ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 55260.3.1— 2013

Гидроэлектростанции

Часть 3-1

ГИДРОТУРБИНЫ

Технические требования к поставке

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2014

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения национальных стандартов Российской Федерации — ГОСТ Р 1.0-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Основные положения»

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Открытым акционерным обществом «Научно-исследовательский институт энергетических сооружений» (ОАО «НИИЭС»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 330 «Процессы, оборудование и энергетические системы на основе возобновляемых источников энергии»

3 ПРИНЯТ И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 06 сентября 2013 г. № 1043-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Правила применения настоящего стандарта установлены в ГОСТ Р 1.0—2012 (раздел 8). Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования – на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (gost.ru)

© Стандартинформ, 2014

В Российской Федерации настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 3
4 Обозначения и сокращения 5
5 Общие положения 5
5.1 Природные условия расположения объекта 5
5.2 Основные характеристики ГЭС 6
6 Технические требования к гидротурбинной установке 7
6.1 Требования к параметрам гидротурбинной установки 7
6.2 Требования к конструкции гидротурбины и ее проточной части 7
6.3 Требования к системе автоматического управления и регулирования гидротурбинной установки 12
6.4 Требования надежности 16
6.5 Требования ремонтопригодности 16
7 Требования безопасности и охраны труда 17
8 Эргономические и эстетические требования 18
9 Требования к монтажу 18
10 Требования к маркировке и упаковке 19
11 Требования к транспортированию и хранению 19
12 Комплектность поставки 20
13 Комплектующее оборудование, материалы, водо-, воздухо- и энергоснабжение, обеспечиваемые заказчиком 22
14 Оценка и подтверждение соответствия поставляемого оборудования требованиям заказчика 23
15 Гарантии изготовителя 24
Приложение А (обязательное) Основные параметры/характеристики гидротурбинной установки 25
Приложение Б (обязательное) Комплектность поставки гидротурбинной установки 28
Приложение В (обязательное) Перечень приспособлений, инструмента и принадлежностей для монтажа турбины 35
Приложение Г (обязательное) Перечень запасных частей к поставляемой гидротурбине 37
Приложение Д (обязательное) Типовой перечень сборочных единиц гидротурбинной и насос-турбинной установок, проходящих приемочный контроль изготовителя 41
Приложение Е (обязательное) Основные параметры гидротурбинной установки при характерных напорах 46
Библиография 47

Введение

Настоящий стандарт разработан в соответствии с требованиями Федерального закона от 27.12.2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании».

Настоящий стандарт является нормативным техническим документом и предназначен для применения в процессе проектирования, производства, заказа, поставки и приемки в эксплуатацию гидротурбинных установок для гидроэлектростанций.

Необходимые изменения, вызванные вводом в действие новых технических регламентов и национальных стандартов, содержащих требования, не учтенные в настоящем стандарте, а также введение новых требований и рекомендаций, обусловленных развитием новой техники, должны быть внесены в него в установленном порядке.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Гидроэлектростанции

Часть 3-1

ГИДРОТУРБИНЫ

Технические требования к поставке

Hydro power plants. Part 3-1. Hydraulic turbines. Procurement specification

Дата введения — 2015—07—01

1 Область применения

1.1 Объектом регулирования настоящего стандарта являются гидротурбинные установки вертикального и горизонтального исполнения и условия их поставки.

1.2 Настоящий стандарт регулирует отношения, возникающие при применении и исполнении требований к гидротурбинному оборудованию в процессе заказа, поставки и приемки в эксплуатацию.

1.3 Настоящий стандарт предназначен для применения при проектировании, изготовлении, заказе, поставке, приемке, монтаже и пуске в эксплуатацию гидротурбинных установок для гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций в части реализации требований к их параметрам, конструкции, материалам, условиям поставки, приемке и вводу в эксплуатацию, обеспечивающих безопасную, надежную и эффективную эксплуатацию поставляемого оборудования.

1.4 Настоящий стандарт распространяется на:

- гидротурбинные установки с рабочими колесами следующих типов:

1) поворотно-лопастные;

2) пропеллерные;

3) радиально-осевые;

- обратимые гидроагрегаты;

- систему автоматического управления гидротурбинной установки.

1.5 Требования настоящего стандарта предназначены для применения заказчиками гидротурбинного оборудования при формировании технических требований на поставку гидротурбинных установок и их частей.

1.6 Настоящий стандарт устанавливает общие требования и нормы в сфере своего применения. Настоящий стандарт не учитывает все возможные особенности исполнения его требований для отдельных гидроэлектростанций.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 55621–2013 (ЕН 45510-5-4:1998) Руководство по оснащению электростанций оборудованием. Часть 5-4. Турбины — гидравлические турбины, гидроаккумулирующие насосы и насос-турбины (обратимые гидромашины)

Издание официальное

ГОСТ Р 55562–2013 (МЭК 60609-1:2004) Турбины гидравлические, гидроагрегаты гидроаккумулирующих электростанций и турбонасосы. Оценка кавитационного питтинга. Часть 1. Оценка в реактивных турбинах, гидроагрегатах ГАЭС и турбонасосах

ГОСТ 2.314–68 Единая система конструкторской документации. Указания на чертежах о маркировании и клеймении изделий

ГОСТ 2.601–2006 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы

ГОСТ 2.602–95 Единая система конструкторской документации. Ремонтные документы

ГОСТ 4.425–86 Система показателей качества продукции. Турбины гидравлические. Номенклатура показателей

ГОСТ 4.427–86 Система показателей качества продукции. Оборудование гидравлических турбин. Номенклатура показателей

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

ГОСТ 12.1.003–83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.004–91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.2.003–91 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.007.0–75 Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.007.1–75 Система стандартов безопасности труда. Машины электрические вращающиеся. Требования безопасности

ГОСТ 12.2.049–80 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие эргономические требования

ГОСТ 12.2.062–81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные

ГОСТ 12.4.040–78 Система стандартов безопасности труда. Органы управления производственным оборудованием. Обозначения

ГОСТ 15.005–86 Система разработки и постановки продукции на производство. Создание изделий единичного и мелкосерийного производства, собираемых на месте эксплуатации

ГОСТ 27.002–89 Надежность в технике. Термины и определения

ГОСТ 3062–80 Канат одинарной свивки типа ЛК-О конструкции 1х7 (1+6). Сортамент

ГОСТ 3282–74 Проволока стальная низкоуглеродистая общего назначения. Технические условия

ГОСТ 5616–89 Генераторы и генераторы-двигатели электрические гидротурбинные. Общие технические условия

ГОСТ 8339–84. Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия

ГОСТ 10198–91 Ящики деревянные для грузов массой св. 200 до 20000 кг. Общие технические условия

ГОСТ 12405–81 Регуляторы электрогидравлические для гидравлических турбин. Технические условия

ГОСТ 12969–67 Таблички для машин и приборов. Технические требования

ГОСТ 12971–67 Таблички прямоугольные для машин и приборов. Размеры

ГОСТ 14192–96 Маркировка грузов

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

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

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

ГОСТ 19431–84 Энергетика и электрификация. Термины и определения

ГОСТ 23170–78 Упаковка для изделий машиностроения. Общие требования

ГОСТ 23956–80 Турбины гидравлические. Термины и определения

ГОСТ 27528–87 Турбины гидравлические поворотно-лопастные, радиально-осевые. Типы. Основные параметры

ГОСТ 27807–88 Турбины гидравлические вертикальные. Технические требования и приемка

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ 2.601, ГОСТ 4.425, ГОСТ 4.427, ГОСТ 27.002, ГОСТ 5616, ГОСТ 15467, ГОСТ 16504, ГОСТ 19431, ГОСТ 23956, а также следующие термины с соответствующими определениями:

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

3.2 **генеральный проектировщик**: Проектная организация, ответственная за выполнение комплекса проектных и изыскательских работ по проектируемому объекту на основании договора с заказчиком, или ее правопреемник.

3.3 **генератор сигналов скорости**: Устройство, расположенное на валу агрегата, для формирования сигнала частоты вращения.

3.4 **гидравлическая турбина (гидротурбина)**: Турбина, в которой в качестве рабочего тела используется вода.

3.5 **гидравлическая турбина поворотно-лопастная**: Осевая или диагональная гидравлическая турбина с поворотными лопастями рабочего колеса.

3.6 **гидравлическая турбина радиально-осевая**: Гидравлическая турбина, в рабочем колесе которой вода движется по криволинейным поверхностям вращения, изменяющим направление потока от радиального к осевому.

3.7 **гидроагрегат**: Агрегат, состоящий из гидравлической турбины и электрического гидрогенератора.

3.8 **гидроагрегат вертикальный**: Гидроагрегат с вертикальным валом.

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

3.10 **гидроэлектростанция, ГЭС**: Электростанция, преобразующая механическую энергию потока воды в электрическую энергию.

3.11 **деталь оборудования**: Неделимая составная часть конструктивного узла оборудования.

3.12 **дефект**: Несоответствие значения любого параметра или характеристики состояния изделия установленным требованиям.

3.13 **заказчик**: Юридическое лицо, в интересах и за счет средств которого осуществляются закупки; заказчиком выступает собственник средств или их законный распорядитель, а выразителями его интересов — руководители, наделенные правом совершать от его имени сделки по закупкам.

3.14 **единица оборудования**: Объект техники, созданный для выполнения конкретной производственной функции при производстве отпускаемой продукции.

Примечание — в целях настоящего стандарта в определение термина 3.14 входят: гидравлическая турбина, регулятор гидротурбины.

3.15 **изготовитель**: Предприятие или организация, осуществляющие освоение производства и выпуск продукции.

3.16 **измеренное значение параметра**: Значение параметра, полученное путем его измерения.

3.17 **камера рабочего колеса гидравлической турбины**: Элемент проточной части осевой или диагональной гидравлических турбин, внутри которого расположено рабочее колесо.

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

3.19 **конструктивный узел оборудования**: Составная часть элемента оборудования, состоящая из ряда конструкций и деталей.

Примечание — в целях настоящего стандарта в понятие настоящего термина входят, например, лопасть рабочего колеса, лопатка направляющего аппарата.

3.20 **контроль инструментальный**: Контроль, осуществляемый с применением средств измерений.

3.21 **корпус рабочего колеса гидравлической турбины**: Элемент рабочего колеса осевой или диагональной гидравлических турбин, к которому крепятся лопасти рабочего колеса.

3.22 **направляющий аппарат гидравлической турбины**: Рабочий орган гидравлической турбины, изменяющий закрутку потока воды и регулирующий ее расход (гидравлической турбиной) поворотом лопаток.

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

3.24 **параметр изделия:** Характеристика изделия, определяемая физической величиной.

3.25 **поставщик**: Любое юридическое или физическое лицо, а также объединение этих лиц, способное на законных основаниях поставить требуемую продукцию организации, производящей закупки товаров.

3.26 **проточная часть гидравлической турбины**: Совокупность образованных элементами гидравлической турбины каналов, по которым протекает вода при работе турбины.

3.27 **рабочая конструкторская документация**: Совокупность конструкторских документов, предназначенных для изготовления, приемки, поставки, эксплуатации и ремонта.

3.28 **рабочее колесо гидравлической турбины**: Рабочий орган гидравлической турбины, преобразующий энергию потока воды в механическую энергию вращения турбины.

3.29 **ротор**: Вращающаяся часть машины.

3.30 **статор гидравлической турбины**: Несущий элемент проточной части гидравлической турбины, содержащий профилированные колонны.

3.31 **техническая документация**: Совокупность документов, необходимая и достаточная для непосредственного использования на каждой стадии жизненного цикла продукции.

Примечание — к технической документации относятся конструкторская и технологическая документация, техническое задание на разработку продукции и т.д. Техническую документацию следует подразделить на исходную, проектную, рабочую, информационную.

3.32 **техническая система**: Объект техники, агрегат, состоящий из элементов и зависимых узлов, предназначенный для выполнения функций, обеспечивающих работоспособность единиц оборудования.

Примечание — в целях настоящего стандарта в понятие термина 3.36 входят: система автоматического регулирования, система смазки и т.п.

3.33 **технический контроль**: Проверка соответствия объекта техническим требованиям, установленным нормативными документами и конструкторской документацией.

3.34 **технический осмотр**: Проведение визуального контроля технического состояния объекта осмотра в соответствии с инструкцией (правилами) его эксплуатации с использованием, при необходимости, мобильных средств измерений, осуществляемого с целью оценки работоспособности объекта и выявления необходимости (отсутствия необходимости) его ремонта.

3.35 **шефперсонал**: Персонал поставщика, осуществляющий техническое руководство при выполнении монтажных работ (консультирование, координация работ, технический надзор за их выполнением).

3.36 **элемент оборудования**: Составная часть единицы оборудования и/или технической системы, выполняющая определенные технологические функции.

Примечание — в целях настоящего стандарта в понятие термина 3.40 входят: рабочее колесо, направляющий аппарат гидротурбины, и т.п.

4 Обозначения и сокращения

4.1 В настоящем стандарте применены следующие обозначения:
H_s — допустимая высота отсасывания при расчетном напоре и номинальной мощности, м;
η_{max} — КПД гидротурбины максимальный, %;
$\eta_м$ — КПД модельной гидротурбины, %;
$\eta_{м\ max}$ — КПД модельной турбины максимальный, %;
$\eta_{ср.взв}$ — КПД средневзвешенный гидротурбины, %;
N_{max} — максимальная мощность гидротурбины, МВт;
H_{max} — максимальный напор нетто, м;
mD^2 — маховой момент ротора генератора;
H_{min} — минимальный напор нетто, м;
$N_{ном}$ — номинальная мощность гидротурбины, МВт;
D_1 — номинальный диаметр рабочего колеса, м;
H_p — расчетный напор нетто, м;
Q_p — расчетный расход при расчетном напоре и номинальной мощности, $м^3/с$;
n — частота вращения синхронная, $мин^{-1}$;
n_p — разгонная частота вращения, $мин^{-1}$.
4.2 В настоящем стандарте применены следующие сокращения:
ГАЭС — гидроаккумулирующая электростанция;
ГРАМ — групповое регулирование активной мощности;
ГЭС — гидроэлектростанция;
ИПЧ — измерительный преобразователь частоты;
КПД — коэффициент полезного действия;
КТС — комплекс технических средств;
МНУ — маслонапорная установка;
НА — направляющий аппарат;
ПЛ — осевая поворотно-лопастная гидротурбина в вертикальном исполнении;
ПЛГ — осевая поворотно-лопастная гидротурбина в горизонтальном исполнении;
ПР — пропеллерная гидротурбина;
РК — рабочее колесо;
РО — радиально-осевая гидротурбина;
РТИ — резинотехнические изделия;
СК — синхронный компенсатор;
ЭГП — электрогидравлический преобразователь.

5 Общие положения

Поставка гидротурбинного оборудования и подготовка соответствующей документации (техническое задание, технические условия и др.) осуществляется с учетом [1] и [2]; кроме того рекомендуется учитывать требования ГОСТ Р 55621.

5.1 Природные условия расположения объекта

В процедурах поставки оборудования и подготовки соответствующей документации должны быть учтены следующие проектные данные:
- местонахождение объекта;
- река;
- район;
- географическая широта места расположения;
- климат района:
1) среднегодовая температура воздуха самого холодного месяца, °С;
2) среднегодовая температура воздуха самого теплого месяца, °С;
3) абсолютный максимум температуры воздуха, °С;
4) абсолютный минимум температуры воздуха, °С;
- средняя температура воды в водохранилище в летний период, °С;
- среднегодовая скорость ветра, м/сек;

- расходы по реке (максимальный / минимальный);
- продолжительность ледостава, дней;
- мутность воды в реке в районе створа проектируемой ГЭС, г/м^3;
- гранулометрический и петрографический состав взвешенных частиц и их твердость;
- химический состав воды;
- расчетная сейсмичность проектного землетрясения района строительства ГЭС, в баллах по шкале MSK-64;
- максимальное расчетное горизонтальное ускорение (проектного землетрясения), м/с^2;
- максимальное расчетное вертикальное ускорение (проектного землетрясения), м/с^2.

5.2 Основные характеристики ГЭС

В процедурах поставки должны быть учтены требования сведения, влияющие на выбор типа гидротурбины и ее основные характеристики, условия монтажа и эксплуатации, а именно:

- установленная мощность ГЭС, МВт;
- среднегодовая выработка энергии, ТВтч;
- режим работы ГЭС (пиковый, базовый, режим СК, автоматическое регулирование частоты и мощности);
- расчетные уровни в верхнем бьефе ГЭС:

1) наибольший форсированный (ФПУ), м;
2) нормальный подпорный уровень (НПУ), м;
3) уровень максимальной сработки (летом), м;
4) наименьший подпорный уровень при пуске агрегатов первой очереди, м;

- уровни в нижнем бьефе ГЭС, м:

1) максимальный;
2) минимальный;
3) при пропуске максимального (поверочного) расхода воды в половодье 0,01% обеспеченности;

- расчетный расход воды через турбины, м^3/с;
- напоры брутто:

1) максимальный;
2) минимальный;
3) пусковой;

- число агрегатов, шт.;
- тип здания ГЭС;
- температура воздуха в здании ГЭС в местах установки гидротурбинного оборудования, °С:

1) максимальная в машинном зале;
2) максимальная в турбинном помещении;
3) минимальная в машинном зале;
4) минимальная в турбинном помещении;

- подача воды к зданию ГЭС;
- количество турбинных водоводов, шт.;
- длина водовода, м;
- диаметр водовода, м;
- номер чертежа водоводов;
- тип, параметры предтурбинных затворов (при их наличии);
- гидрогенератор (тип);
- отметка средней линии направляющего аппарата, м;
- отметка пола машинного зала, м;
- температура проходящей через гидротурбину воды, °С:

1) максимальная;
2) минимальная;

- отметка, максимальная высота крановой подвески крана, м;
- тип применяемых кранов, их параметры;
- геометрические размеры здания ГЭС;
- геометрические размеры монтажной площадки;
- номера чертежей здания ГЭС.

6 Технические требования к гидротурбинной установке

Изготовитель должен обеспечить работу гидротурбины без каких-либо ограничений во всем диапазоне нагрузок; в случае невозможности выполнения данного условия изготовитель (поставщик) обязан уведомить об этом заказчика и согласовать с ним не рекомендуемые диапазоны нагрузок, а также условия прохождения этих диапазонов.

Изготовитель обязан отразить все ограничения режимов эксплуатации поставляемой гидротурбины в эксплуатационной документации и регламентировать сроки ее пересмотра, а также необходимые для этого технические мероприятия; все указанные в эксплуатационной документации ограничения должны быть реализованы в технологических защитах, действующих на отключение (блокировку управляющего воздействия, изменение режима работы) гидроагрегата автоматически без вмешательства персонала.

6.1 Требования к параметрам гидротурбинной установки

6.1.1 Номенклатура основных параметров гидротурбинной установки, значения которых должны быть определены (установлены), представлена в приложении А.

6.1.2 Номенклатура основных показателей качества гидравлических турбин и требования к ним в документации на поставку должны быть разработаны с учетом требований ГОСТ 4.425 и ГОСТ 4.427.

6.1.3 При разработке документации на поставку вертикальных гидравлических турбин должны быть учтены требования ГОСТ 27807.

6.1.4 Разработка документации на поставку поворотно-лопастных гидравлических турбин должна быть разработана с учетом ГОСТ 27528.

6.2 Требования к конструкции гидротурбины и ее проточной части

6.2.1 Требования к поворотно-лопастным рабочим колесам

6.2.1.1 Конструкция рабочего колеса должна обеспечивать отсутствие протечек масла в окружающую среду на работающем и остановленном агрегате.

6.2.1.2 Лопасти рабочего колеса должны быть изготовлены из нержавеющей кавитационно-стойкой стали.

6.2.1.3 Детали рабочего колеса должны быть изготовлены из стали, обеспечивающей запас прочности при максимальных нагрузках.

6.2.1.4 Уплотнения лопастей должны надежно защищать проточную часть от попадания в нее масла из корпуса РК, а также попадания воды из проточной части в корпус РК и должны быть съемными; конструкция должна обеспечивать замену уплотнительных элементов без демонтажа РК или лопастей при осушенном проточном тракте.

6.2.1.5 Конструкция уплотнений должна предусматривать наличие разгрузочной полости и дренаж протечек в емкости-накопители, размещенные в корпусе РК; их удаление из накопителей должно производиться на остановленном агрегате без осушения проточной части.

6.2.1.6 Конструкция РК должна предусматривать наличие предупредительной сигнализации при возникновении нарушений в работе уплотнений для своевременного устранения дефекта; при осушенной проточной части дефектное уплотнение должно выявляться без разборки узла.

6.2.1.7 Поршень сервомотора РК должен иметь устройства, препятствующие его повороту относительно штока и цилиндра совместно со штоком.

6.2.1.8 При использования в узлах трения фторопластосодержащих материалов доступ проточной воды в зону трения не допускается; перетоки масла и воды через уплотнения штока в корпусе рабочего колеса не допускаются.

6.2.1.9 Конструкция ПЛ-колес с маслоненаполненным корпусом должна обеспечивать осмотр внутренней поверхности полости и узлов поворота лопастей без демонтажа агрегата при осушенной проточной части с соблюдением следующих условий:

- крышки люков для осмотра должны иметь шарнирную подвеску;
- в процессе указанных осмотров должна быть предусмотрено возможность удаления протечек из корпуса.

6.2.1.10 Внутренняя полость корпуса должна быть оборудована дистанционным контролем наличия воды и масла; внутренние поверхности корпуса рабочего колеса должны иметь защитные покрытия, обеспечивающие его надежную эксплуатацию в период срока службы установки.

6.2.1.11 Изменение значений перестановочных усилий в процессе эксплуатации допускается только в сторону их уменьшения.

6.2.1.12 Облицовка нержавеющей сталью шеек подшипников, штока и направляющих шпонок должна выполняться наплавкой с образованием рабочего слоя толщиной не менее 5 мм.

6.2.1.13 Для ПР гидротурбин по согласованию с заводом-изготовителем в конструкции РК могут быть предусмотрены возможность изменения угла разворота лопастей (сезонная), или изменение утла разворота в целях оптимизации, или при изменении условий эксплуатации.

6.2.1.14 Рабочее колесо статически балансируется на заводе-изготовителе.

6.2.2 Требования к радиально-осевым рабочим колесам

6.2.2.1 Для РО гидротурбины РК должно быть литым, сварно-литым или сварным со штампованными лопастями из коррозионностойкой и трещиностойкой стали.

6.2.2.2 При изготовлении РК должны быть предусмотрены мероприятия по снижению остаточных сварочных и технологических напряжений в лопастях.

6.2.2.3 Лабиринтные уплотнения РК должны быть съемными и изготавливаться, как правило, из коррозионностойкой стали; разница в твердости между материалами подвижных и неподвижных частей уплотнения РК должна быть не менее 50 ед. по Бринеллю.

6.2.2.4 При работе агрегата в режиме СК должна быть предусмотрена система охлаждения верхних лабиринтных уплотнений.

6.2.2.5 Рабочие колеса должны быть цельными; в обоснованных случаях по условиям транспортировки рабочее колесо может быть изготовлено из нескольких частей, с последующей их сборкой на месте монтажа.

6.2.2.6 Рабочее колесо статически балансируется на заводе-изготовителе.

6.2.3 Требования к камере рабочего колеса (для поворотно-лопастных гидротурбин)

6.2.3.1 Камера должна быть выполнена в виде сварной оребренной конструкции, состоящей из отдельных поясов, а пояса — из секторов, соединенных между собой посредством фланцевых соединений, размеры которых выбирают из условия транспортировки и удобства монтажа; камера РК и верхний пояс фундаментного кольца по поверхности проточного тракта должны иметь механическую обработку.

6.2.3.2 Облицовка камеры и сопрягающий пояс должны быть изготовлены из кавитационно-стойкого материала.

6.2.3.3 Камера РК при сборке и установке в штрабе должна крепиться к арматуре основного бетона стяжками, талрепами и домкратами; эти детали должны входить в объём поставки.

6.2.3.4 Толщина обечайки камеры РК после обработки должна соответствовать конструкторской документации.

6.2.3.5 Конструкция камеры РК должна быть рассчитана на ее надежную эксплуатацию без учета совместной работы с вторичным бетоном.

6.2.3.6 Конструкция камеры и технология изготовления должны обеспечивать возможность ее монтажа без дополнительной корректировки размеров и формы.

6.2.3.7 В конструкции камеры должна быть предусмотрена возможность установки диагностической аппаратуры (по согласованию с заказчиком и изготовителем).

6.2.3.8 Величина кавитационного износа облицовки камеры РК за согласованный контрольный срок эксплуатации не должна превышать значения, установленного в технической документации на конкретное изделие, с учетом ГОСТ Р 55562.

6.2.4 Требования к облицовкам

6.2.4.1 Облицовка конуса отсасывающей трубы должна изготавливаться из листовой углеродистой стали толщиной не менее 12 мм, и иметь горизонтальные и вертикальные ребра жесткости; для лучшей связи с бетоном к облицовке должны быть приварены анкерные планки. Облицовка должна крепиться к арматуре основного бетона стяжками, талрепами и домкратами.

Перечисленные детали должны входить в объём поставки изготовителя.

6.2.4.2 Для отсасывающих труб большого размера следует предусмотреть облицовку части колена до места, где скорость потока воды становится менее 6 м/с.

6.2.4.3 Облицовка шахты турбины должна устраиваться в пределах от верхнего пояса статора до отметки установки генераторного оборудования.

6.2.4.4 В облицовке шахты гидротурбины должны быть выполнены ниши для прохода в шахту, размещения приборов и осветительных ламп, прокладки электропроводки и трубопроводов.

6.2.5 Требования к закладным и фундаментным частям

6.2.5.1 Статор, несущая конструкция гидротурбины, должна быть выполнена из отдельных сварных секторов по условиям обеспечения транспортировки и удобства монтажа.

6.2.5.2 Статор должен быть изготовлен из углеродистой или низколегированной стали, и при этом должны быть выполнены следующие условия:

- сектора статора между собой соединяют с помощью механически обработанных фланцев болтами и штифтами;

- после сборки на монтаже стыки секторов дополнительно должны быть проварены со стороны проточной части герметичными швами.

6.2.5.3 Металлическая спиральная камера должна быть выполнена из листовой углеродистой стали; в камере должны быть предусмотрены лаз для доступа внутрь, люк для подвода кабелей и шлангов.

6.2.5.4 Для небольших по габаритам турбин спиральные камеры вместе со статором могут выполняться на заводе-изготовителе из нескольких секторов по условиям их транспортировки; на месте монтажа эти сектора должны соединяться с помощью болтов и сварки.

6.2.5.5 Должны быть предусмотрены закладные трубопроводы для измерения давления в спиральной камере, конусе отсасывающей трубы, в зоне до и после рабочего колеса, для контроля уровня воды под рабочим колесом при работе в режиме СК, для измерения расхода воды через турбину относительным методом; измерительные трубопроводы должны изготавливаться из нержавеющих материалов и иметь соответствующую запорную арматуру.

6.2.6 Требования к направляющему аппарату

6.2.6.1 Направляющий аппарат (НА) должен быть цилиндрическим с поворотными лопатками.

6.2.6.2 Цапфы направляющих лопаток должны быть облицованы нержавеющей сталью (только для лопаток, изготовленных их углеродистых сталей).

6.2.6.3 Зазоры в направляющих лопатках должны уплотняться по торцам, перу и перед средним и нижним подшипниками цапф; для высоконапорных РО гидротурбин уплотнение лопаток НА по торцам и перу может выполняться другим способом по согласованию с заводом-изготовителем турбин.

6.2.6.4 Конструкция НА должна предусматривать замену уплотнений лопаток по торцам и уплотнений средних цапф без демонтажа крышки турбины или верхнего кольца НА.

6.2.6.5 При полностью закрытом НА протечки воды через него не должны допускать возможности поворота незаторможенного ротора агрегата, и они не должны препятствовать остановке гидроагрегата свободным выбегом и переводу гидрогенератора в режим СК при освобожденной от воды камере РК турбины.

6.2.6.6 В качестве предохранительных устройств НА необходимо использовать срезные пальцы.

6.2.6.7 В подшипниках цапф лопаток НА и в механизме привода должны быть установлены вкладыши, не требующие смазки и выполненные из материала, не подверженного разбуханию в воде.

6.2.6.8 Привод механизма поворота направляющих лопаток должен осуществляться прямоосными сервомоторами; место установки сервомоторов и их количество должно быть определено разработчиком турбины.

6.2.6.9 В НА турбины должны быть предусмотрены ручные стопорные устройства, рассчитанные на максимальное усилие сервомоторов для предотвращения случайного открытия и закрытия НА при ремонтах, а также самопроизвольного открытия при снятом давлении масла в его сервомоторах, при этом:

- стопорные устройства должны обеспечивать надежную фиксацию лопаток в закрытом и полностью открытом положении;

- в отдельно оговариваемых случаях стопоры регулирующего кольца могут быть оборудованы сервоприводами с дистанционным приводом и соответствующими блокировками.

6.2.6.10 Все кольцевые узлы НА выполняют в виде сварных конструкций из углеродистой стали из частей, которые собирают между собой с помощью фланцевых соединений; число частей этих узлов определяют из условия их транспортировки и удобства монтажа оборудования.

6.2.6.11 В связи с тем, что подшипники нижних цапф лопаток НА конструктивно выполняются необслуживаемыми, гарантированный срок их службы должен быть не менее 20 лет.

6.2.6.12 НА должен быть выполнен самозакрывающимся при исчезновении давления масла в системе регулирования и исчезновении электрического питания регулятора гидротурбины; алгоритм

закрытия должен исключить возможность возникновения гидроудара, превышающего его расчетное значение.

6.2.7 Требования к крышке гидротурбины

6.2.7.1 Конструкция крышки турбины должна обеспечивать жесткое раскрепление турбинного подшипника, рассчитанное на восприятие аварийных нагрузок.

6.2.7.2 Перемещения крышки турбины в зоне размещения турбинного подшипника в результате упругих деформаций не должны превышать допустимую величину изменения зазора камера–лопасть при работе в эксплуатационных и переходных режимах.

6.2.7.3 На крышке турбины должны быть предусмотрены места для установки клапанов срыва вакуума, люков для обеспечения доступа к РК гидротурбины, проводки кабелей, шлангов и вентиляционных устройств.

6.2.7.4 Для пневмосистемы режима СК по согласованию с изготовителем должны быть предусмотрены отверстия для подсоединения трубопроводов подачи сжатого воздуха с заглушками.

6.2.7.5 Отверстия для трубопроводов сжатого воздуха (не менее двух) должны располагаться непосредственно за НА турбины; конструкция крышки должна предусматривать возможность установки ремонтной и оперативной арматуры режима СК.

6.2.7.6 Удаление протечек воды с крышки турбины должно осуществляться в дренажную систему замасленных стоков с последующей переработкой в очистных сооружениях ГЭС.

6.2.7.7 Изготовитель должен выполнить 100 %–ный контроль неразрушающими методами металла фланцевых соединений и их крепежных деталей и передать заказчику формуляр выполненных проверок.

6.2.8 Требования к направляющему подшипнику

6.2.8.1 Подшипник должен быть сегментного или кольцевого типа, предпочтительно со смазкой водой; по согласованию с изготовителем допускается установка турбинного подшипника с масляной смазкой.

6.2.8.2 При двухопорной схеме вала агрегата рабочие и опорные элементы подшипника должны быть рассчитаны на кратковременную работу при наличии двойного замыкания на корпус части полюсов ротора генератора и с учетом динамической составляющей, возникающей при работе гидротурбины и генератора в переходных режимах.

6.2.8.3 Антифрикционный материал вкладышей, конструкция ванны, опорных узлов вкладыша и уплотнения вала должны обеспечивать надежную работу подшипника в течение 7 лет без ремонта.

6.2.8.4 Вся арматура, трубопроводы, фильтры, аппаратура для измерений, контроля и сигнализации должны быть изготовлены нержавеющими и поставляться с гидротурбиной.

6.2.8.5 Завод-изготовитель должен выполнить 100 %–ный контроль неразрушающими методами металла опорных элементов турбинного подшипника и передать заказчику формуляр выполненных проверок

6.2.8.6 Подшипники с водяной смазкой должны удовлетворять следующим требованиям:

- направляющие подшипники на водяной смазке должны быть кольцевого типа с вкладышами, облицованными резиной или материалом из синтетических композиций;
- в корпус подшипника должна подаваться чистая вода, без химических загрязнений и механических примесей; содержание взвешенных веществ (мутность) в соответствии с требованиями [3] (7.5.28) не должно превышать 100 мг/л;
- технология и качество изготовления нержавеющей облицовки вала, применяемые материалы и конструкция должны обеспечивать работоспособность облицовки без ремонта и замены в течение 20 лет;
- ванна подшипника на водяной смазке должна иметь верхние уплотнения вала, препятствующие попаданию воды из корпуса подшипника в крышку гидротурбины; вкладыш кольцевого подшипника должен иметь запорный поясок, а резиновое покрытие должно крепиться к металлу вкладыша посредством вулканизации;
- конструкция уплотнения вала в крышке ванны турбинного подшипника должна предусматривать обеспечение смазки водой зоны трения уплотняющего элемента;
- необходимо иметь резервное питание подшипника на водяной смазке.

6.2.8.7 Подшипники с масляной смазкой должны удовлетворять следующим требованиям:

- направляющий подшипник гидротурбины на жидкой масляной смазке должен быть самосмазывающийся сегментного типа;

- подшипник должен состоять из стального сварного корпуса, стальных самоустанавливающихся сегментов с баббитовой заливкой или эластичным металлопластмассовым покрытием;

- конструкция подшипника должна исключать попадание масла на крышку турбины и в проточную часть;

- подшипник на масляной смазке должен обеспечивать возможность работы агрегата без охлаждающей воды в течение 15 мин.

6.2.9 Требования к валу гидротурбины

6.2.9.1 Вал гидротурбины должен выполняться кованным (сварно-кованным) полым из качественной низколегированной стали. Нижним фланцем вал соединяется с рабочим колесом, верхним — с втулкой или валом гидрогенератора.

6.2.9.2 Вал в зоне шейки турбинного подшипника на водяной смазке должен иметь наплавку из нержавеющей стали толщиной не менее 7,5 мм (после обработки), выполненную методом наплавки, или нержавеющую облицовку толщиной не менее 25 мм после обработки.

6.2.9.3 Валы турбины и генератора должны иметь по два контрольных пояска для проверки линии вала и измерения биения вала у турбинного подшипника на работающем агрегате.

6.2.9.4 Для РО гидротурбин в нижней части вала должна быть установлена заглушка, рассчитанная на давление воздуха в зоне под РК при использовании агрегата в качестве СК; на верхнем торце вала может быть установлен регулирующий клапан с глушителем для дозированного впуска воздуха под РК в переходных режимах.

6.2.9.5 Гидротурбина и гидрогенератор должны соединяться сопрягаемыми поверхностями с соблюдением проектных размеров, допусков и посадок без дополнительной обработки и пригонки.

6.2.9.6 При изготовлении турбинного и генераторного валов предпочтительной является совместная финишная обработка валов в сборе с одной установки; при невозможности совместной обработки валов обработка отверстий под соединительные болты во фланцах вала турбины и вала генератора осуществляется раздельно по специальным приспособлениям без спаривания на заводе. Способ соединения вала турбины и генератора должен быть согласован между изготовителями турбины и генератора; ответственность за качество соединения фланцев турбины и генератора несет изготовитель гидротурбины.

6.2.9.7 Поставщик гидротурбины по согласованию с изготовителем генератора должен выполнить совместный динамический расчет валов турбины и генератора и расчет критической частоты вращения вала гидроагрегата для исключения резонансных явлений.

Примечание — В международной практике применяется [4].

6.2.9.8 Изготовитель должен выполнить 100 %–ный контроль неразрушающими методами металла болтов соединения гидротурбины с валом, вала гидротурбины со ступицей ротора, фланцев и фланцевых зон валов гидротурбины и гидрогенератора и передать заказчику формуляр выполненных проверок

6.2.10 Требования к уплотнениям вала

6.2.10.1 Уплотнение вала, служащее для предотвращения попадания воды из проточного тракта в крышку турбины, должно состоять из рабочего и ремонтного уплотнений; ремонтное уплотнение предусматривается для возможности проведения ревизий и ремонтов рабочего уплотнения без осушения проточного тракта гидротурбины.

6.2.10.2 Ремонтное уплотнение вала в крышке турбины при остановленной для ремонта турбине должно быть шланговым, с подачей в него сжатого воздуха при давлении 8 МПа, или другого типа по согласованию с изготовителем.

6.2.10.3 Рабочее уплотнение должно быть воротникового, сальникового или лепесткового типа; может быть также применено торцевое или радиальное уплотнение с использованием композитных уплотнительных элементов.

6.2.10.4 В корпус уплотнения подается чистая вода; должна быть предусмотрена резервная система смазки чистой водой.

6.2.10.5 Пара трения в рабочем уплотнении должна надёжно обеспечивать его работу в течение не менее одного межремонтного периода; должно быть предусмотрено устройство для визуального наблюдения степени износа трущейся пары.

6.2.10.6 Все детали уплотнения, которые имеют контакт с водой, должны быть изготовлены из коррозионно-стойких материалов.

6.2.11 Требования к маслоприемнику (только для поворотно-лопастных гидротурбин)

6.2.11.1 Маслоприемник должен обеспечивать бесперебойную подачу масла, поступающего под давлением из аккумулятора маслонапорной установки по трубопроводу, к сервомотору рабочего колеса.

6.2.11.2 Конструкция распределительного устройства маслоприемника не должна допускать отсутствие смазки в зоне подшипников трения при любом режиме работы; распределительные полости маслоприемника должны быть соединены трубопроводом с маслонапорной установкой.

6.2.11.3 Конструкция маслоприемника должна исключать возможность перелива масла и попадания его на генератор и на крышку турбины; ванна маслоприемника должна быть оборудована дистанционным контролем уровня.

6.2.11.4 Конструкция маслоприемника должна обеспечивать надежную работу узла обратной связи, удобное проведение контроля изоляции и высокую ремонтопригодность.

6.2.11.5 Соединения маслоприемника с опорой и трубопроводом должны быть выполнены через изоляционные прокладки во избежание появления коррозии, вызываемой блуждающими токами, индуцируемыми статором генератора.

6.2.11.6 Протечки масла из полостей распределительного устройства и сервомотора рабочего колеса должны попадать в корпус маслоприемника и отводиться по дренажному трубопроводу в сливной бак маслонапорной установки.

6.2.11.7 На корпусе маслоприемника должны быть установлены:

- измерительные приборы, показывающие значения давления масла в полостях сервомотора рабочего колеса и температуру в зоне подшипников скольжения маслоприемника;
- указатель положения лопастей рабочего колеса.

6.2.12 Требования к вспомогательным механизмам гидротурбины

6.2.12.1 Вспомогательные механизмы турбины должны обеспечивать безопасную, надёжную работу рабочих механизмов, быть ремонтопригодными и безопасными при эксплуатационном обслуживании; вспомогательные механизмы должны быть защищены от любого случайного внешнего воздействия.

6.2.12.2 В общем случае к вспомогательным механизмам следует относить:

- масляные, водяные и воздушные трубопроводы;
- запорная арматура и элементы автоматики, установленные на трубопроводах;
- щиты измерительных приборов аппаратуры автоматики для измерения давления в спиральной камере и в конусе отсасывающей трубы, а также для измерения расхода воды через турбину;
- рабочее и аварийное освещение в шахте турбины;
- площадки и лестницы в шахте турбины и в районе маслоприемника;
- лекажный агрегат;
- клапаны срыва вакуума;
- клапан впуска воздуха;
- дренажные насосы;
- монорельс и подвесные тали в шахте турбин;
- ремонтное перекрытие под рабочим колесом.

6.2.12.3 Поставку всех устройств, указанных в 6.2.12.2, поставщик осуществляет в пределах шахты гидротурбины, за исключением масляных и воздушных трубопроводов, обеспечивающих систему режима СК; масляные трубопроводы и обратные связи обеспечиваются по всей их трассе.

6.3 Требования к системе автоматического управления и регулирования гидротурбинной установки

Условия участия гидроагрегатов в автоматическом регулировании режимов энергосистемы устанавливаются проектной документацией, согласованной с организацией, осуществляющей оперативно-диспетчерское управление в Единой энергетической системе Российской Федерации.

Изготовитель должен обеспечить работу гидротурбины без каких-либо ограничений во всем диапазоне предусмотренных проектом нагрузок.

В случае невозможности выполнения данного условия изготовитель (поставщик) по согласованию с заказчиком должен определить особенности участия каждой поставляемой гидротурбины в автоматическом регулировании режимов энергосистемы по результатам стендовых испытаний и натурных испытаний, проведенных изготовителем (поставщиком) совместно с заказчиком и другими заинтересованными организациями; эти особенности (не рекомендуемые и

запрещенные зоны работы) должны быть внесены в проектную и эксплуатационную документацию и учтены при определении режимов и алгоритмов работы станционных устройств агрегатного и группового регулирования активной и реактивной мощности.

6.3.1 Система автоматического управления гидротурбины должна состоять из:

- электрогидравлического регулятора скорости/мощности;
- маслонапорной установки;
- системы автоматики гидротурбины;
- системы аварийного закрытия НА.

6.3.2 Система автоматического регулирования гидротурбины должна выполнять следующие функции:

- автоматический программный пуск агрегата, вывод его на подсинхронную частоту вращения;
- стабилизацию частоты вращения при работе: на холостом ходу, на изолированный район, в том числе и параллельно с другими агрегатами;
- поддержание заданной мощности при работе гидроагрегата в энергосистеме;
- управление от систем группового регулирования активной мощности (ГРАМ);
- работу в режиме СК;
- нормальный останов агрегата;
- аварийный останов агрегата;
- формирование предупредительных и аварийных сигналов для верхнего (агрегатного) уровня управления;
- пуск и останов гидроагрегата на ручном управлении.

6.3.3 При формулировании требований к системе регулирования должны быть заданы:

- зона нечувствительности по частоте, *ix*, % — не более 0,02 %;
- точность измерения частоты, % — не хуже 0,02 %;
- время запаздывания (по сервомоторам НА), с — не более 0,2 с;
- рабочее давление масла, МПа;
- точность поддержания частоты $F_{ном}$, % (при работе на изолированный район и разных уровнях нагрузки) — не хуже 0,1 %;
- точность поддержания заданного уровня мощности (в режиме мощность) $P_{ном}$, % — не хуже 1,0 %;
- диапазон изменения уставки задатчика частоты $F_{ном}$, %;
- диапазон изменения уставки задатчика мощности $P_{ном}$, % ;
- входное напряжение:

1) постоянного тока, В;

2) переменного тока частотой 50 H_z, В.

6.3.4 Система управления должна обеспечивать пуск гидроагрегата в условиях отсутствия напряжения переменного тока в системе собственных нужд ГЭС и при наличии давления в МНУ.

6.3.5 Аппаратура автоматики гидротурбины должна обеспечить выполнение функций защиты, контроля и мониторинга узлов и устройств турбины, а именно:

- боя вала турбины;
- расхода воды через подшипник и давление;
- состояния срезных пальцев;
- положения стопоров сервомоторов;
- уровня воды на крышке турбины;
- расхода воды через уплотнение вала;
- давления воды на уплотнении вала;
- подачи воды в уплотнение рабочего колеса при режиме СК;
- давления воздуха в ремонтном уплотнении;
- уровня отжатой воды в режиме СК;
- расхода воды через турбину;
- давления воды в спиральной камере;
- давления воды под крышкой турбины;
- давления воды в отсасывающей трубе;
- вибрации узлов гидротурбины;
- температуры механизмов турбины.

6.3.5.1 В случае достижения контролируемыми параметрами критических (предупредительных) значений, установленных инструкцией по эксплуатации гидротурбины, должны подаваться предупредительные сигналы и осуществляться вывод гидроагрегата из системы ГРАМ.

6.3.5.2 При достижении предельно допустимых (аварийных) значений параметров должны формироваться сигналы аварийной остановки агрегата и осуществляться автоматический аварийный останов гидроагрегата.

6.3.5.3 Номенклатура средств диагностирования и параметров технического состояния гидротурбины согласовывается заказчиком и поставщиком и устанавливается в техническом задании; заказчиком могут быть предъявлены дополнительные требования с учетом конкретного исполнения гидротурбины.

6.3.6 Комплект аппаратуры автоматики турбины должен состоять из датчиков и приборов, обеспечивающих контроль за работой турбины, а также исполнительных устройств, генерирующих команды на автоматическое регулирование режима работы и защиту турбины.

6.3.7 КТС автоматики турбины или его отдельные составные элементы должны быть приспособлены к работе в жестких условиях промышленной эксплуатации ГЭС, например: низкая или высокая температура, наличие пыли, влаги, вредных примесей, сильных электромагнитных полей, вибрации.

6.3.8 В состав шкафа электрооборудования должно входить устройство измерения частоты вращения гидроагрегата в диапазоне 0–200 % оборотов.

6.3.9 Дискретная информация о состоянии технологического оборудования должна вводиться в виде двоичных сигналов 0 и 1.

6.3.9.1 В качестве сигнала 1 должны применяться:

- напряжение переменного тока 220 В (допустимое отклонение — от минус 15 % до + 10 %);
- напряжение постоянного тока 220 В, 48 В и 24 В (допустимое отклонение — от минус 15 % до + 10 %).

6.3.9.2 Предпочтительными являются сигналы 24 В и 48 В постоянного тока.

6.3.9.3 Сигналы высокого напряжения следует использовать только в тех случаях, когда невозможно использовать пониженное напряжение, при этом должны использоваться преобразователи, входящие в состав аппаратуры КТС.

6.3.10 Электропитание аппаратуры КТС должно осуществляться от источника переменного тока с резервированием от аккумуляторной батареи (источник бесперебойного питания).

6.3.11 Поставщик должен обеспечить установку датчиков, поставляемых комплектно с турбиной для системы управления, в соответствии с согласованным перечнем; выходные цепи всех датчиков должны быть собраны внутри турбины и выведены в клеммный шкаф, поставляемый комплектно с турбиной.

6.3.12 Электрогидравлический регулятор частоты вращения в соответствии с ГОСТ 12405 состоит из:

- панели электрооборудования;
- гидромеханической колонки управления;
- механизма (механизмов) обратных связей;
- МНУ;
- генератора сигналов скорости.

6.3.13 Панель электрооборудования должна обеспечивать формирование сигналов управления регулирующими органами гидротурбины в соответствии с командами на изменение режима работы гидроагрегата и измеряемыми значениями частоты и активной мощности.

6.3.14 Требования к функциям панели электрооборудования в соответствии с ГОСТ 12405. Указанные функции следует осуществлять с помощью микропроцессорных средств или, в отдельных случаях, с помощью интегральных микросхем.

6.3.15 В состав панели должен входить ИПЧ, позволяющий измерять частоту вращения гидроагрегата в пределах от 45 Гц до 55 Гц как от регуляторного генератора номинальной частотой 50 Гц, так и от остаточного напряжения генератора величиной не менее 0,3 В при номинальной частоте вращения; в микропроцессорной панели функции ИПЧ допускается выполнять программным способом.

6.3.16 Для измерения активной мощности генератора следует применять серийный ИПМ.

6.3.17 На выходе панели электрооборудования должен формироваться сигнал управления ЭГП. Для турбин вида ПЛ должны быть предусмотрены два идентичных канала управления ЭГП. Число сигналов определяется числом регулирующих органов гидротурбины.

6.3.18 В панели электрооборудования должен быть предусмотрен вывод следующей информации:

- заданное и фактическое положения регулирующих органов открытия НА;
- ограничение максимального положения регулирующих органов открытия НА;
- заданная и фактическая частоты вращения гидроагрегата;
- заданная и фактическая мощности;
- положение других регулирующих органов гидротурбины.

6.3.19 При отключении электропитания, при отказе микропроцессорного контроллера электропанели, должен быть обеспечен переход на ручное управление механизмом открытия НА и лопастей РК.

6.3.20 Исполнительные устройства регулятора могут быть выполнены в виде колонки управления (где все элементы объединены общим кожухом и рамой) или из отдельных исполнительных блоков; гидромеханическая колонка управления с блоком главных золотников должна содержать ЭГП (для ПЛ гидротурбин — два ЭГП), фильтр масляный двойной с индикацией засорения.

6.3.21 На лицевой стороне колонки должны быть установлены: тахометр, показывающий частоту вращения гидроагрегата, указатели открытия и ограничения открытия НА, балансный прибор, показывающий величину и направление электрического сигнала регулирования, сигнальные лампы стопора сервомотора НА. Для ПЛ гидротурбины должен быть предусмотрен указатель положения лопастей.

6.3.22 Исполнительные блоки обеспечивают управление по одному каналу и должны содержать: ЭГП, главный золотник, золотник пуска-остановки, датчик положения, фильтр масляный двойной с индикацией засорения, манометр, клеммник.

6.3.23 Для формирования сигналов обратных связей по положению регулирующих органов следует использовать малоинерционные датчики перемещения с выходным сигналом от 4 до 20 мА; мертвая зона в измерении перемещений не должна быть более 0,2 %.

6.3.24 МНУ должна обеспечивать систему маслом под давлением; состав МНУ:

- панель управления;
- гидроаккумулятор;
- маслонасосный агрегат;
- агрегат лекажный;
- маслоохладительная установка.

6.3.25 Гидроаккумулятор МНУ должен быть спроектирован и изготовлен в соответствии с Правилами [5].

6.3.26 МНУ должна быть снабжена лекажным агрегатом для отвода протечек масла и слива масла из элементов системы регулирования в сливной бак МНУ при их опорожнении; при расположении лекажного агрегата в крышке турбины должно быть исключено попадание масла на крышку.

6.3.27 Система аварийного закрытия предназначена для аварийного закрытия регулирующего органа и защиты агрегата от разгона при неисправности регулятора гидротурбины.

6.3.28 Система аварийного закрытия должна иметь две ступени защиты:

- первая ступень должна воздействовать на закрытие НА через аварийный золотник при повышении частоты вращения до 115 % при отсутствии смещения главного золотника НА на закрытие;
- вторая ступень должна действовать на закрытие НА через аварийный золотник при повышении частоты от 140 % до 170 %.

6.3.29 Аварийная автоматическая остановка гидротурбины должна обеспечиваться следующими устройствами:

- пускоостанавливающим механизмом гидромеханической колонки (исполнительного блока):

1) при понижении давления или уровня масла в аккумуляторе МНУ до аварийно-низкой величины;

2) при потере давления и расхода на турбинном подшипнике с водяной смазкой;

3) при срабатывании защит турбины и генератора с учетом требований 6.3.5.1, 6.3.5.2;

4) при снижении расхода охлаждающей воды в уплотнении вала;

- аварийным золотником направляющего аппарата в соответствии с 6.3.28:

1) при увеличении частоты вращения ротора выше 115 %, если в течение заданного времени с момента сброса нагрузки частота вращения не понизится до номинального значения;

2) быстродействующими аварийными затворами при увеличении частоты вращения ротора выше 115 %, если в течение заданного времени с момента сброса нагрузки частота вращения не понизится до номинального значения.

6.4 Требования надежности

Гидротурбинная установка должна иметь следующие показатели надежности:

- срок службы между капитальными ремонтами — не менее 7 лет при наработке не менее 32000 ч;
- вероятность безотказной работы в межремонтный период — не менее 1/год;
- полный срок службы — не менее 40 лет;
- коэффициент готовности — не менее 0,97;
- коэффициент технического использования — не менее 0,93.

6.5 Требования ремонтопригодности

6.5.1 Материал лопасти, камеры РК, облицовки конуса отсасывающей трубы и сопрягающего пояса должен обеспечить возможность проведения на них ремонтных работ методом наплавки без предварительного и сопутствующего подогрева; в комплектацию гидротурбины должны быть включены шаблоны (лекала) поверхностей рабочих колес для контроля и удаления послеремонтных нарушений формы этих поверхностей.

6.5.2 Должна быть предусмотрена система слива масла из корпуса РК, сервомотора, вала и др. при осушенном проточном тракте, при выполнении следующих условий:

- слив масла должен производиться посредством гибких шлангов;
- конструкция клапанов должна исключать попадание масла в воду при подключении и отключении шлангов.

6.5.3 Конструкция узла уплотнения штока сервомотора должна обеспечивать его ремонт или замену без извлечения РК при осушенной проточной части.

6.5.4 Необходимо предусмотреть устройство для поворота лопастей при разобранном маслоприемнике.

6.5.5 Для оценки состояния лабиринтных уплотнений РК радиально-осевой турбины, а также контроля зазоров и их равномерности, должны быть предусмотрены отверстия в крышке турбины, нормально заглушенные резьбовыми пробками.

6.5.6 Конструкция НА должна предусматривать замену уплотнений лопаток по торцам и уплотнений средних цапф без демонтажа крышки турбины или верхнего кольца НА.

6.5.7 Конструкция регулирующего кольца НА должна обеспечивать возможность его извлечения без разборки агрегата и возможность осмотра и контроля состояния подшипников без демонтажа регулирующего кольца.

6.5.8 Должны быть учтены требования ремонтопригодности, установленные в 6.2.10.1 и 6.2.10.2.

6.5.9 Доступ под РК должен обеспечиваться через лаз в отсасывающей трубе размером не менее 700×1000 мм.

6.5.10 Технология выполнения ремонтных работ не должна снижать общий ресурс камеры и уменьшать межремонтный период.

6.5.11 В шахте турбины должны быть предусмотрены монорельс и подвесные тали для производства ремонтных работ с НА.

6.5.12 Однотипное вспомогательное оборудование одинакового наименования должно быть полностью взаимозаменяемым и иметь возможность перестановки с одной гидротурбины на другую без дополнительной подгонки.

6.5.13 Расположение запорной водяной или масляной трубопроводной арматуры должно быть удобным для технического обслуживания, устранения протечек и неплотностей.

6.5.14 Присоединения трубопроводов масла, воды, воздуха и др. к гидротурбине и вспомогательному оборудованию не должны мешать вскрытию люков, подъемно-такелажным работам и не требовать разборки при ремонтных работах не относящихся к трубопроводам.

6.5.15 Методы измерений и типы средств контроля одноименных параметров должны быть одинаковыми для гидротурбины и гидрогенератора.

7 Требования безопасности и охраны труда

7.1 Гидротурбинная установка должна удовлетворять требованиям безопасности, охраны труда и производственной санитарии в соответствии с ГОСТ 12.1.004, ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.1, ГОСТ 12.1.003.

7.2 Электрооборудование, размещенное в шахте гидротурбины и обеспечивающее ее работу, должно соответствовать требованиям Правил [3] и [6].

7.3 Уровни звукового давления, создаваемые работающей гидротурбинной установкой в помещениях ГЭС, в которых постоянно находится обслуживающий персонал, не должны быть более 85 дБА согласно ГОСТ 12.1.003.

7.4 Разработка, проектирование, производство и наладка гидравлических турбин должна осуществляться таким образом, чтобы их работа в стационарных режимах не вызывала вибрации строительных конструкций помещений ГЭС с постоянными рабочими местами обслуживающего персонала, превышающие нормативные значения, установленные санитарными нормами [7].

7.5 Все оборудование гидротурбиной установки должно быть работоспособно в условиях воздействия допустимой вибрации гидротурбины и ее конструктивных элементов; вибрация не должна оказывать влияние на показания средств измерений, приводить к самоотвинчиванию крепежа и другим негативным последствиям.

7.6 Параметры вибрации корпуса подшипника гидротурбины, крышки гидротурбины, опоры подпятника не должны превышать предельно допустимых значений, установленных Правилами технической эксплуатации [8] (3.3.12); система виброзащиты гидроагрегата должна в автоматическом режиме осуществлять функции, предусмотренные 6.3.5.1 и 6.3.5.2.

7.7 Сосуды гидроаккумулятора и воздухосборников должны соответствовать требованиям Правил [5].

7.8 Гидротурбинная установка должна быть снабжена специальным инструментом для сборки и разборки оборудования, а также приспособлениями для механизации работ, обеспечивающими удобство и безопасность обслуживающего персонала при выполнении монтажных и ремонтных работ (в т.ч. и при подъеме тяжелых сборочных единиц).

7.9 Подвижные и вращающиеся части турбины должны быть ограждены и недоступны для случайного прикосновения обслуживающего персонала; защитные ограждения должны быть выполнены согласно ГОСТ 12.2.062.

7.10 Для производства ремонтных работ в шахте гидротурбины должны быть предусмотрены грузоподъемные средства, обеспечивающие подъем грузов с перемещением их по окружности по монорельсу и доставку к выходу из шахты турбины. В шахте гидротурбины снаружи опоры подпятника должна быть установлена электроталь соответствующей грузоподъемности. Внутри опоры подпятника должен быть установлен монорельс с ручной талью соответствующей грузоподъемности.

7.11 Все грузоподъемные средства должны отвечать требованиям, установленным в нормативных и технических документах органов, осуществляющих функции надзора за безопасностью подъемно-транспортных средств, а при работе с их применением должны выполняться Правила безопасности [9].

7.12 Гидротурбина должна быть снабжена стопорным устройством, удерживающим направляющий аппарат в положениях полного закрытия и полного открытия при номинальном давлении масла в сервомоторах.

7.13 Для производства ремонтных работ в камере РК гидротурбина должна быть снабжена инвентарными лесами.

7.14 В отсасывающей трубе гидротурбины должен быть предусмотрен вентиляционный люк диаметром не менее 600 мм. В качестве вентиляционного люка может использоваться лаз в отсасывающую трубу.

7.15 В металлической спиральной камере должны быть предусмотрены:

- для доступа людей: лаз диаметром не менее 650 мм;
- для подвода кабелей и шлангов: люк.

7.16 Крышки люков отсасывающей трубы и спиральной камеры должны иметь шарнирную подвеску.

7.17 В состав конструкторской документации должен быть включен перечень технических решений по предотвращению затопления шахты турбины.

8 Эргономические и эстетические требования

8.1 Компоновка оборудования гидротурбинной установки в блоке агрегата должна выполняться с учетом эргономических требований согласно ГОСТ 12.2.049.

8.2 Внешний вид гидротурбинной установки должен соответствовать требованиям промышленной эстетики.

8.3 Контрольно-измерительные и сигнальные приборы, а также все части механизмов оперативного управления гидротурбиной должны быть расположены на видных местах и быть легкодоступны.

8.4 Графические символы органов управления должны быть приняты в соответствии с ГОСТ 12.4.040.

9 Требования к монтажу

9.1 Технологические требования, нормы и допуски, обеспечивающие надежную работу узлов и отдельных механизмов гидроагрегатов при их монтаже должны соответствовать (быть не хуже) требованиям соответствующих нормативных документов, в том числе технических условий [10].

9.2 Монтаж установки должен осуществляться поставщиком (силами специализированной монтажной организации), если иное не предусмотрено договором.

9.3 В сферической части камеры РК отклонение от круглости не должно превышать (в зависимости от диаметра РК) от 0,5 до 2,0 мм.

9.4 Неравномерность зазора между камерой и лопастью во всем диапазоне разворота лопастей не должна превышать от проектной величины зазора ± 10 %.

9.5 Корректировка диаметральных размеров РК (подрезка) допускается только в заводских условиях.

9.6 Перестановочные усилия и люфты в механизме поворота лопастей, измеренные по методике изготовителя на остановленном агрегате при сдаче оборудования заказчику, должны быть запротоколированы и в дальнейшем использованы как базовая величина при контрольных измерениях в процессе эксплуатации.

9.7 Обработка рабочих поверхностей втулок подшипников (вкладышей) в целях доводки или исправления заводских дефектов при монтаже не допускается.

9.8 На узлах, прошедших контрольную сборку на заводе, запрещается выполнять операции по доработке в процессе монтажа; такие детали и узлы должны быть доработаны на заводе по заводской технологии или подлежать замене.

9.9 Двойная амплитуда биения вала при прокрутке краном должна быть меньше, чем суммарный зазор в турбинном подшипнике с любым антифрикционным материалом пары трения.

9.10 Все оборудование, входящее в объем поставки, должно иметь согласованные с заказчиком защитные покрытия, предохраняющие его от атмосферного воздействия в период транспортирования и хранения на ГЭС.

9.11 Условия хранения на ГЭС до момента начала монтажа должны обеспечивать отсутствие прямого воздействия атмосферных осадков и прочих факторов, воздействие которых может способствовать разрушению или порче оборудования.

9.12 Окончательная окраска оборудования гидротурбинной установки должна выполняться после приемки в эксплуатацию гидроагрегата в соответствии с требованиями к покрытиям, указанными в чертежах.

9.13 Окраска должна выполняться материалами и силами поставщика, если иное не предусмотрено договором.

9.14 Цвет и тип покрытий должны быть согласованы с заказчиком.

9.15 Грунтовка частей и механизмов должна производиться на заводе; части, закладываемые в бетон, со стороны, прилегающей к бетону, должны быть покрыты составом, исключающим необходимость его удаления при монтаже и обеспечивающим надежное сцепление с бетоном.

9.16 Порядок изготовления, контроля, монтажа, приемки и сдачи в эксплуатацию устанавливают с учетом требований ГОСТ 15.005.

10 Требования к маркировке и упаковке

10.1 Каждая турбина должна иметь лицевую табличку с четким и разборчивым нанесением следующих данных на русском языке:

- страна-изготовитель;
- товарный знак изготовителя;
- год выпуска;
- знак соответствия (сертификации);
- номер серии;
- расчетный напор, м;
- расчетный расход, $м^3/с$;
- номинальная мощность турбины, кВт;
- номинальная скорость вращения турбины, об/мин;
- другие, согласованные с заказчиком, данные.

10.2 Маркировка деталей гидротурбинной установки должна соответствовать требованиям ГОСТ 2.314.

10.3 Таблички для составных частей установки должны быть выполнены по ГОСТ 12969 и ГОСТ 12971, и заполнены по ГОСТ 8339.

10.4 Транспортная маркировка каждого грузового места должна быть выполнена в соответствии с требованиями ГОСТ 14192.

10.5 Транспортная маркировка грузовых мест должна быть нанесена по трафарету яркой несмываемой краской на видных местах. Маркировка должна быть нанесена на одну из боковых сторон ящика или неупакованной крупной детали гидротурбины, а на других деталях — на ярлык, который должен быть надежно прикреплен проволокой по ГОСТ 3282 к изделию на видном месте.

10.6 Оборудование установки, подлежащее окраске после монтажа, должно отправляться изготовителем на ГЭС в загрунтованном виде.

10.7 Упаковка оборудования должна соответствовать категории упаковки КУ-0, КУ-1 и КУ-2 по ГОСТ 23170, и производиться в соответствии с чертежами, разработанными изготовителем.

10.8 Перемещение оборудования внутри тары должно быть исключено.

10.9 Ящики, применяемые для упаковки, должны быть разработаны и изготовлены в соответствии с ГОСТ 10198 (типы ящиков: 1-1, П-1, Ш-1, Ш-2, Ш-3, У-1, У-2, УП-1, УП-3).

10.10 Консервация оборудования должна быть произведена в соответствии с ГОСТ 9.014 и требованиями чертежей.

10.11 Консервация оборудования должна обеспечивать возможность удаления при монтаже защитных покрытий механическим путем или химическим (с применением растворителей).

10.12 Части, закладываемые в бетон, подлежат консервации со сторон, прилегающих к бетону, покрытиями, не требующими удаления при монтаже.

10.13 Удаление консервирующих покрытий при монтаже должно производиться без применения средств, нарушающих точность сопряжения; консервирующие покрытия для резьбы должны быть такими, чтобы их удаление на монтаже выполнялось без применения механических средств очистки.

10.14 Каждый ящик с упакованным оборудованием должен быть сопровожден упаковочным листом.

11 Требования к транспортированию и хранению

11.1 Размеры, вес деталей и сборочных единиц установки (с учетом упаковки) должны допускать их доставку транспортом на место установки в соответствии с правилами перевозки грузов, действующими на соответствующем виде транспорта.

11.2 РК должно доставляться от изготовителя на ГЭС.

11.3 Условия транспортирования и хранения оборудования установки должны соответствовать ГОСТ 15150.

11.4 Транспортирование электрических панелей регулятора, автоматики, запчастей к ним, приборов должно быть осуществлено закрытым транспортом (в железнодорожных вагонах, автофургонах), а условия их хранения должны соответствовать условиям хранения 1(Л) по ГОСТ 15150.

11.5 В документации на транспортирование должна быть указана транспортная масса каждой детали гидротурбины.

11.6 В технических условиях на гидротурбину должны быть указаны:

- способ, условия транспортировки и хранения гидротурбин и их составных частей;
- условия и срок сохраняемости гидротурбин и их составных частей в упакованном и законсервированном поставщиком (изготовителем) виде.

11.7 Поставщиком должны быть отправлены на ГЭС в собранном, опробованном и законсервированном виде следующие сборочные единицы гидротурбинной установки:

- сервомоторы НА;
- лекажные агрегаты;
- клапаны срыва вакуума и клапаны впуска воздуха для режима СК;
- насосы;
- механическая колонка управления и электрическая панель;
- аварийный золотник управления.

11.7.1 Конкретные наименования и число узлов, подлежащих транспортировке в собранном виде, должны быть оговорены в технических условиях — приложении к договору с поставщиком, в том числе по условиям их транспортировки.

11.8 Детали и узлы гидротурбины на открытом подвижном составе размещают в пределах установленного габарита погрузки; их погрузка, транспортирование и крепление должны производиться в соответствии с Федеральным законом [11] и правилами перевозок грузов, действующими на соответствующем виде транспорта.

11.9 Срок действия консервации, способы хранения и переконсервации оборудования у заказчика должны соответствовать требованиям инструкции изготовителя.

11.10 Через каждые 12 месяцев, включая время нахождения оборудования в пути, необходимо производить технический осмотр оборудования, а в случае необходимости — его переконсервацию.

11.11 Повреждения окраски, консервации и упаковки оборудования в процессе транспортировки и выгрузки должны быть устранены поставщиком сразу же после выгрузки оборудования.

11.12 РТИ должны храниться в помещении при температуре воздуха от 0 °С до 25 °С на расстоянии не менее 1 м от отопительных приборов, в условиях, исключающих их повреждение и деформирование, с учетом следующих требований:

- не допускается хранение РТИ вблизи оборудования, выделяющего озон, и искусственных источников света, выделяющих ультрафиолетовые лучи;
- РТИ должны быть защищены от воздействия прямых солнечных лучей, воздействия кислот, щелочей, масел, бензина, керосина, их паров и других веществ, разрушающих резину.

11.13 При транспортировке и хранении оборудования гидротурбинной установки должны быть учтены климатические условия.

12 Комплектность поставки

12.1 Комплектность поставки гидротурбинной установки определяется в соответствии с приложением Б и уточняется для каждого конкретного случая в ТЗ; в объеме поставки поставщиком должно быть предусмотрено все необходимое для нормальной эксплуатации гидротурбины.

12.2 Поставка гидротурбины осуществляется в виде отдельных узлов, а оборудования вспомогательных систем — в модульном исполнении; в комплект поставки должно входить масло для первичного заполнения системы регулирования гидротурбины и подшипника гидротурбины на жидкой масляной смазке.

12.3 Поставляемые узлы гидротурбины должны быть максимально приспособлены для проведения укрупненной сборки на монтажной площадке.

12.4 Шкафы автоматики, управления, устройства вспомогательных систем должны быть поставлены в собранном виде (модули), прошедшими полный комплекс контроля и испытаний у изготовителя.

12.5 Техническая документация, передаваемая заказчику, должна быть выполнена с учетом ГОСТ 2.601. В ее состав должны входить:

- сборочные чертежи, габаритные чертежи, фундаментные чертежи, чертежи закладных трубопроводов и схемы гидротурбины, регулятора, МНУ и аппаратуры автоматики;
- чертежи быстроизнашивающихся (и других частозаменяемых) деталей;

- технические описания гидротурбины, регулятора, МНУ и электропанелей автоматики;
- инструкции по монтажу, эксплуатации и хранению гидротурбины, регулятора, МНУ;
- карты измерений, выполняемых при контрольных сборках основных сборочных единиц гидротурбины, в объеме, предусмотренном изготовителем;
- карты измерений по ответственным сопряжениям деталей гидротурбины в объеме, предусмотренном изготовителем;
- паспорт гидротурбинной установки;
- монтажный чертеж;
- схемы аппаратуры автоматики;
- схемы присоединения всех датчиков в клеммном шкафу турбины;
- чертежи вспомогательного оборудования;
- программа приемочных испытаний;
- спецификация материалов для основных деталей турбины;
- технические условия на капитальный ремонт гидротурбины по ГОСТ 2.602;
- номенклатура и число запасных частей и материалов для текущего и капитального ремонта гидротурбинной установки;
- инструкции (технические указания) по сварке, наплавке, окраске, промывке, консервации и т.п.;
- формуляры и протоколы с заводскими данными сборки и испытаний узлов турбины, с результатами настройки системы регулирования и полученными при этом характеристиками;
- перечень деталей и узлов турбины, имеющих ограничение по сроку работы, с указанием (по возможности) их срока службы;
- технические условия на ремонт оборудования с указанием предельно допустимого технического состояния деталей и узлов турбины, при котором они подлежат ремонту или замене;
- указания по особенностям разборки и сборки сложных и крупных узлов турбины и поставляемого вспомогательного оборудования, включая указания по сборочной маркировке деталей, по маркам сталей, по кантовке и строповке крупногабаритных деталей;
- чертежи и схемы сборки и разборки крупных узлов и деталей;
- перечень технических решений по предотвращению затопления шахты турбины.

12.5.1 Порядок разработки, согласования и утверждения технического задания, технической документации устанавливают с учетом требований ГОСТ 15.005.

12.5.2 В процессе разработки проектной документации возможно внесение согласованных с заказчиком корректировок и дополнений, обеспечивающих повышение надежности или улучшение эксплуатационных показателей.

12.5.3 Поставщик не может без согласования с заказчиком и генеральным проектировщиком ГЭС вносить конструктивные изменения в узлы и детали.

12.6 Конструкторская документация, перечисленная в 12.5, должна быть передана заказчику в следующем составе:

- чертежи и схемы — пять комплектов для первой гидротурбинной установки и по одному комплекту с первым местом для каждой последующей;
- паспорт — один экземпляр на каждую гидротурбинную установку;
- формуляр — один экземпляр на каждую установку;
- технические описания, инструкции — по одному экземпляру на каждую гидротурбинную установку, но не менее трех экземпляров на ГЭС;
- карты измерений – по одному экземпляру на каждую гидротурбинную установку.

12.6.1 Два экземпляра всей указанной в 12.5 конструкторской документации, за исключением паспорта и карт измерений, подлежат передаче поставщиком генеральному проектировщику ГЭС.

12.6.2 Поставщик, кроме того, должен передать заказчику для монтажной организации:

- два комплекта чертежей и монтажных инструкций, необходимых для монтажа закладных частей, — не позднее чем за три месяца до срока отгрузки закладных частей первого гидроагрегата на ГЭС;
- два комплекта чертежей и монтажных инструкций, необходимых для монтажа рабочих механизмов, регулятора, МНУ и аппаратуры автоматики, — не позднее чем за три месяца до срока отгрузки соответствующего узла первого агрегата на ГЭС.

12.7 В состав оборудования гидротурбинной установки поставщиком должны быть включены специальные монтажные приспособления и специальный инструмент для выполнения всех операций по сборке, демонтажу и ремонту оборудования, которые не могут быть выполнены стандартным

инструментом и без специальных приспособлений согласно приложению В; число и номенклатура монтажных приспособлений и специального инструмента окончательно должна быть установлена в каждом конкретном техническом задании.

12.8 Число и номенклатура запасных частей к гидротурбине, регулятору, МНУ, устанавливаются в соответствии с приложением Г и уточняется в каждом конкретном ТЗ.

13 Комплектующее оборудование, материалы, водо-, воздухо- и энергоснабжение, обеспечиваемые заказчиком

13.1 Перечень, количество, параметры и характеристики комплектующего оборудования и материалов, обеспечиваемые заказчиком, должны быть согласованы в конкретном техническом задании.

13.2 Для ввода в строй и нормального функционирования гидротурбинной установки на ГЭС заказчиком должно быть обеспечено наличие следующего оборудования и материалов с согласованными параметрами и характеристиками:

- воздухосборника с аппаратурой для заправки и автоматической подкачки воздуха в гидроаккумулятор МНУ;
- сжатого азота для заправки и дозаправки гидроаккумуляторов МНУ;
- компрессора для зарядки воздухосборника;
- компрессоров и ресиверов для режима синхронного компенсатора комплектно с электродвигателями и пусковыми устройствами;
- воздуходувок для режима синхронного компенсатора;
- вторичных устройств расходомеров;
- насосной установки для откачки воды из отсасывающих труб и спиральных камер гидротурбин;
- закладных трубопроводов, воздушных трубопроводов к МНУ и всех трубопроводов водяных и воздушных за пределами гидротурбины, а также трубопроводов к насосной установке для откачки воды из отсасывающих труб;
- оборудования для очистки масла системы регулирования и направляющих подшипников.

13.2 Число компрессоров, их подачу и объем воздухосборников выбирает генеральный проектировщик ГЭС.

13.3 Заказчиком должно быть обеспечено наличие следующего водо- и воздухоснабжения установки с соответствующими согласованными параметрами (расход, давление и др.):

- подача во время работы агрегата чистой воды для смазки подшипника гидротурбины;
- постоянная подача технической воды для охлаждения масла подшипника гидротурбины;
- постоянная подача чистой воды для смазки уплотнения вала;
- постоянная подача воздуха под давлением к щитам аппаратуры автоматики;
- подача воздуха к ремонтному уплотнению вала при ремонтах гидротурбины.

13.4 Заказчиком должны быть обеспечены все внешние электрические соединения устройств САУ.

13.5 Для регулятора заказчиком должен быть обеспечен сигнал 4 — 20 мА о действующем напоре нетто гидротурбины.

13.6 Для электропитания системы управления гидротурбины заказчиком должны быть обеспечены переменный ток напряжением 220^{+11}_{-33} В и постоянный ток напряжением 220 В от источника гарантированного питания.

13.7 Для электропитания силовой части системы автоматики гидротурбины и МНУ, заказчиком должен быть обеспечен переменный ток напряжением $380 / 220^{+11}_{-33}$ В (мощность определяется типом применяемых электродвигателей).

13.8 Для электропитания цепей освещения, подъемных и других механизмов заказчиком должны быть обеспечены:

- рабочее освещение — переменный ток напряжением $380 / 220^{+11}_{-33}$ В;
- аварийное освещение — постоянный ток напряжением 220^{+11}_{-33} В;
- переменный ток напряжением 36 В;
- переменный ток напряжением 12 В (для переносного освещения).

13.9 Температура воздуха в помещениях, в которых размещается оборудование гидротурбинной установки, должна поддерживаться в пределах от 10 °С до 40 °С; при временных условиях эксплуатации (в начальный период) минимальная допустимая температура 5 °С.

14 Оценка и подтверждение соответствия поставляемого оборудования требованиям заказчика

14.1 При сдаче-приемке изготовитель обязан подтвердить соответствие поставляемого оборудования требованиям ТЗ заказчика, технической документации поставщика, положениям стандартов, условиям договора (далее — установленным требованиям).

14.1.1 Оценка соответствия осуществляется на основании результатов следующих видов испытаний и технического контроля:

- приемочные лабораторные испытания модели проточной части гидротурбины;

Примечание — В международной практике применяется [12].

- контрольная сборка и приемосдаточные испытания отдельных узлов, сборочных единиц и деталей на предприятии-изготовителе в объеме, согласованном с заказчиком, и с участием его представителя;
- приемосдаточные испытания на ГЭС после окончания монтажа и окончания пусконаладочных работ по утвержденной программе;
- гарантийные испытания после выхода на рабочий режим эксплуатации, но не позднее чем через год после сдачи в эксплуатацию.

14.1.2 Формой подтверждения соответствия поставляемого оборудования установленным требованиям являются документы, составленные по результатам проведенных испытаний и технического контроля, а также документы добровольной (в установленных законодательством случаях — обязательной) сертификации.

14.2 Приемочный контроль сборочных единиц и деталей гидротурбинной установки на заводе должны вести отдел технического контроля изготовителя и представители заказчика для проверки соответствия качества сборочных единиц и деталей гидротурбинной установки установленным требованиям.

14.3 Приемочный контроль сборочных единиц и деталей на предприятии-изготовителе должен вестись в соответствии с приложением Д. Приемка изготовленного оборудования, выполняемая отделом технического контроля, должна быть оформлена актами, сертификатами, картами измерений, удостоверяющими соответствие этого оборудования техническим требованиям, технической документации и стандартам. Допускается исключение контроля отдельных узлов, если это особо оговорено (с соответствующим обоснованием) заказчиком и поставщиком.

14.4 Приемочный контроль правильности монтажа и пуско-наладочных работ по гидротурбинной установке должен быть проведен заказчиком при авторском надзоре шефперсонала изготовителя; объем контроля должен быть установлен инструкцией изготовителя по монтажу установки.

14.5 Приемочные испытания установки на ГЭС после окончания монтажных и пуско-наладочных работ должны быть проведены заказчиком при участии представителей изготовителя в объеме, установленном программой и методикой испытаний.

14.6 Приемочные испытания гидротурбинной установки должны включать проверку работы:

- на холостом ходу и под нагрузкой с измерением:

1) открытия направляющего аппарата;
2) мощности на шинах генератора;
3) давления в проточной части;

- при сбросах нагрузки с измерением:

1) скорости движения направляющего аппарата;
2) приращения частоты вращения ротора;
3) давления в спиральной камере и отсасывающей трубе;

- в режиме синхронного компенсатора с измерением потребляемой мощности на шинах генератора.

14.6.1 На всех режимах измеряют параметры вибрации, биение вала, частоту вращения ротора, давление в спиральной камере и отсасывающей трубе, а в режиме генерации — также уровень кавитации.

14.6.2 В соответствии с Правилами технической эксплуатации [8] продолжительность испытаний гидротурбин под нагрузкой должна быть не менее 72 ч.

14.6.3 При контрольных испытаниях должны быть определены энергетические (преимущественно абсолютным методом), вибрационные, кавитационные и другие характеристики установки.

Примечание — В международной практике энергетические испытания проводятся в соответствии с [13].

14.6.4 Измерения должны быть проведены штатными и специальными измерительными средствами; применяемые средства и методики измерения должны быть сертифицированы в установленном порядке.

14.7 Программа и методика приемочных испытаний должна быть разработана изготовителем и согласована с заказчиком; до начала испытаний приемочная комиссия должна оценить возможность воспроизведения заданных режимов испытаний и, в случае необходимости, внести изменения, согласованные с изготовителем, в программу и методику испытаний.

14.8 Приемку изготовленного оборудования на заводе должен вести отдел технического контроля с участием представителя заказчика, оформляя ее актами, сертификатами, картами измерений, удостоверяющими соответствие оборудования требованиям ТЗ, технической документации и стандартам.

14.9 Гидравлические испытания полностью собранного РК на монтажной площадке должны включать в себя испытания на герметичность рабочим давлением, соответствующим давлению столба масла на уровне маслоприемника при непрерывном плавном перемещении лопастей от полного открытия до полного закрытия и обратно в течение 24 ч; при этом:

- протечки масла через узлы детали и любые элементы конструкции не допускаются (исключение составляет дренажная система уплотнений штока и лопастей рабочего колеса);
- нормирование протечек в дренажную систему и определение объема емкостей для сбора протечек должно быть произведено в процессе проектирования и согласовано с заказчиком.

14.10 Контрольные (гарантийные) испытания установки должны быть проведены по требованию заказчика на одной из установок в течение гарантийного срока ее эксплуатации организацией, привлеченной по согласованию между заказчиком и изготовителем, и с участием их представителей.

14.11 Организация, проводящая контрольные испытания, должна разработать программу и методику испытаний и согласовать их с изготовителем, генеральным проектировщиком и заказчиком.

14.12 Установку следует считать принятой от изготовителя в промышленную эксплуатацию после того как заказчик утвердит акт приемки установки, составленный приемочной комиссией на основании протокола испытаний; во время приемочных испытаний все механизмы должны безотказно отработать в течение 72 ч.

15 Гарантии изготовителя

15.1. Поставщик гидротурбинной установки должен гарантировать соответствие ТЗ заказчика (техническим условиям на поставку) и надежную работу как самой гидротурбинной установки, так и всей аппаратуры и всего оборудования, поставленных комплектно с гидротурбиной другими поставщиками.

15.2. Поставщик обязан гарантировать значения основных параметров при характерных напорах в соответствии с приложением Е.

15.3 Гарантийный срок эксплуатации должен составлять 3 года со дня ввода установки в эксплуатацию, но не более 4,5 лет со дня получения заказчиком последней партии оборудования данной установки.

15.4 Гарантии должны распространяться на все детали и узлы, обеспечивающие эксплуатацию турбины.

15.5 В течение гарантийного периода эксплуатации поставщик обязан устранять все неисправности, возникающие из-за дефектов изготовления и конструкторских недоработок, своими силами и за свой счет или компенсировать затраты заказчика на выполнение таких работ.

15.6 Гарантийный период эксплуатации должен быть увеличен на время простоя агрегата, необходимое на устранение заводского дефекта; ущерб от простоя агрегата в ремонте по этим причинам должен быть возмещен изготовителем за свой счет.

15.7 Поставщик должен гарантировать поставку запасных частей и материалов по заявкам заказчика, оформленным отдельными соглашениями и за отдельную плату, в течение всего периода эксплуатации оборудования.

Приложение А
(обязательное)

Основные параметры/характеристики гидротурбинной установки

Таблица А.1

Наименование параметра/характеристики	Значение параметра/характеристики. Незаполненные ячейки заполняются при подготовке документации на поставку
Тип гидротурбинной установки (нужное указать)	Осевая поворотно-лопастная Диагональная поворотно-лопастная Радиально-осевая
Диаметр рабочего колеса, м (не более): - ПЛ гидротурбина - диагональная ПЛ гидротурбина - РО гидротурбина	 11,5 6,0 9,0
Частота вращения, об/мин: - номинальная - угонная (с сохранением комбинаторной зависимости — только для ПЛ гидротурбин) - угонная без сохранения комбинаторной зависимости — только для ПЛ гидротурбин	 - - -
Направление вращения гидротурбины, если смотреть со стороны генератора	-
Расчетный расход воды проходящей через гидротурбину, $м^3/с$	-
масса гидротурбины (не более), т	-
масса вращающихся частей турбины, т	-
масса рабочего колеса (не более), т	-
Напоры нетто, м: максимальный $H_{макс}$ (не более) - ПЛ гидротурбина - диагональная ПЛ гидротурбина - РО гидротурбина средневзвешенный $H_{ср.взв.}$ по выработке расчетный по мощности $H_р$ минимальный $H_{мин}$ при НПУ и пропуске паводка пусковой $H_{пуск}$	 80,0 140,0 660,0 - - -
Мощность гидротурбины, МВт: номинальная при Н р максимальная при Н макс, (не менее) - ПЛ гидротурбина - диагональная ПЛ гидротурбина - РО гидротурбина при $H_{мин}$ при $H_{пуск}$	 - 400 250 1000 - -

Продолжение таблицы А.1

Наименование параметра/характеристики	Значение параметра/характеристики. Незаполненные ячейки заполняются при подготовке документации на поставку
Высота отсасывания H_s при $H_{мин}$, м	-
Отметка средней линии направляющего аппарата для РО гидротурбины, м	-
Отметка оси поворота лопастей рабочего колеса для ПЛ гидротурбин, м	-
КПД гидротурбины, %, не менее: а) максимальный модельной гидротурбины: 1) ПЛ гидротурбина 2) диагональная ПЛ гидротурбина 3) РО гидротурбина, при напорах: - до 310 м - более 310 м б) максимальный натурной гидротурбины: 1) ПЛ гидротурбина 2) диагональная ПЛ гидротурбина 3) РО гидротурбина, при напорах: - до 310 м - более 310 м	 90,8 — 92,3 91,0 — 92,5 92,0 — 93,5 91,0 — 93,0 93,5 — 95,0 94,0 — 95,3 94,5 — 96,3 94,3 — 96,0
при H_p не менее	-
Средневзвешенный	-
Максимальное повышение давления в спиральной камере турбины на уровне средней линии направляющего аппарата, м вод. ст.: - при сбросе 100% нагрузки - то же с учетом сейсмичности не более	 не более 125,6 -
Вакуум под рабочим колесом, м, не более : - при сбросе номинальной нагрузки - то же с учетом сейсмичности	-
Максимальное относительное повышение частоты вращения ротора агрегата, не более: при сбросе 100 % нагрузки	-
Осевое усилие на подпятник от давления воды и массы вращающихся частей гидротурбины, тс, не более - от массы ротора гидротурбины - от давления воды в номинальном режиме - от давления воды в момент трогания	уточняется изготовителем гидротурбины и согласовывается с изготовителем генератора
Направляющий аппарат - высота направляющего аппарата - диаметр осей поворота лопаток - отметка средней линии	-

Окончание таблицы А.1

Наименование параметра/характеристики	Значение параметра/характеристики. Незаполненные ячейки заполняются при подготовке документации на поставку
Спиральная камера - тип сечения - материал - угол охвата камеры в плане, град. - расстояние от оси гидротурбины до оси водовода, м - габариты спиральной камеры в плане, м	-
Отсасывающая труба - тип - высота, м - ширина, м - длина, м	-
Работа в режиме СК предусматривается - давление сжатого воздуха в воздухосборниках для режима СК, Мпа - давление воздуха в камере РК при максимальной отметке нижнего бьефа, Мпа Потребляемая гидротурбиной мощность при работе в режиме СК не более, МВт Суммарные потери воздуха в камере рабочего колеса после отжатия, $м^3$/мин, не более Суммарное число переводов из генераторного режима в режим СК и обратно в течение года допускается не менее	да/нет
Допускается в течение года: пусков остановок отключений при полной нагрузке Суммарное количество переходных процессов в год не должно превышать	 до … до … до … -
Кавитационный износ деталей РК за согласованный контрольный срок эксплуатации с учетом требований ГОСТ Р IEC 60609-1 (2004) не должен превышать, кг	-

Примечания

1 Настоящий стандарт не ограничивает улучшение приведенных показателей.

2 Свободные поля заполняются в соответствии с требованиями заказчика.

3 При выдаче технических условий на поставку РК гидротурбин, предназначенных для временной работы пусковых комплексов на пониженных напорах, требования к ним по износостойкости, материалоемкости и КПД могут быть снижены при соответствующем проектном обосновании.

Приложение Б
(обязательное)

Комплектность поставки гидротурбинной установки

Таблица Б.1

Комплекс	Наименование узлов поставки	Узлы поставки, комплекты	Количество на одну гидротурбину	Примечание
ПЛ–турбина				
1.1 Гидро-турбина	1.1.1 Части закладные	Облицовки: - конуса отсасывающей трубы - камеры спиральной бетонной Трубопроводы закладные Трубопроводы закладные для натурных испытаний Статор гидротурбины Части фундаментные Камера рабочего колеса Камера спиральная металлическая Облицовка шахты гидротурбины: - облицовка шахты - облицовка шахт сервомоторов * Установка клапанов слива: - клапан с приводом для опорожнения отсасывающей трубы - клапан с приводом для опорожнения спиральной камеры * Приспособления монтажные для закладных частей Электроды специальные * Документация эксплуатационная на закладные части	-	Облицовки поставляются с анкерами. Трубопроводы поставляются с арматурой и присоединительными деталями (фланцами, штуцерами и т.п.) Облицовки поставляются с анкерами
.1 Гидро-турбина (продолжение)	1.1.2 Механизмы рабочие	Колесо рабочее: - корпус - лопасти - механизм поворота лопастей Уплотнение лопасти Вал гидротурбины: - вал - крепеж фланцевых соединений Аппарат направляющий:	-	

Продолжение таблицы Б.1

Комплекс	Наименование узлов поставки	Узлы поставки, комплекты	Количество на одну гидротурбину	Примечание
		- крышка гидротурбины - кольцо нижнее - кольцо верхнее * - лопатки направляющие - кольцо регулирующее * - детали механизма поворота лопаток - опора подпятника * Сервомотор Подшипник направляющий: - подшипник - фильтр и арматура для смазывающей воды * - маслоохладитель * Уплотнение вала Ремонтное уплотнение вала Маслоприемник Штанги Агрегат лекажный Золотник аварийный с электрогидравлическим управлением Клапан срыва вакуума * Трубопроводы водоснабжения и воздухоснабжения: - трубопроводы водяные с арматурой - воздушные - насос дренажный с электродвигателем * - эжектор		Трубопроводы поставляются с арматурой и присоединительными деталями (фланцами, штуцерами и т.п.)
1.1 Гидро-турбина (продолжение)	1.1.2 Механизмы рабочие (продолжение)	Трубопроводы системы регулирования Связи обратные Установка щитов измерительных приборов Площадки и лестницы в шахте гидротурбины Площадки и лестницы к маслоприемнику * Установка монорельса (кран-балки) в шахте гидротурбины Документация эксплуатационная на гидротурбину Комплект основных монтажных приспособлений Перекрытия ремонтные под рабочим колесом Комплект запасных частей к гидротурбине	-	-
1.2 Система автоматического управления	1.2.1 Регулятор	Колонка управления Панель электрооборудования	-	-

Продолжение таблицы Б.1

Комплекс	Наименование узлов поставки	Узлы поставки, комплекты	Количество на одну гидротурбину	Примечание
гидротурбиной		Механизм обратных связей Командоаппарат Комплект запасных частей к регулятору		
	1.2.2 Установка маслонапорная с аппаратурой автоматики МНУ	Установка маслонапорная Комплект запасных частей к МНУ Аппаратура автоматики МНУ (в том числе электропанель типа _____) Комплект запасных частей к аппаратуре автоматики МНУ Установка Маслоохладительная * Комплект запасных частей к маслоохладительной установке *	-	-
1.2 Система автоматиче-ского управления гидротурбиной (продолжение)	1.2.3 Аппаратура автоматики гидротурбины	Электродвигатель типа _____ * Комплект устройств автоматики Комплект узлов электропроводки Реле частоты вращения Комплект запасных частей к аппаратуре автоматики гидротурбины Документация эксплуатационная на регулятор, МНУ и аппаратуру автоматики гидротурбины	-	В случае поставки как отдель-ного изделия
2 РО–турбина				
2.1 Гидро-турбина	2.1.1 Части закладные	Облицовки: - конуса отсасывающей трубы - тора отсасывающей трубы* Трубопроводы закладные Трубопроводы закладные для натурных испытаний Статор гидротурбины Части фундаментные Камера рабочего колеса Камера спиральная металлическая Облицовка шахты гидротурбины: - облицовка шахты - облицовка шахт сервомоторов* Части закладные холостого	-	Облицовки поставляют-ся с анкерами Трубопроводы поставляются с арматурой и присоединительными деталями (фланцами, штуцерами и т.п.) Облицовки поставляются с анкерами

Продолжение таблицы Б.1

Комплекс	Наименование узлов поставки	Узлы поставки, комплекты	Количество на одну гидротурбину	Примечание
		выпуска Установка клапанов слива: - клапан с приводом для опорожнения отсасывающей трубы		
2.1 Гидротурбина (продолжение)	2.1.1 Части закладные (продолжение)	- клапан с приводом для опорожнения спиральной камеры* Приспособления монтажные для закладных частей Электроды специальные* Документация эксплуатационная на закладные части	-	-
	2.1.2 Механизмы рабочие	Колесо рабочее: - колесо - кольца лабиринтных уплотнений Вал гидротурбины: -вал - крепеж фланцевых соединений Аппарат направляющий: - кольцо нижнее - крышка гидротурбины - лопатки направляющие - кольцо регулирующее* - детали механизма поворота лопаток - опора подпятника* Сервомотор Подшипник направляющий: - подшипник - фильтр и арматура для смазывающей воды* - маслоохладитель* Уплотнение вала Ремонтное уплотнение вала Агрегат лекажный Золотник аварийный с электрогидравлическим управлением Клапан срыва вакуума* Трубопроводы водоснабжения и воздухоснабжения: - трубопроводы водяные - трубопроводы воздушные - эжектор*	-	Трубопроводы поставляются с арматурой и присоединительными деталями (фланцами, штуцерами и т.п.)
2.1 Гидротурбина (продолжение)	2.1.2 Механизмы рабочие (продолжение)	- насос дренажный с электродвигателем* Трубопроводы системы регулирования Связи обратные Установка щитов	-	-

Продолжение таблицы Б.1

Комплекс	Наименование узлов поставки	Узлы поставки, комплекты	Количество на одну гидротурбину	Примечание
		измерительных приборов Площадки и лестницы в шахте гидротурбины Установка монорельса (кран-балки) в шахте гидротурбины Выпуск холостой* Документация эксплуатационная на гидротурбину Комплект основных монтажных приспособлений Перекрытия ремонтные под рабочим колесом Комплект запасных частей к гидротурбине		
2.2 Система автоматического управления гидротурбиной	2.2.1 Регулятор	Колонка управления Панель электрооборудования Механизм обратных связей Командоаппарат Комплект запасных частей к регулятору Установка маслонапорная Комплект запасных частей к МНУ Аппаратура автоматики МНУ (в том числе электропанель типа ____) Комплект запасных частей к аппаратуре автоматики МНУ Установка маслоохладительная * Комплект запасных частей к маслоохладительной установке *	-	-
2.2 Система автоматического управления гидротурбиной (продолжение)	2.2.2 Аппаратура автоматики гидротурбины	Электродвигатель типа _____ * Реле частоты вращения Комплект устройств автоматики Комплект узлов электропроводки Комплект запасных частей к аппаратуре автоматики гидротурбины Документация эксплуатационная на регулятор, МНУ и аппаратуру автоматики гидротурбины	-	В случае поставки реле как отдельного изделия
3 ПЛГ-турбина				
3.1 Гидротурбина	3.1.1 Части закладные	Облицовки и закладные элементы Статор гидротурбины	-	Облицовки поставляются с анкерами

Продолжение таблицы Б.1

Комплекс	Наименование узлов поставки	Узлы поставки, комплекты	Количество на одну гидротурбину	Примечание
		Камера гидротурбины Фундаментное кольцо* Приспособления монтажные для закладных частей		
	3.1.2 Капсула	Капсула с проходной колонной	-	-
	3.1.3 Механизмы рабочие	Аппарат направляющий: - кольцо наружное - кольцо внутреннее - лопатки направляющие - кольцо регулирующее* - детали механизма поворота Сервомотор Колесо рабочее: - корпус - лопасти - механизм поворота лопастей Уплотнение лопасти Вал гидротурбины Штанги Стопор ротора гидроагрегата Уплотнение гидротурбины	-	-
3.1 Гидротурбина (продолжение)	3.1.3 Механизмы рабочие (продолжение)	Маслоприемник Водоприемник Домкрат гидравлический для подъема ротора Датчик опасно малых оборотов Подшипник опорный Измерительные приборы Система смазки подшипника Агрегат лекажный Площадки и лестницы вокруг гидротурбины Площадки и лестницы внутри гидротурбины Связи обратные Золотник аварийный с электрогидравлическим управлением Трубопроводы водоснабжения и воздухоснабжения в пределах гидротурбины Трубопроводы системы регулирования Комплект основных монтажных приспособлений и специального инструмента Комплект запасных частей к	-	Предусматривается при раздельной системе смазки подшипников гидротурбины и гидрогенератора Трубопро-воды поставляют-ся с арматурой и присоедини-тельными деталями (фланцами, штуцерами и т.п.)

Окончание таблицы Б.1

Комплекс	Наименование узлов поставки	Узлы поставки, комплекты	Количество на одну гидротурбину	Примечание
		гидротурбине Документация эксплуатационная на гидротурбину		
3.2 Система автоматического управления гидротурбиной	3.2.1 Регулятор	Колонка управления Панель электрооборудования Механизм обратных связей Командоаппарат Комплект запасных частей к регулятору	-	-
3.2 Система автоматического управления гидротурбиной (продолжение)	3.2.2 Установка маслонапорная с аппаратурой автоматики МНУ	Установка маслонапорная Комплект запасных частей к МНУ Аппаратура автоматики МНУ (в том числе электропанель типа ____) Комплект запасных частей к аппаратуре автоматики МНУ Установка маслоохладительная *	-	-
		Комплект запасных частей к маслоохладительной установке *		
	3.2.3 Аппаратура автоматики гидротурбины	Электропанель типа ___* Комплект устройств автоматики Комплект узлов электропроводки Реле частоты вращения Комплект запасных частей к аппаратуре автоматики гидротурбины Документация эксплуатационная на регулятор, МНУ и аппаратуру автоматики гидротурбины	-	В случае поставки реле как отдельного изделия
	3.2.4 Средства измерения и контроля состояния гидротурбины и ее вспомогательного оборудования с кабельными связями и клеммным шкафом	Состав средств измерения и контроля определяется разработчиком гидротурбины. Интерфейсы согласовываются дополнительно с проектировщиком заказчика Документация эксплуатационная на средства измерения и контроля состояния гидротурбины	-	Характеристики согласовываются с исполнителем системы автоматического управления гидроагрегатом (САУГА)
* – поставляется при необходимости				

Приложение В
(обязательное)

Перечень приспособлений, инструмента и принадлежностей для монтажа турбины

Таблица В.1

Наименование узла / детали	Количество в одном комплекте	Примечание
1 Приспособления для монтажа направляющего аппарата	-	-
2 Приспособления монтажные для вала и штанг	-	-
3 Приспособления для сборки рабочего колеса	-	-
4 Приспособление для гидравлических испытаний РК	-	-
5 Приспособления для подъема рабочего колеса и вала	-	-
6 Приспособления для сборки и контроля за сборкой закладных частей турбины: статора, СК, КПК, КОТ, ОТ, торовой части ОТ	-	-
7 Устройство для сболчивания фланцевых соединений вала	-	-
8 Ключи специальные и грузовые приспособления	-	-
9 Инструмент специальный	-	-
10 Гибкий шланг для слива масла из рабочего колеса	-	-
11 Сборно-разборные леса из легких сплавов и подмости под рабочие колеса турбин	-	-
12 Два монорельса с электротельферами в шахте турбины для ремонта деталей направляющего аппарата и его сервомоторов	-	-
13 Подъемно-транспортные и другие средства механизации ремонта направляющего подшипника гидротурбины	-	-
14 Приспособления для разбалчивания крупного крепежа и его затяжки с контролируемым усилием	-	-
15 Гайковерт	-	-
16 Приспособление для сборки и разборки штанг вала	-	-
17 Инструмент для измерения диаметра вала турбины размером свыше 0,6 м с точностью измерения 0,01 мм	-	-
18 Прибор или устройство для измерения напряжения затяжки крупного крепежа	-	-
19 Щупы наборные с длиной пластин до 0,6 м общей толщиной набора до 40 мм с разрешающей способностью измерения до 0,05 мм	-	-

Окончание таблицы В.1

Наименование узла / детали	Количество в одном комплекте	Приме-чание
20 Приспособление и прибор с бесконтактными датчиками для проверки центровки и выверки линии валов гидроагрегата	-	-
21 Приспособление для проверки угла установки лопастей поворотно-лопастных и диагональных гидротурбин	-	-
22 Приспособление для запрессовки и выпрессовки соединительных болтов фланцев валов и РК, устанавливаемых в отверстие из-под развертки	-	-
23 Приспособления и средства механизации ремонта устройств автоматического управления и МНУ затворов и вспомогательного оборудования	-	-
24 Приспособление для снятия рычагов и накладок направляющих лопаток на базе гидравлического домкрата	-	-
25 Приспособление для проверки качания вала турбины при замере зазоров в турбинном направляющем подшипнике	-	-

Приложение Г
(обязательное)

Перечень запасных частей к поставляемой гидротурбине

Таблица Г.1

Наименование узлов и деталей	Единица измерения	Число поставляемых запасных частей в целом на ГЭС при числе гидроагрегатов						Примечание
		до 4	от 5 до 6	от 9 до 12	от 13 до 16	от 17 до 20	Более 20	
Рабочее колесо поворотно-лопастной турбины								
Резиновые уплотняющие манжеты цапф лопастей	Комплект на одно рабочее колесо	3	4	5	6	6	6	При числе агрегатов меньше четырех поставка запасных частей производится по числу агрегатов
Рабочее колесо радиально-осевой турбины								
Уплотнение верхнего и нижнего ободов (подвижное и неподвижное кольцо)	То же	1	2	2	2	3	3	Только для ГЭС с высоким содержанием взвешенных частиц в воде; при изготовлении колец из нержавеющей стали уплотнение не поставляется
Резиновый шнур	Комплект на одну турбину	0,5	1	1,5	2	2,5	3	-
Срезной (разрывной) палец	Комплект на одну турбину	0,5	1	1,5	2	2,5	3	-
Втулки цапф лопаток направляющего аппарата	То же	1	1	1	2	2	2	-
Уплотнительные манжеты	То же	1	1	2	2	2	3	-
Пружина клапана срыва вакуума	штуки	1	1	1	1	2	2	-
Втулки системы кинематики	Комплект на одну турбину	1	1	2	2	2	3	-

Продолжение таблицы Г.1

Наименование узлов и деталей	Единица измерения	Число поставляемых запасных частей в целом на ГЭС при числе гидроагрегатов						Примечание
		до 4	от 5 до 6	от 9 до 12	от 13 до 16	от 17 до 20	Более 20	
Рукава высокого давления	Комплект на одну турбину	0,5	0,5	0,5	1	1	1	Для ГЭС с централизованной смазкой подшипников направляющего аппарата
Крышка турбины								
Дренажный насос в комплекте с электродвигателем	То же	1	1	1	2	2	2	Для ГЭС, где дренаж осуществляется при помощи насосов
Сервомотор направляющего аппарата								
Уплотнительные манжеты	Комплект на один сервомотор	1	1	1	1	1	1	-
Маслоприемник								
Бронзовые втулки	Комплект на одну турбину	1	1	2	2	2	3	При установке горизонтальных агрегатов число комплектов увеличивается в два раза
Направляющий подшипник турбины								
Резиновый вкладыш	То же	1	1	1	2	2	2	-
Комплект сегментов для турбинного подшипника								
Реле контроля струи воды на смазку подшипника	штуки	1	1	1	2	2	2	-
Изоляция сегментов подшипников	Комплект на одну турбину	1	1	1	1	1	1	-
Исполнитель в сборе	Комплект на один регулятор	1	1	1	1	2	2	-
Катушка исполнительная	То же	1	1	1	1	2	2	-

Продолжение таблицы Г.1

Наименование узлов и деталей	Единица измерения	Число поставляемых запасных частей в целом на ГЭС при числе гидроагрегатов						Примечание
		до 4	от 5 до 6	от 9 до 12	от 13 до 16	от 17 до 20	Более 20	
Комплект золотников (тело и букса), в том числе вспомогательный сервомотор главного золотника	То же	1	1	1	2	2	2	-
Букса и игла побудительного золотника	То же	1	1	1	2	2	2	-
Сдвоенный фильтр в сборе	То же	1	1	1	2	2	2	-
Канат 0,66-Н-В длиной 25 м (ГОСТ 3062)	Штуки	1	1	1	2	2	2	-
Электродвигатель постоянного тока (25 Вт, 500 об/мин, 220 В)	То же	1	1	1	2	2	2	-
Балансный прибор микроамперметр постоянного тока на 250 мкА с двусторонней шкалой (по специальному заказу)	То же	1	1	1	2	2	2	-
Осветительная лампа	То же	1	1	1	2	2	2	-
Микропереключатель МП 1105, исполнение 2 (МРТУ 16-526.008 -65)	То же	1	1	2	3	4	4	-
Микропереключатель МП 1107, исполнение 2 (МПТУ 526.008-65)	То же	1	1	1	2	2	2	-
Электромагнит МП-101, 220 В, 40%, ПВ ГТД 953.004.4	То же	1	1	1	2	2	2	-
Манжеты, сетка фильтра	Комплект на один регулятор	1	1	1	2	2	2	-
Сигнальная лампа	Штуки	1	1	1	2	2	2	-
Уплотнение вала турбины								
Запасной запорный шланг	Штуки	4	6	7	8	8	8	-

Окончание таблицы Г.1

Наименование узлов и деталей	Единица измерения	Число поставляемых запасных частей в целом на ГЭС при числе гидроагрегатов						Примечание
		до 4	от 5 до 6	от 9 до 12	от 13 до 16	от 17 до 20	Более 20	
Резиновое кольцо	Комплект на одну турбину	4*	6	7	8	8	8	-
МНУ								
Насос МВН в комплекте с электродвигателем при установке двух насосов	Комплект на одну МНУ	1	1	1	1	2	2	-
То же при установке трех насосов								
основной насос в комплекте с электродвигателем	То же	1	1	1	1	2	2	-
вспомогательный насос в комплекте с электродвигателем	То же	1	1	1	1	2	2	-
Резиновые кольца к муфте	То же	1	1	1	2	2	3	-
Пружины к клапанам (обратному, предохранительному, перепускному)	То же	1	1	2	2	3	3	-
Лекажный насос в комплекте с электродвигателем	То же	1	1	1	2	2	2	-
Реле давления	Штуки	1	1	1	1	1	1	-
Электрические выключатели каждого типа	Штуки	1	1	1	1	1	1	-
Стеклянные трубки указателя уровня	Штуки	2	4	4	6	6	8	-
Уплотнительные резиновые кольца	Комплект на одну МНУ	1	1	1	1	1	1	-
* При числе агрегатов меньше четырех поставка запасных частей производится по числу агрегатов								

Приложение Д
(обязательное)

Типовой перечень сборочных единиц гидротурбинной и насос-турбинной установок, проходящих приемочный контроль изготовителя

Таблица Д.1

Наименование узла	Объем проверки, контрольной сборки и испытаний
1 ЗАКЛАДНЫЕ ЧАСТИ	
1.1 Облицовки конуса отсасывающей трубы и камеры спиральной бетонной	Контроль геометрических размеров и формы секторов для всех установок
1.2 Статор:	
1.2.1 с механической обработкой	Сборка для всех установок с контролем геометрических размеров
1.2.2 без механической обработки, свариваемый на монтаже	Сборка для всех установок с контролем геометрических размеров и подгонкой сопрягаемых кромок
1.2.3 для горизонтальных установок	Сборка внутреннего пояса в кольцо, сборка сегментов наружного и внутреннего поясов с проходной колонной для всех установок с контролем геометрических размеров
1.3 Фундаментное кольцо с механической обработкой	Сборка для всех установок с проверкой геометрических размеров
1.4 Камера спиральная металлическая:	
1.4.1 отправляемая на монтаж звеньями	Контроль геометрических размеров, форм обечаек и звеньев на плите для всех установок
1.4.2 свариваемая на заводе	Сборка и гидравлические испытания для всех установок
1.5 Камера рабочего колеса:	
1.5.1 с механической обработкой	Сборка с контролем геометрических размеров на стенде для всех установок
1.5.2 без механической обработки, свариваемая на монтаже для рабочих колес с диаметром более 7 м	Контроль геометрических размеров и формы секторов на разметочной плите для всех установок
1.6 Облицовка шахты с проходом, шахта сервомотора	
1.7 Капсула с механической обработкой	Сборка с контролем геометрических размеров для всех установок
2 МЕХАНИЗМЫ РАБОЧИЕ	
2.1 Колесо рабочее:	

Продолжение таблицы Д.1

Наименование узла	Объем проверки, контрольной сборки и испытаний
2.1.1 поворотно-лопастное	Контрольная сборка с контролем геометрических размеров и контроль профиля каждой лопасти; гидравлические испытания совместно с уплотнениями фланца лопастей, статическая балансировка, контроль углов установки лопастей для всех колес
2.1.2 радиально-осевое	Контроль геометрических размеров и контроль параметров проточной части. Статическая балансировка для всех колес. Спаривание с валом или обработка отверстий по кондуктору
2.2 Вал	Контроль геометрических размеров. Контроль отверстий во фланцах вала и фланцах, сопрягаемых с валом деталей генератора, по точным зеркальным кондукторам, а также проверка вала на биение (для всех валов). В случае невозможности применения точных зеркальных кондукторов производится совместная обработка отверстий под припасованные болты или применяют другие типы фланцевых соединений, не требующие совместной обработки
2.3 Направляющий аппарат:	
2.3.1 поворотно-лопастной и радиально-осевой гидротурбин вертикальных установок	Контрольная сборка и стендовые испытания с сервомоторами (без сервомоторов — при установке их в шахтах) для первой турбины каждой ГЭС. Для остальных установок: контрольная сборка нижнего кольца и верхнего кольца (крышки установки) на фиксирующих штырях с проверкой соосности отверстий под подшипники лопаток по калибрам; поузловая сборка: крышки с опорой подпятника, регулирующим кольцом и сервомоторами
2.3.2 поворотно-лопастной горизонтальной установки	Контрольная сборка и стендовые испытания с регулирующим кольцом для первой турбины. Для остальных установок контрольная сборка с проверкой зазоров по торцам лопаток и по кромкам касания. Поузловая сборка подшипников лопаток с наружным и внутренним кольцами. Проверка геометрических размеров деталей
2.4 Сервомотор	Сборка и стендовые испытания. Поставка в запломбированном виде для всех установок
2.5 Направляющий подшипник:	
2.5.1 с баббитовыми сегментами на масляной смазке	Пришабровка сегментов по валу или специальному приспособлению. Контрольная сборка и проверка геометрических размеров для всех установок. Гидравлические испытания маслоохладителей для всех установок
2.5.2 с обрезиненными (антифрикционными) сегментами на водяной смазке	Проверка сегментов по валу или специальному приспособлению для всех установок. Контрольная сборка и проверка геометрических размеров для всех установок

Продолжение таблицы Д.1

Наименование узла	Объем проверки, контрольной сборки и испытаний
2.6 Уплотнение вала:	
2.6.1 углеграфитовое	Контрольная сборка для всех установок
2.6.2 резиновое	
2.7 Ремонтное уплотнение вала	Испытание воздухом шлангов на герметичность для всех установок
2.8 Маслоприемник	Контрольная сборка и гидравлические испытания со штангами для всех установок
2.9 Штанги	
2.10 Золотник аварийный с электрогидравлическим управлением	Сборка и стендовые испытания составных узлов для всех установок
2.11 Водоприемник	Сборка и гидроиспытания для всех установок
3 ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ	
3.1 Клапан срыва вакуума	Сборка и испытание для всех установок
3.2 Лекажный агрегат	Сборка и испытание насоса и клапана, общая сборка на баке и отправка в собранном виде для всех установок —
3.3 Кран-балка или монорельс	Сборка и испытание для всех установок
3.4 Площадки и лестницы	Контроль геометрических размеров деталей и проверка комплектности для всех установок
3.5 Клапан опорожнения отсасывающей трубы, клапан опорожнения спиральной камеры	Сборка и испытания составных узлов для всех установок
3.6 Холостой выпуск	Сборка и испытание на стенде для всех установок
3.7 Насос дренажный с электродвигателем	Входной контроль для всех установок
3.8 Эжектор дренажный	Сборка и контроль геометрических размеров
3.9 Щиты измерительных приборов	Сборка и испытания; поставка в собранном виде для всех установок
3.10 Клапаны, фильтры и арматура водяных и воздушных трубопроводов	Входной контроль для покупных изделий
4 МОНТАЖНЫЕ ПРИСПОСОБЛЕНИЯ	
4.1 Грузоподъемные приспособления, домкраты, ремонтное перекрытие	Сборка и испытание под нагрузкой всех грузоподъемных приспособлений. Сборка и испытание домкратов. Поузловая сборка приспособлений для монтажа. Проверка геометрических размеров и комплектности инструмента и ключей для всех установок. Испытание элементов ремонтного перекрытия

Продолжение таблицы Д.1

Наименование узла	Объем проверки, контрольной сборки и испытаний
4.2 Устройство для сбалчивания фланцевых соединений	Поузловая сборка и испытание узлов гайковерта, распределителя и сервомотора. Общая сборка этих узлов и испытание
4.3 Пневматическая машинка для установки резиновых уплотнительных шнуров	Сборка, испытание и отправка в опломбированном виде
4.4 Приспособление для измерения камеры рабочего колеса	Поузловая сборка
5 СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ	
5.1 Регулятор:	
5.1.1 Командоаппарат; электрогидравлический преобразователь; главный золотник; механизмы с электромагнитами	Общая сборка и стендовые испытания каждого узла в отдельности для всех регуляторов
5.1.2 Колонка управления	Общая сборка, стендовые испытания и отправка в собранном виде для всех установок. ЭГП поставляется в опломбированном виде
5.1.3 Панель электрооборудования	Входной контроль всех панелей
5.1.4 Регулятор в сборе с панелью	Стендовые испытания для всех установок
5.2 Установка маслонапорная:	
5.2.1 насосы, клапаны и регулятор уровня	Сборка и стендовые испытания каждого узла в отдельности для всех МНУ
5.2.2 бак и трубопроводы	Испытание на прочность и плотность для всех МНУ
5.2.3 Маслонасосный агрегат	Контрольная сборка для всех МНУ (поставляется в собранном виде — для габаритных размеров и в разобранном для негабаритных по условиям транспортировки)
5.3 Сосуд гидроаккумулятора:	
5.3.1 узлы и детали гидроаккумулятора, предохранительные клапаны	Поузловая сборка, проверка геометрических размеров и комплектности; испытания. Поставляется россыпью для всех МНУ
5.3.2 электропанель автоматики МНУ	Входной контроль каждой панели
5.3.3 устройство автоматики МНУ	Входной контроль комплектующих изделий для всех установок
5.3.4 маслоохладитель МНУ (покупные)	Входной контроль, проверка комплектности для всех установок
5.4 Аппаратура автоматики гидротурбины:	
5.4.1 электропанель автоматики гидротурбины	Входной контроль каждой панели
5.4.2 устройства автоматики гидротурбины	Входной контроль комплектующих изделий

Окончание таблицы Д.1

Наименование узла	Объем проверки, контрольной сборки и испытаний
5.4.3 сервомоторы	Сборка и испытания для всех затворов. Поставляются в опломбированном виде
5.4.4 колонка управления	Общая сборка и испытание для всех турбин (отправляется в собранном виде)
5.4.5 гидрозатвор	Общая сборка и испытания для всех затворов
5.5 Гидроклапаны, байпас и уплотнения	
5.6 Патрубки входные (выходные), компенсаторы	Гидравлические испытания для всех затворов

Примечания

1 Настоящий перечень не распространяется на оборудование унифицированных гидротурбин для малых ГЭС, которые проходят полный приемочный контроль на заводах-изготовителях.

2 Полный перечень сборочных единиц гидротурбинной и насос-турбинной установок, проходящих приемочный контроль на заводах-изготовителях, должен быть уточнен в конкретном ТЗ.

Приложение Е
(обязательное)

Основные параметры гидротурбинной установки при характерных напорах

Таблица Е.1

Мощность в процентах от номинальной	Напор максимальный			Напор средневзвешенный		
	Мощность, МВт	КПД, %	H_s, м	Мощность, МВт	КПД, %	H_s, м
100	-	-	-	-	-	-
90	-	-	-	-	-	-
80	-	-	-	-	-	-
70	-	-	-	-	-	-
60	-	-	-	-	-	-
50	-	-	-	-	-	-

Таблица Е.2

Мощность в процентах от номинальной	Напор расчетный по мощности			Напор минимальный		
	Мощность, МВт	КПД, %	H_s, м	Мощность, МВт	КПД, %	H_s, м
100	-	-	-	-	-	-
90	-	-	-	-	-	-
80	-	-	-	-	-	-
70	-	-	-	-	-	-
60	-	-	-	-	-	-
50	-	-	-	-	-	-

Таблица Е.3

Мощность в процентах от номинальной	Напор пусковой		
	Мощность, МВт	КПД, %	H_s, м
100	-	-	-
90	-	-	-
80	-	-	-
70	-	-	-
60	-	-	-
50	-	-	-

Библиография

[1] СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003

[2] СП 33-101-2003 Определение основных расчетных гидрологических характеристик

[3] Правила устройства электроустановок (ПУЭ) (утверждены Главтехуправлением и Госэнергонадзором Минэнерго СССР 05.10.1979 г.).

[4] IEC/TR 61366-4(1998) Hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines — Tendering documents — Part 4: Guidelines for technical specifications for Kaplan and propeller turbines (Гидротурбины, гидроагрегаты ГАЭС и турбонасосы. Тендерные документы. Часть 4. Руководство по составлению технических условий на поворотно-лопастные турбины и пропеллерные турбины).

[5] ПБ 03-576-03 Постановление Госгортехнадзора РФ от 11.06.2003 г. № 91 «Об утверждении Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» (зарегистрировано в Минюсте РФ 19.06.2003 г. № 4776).

[6] ПОТ Р М-016-2001. РД 153-34.0-03.150-00 Межотраслевые Правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок (утверждены Постановлением Минтруда РФ от 05.01.2001 г. № 3, Приказом Минэнерго РФ от 27.12.2000 г. № 163).

[7] СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.

[8] Руководящий документ СО 153-34.20.501-2003 (РД 34.20.501-95) Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (утверждены Приказом Минэнерго России № 229 от 19.06.2003 г.; зарегистрированы Минюстом РФ № 4799 20.06.2003 г.).

[9] Руководящий документ СО 153-34.03.204 (РД 34.03.204) Правила безопасности при работе с инструментом и приспособлениями (утверждены Управлением по технике безопасности и промышленной санитарии Минэнерго СССР 30.04.96).

[10] Технические условия на монтаж гидроагрегатов (утверждены ГПТУ по строительству Министерства энергетики и электрификации решением от 30.04.1974 г. №117).

[11] Федеральный закон от 10.01.2003 г. № 18-ФЗ «Устав железнодорожного транспорта Российской Федерации».

[12] IEC 60193(1999) Hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines — Model acceptance tests (Турбины гидравлические, аккумулирующие насосы и турбонасосы. Приемочные испытания на модели).

[13] IEC 60041(1991) Field acceptance tests to determine the hydraulic performance of hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines (Турбины гидравлические, гидроагрегаты ГАЭС и турбонасосы. Полевые приемочные испытания для определения пропускной способности).

УДК 627.88:06.354 ОКС 27.140

Ключевые слова: Гидротурбинная установка, условия поставки, норма, требование, контроль, приемка, испытания

Подписано в печать 02.10.2014. Формат 60x84⅛.
Усл. печ. л. 6,05. Тираж 36 экз. Зак. 4546

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ»,
123995 Москва, Гранатный пер., 4.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru