и инструментальный контроль технического состояния соединительных узлов (деталей), замена седла клапана, шнурового резинового уплотнения, устранение дефектов во фланцевых соединениях штанг. Составление акта дефектации, карт замеров, формуляров;

- ремонт дренажного, лекажного агрегатов:

а) разборка агрегата, визуальный и инструментальный контроль технического состояния узлов (деталей), замена дефектных частей, ревизия запорной арматуры. Составление акта дефектации, карт замеров, формуляров;

- ремонт фильтров грубой очистки:

а) разборка, ревизия, ремонт, сборка. Ревизия запорной арматуры, замена се-ток грубой очистки, уплотнений фланцевых соединений, замена приводов на контрольно-измерительную аппаратуру, проверка манометров, проведение гидроиспытаний. Составление акта дефектации, карт замеров, формуляров;

- ремонт маслоохладителей:

а) разборка, ревизия, очистка трубных досок и трубок охлаждения от наносов, антикоррозийная защита, гидравлические испытания. Составление акта дефектации, карт замеров, формуляров;

Б.1.4 Подготовка к пуску и пуск гидроагрегата на холостой ход, в эксплуатацию.

Б.1.4.1 Проверка и контроль за техническим состоянием и положением гидроагрегата до ремонта, после ремонта.

- маркировка всех узлов и деталей гидроагрегата до ремонта;
- проверка, фиксация зазоров, контрольных расстояний (маяков) подвижных частей гидроагрегата относительно неподвижных, уклона вала, магнитной оси, средней линии направляющего аппарата, оси разворота рабочего колеса, положения гидроагрегата относительно гидростанции (секции гидросооружения);
- установка и снятие приспособлений для проворота ротора генератора с применением мостового крана;
- проверка механических параметров гидроагрегата поворотом ротора с применением мостового крана на шаг «одного полюса»:

а) концентричности и геометрических форм рабочего колеса, камеры рабочего колеса;

б) линии вала, центровка штанги маслоприемника, неперпендикулярности диска подпятника к оси главного генератора;

- проверка крепления узлов и деталей по гидроагрегату перед пуском – инструментальный контроль;
- составление акта готовности гидроагрегата и пуску на холостой ход.

Б.1.4.2 Проведение нагрузочных испытаний и заключительные работы.

- предпусковая очистка, осмотр, контроль и освидетельствование турбины, гидрогенератора и вспомогательных узлов, контроль работоспособности проверка и наладка контрольно-измерительной и указывающей аппаратуры по гидроагрегату.

- пробный пуск и наладка работы вспомогательных механизмов турбины с участием ремонтного персонала. Участие ремонтного персонала в проведении нагрузочных испытаний гидроагрегата.
- подготовка и сдача исполнительной и ремонтной документации по гидроагрегату;
- установки и оборудование гидроэлектростанций, прошедшие капитальный ремонт подлежат приемо-сдаточным испытаниям под нагрузкой в течение 48 часов;
- сдача на склад Заказчика спец. оснастки и приспособлений используемых в течение ремонтного периода;
- разборка и складирование в специально отведенных местах защитных средств, средств подмащивания, лесов, подмостей, укрытий;
- уборка ремонтной зоны;
- вывод персонала Подрядчика из ремонтной зоны.

Б.2 Номенклатура и регламентированный объем работ при текущем ремонте гидротурбины

- ремонт турбинного подшипника (проверка зазоров, разборка, очистка, замена уплотнения, сборка, проверка крепления, ревизия схемы подачи воды);
- ремонт вспомогательного оборудования на крышке турбины (клапан срыва вакуума, дренажная установка, задвижек);
- ремонт направляющего аппарата, включая проверку срезных пальцев и чистку/промывку дренажа верхнего кольца направляющего аппарата;
- ремонт системы синхронного компенсатора;
- ремонт системы регулирования в части исполнительных устройств системы регулирования и колонки регулятора. Настройка обратных связей;
- ремонт системы ТВС;
- пусконаладочные работы;

Библиография

[1] РД 34.11.101-96 Методические указания. Планирование работ по метрологическому обеспечению в отрасли «Электроэнергетика». Организация и порядок проведения, утверждены ОАО РАО «ЕЭС России» 10.06.1996;

[2] РД 34.11.115-97 Положение о системе калибровки средств измерений в электроэнергетике, утверждены ОАО РАО «ЕЭС России» 11.06.1997;

[3] Технические условия на монтаж гидроагрегатов, утверждены решением Главного производственно-технического управления по строительству Минэнерго СССР от 30.04.74 № 117. Разработаны Ленинградским филиалом института «Оргэнергострой».

УДК ОКС

Код продукции

Ключевые слова: гидротурбина, капитальный ремонт, технические условия.

Руководитель организации-разработчика
Ассоциации «Гидроэнергетика России»

Исполнительный директор _____ О.Г. Лушников

Исполнитель

Главный эксперт
Ассоциации
"Гидроэнергетика России" Усталова Т. П.