

РОССИЙСКОЕ ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ "ЕЭС РОССИИ"

ДЕПАРТАМЕНТ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ И РАЗВИТИЯ

---

**ТИПОВЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ  
К ГИДРОТУРБИННОМУ ОБОРУДОВАНИЮ,  
ПОСТАВЛЯЕМОМУ  
ЗАВОДАМИ-ИЗГОТОВИТЕЛЯМИ НА ГЭС**

**РД 153-34.2-31.401-2002**

**Р а з р а б о т а н о** Открытым акционерным обществом  
"Фирма по наладке, совершенствованию технологии и  
эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС"

**И с п о л н и т е л и** *В.Н. БАЙКОВ, Э.У. НЕЗАМЕТДИНОВ,  
В.А. УСТАЛОВ*

**С о г л а с о в а н о** с Департаментом электрических станций  
РАО "ЕЭС России" 04.11.2002 г.

Начальник

*А.А. ВАГНЕР*

**У т в е р ж д е н о** Департаментом научно-технической  
политики и развития РАО "ЕЭС России" 25.11.2002 г.

Первый заместитель начальника *А.П. ЛИВИНСКИЙ*

**РД издан по лицензионному договору с РАО "ЕЭС России".**

**Срок первой проверки настоящего РД – 2008 г.,  
периодичность проверки – один раз в 5 лет.**

**Ключевые слова:** гидроагрегат, турбина, система регулирования,  
система управления, гарантии изготовителя, требования  
к монтажу.

© СПО ОРГРЭС, 2003

Дата введения 2003 – 09 – 01  
год – месяц – число

## **1 ВВОДНАЯ ЧАСТЬ**

Настоящие Типовые технические требования (ТТТ) разработаны в соответствии с положениями Приказа РАО "ЕЭС России" от 21.07.99 г. № 260 "О порядке разработки и согласования технической документации на новое (модернизируемое) оборудование и технологии для энергетических объектов" и Приказа РАО "ЕЭС России" от 28.01.2002 г. № 45 "Об утверждении Положения о порядке подготовки и проведения в РАО "ЕЭС России" конкурсных и регламентированных внеконкурсных закупок товаров, работ, услуг".

Типовые технические требования должны использоваться при:

- составлении технических требований (ТТ), технических заданий (ТЗ) и технических условий (ТУ) на конкретную гидротурбину в случае создания нового (модернизируемого) оборудования, систем и технологий;
- проведении экспертизы технических проектов, представляемых на торги;
- проведении приемосдаточных испытаний;
- возникновении конфликтных ситуаций.

---

**Издание официальное**

**Настоящий РД не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения организации-разработчика**

Настоящие ТТТ определяют технические параметры основных узлов и элементов гидротурбинного оборудования с рабочими колесами поворотно-лопастного (ПЛ), радиально-осевого (РО) и пропеллерного вида (ПР), которые поставляются заводами-изготовителями на отечественные гидроэлектростанции (ГЭС).

Капсульные, ковшовые и диагональные гидротурбины в системе РАО "ЕЭС России" или не используются, или используются редко и в малых объемах. По этой причине в ТТТ они не были включены.

Требования к конструкции, качеству, срокам службы, надежности и гарантиям изложены на основании требований нормативной документации и опыта эксплуатации оборудования. При составлении ТТТ использовались также ГОСТ 15.005-86, ГОСТ Р 15.201-2000, ГОСТ 26945-86, ГОСТ 23956-80 и другие материалы.

В отличие от ранее выпускавшихся аналогичных документов в ТТТ более полно рассмотрены детали и узлы гидротурбинного оборудования, которые в настоящее время сокращают межремонтный период, требуют повышения надежности, а также экологической чистоты и ремонтпригодности оборудования.

Разделы, относящиеся к упаковке, маркировке, комплектации и другие, не влияющие на технические параметры оборудования или имеющие индивидуальный характер, а также перечень основных исходных данных по гидроузлу в ТТТ не включены.

Типовые технические требования определяют минимальный необходимый объем ТТ, обеспечивающий надежные эксплуатационные показатели оборудования.

Документ предназначен для использования эксплуатационным персоналом ГЭС, акционерных обществ энергетики и электрификации Российской Федерации, проектирующих организаций и заводов-изготовителей оборудования.

## 2 ТРЕБОВАНИЯ К ГИДРОТУРБИННОЙ УСТАНОВКЕ

2.1 Гидротурбинная установка должна соответствовать требованиям ТЗ, ТУ и комплекту конструкторской документации изготовителя.

2.2 В состав гидротурбинной установки должны входить:

- гидравлическая турбина;
- система регулирования;
- система автоматического управления гидротурбиной.

2.3 Гидротурбинная установка должна работать без постоянного присутствия эксплуатационного персонала.

2.4 Вид гидротурбинной установки (ПЛ, РО, ПР):

---

2.5 Номинальная мощность на валу гидротурбины  $N_T =$  \_\_\_\_\_ МВт при рабочем напоре  $H_p =$  \_\_\_\_\_ м, расходе воды через гидротурбину  $Q =$  \_\_\_\_\_ м<sup>3</sup>/с и высоте отсасывания  $H_s =$  \_\_\_\_\_ м.

Значения мощности и коэффициента полезного действия (КПД) турбины при напорах нетто и необходимые высоты отсасывания, при которых должна вестись эксплуатация турбины, указываются в табличной форме (приложение А).

Значение минимальной мощности, при которой допускается эксплуатация турбины, устанавливается заказчиком и уточняется совместно с изготовителем.

2.6 Диаметр рабочего колеса (РК) гидротурбины \_\_\_\_\_ м.

2.7 Частота вращения \_\_\_\_\_ 1/мин:

- номинальная \_\_\_\_\_ 1/мин;
- разгонная (не более) \_\_\_\_\_ 1/мин.

Направление вращения \_\_\_\_\_, если смотреть со стороны генератора.

2.8 Гарантируемые значения мощности и КПД турбины при напорах нетто, а также необходимые  $H_s$ , при которых должна вестись эксплуатация турбины, указываются в табличной форме (см. приложение А).

2.9 Средневзвешенный КПД гидротурбины должен быть не менее \_\_\_\_\_ %.

Максимальный КПД турбины должен быть не менее \_\_\_\_\_ %.

**2.10** Значение КПД гидротурбины пересчитывается с модели на натурные условия по формуле пересчета, согласованной с заказчиком.

**2.11** Параметры переходных процессов (гарантии регулирования):

– наибольшее давление на входе в спиральную камеру при сбросах 100% нагрузки и при расчетном напоре должно быть не более \_\_\_\_\_ % номинального;

– максимальное повышение частоты вращения при сбросе 100% нагрузки должно быть не более \_\_\_\_\_ % номинальной;

– вакуум под РК турбины при сбросе 100% нагрузки должен быть не более \_\_\_\_\_ м.

**2.12** Гидротурбинная установка допускает в течение года не менее \_\_\_\_\_ пусков и остановов и \_\_\_\_\_ переводов ее из генераторного режима в режим синхронного компенсатора (СК) и обратно.

Суммарное количество этих переходных процессов в год должно составлять не менее \_\_\_\_\_.

Суммарное количество переводов из генераторного режима в режим СК и обратно допускается не менее \_\_\_\_\_.

**2.13** Суммарная осевая нагрузка на подпятник гидроагрегата от давления воды и массы вращающихся частей гидротурбины должна быть не более:

– при работе \_\_\_\_\_ МН (тс);

– при пуске \_\_\_\_\_ МН (тс).

**2.14** Работа гидротурбинной установки в режиме СК предусматривается \_\_\_\_\_ (да/нет).

При наличии режима СК указываются следующие параметры:

– давление сжатого воздуха в ресиверах \_\_\_\_\_ МПа;

– объем ресиверов \_\_\_\_\_ м<sup>3</sup>;

– давление воздуха в камере РК при максимальной отметке нижнего бьефа \_\_\_\_\_ МПа.

Временной интервал при переводе очередного гидроагрегата в режим СК \_\_\_\_\_ мин.

Количество агрегатов одновременно переводимых в режим СК \_\_\_\_\_ шт.

Потребляемая гидротурбиной мощность при работе в режиме СК не более \_\_\_\_\_ МВт.

2.15 При эксплуатации гидротурбины в пределах гарантийных режимов интенсивность кавитационной эрозии не должна вызывать потери металла элементов проточной части более \_\_\_\_\_ кг за \_\_\_\_\_ ч работы.

2.16 Маховый момент гидрогенератора: \_\_\_\_\_  $\text{т}\cdot\text{м}^2$ .

### **3 ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИИ ГИДРОТУРБИНЫ**

#### **3.1 Камера рабочего колеса ПЛ и ПР гидротурбины**

3.1.1 Облицовка камеры должна быть изготовлена из кавитационно-стойкого материала.

3.1.2 Минимальная толщина обечайки после станочной обработки не должна быть меньше проектной.

3.1.3 Конструкция камеры РК должна обеспечивать ее надежную эксплуатацию без учета совместной работы с бетоном опорного конуса.

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

3.1.5 Сопрягающий пояс должен быть изготовлен из кавитационно-стойкого материала.

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

3.1.7 Материал камеры РК, облицовки и сопрягающего пояса должен допускать выполнение сварочных работ без предварительного подогрева.

3.1.8 Узлы и детали камеры должны иметь следующие сроки службы между капитальными ремонтами:

- не менее 6 лет при наработке не менее 30000 ч;
- полный срок эксплуатации не менее 40 лет.

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

**3.1.10** Величина кавитационного износа облицовки за согласованный контрольный срок эксплуатации не должна превышать \_\_\_\_\_ кг. (В соответствии со стандартом МЭК публикация № 609).

## **3.2 Направляющий аппарат**

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

**3.2.2** Цапфы направляющих лопаток должны быть облицованы нержавеющей сталью.

**3.2.3** Зазоры в направляющих лопатках должны уплотняться по торцам, перу и перед средним и нижним подшипниками цапф.

Для высоконапорных РО гидротурбин уплотнение лопаток НА по перу может производиться припиловкой контактных поверхностей или любым другим способом по согласованию с заводом-изготовителем турбин.

**3.2.4** При полностью закрытом НА протечки воды через него не должны допускать срагивание с места ротора агрегата при незаторможенном роторе генератора, не препятствовать остановке гидроагрегата свободным выбегом и обеспечивать перевод гидрогенератора в режим СК с освобожденной от воды камерой РК турбины.

**3.2.5** В качестве предохранительных устройств НА должны использоваться срезные пальцы.

**3.2.6** В подшипниках цапф лопаток НА и механизме привода должны устанавливаться вкладыши, не требующие смазки.

**3.2.7** В НА должна быть предусмотрена возможность замены уплотнений лопаток и манжет средних цапф без демонтажа крышки турбины.

**3.2.8** Привод механизма поворота направляющих лопаток должен осуществляться прямоосными сервомоторами \_\_\_\_\_ типа. Установку сервомоторов рекомендуется производить на крышке турбины или опоре подпятника.

**3.2.9** Конструкция регулирующего кольца НА должна обеспечивать возможность его выема без разборки агрегата и



возможность осмотра и контроля состояния подшипников без демонтажа регулирующего кольца.

**3.2.10** Подшипники регулирующего кольца должны быть изготовлены из материала, не требующего смазки.

**3.2.11** Стопорные устройства должны быть установлены на штоке сервомотора и регулирующем кольце НА. В НА турбины должно быть установлено два стопорных устройства, рассчитанных на максимальное усилие сервомоторов для предотвращения случайного открытия и закрытия НА при ремонтах, а также самопроизвольного открытия при снятом давлении масла в его сервомоторах. В необходимых случаях стопоры регулирующего кольца должны быть оборудованы сервоприводами с соответствующими блокировками.

### **3.3 Рабочее колесо гидротурбины**

#### **3.3.1 Общие требования**

**3.3.1.1** Рабочее колесо должно быть ПЛ, РО или ПР вида с номинальным диаметром \_\_\_\_\_ мм и числом лопастей \_\_\_\_\_ шт.

Рабочее колесо турбины должно быть экологически чистым. Протечки масла в проточную часть турбины через любые элементы конструкции не допускаются.

**3.3.1.2** Лопастни должны изготавливаться из кавитационно-стойкой стали, допускающей устранение кавитационных повреждений заваркой без предварительного подогрева.

**3.3.1.3** Уплотнения лопастей должны быть съемными. Конструкция должна обеспечивать замену уплотнительных элементов без демонтажа РК или лопастей при осушенном проточном тракте.

**3.3.1.4** Конструкция уплотнений должна предусматривать наличие разгрузочной полости и дренаж протечек в емкости-накопители, размещенные во втулке РК. Их удаление из накопителей должно производиться на остановленном агрегате без осушения проточной части.

**3.3.1.5** Конструкция РК должна предусматривать наличие предупредительной сигнализации при возникновении нару-

шений в работе уплотнений для своевременного устранения дефекта.

При осушенной проточной части дефектное уплотнение должно выявляться без разборки узла.

**3.3.1.6** Попадание и накапливание масла в обтекателе не допускается.

**3.3.1.7** Конструкция маслоприемника должна исключать возможность перелива масла и попадания его на генератор и крышку турбины.

Ванна маслоприемника должна быть оборудована дистанционным контролем уровня.

**3.3.1.8** Конструкция маслоприемника должна обеспечивать надежную работу узла обратной связи, удобное проведение контроля изоляции и высокую ремонтпригодность.

**3.3.1.9** Должна быть предусмотрена система слива масла из корпуса РК, сервомотора, вала и др. при осушенном проточном тракте. Слив масла должен производиться посредством гибких шлангов. Конструкция клапанов, должна исключать попадание масла в воду при подключении и отключении шлангов.

**3.3.1.10** Конструкция узла уплотнения штока сервомотора должна обеспечивать его ремонт или замену без выема РК при осушенной проточной части. Протечки из разгрузочной полости уплотнения штока должны поступать в бак-накопитель.

**3.3.1.11** Поршень сервомотора РК должен иметь устройства, препятствующие его провороту относительно штока и цилиндра.

**3.3.1.12** Должно быть предусмотрено устройство для поворота лопастей при разобранном маслоприемнике.

**3.3.1.13** Для ПР гидротурбин по согласованию с заводом-изготовителем в конструкции РК должна быть предусмотрена возможность изменения угла разворота лопастей (сезонная), или изменение угла разворота в целях оптимизации, или при изменении условий эксплуатации.

**3.3.1.14** Величина кавитационного износа деталей РК за согласованный контрольный срок эксплуатации не должна превышать \_\_\_\_\_ кг. (В соответствии со стандартом МЭК публикация № 609).

### ***3.3.2 Технические требования к конструкции с безмасляной втулкой рабочего колеса***

**3.3.2.1** В случае использования в узлах трения фторопластосодержащих материалов доступ проточной воды в зону трения не допускается.

**3.3.2.2** Перетоки масла и воды через уплотнения штока во втулке рабочего колеса не допускаются.

**3.3.2.3** Конструкция втулки должна обеспечивать осмотр внутренней поверхности полости и узлов поворота лопастей без демонтажа агрегата при осушенной проточной части. Крышки люков для осмотра должны иметь шарнирную подвеску.

**3.3.2.4** Подшипники механизма разворота лопастей должны быть изготовлены из материала, обеспечивающего работоспособность узлов без подачи смазки и охлаждения в течение 20 лет без замены и ремонта.

**3.3.2.5** Изменение величины перестановочных усилий в процессе эксплуатации допускается только в сторону их уменьшения.

**3.3.2.6** Внутренняя полость втулки должна быть оборудована дистанционным контролем наличия воды и масла по согласованию с изготовителем. Внутренняя поверхность втулки РК должна иметь защиту от коррозии со сроком действия не менее 40 лет.

**3.3.2.7** Облицовка нержавеющей сталью шеек подшипников, штока и направляющих шпонок должна выполняться путем наплавки с образованием рабочего слоя толщиной не менее 5 мм.

### ***3.3.3 Технические требования к конструкции с масломполненной втулкой ПЛ рабочего колеса***

**3.3.3.1** Подшипники механизма поворота лопастей должны обеспечивать работоспособность узлов трения без замены и ремонта в течение 20 лет.

**3.3.3.2** Износ вкладышей подшипников механизма поворота (провисание лопастей) не должен превышать величины, обеспечивающей надежную работу уплотнений лопастей в течение 20 лет (100000 ч).

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

**3.3.3.4** Для РО гидротурбины РК должно быть литым или сварнолитым из коррозионно-стойкой стали.

Материал РК должен допускать выполнение ремонтных работ с использованием сварки без предварительного подогрева.

При изготовлении РК должны быть предусмотрены мероприятия по снижению уровня остаточных термических напряжений.

Лабиринтные уплотнения РК должны быть съемными и изготавливаться из коррозионно-стойкой стали.

Для оценки состояния лабиринтных уплотнений и контроля за величиной и равномерностью зазоров должны быть предусмотрены отверстия, нормально заглушенные резьбовыми пробками.

При использовании агрегата в качестве СК должна быть предусмотрена система охлаждения лабиринтных уплотнений.

### **3.4 Вал агрегата**

**3.4.1** Изготовление вала агрегата (турбины и генератора) производится на заводе – изготовителе турбины или генератора в зависимости от наличия станочного оборудования, позволяющего производить финишную обработку вала агрегата в сборе с одной установки. Способ соединения вала турбины и генератора должен быть согласован между изготовителями турбины и генератора.

Ответственность за соединение фланцев и качество линии вала турбины и генератора несет предприятие-изготовитель вала агрегата.

**3.4.2** Вал в зоне шейки турбинного подшипника на водяной смазке должен иметь облицовку из нержавеющей стали толщиной не менее 5 мм (после обработки), выполненную методом наплавки.

В зоне установки уплотняющих элементов вал должен иметь облицовку из нержавеющей стали.

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

**3.4.3** Для РО гидротурбин в нижней части вала должен быть установлен обратный клапан, рассчитанный 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.

### **3.5 Направляющий подшипник турбины**

**3.5.1** При двухопорной схеме опирания 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 турбины и генератора в переходных режимах (останов).

**3.5.2** Подшипник должен быть сегментного, кольцевого или любого другого типа с водяной смазкой. По согласованию с заводом-изготовителем допускается установка турбинного подшипника с масляной смазкой. Конструкция маслованны в этом случае должна исключать попадание масла на крышку турбины и в проточную часть.

**3.5.3** Ванна подшипника сегментного типа на водяной смазке должна иметь верхнее и нижнее уплотнения вала, препятствующие попаданию воды из проточной части в ванну подшипника. Вкладыш кольцевого подшипника должен иметь запорный поясок. Резиновое покрытие должно крепиться к металлу вкладыша посредством вулканизации.

**3.5.4** Антифрикционный материал вкладышей, конструкция ванны, опорных узлов вкладыша и уплотнения вала должны обеспечивать надежную работу подшипника в течение 6 лет без ремонта и регулировки.

**3.5.5** Все оборудование направляющего подшипника, арматура, трубопроводы, фильтры, аппаратура для измерений,

контроля и сигнализации должны быть нержавеющей и поставляться с гидротурбиной.

**3.5.6** 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 заводом-изготовителем.

**3.5.7** Уплотнение вала в крышке ванны турбинного подшипника должно быть воротникового или лепесткового типа.

Конструкция уплотнения должна предусматривать обеспечение смазки водой зоны трения уплотняющего элемента.

**3.5.8** Технология и качество изготовления нержавеющей облицовки вала, применяемые материалы и конструкция должны обеспечивать работоспособность облицовки без ремонта и замены в течение 20 лет.

**3.5.9** Внутренняя поверхность ванны подшипника должна иметь антикоррозионное покрытие со сроком службы не менее 6 лет.

## **3.6 Крышка турбины**

**3.6.1** Конструкция крышки турбины должна обеспечивать жесткое раскрепление турбинного подшипника, рассчитанного на восприятие аварийных нагрузок.

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.

**3.6.2** На крышке турбины должны быть предусмотрены места для установки клапанов срыва вакуума, люков для обеспечения доступа к рабочему колесу турбины, проводки кабелей, шлангов и вентиляционных устройств.

Для пневмосистемы режима СК по согласованию с заводом-изготовителем могут быть предусмотрены резервные отверстия для подсоединения трубопроводов подачи сжатого воздуха с заглушками.

Отверстия для трубопроводов сжатого воздуха (не менее двух) должны располагаться непосредственно за НА турби-

ны. Конструкция крышки должна предусматривать возможность установки ремонтной и оперативной арматуры режима СК.

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

**3.6.4** Гидротурбина должна быть снабжена лекажным агрегатом для отвода протечек масла и слива масла из элементов системы регулирования в сливной бак маслonaпорной установки (МНУ) при их опорожнении в случае ремонта.

Конструкция лекажного агрегата должна исключать возможность перелива масла и попадания его в крышку турбины.

**3.6.5** Должны быть предусмотрены закладные трубопроводы для измерения давления в спиральной камере, конусе отсасывающей трубы, в зоне до и после рабочего колеса, контроля уровня воды под рабочим колесом при работе в режиме СК, для измерения расхода воды через турбину. Измерительные трубопроводы должны изготавливаться из нержавеющей сталей и иметь соответствующую запорную арматуру.

**3.6.6** Все приборы, применяемые материалы и резьбы должны соответствовать ГОСТ, ОСТ и ведомственным ТУ.

## **4 ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ГИДРОТУРБИНОЙ**

**4.1** Аппаратура автоматики гидротурбины должна выполнять следующие функции:

- контроль частоты вращения;
- противоразгонной защиты;
- управления МНУ;
- управление лекажным агрегатом;
- управление откачкой воды с крышки турбины;
- контроль целостности предохранительных устройств лопаток НА;
- контроль крайних положений стопоров НА;

- контроль смазки направляющего подшипника турбины;
- автоматическое управление отжатием воды из камеры рабочего колеса в режиме СК;
- контроль температуры механизмов турбины;
- контроль расхода воды через гидротурбину;
- контроль биения вала у турбинного подшипника;
- контроль работы уплотнения вала турбины в крышке турбины.

С учетом конкретного исполнения гидротурбины могут быть предъявлены дополнительные требования.

**4.2** Автоматика турбины должна состоять из шкафа электрооборудования, датчиков и исполнительных устройств, а также из постов местного управления отдельными исполнительными устройствами. Реализация функций автоматического управления должна осуществляться с помощью микропроцессорных устройств, рассчитанных на устойчивую работу при отклонении напряжения питания от нормы на 10–15%.

**4.3** Комплекс технических средств (КТС) должен быть достаточным для выполнения функций, перечисленных в настоящих ТТТ, обеспечивать возможность создания на его базе автоматизированных систем управления различного масштаба и назначения, а также их модернизацию и расширение в процессе эксплуатации. Подключение новых объектов автоматизации к существующей системе не должно создавать серьезных проблем и приводить к существенным дополнительным затратам.

**4.4** Технические средства, используемые в составе КТС, должны удовлетворять требованиям, предъявляемым к современным программно-техническим средствам АСУ ТП, основными отличительными свойствами которых являются открытая архитектура и полное соответствие международным стандартам, обеспечивающим техническую поддержку программно-техническому комплексу (ПТК) разными фирмами – производителями. Производство технических средств в строгом соответствии с промышленными стандартами, такими как *VME*, *STD*, *PC/104* и др. позволяет использовать широкий арсенал готовых изделий и хорошо известное пользователям программное обеспечение.



**4.5** В КТС должны использоваться унифицированные средства серийного производства со сроком службы не менее 10 лет. Должна обеспечиваться возможность замены в процессе эксплуатации однотипных элементов и устройств ПТК. Эта замена должна осуществляться, как правило, в "горячем" режиме (без прерывания работы системы) и не должна приводить к внесению каких-либо изменений или перестройке других технических средств.

**4.6** Комплекс технических средств автоматики турбины или его отдельные составные элементы должны быть приспособлены к работе в жестких условиях промышленной эксплуатации энергообъекта (низкая или высокая температура, наличие пыли, влаги, вредных примесей, сильных электромагнитных полей, вибрации и т.д.).

**4.7** В составе КТС, как правило, должны использоваться контроллеры, реализованные на базе современных микропроцессоров в соответствии с общепринятыми в мировой практике промышленными стандартами, с развитой системой команд, позволяющие реализовать в реальном времени предусмотренные алгоритмы контроля и управления технологическим процессом, эффективно обрабатывать прерывания и обмениваться информацией с другими элементами системы автоматического управления гидроагрегатом.

**4.8** Контроллеры, входящие в состав КТС, должны обеспечивать аппаратную и программную поддержку наиболее распространенных операционных систем (например, *MS-DOS*, *QNX*, *RTXC*, *OS-9*, *AMX* и др.), а также стандартных сетевых интерфейсов (*Ehternet*, *Arcnet*, *Profibus*, *InterBus-S*, *CAN*, *LON* и т.д.).

**4.9** Разработка прикладного программного обеспечения контроллеров должна осуществляться с использованием инструментальных средств как на обычном компьютере, так и непосредственно на контроллере.

**4.10** Устройства связи с объектом для ввода аналоговых сигналов должны воспринимать сигналы от источников, применяемых в энергетике. Перечень и технические характеристики этих сигналов приведены в таблице 1. Наиболее распространенными являются унифицированные сигналы по-

стоянного тока 4-20 и 0-5 мА и термопреобразователей сопротивления стандартных градуировок.

**Таблица 1 – Перечень и технические характеристики аналоговых сигналов**

Наименование сигнала	Технические характеристики		
	Градуировка	Диапазон измерения	Уровень сигнала
1. Унифицированные токовые по ГОСТ 26.011-80	–	–	0+5 мА ±5 мА 0+20 мА 4+20 мА ±20 мА
2. Унифицированные напряжения по ГОСТ 26.011-80	–	–	0+5 В 0+10 В ±5 В ±10 В
3. Термопреобразователи сопротивления по ГОСТ 6651-94	50 М	±50 °С 0+50 °С	–
	100 М	0+100 °С	–
	50 П	+200 °С 0+50 °С	–
	100 П	0+100 °С 0+200 °С	
		0+600 °С	

Измерение температуры механизмов турбины должно выполняться термопреобразователями сопротивления по трех- или четырехпроводной схеме.

**4.11** В состав шкафа электрооборудования должно входить устройство измерения частоты вращения (ИЧВ) гидроагрегата в диапазоне 0 – 200% оборотов. Входным сигналом для этого устройства должна быть частота регуляторного

генератора или остаточное напряжение главного генератора. Выходной сигнал ИЧВ должен соответствовать Государственной системе приборов (ГСП) и вводиться непосредственно в микропроцессорное устройство автоматики турбины.

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

Источниками дискретной информации являются:

- концевые выключатели электрифицированной арматуры;
- блок-контакты контакторов и соленоидов включения механизмов;
- контакты реле или реле-повторителей кнопок и ключей управления;
- сигнализаторы предельных значений аналоговых сигналов;
- дискретные датчики (реле расхода, давления, уровня, электроконтактные манометры и пр.).

В качестве сигнала "1" должны применяться:

- напряжение переменного тока 220 В (– 15... + 10%);
- напряжение постоянного тока 220, 48 и 24 В (– 15... + 10%).

Предпочтительными являются сигналы 24 и 48 В постоянного тока. Сигналы высокого напряжения должны использоваться только в тех случаях, когда невозможно использовать пониженное напряжение. При этом должны использоваться преобразователи, входящие в состав аппаратуры КТС.

При вводе дискретных сигналов должны быть приняты меры по защите от реакции на "дребезг" контактов. Модули ввода сигналов должны обеспечивать гальваническое разделение вводимых сигналов по отношению к "земле" и между собой.

**4.13** Электропитание КТС должно производиться от собственных источников питания, получающих энергию от трехфазной сети переменного тока 380/220 В.

Характеристики первичной сети питания:

- номинальное линейное напряжение – 380 В (– 15... + 10%);

- число фаз – 3;
- частота сети –  $50 \pm 2$  Гц;
- коэффициент несинусоидальности – 5%.

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

**4.15** Объем и состав комплекта запасных частей, инструментов и принадлежностей (ЗИП) должны быть достаточны для эксплуатации КТС в течение года. Восстановление ЗИП производится поставщиком КТС по договору сервисного обслуживания.

## **5 ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ РЕГУЛИРОВАНИЯ ГИДРОТУРБИНЫ**

**5.1** Система автоматического регулирования гидротурбиной должна включать электрогидравлический регулятор частоты вращения.

**5.2** Электрогидравлический регулятор состоит из панели электрооборудования, гидромеханической колонки управления, механизма обратных связей и МНУ.

**5.3** 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.

**5.4** Требования к функциям, выполняемым панелью электрооборудования должны соответствовать требованиям ГОСТ 12405-81 и РД 153-34.0-35.519-98. Реализация указанных функций должна осуществляться с помощью микропроцессорных средств или в отдельных случаях с помощью интегральных микросхем.

**5.5** В состав панели должен входить измерительный преобразователь частоты (ИПЧ), позволяющий измерять частоту вращения гидроагрегата в пределах от 45 до 55 Гц как от регуляторного генератора номинальной частотой 50 Гц, так и от остаточного напряжения генератора величиной не ме-

нее 0,3 В при номинальной частоте вращения. Выходной сигнал ИПЧ должен соответствовать ГСП. В микропроцессорной панели функции ИПЧ допускается выполнять программным способом.

**5.6** Для измерения активной мощности генератора должен быть использован серийный измерительный преобразователь мощности (ИПМ).

**5.7** Для ввода обратных связей по положению регулирующих органов должны использоваться малоинерционные датчики перемещения с выходным сигналом, соответствующим ГСП. Мертвая зона в измерении перемещений не должна быть более 0,2%.

**5.8** На выходе панели электрооборудования должен формироваться сигнал управления электрогидравлическим преобразователем (ЭГП). Для турбин ПЛ вида должны быть предусмотрены два идентичных канала управления ЭГП.

**5.9** В панели электрооборудования должен быть предусмотрен вывод следующей информации:

- величина заданного открытия НА;
- величина ограничения максимального открытия НА;
- частота вращения гидроагрегата;
- заданная уставка частоты;
- положение регулирующих органов гидротурбины.

**5.10** При исчезновении электропитания, при отказе микропроцессорного контроллера электропанели, при неисправности электрических обратных связей, отказе электрической комбинаторной связи должен быть обеспечен автоматический переход на ручное управление механизмом открытия НА и лопастей РК.

**5.11** Гидромеханическая колонка управления с блоком главных золотников должна содержать ЭГП (для ПЛ турбин — два ЭГП), механизм ограничения открытия с ручным и электрическим приводами и путевым контактом с регулируемой диаграммой срабатывания, фильтр масляный двойной. Колонка ПЛ гидротурбины должна содержать механизм управления лопастями рабочего колеса, обеспечивающий как ручное управление лопастями, так и управление от панели электрооборудования.

**5.12** 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.

**5.13** Маслонапорная установка должна соответствовать требованиям ГОСТ 8339-84. При отсутствии питания переменным током электродвигателей насосов и начальном давлении в аккумуляторе, соответствующем включению основного насоса, МНУ должна обеспечивать не менее 2,5 полных хода сервомотора НА и 2 полных хода сервомотора РК.

**5.14** Противоразгонная защита, предназначенная для защиты гидроагрегата от разгона при отказе регулятора частоты вращения, должна иметь две ступени защиты:

- первая ступень должна воздействовать на закрытие НА через аварийный золотник при повышении частоты вращения до 115% при отключенном выключателе генератора, отсутствии смещения главного золотника НА на закрытие и открытии НА выше холостого хода;

- вторая ступень должна действовать на останов гидроагрегата путем сброса щитов при повышении частоты до 140—170% и открытии НА выше холостого хода.

## **6 ТРЕБОВАНИЯ НАДЕЖНОСТИ**

**6.1** Гидротурбинная установка должна иметь следующие показатели надежности:

- срок эксплуатации между капитальными ремонтами — не менее 6 лет при наработке не менее 30000 ч;
- полный срок эксплуатации — не менее 40 лет;
- коэффициент готовности — не менее 0,97;
- коэффициент технического использования — не менее 0,93;
- средняя наработка на отказ гидротурбины — не менее:

для пикового режима работы — 2500 ч;

для полупикового — 3700 ч;

для базового — 8000 ч.

**6.2** В конструкции установки должны быть учтены требования к ее ремонтпригодности.

## **7 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ**

Турбинная установка должна удовлетворять требованиям "Правил безопасности при обслуживании гидротехнических сооружений и гидротехнического оборудования энерго-снабжающих организаций" РД 153-34.0-03.205-2001 и "Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации" РД 34.20.501-95, а также соответствовать ГОСТ, ОСТ и ведомственным ТУ, обеспечивающим безопасность и охрану труда эксплуатационного и ремонтного персонала.

## **8 ТРЕБОВАНИЯ К МОНТАЖУ И ЭКСПЛУАТАЦИИ**

**8.1** Монтаж установки должен осуществляться изготовителем (как генподрядчиком) и производиться силами специализированной монтажной организации в соответствии с инструкцией изготовителя по монтажу.

**8.2** Для ПЛ турбин должны соблюдаться следующие требования:

— в сферической части камеры рабочего колеса отклонение от окружности не должно превышать  $\pm(0,5\div 2,0)$  мм в зависимости от диаметра рабочего колеса;

— неравномерность зазора камера-лопасть во всем диапазоне разворота лопастей не должна превышать  $\pm 10\%$  проектной величины зазора;

— корректировка диаметральных размеров РК (подрезка) может производиться только в заводских условиях;

— величина перестановочных усилий и люфты в механизме поворота лопастей, измеренные по методике завода

на остановленном агрегате при сдаче оборудования заказчику должны быть зафиксированы в протоколе и в дальнейшем использоваться как базовая величина при контрольных измерениях в процессе эксплуатации;

— обработка рабочих поверхностей втулок подшипников (вкладышей) в целях доводки или исправления заводских дефектов на монтаже не допускается;

— на узлах, прошедших контрольную сборку на заводе запрещается выполнять операции по доработке в процессе монтажа, такие детали и узлы должны дорабатываться на заводе по заводской технологии или заменяться;

— закладка любых видов смазки в подшипники и другие узлы трения механизма разворота РК с безмасляной втулкой или использование смазки при их монтаже и ремонтах не допускается.

**8.3** Суммарный зазор в турбинном подшипнике с любым антифрикционным материалом пары трения не должен быть меньше чем двойная амплитуда биения вала при прокрутке краном.

**8.4** Приемка изготовленного оборудования на заводе должна производиться отделом технического контроля (ОТК), оформляться актами, сертификатами, картами измерений, удостоверяющими его соответствие требованиям ТТ технической документации и стандартам.

**8.5** 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. Протечки масла через узлы детали и любые элементы конструкции при этом не допускаются.

Исключение составляет дренажная система уплотнений штока и лопастей рабочего колеса.

Нормирование протечек в дренажную систему и определение объема емкостей для сбора протечек производится в процессе проектирования и согласовывается с заказчиком.



**8.6** Для проверки соответствия изготовленного оборудования техническим требованиям и конструкторской документации должны быть выполнены следующие мероприятия:

— контрольная сборка и приемосдаточные испытания отдельных узлов, сборочных единиц и деталей, на заводе-изготовителе в объеме, согласованном с заказчиком, и с участием представителя заказчика;

— приемосдаточные испытания на ГЭС после окончания монтажа и окончания пусконаладочных работ по утвержденной программе, выполняемые сторонней организацией;

— гарантийные испытания после выхода на рабочий режим эксплуатации, но не позже чем через год после сдачи в эксплуатацию.

**8.7** Оборудование считается принятым от изготовителя в промышленную эксплуатацию, если во время приемочных испытаний все механизмы безотказно отработали в течение 72 ч.

## **9 ТРЕБОВАНИЯ К ГАРАНТИЯМ ИЗГОТОВИТЕЛЯ**

**9.1** Изготовитель гарантирует соответствие оборудования требованиям ТТ при соблюдении заказчиком условий транспортировки, хранения и эксплуатации.

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

**9.3** Гарантийный период эксплуатации составляет 3 года, но не более 4,5 лет со дня получения потребителем последней партии оборудования данной установки.

**9.4** Гарантии распространяются на все детали и узлы, обеспечивающие эксплуатацию турбины.

**9.5** Изготовитель обязуется производить в течение гарантийного периода эксплуатации устранение всех неисправностей, возникших из-за дефектов изготовления и конструкторских недоработок, своими силами и за свой

счет или компенсировать затраты по выполнению таких работ.

**9.6** В случае невыполнения гарантийных обязательств по срокам службы экспериментальных материалов, конструкций и узлов (вкладыши, системы контроля и др.) все работы (включая сборку-разборку агрегата) по восстановлению их работоспособности выполняются в течение гарантийных сроков, установленных на эти материалы и устройства за счет завода – изготовителя гидротурбины.

**9.7** Гарантийный период эксплуатации увеличивается на время простоя агрегата, необходимое на устранение заводского дефекта.

**9.8** Потери от простоя агрегата в ремонте по этим причинам компенсируются изготовителем.

**9.9** Доводочные работы, выполняемые на монтаже и не предусмотренные договором, производятся силами изготовителя или за его счет.

**9.10** Изготовитель гарантирует поставку запасных частей и материалов по заявкам заказчика, оформленным отдельными соглашениями и за отдельную плату, в течение всего периода эксплуатации оборудования.

**9.11** Технические требования являются неотъемлемой частью договора на изготовление, поставку, монтаж и ввод в эксплуатацию оборудования.

**9.12** Юридические определения и обоснования гарантийных обязательств изготовителя должны излагаться в договоре на изготовление и поставку гидротурбинного оборудования.

**9.13** При расположении ГЭС в районах с повышенной сейсмичностью (более 6 баллов) изготовитель гидротурбинного оборудования гарантирует его надежную работу, включая аппаратуру и оборудование, поставленное комплектно с турбиной другими поставщиками.

**Приложение А**  
(справочное)

**ЗНАЧЕНИЯ МОЩНОСТИ И КПД ТУРБИНЫ  
ПРИ НАПОРАХ НЕТТО И НЕОБХОДИМЫЕ ВЫСОТЫ ОТСАСЫВАНИЯ,  
ПРИ КОТОРЫХ ДОЛЖНА ВЕСТИТЬСЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТУРБИНЫ**

Мощность, %	Напор максимальный _____ м			Напор расчетный _____ м			Напор минимальный _____ м			Напор средневзвешенный _____ м		
	л/мвт	КПД %	$H_s$ м	л/мвт	КПД %	$H_s$ м	л/мвт	КПД %	$H_s$ м	л/мвт	КПД %	$H_s$ м

Максимальное значение КПД должно составлять \_\_\_\_ %.

---

**С п и с о к  
и с п о л ь з о в а н н о й л и т е р а т у р ы**

1. ГОСТ 15.005-86. Система разработки и постановки продукции на производство. Создание изделий единичного и мелкосерийного производства, собираемых на месте эксплуатации.
2. ГОСТ Р 15.201-2000. Система разработки и постановки продукции на производство. Продукция производственно-технического назначения. Порядок разработки и постановки продукции на производство.
3. ГОСТ 26945-86. Турбины гидравлические вертикальные. Общие технические требования.
4. ГОСТ 23956-80. Турбины гидравлические. Термины и определения.
5. ГОСТ 12405-81. Регуляторы электрогидравлические для гидравлических турбин. Технические условия.
6. ГОСТ 8339-84. Установки маслonaпорные для гидравлических турбин. Технические условия.
7. ГОСТ 26.011-80. Единая система стандартов приборостроения. Средства измерений и автоматизации. Сигналы тока и напряжения электрические непрерывные входные и выходные.
8. ГОСТ 6651-94. Термопреобразователи сопротивления. Общие технические требования и методы испытаний.
9. РД 153-34.0-03.205-2001. Правила безопасности при обслуживании гидротехнических сооружений и гидротехнического оборудования энергоснабжающих организаций. — М.: ЭНАС, 2001.

10. РД 34.20.501-95. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – М.: СПО ОРГРЭС, 2002.
11. РД 153-34.0-35.519-98. Общие технические требования к управляющим подсистемам агрегатного и станционного уровней АСУ ТП ГЭС. – М.: СПО ОРГРЭС, 1999.