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

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА ОРГРЭС

Москва **2003**

gost.e-ecolog.ru

Разработано Открытым акционерным обществом "Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС"

Исполнители *В.Н. БАЙКОВ, Э.У. НЕЗАМЕТДИНОВ, В.А. УСТАЛОВ*

Согласовано с Департаментом электрических станций РАО "ЕЭС России" 04.11.2002 г.

Начальник *А.А. ВАГНЕР*

Утверждено 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

УДК 621.311

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

РД 153-34.2-31.401-2002
Введено впервые

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 ремонтопригодности 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 $N_т$ = _____ МВт при рабочем напоре $H_р$ = _____ м, расходе воды через гидротурбину Q = _____ $м^3/с$ 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 _____ $м^3$;

– 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: _____ т·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 страгивание 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 Лопасти 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 ремонтопригодность.

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 маслонаполненной 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 нержавеющими 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 маслонапорной 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 нержавеющих материалов 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±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 ремонтопригодности.

7 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

Турбинная установка должна удовлетворять требованиям "Правил безопасности при обслуживании гидротехнических сооружений и гидротехнического оборудования энергоснабжающих 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 ±(0,5÷2,0) мм в зависимости от диаметра рабочего колеса;

— неравномерность зазора камера-лопасть во всем диапазоне разворота лопастей не должна превышать ±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 техдокументации 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, оформленных 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 ВЕСТИСЬ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТУРБИНЫ

Мощность, %	Напор максимальный _____ м			Напор расчетный _____ м			Напор минимальный _____ м			Напор средневзвешенный _____ м		
	N МВт	КПД %	H_s м	*N* МВт	КПД %	H_s м	*N* МВт	КПД %	H_s м	*N* МВт	КПД %	H_s м

Максимальное значение КПД должно составлять ___ %.

Список использованной литературы

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 маслонапорные 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.

gost.e-ecolog.ru