Российское открытое акционерное общество энергетики и электрификации
"ЕЭС России"

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО РАО «ЕЭС РОССИИ»

СТО 17330282.27.140.020 -2008

СИСТЕМЫ ПИТАНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ГЭС. УСЛОВИЯ СОЗДАНИЯ. НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ.

Дата введения – 2008 - 07 - 30

Издание официальное

ОАО РАО «ЕЭС России»

2008

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» с изменением от 01.05.2007, а правила применения стандарта организации – ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о стандарте:

1. РАЗРАБОТАН НП «Гидроэнергетика России», ОАО «Ленгидропроект ГидроОГК»

2. ВНЕСЕН НП «Гидроэнергетика России»

3. ПРИНЯТ И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 30.06.2008 № 318
4. ВВОДИТСЯ ВПЕРВЫЕ

Содержание

	Введение	IV
1	Область применения	1
2	Нормативные ссылки	2
3	Термины и определения	3
4	Обозначения и сокращения	6
5	Основные требования и положения	7
	5.1 Источники питания собственных нужд переменного тока	7
	5.2 Основные рекомендации по системам питания собственных нужд переменного тока	8
	5.3 Схемы питания собственных нужд переменного тока	9
	5.4 Выбор мощности трансформаторов и параметров оборудования собственных нужд	11
	5.5 Требования к оборудованию собственных нужд переменного тока	12
	5.5.1 Комплектные распределительные устройства (КРУ) 6(10) кВ	12
	5.5.2 Комплектные трансформаторные подстанции (КТП)	14
	5.5.3 Силовые трансформаторы	15
	5.5.4 Силовые кабели	15
	5.6 Источники питания собственных нужд постоянного тока	16
	5.7 Схемы питания собственных нужд постоянного тока	17
	5.8 Требования к оборудованию собственных нужд постоянного тока	17
	5.8.1 Аккумуляторные батареи	17
	5.8.2 Щиты постоянного тока	17
	5.9 Выбор емкости аккумуляторной батареи	18
	5.10 Требования к установке аккумуляторных батарей	18
	5.11 Ликвидация отходов	19
6	Требования к проектной документации	19
7	Этапы создания систем собственных нужд ГЭС (ГАЭС)	20
8	Оценка соответствия	21
	Библиография	23

Введение

Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России» «Системы питания собственных нужд ГЭС. Условия создания. Нормы и требования» (далее Стандарт) разработан в соответствии с требованиями Федерального закона РФ от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании» с изменением от 01.05.2007.

Стандарт подлежит пересмотру в случаях ввода в действие технических регламентов и национальных стандартов, содержащих требования, неучтенные в настоящем Стандарте, а также при необходимости введения новых требований и рекомендаций, обусловленных развитием новой техники.

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО РАО «ЕЭС РОССИИ»

Системы питания собственных нужд ГЭС. Условия создания. Нормы и требования

Дата введения 30 июля 2008 г.

1 Область применения

1.1 Объектами технического регулирования Стандарта являются системы питания переменного и постоянного тока собственных нужд (СН) гидроэлектростанций, непосредственно обеспечивающие процесс эксплуатации ГЭС, необходимой для производства электрической энергии и представления гидроэлектростанцией системных услуг.

1.2 Требования и нормы Стандарта распространяются на системы питания потребителей СН переменного и постоянного тока гидроэлектростанций (ГЭС) и гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС).

1.3 Субъектами технического регулирования настоящего Стандарта являются любые организации (общества, компании), осуществляющие функции Заказчика проектных, строительных, монтажных работ, при поставке оборудования, устройств и иной продукции для создания новых и реконструкции находящихся в эксплуатации гидроэлектростанций, а также:

- проектные, конструкторские, научно-исследовательские организации, разрабатывающие проекты, а также проводящие исследования по обоснованию проектных решений для нового строительства и реконструкции ГЭС;
- строительные, монтажные, промышленные и иные организации, в любой форме привлекаемые Заказчиком к созданию нового или к реконструкции эксплуатируемого оборудования ГЭС;
- специализированные организации, осуществляющие экспертный анализ проектов гидроэлектростанций и их оборудования и в установленном порядке участвующие в контроле безопасности строящихся и вводимых в эксплуатацию объектов.

1.4 Нормы и требования Стандарта обязательны для применения организациями, в установленном порядке на добровольной основе присоединившимися к Стандарту. В иных случаях соблюдение норм и требований Стандарта другими субъектами хозяйственной деятельности должно быть предусмотрено в договоре (контракте) между Заказчиком – субъектом применения Стандарта и Исполнителем заказываемых работ или изготовителем (поставщиком) продукции.

1.5 Стандарт устанавливает общие нормы и требования на системы питания СН ГЭС и ГАЭС, требования по надежности, безопасности и условиям эксплуатации, требования к техническим и конструктивным характеристикам для вновь создаваемого и реконструируемого оборудования СН, обеспечивающего требуемые характеристики и качество электроснабжения СН.

2 Нормативные ссылки

В настоящем Стандарте использованы нормативные ссылки на следующие Федеральные законы, стандарты и иные нормативные правовые документы:

Федеральный Закон РФ от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании» с изменениями от 01.05.2007.

Федеральный Закон РФ от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».

ГОСТ Р 1.0-2004. Стандартизация в Российской Федерации. Основные положения.

ГОСТ Р 1.4-2004. Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения.

ГОСТ Р 1.5-2004. Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные Российской Федерации. Правила построения, изложения, оформления и обозначения.

ГОСТ Р 1.12-2004. Стандартизация в Российской Федерации. Термины и определения.

ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия.

ГОСТ 14693-90. Устройства комплектные распределительные негерметизированные в металлической оболочке на напряжение до 10 кВ. Общие технические условия.

ГОСТ 14695-80. Подстанции трансформаторные комплектные мощностью от 25 до 2500 кВА на напряжение до 10 кВ. Общие технические условия.

ГОСТ Р 51321.1-2000. Устройства комплектные низковольтные распределения и управления.

ГОСТ 12.2.007.4-75. Шкафы комплектных распределительных устройств и комплектных трансформаторных подстанций, камеры сборные одностороннего обслуживания, ячейки герметизированных элегазовых распределительных устройств.

ГОСТ 12.2.007.6-75. Аппараты коммутационные низковольтные. Требования безопасности.

ГОСТ 16442-80. Кабели силовые с пластмассовой изоляцией.

ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ.

ГОСТ 27514-87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ.

ГОСТ 29176-91. Короткие замыкания в электроустановках. Методика расчета в электроустановках постоянного тока.

ГОСТ 26881-86. Аккумуляторы свинцовые стационарные.

ГОСТ 15467-79 Управление качеством продукции.

ГОСТ 16504-81. Испытания и контроль качества продукции.

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 30772-2001. Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Термины и определения.

ГОСТ 30773-2001. Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Этапы технологического цикла. Основные положения.

ГОСТ 30774-2001. Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Паспорт опасности отходов. Основные требования.

ГОСТ 30775-2001. Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Классификация, идентификация и кодирование отходов. Основные положения.

Правила устройства электроустановок. Седьмое издание.

СО 153-34.20.501-2003 (РД 34.20.501-95). Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации: /Утв. Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 19 июня 2003 г. № 229; зарегистрированы Минюстом России рег. № 4799 от 20 июня 2003 г.

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

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены 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 **водоприемник:** Сооружение, обеспечивающее забор воды из водохранилища или водотока для подачи ее на турбины ГЭС.

3.3 **водосброс:** Сооружение, обеспечивающее при необходимости сброс воды из водохранилища.

3.4 **гидроэлектростанция (ГЭС):** Электростанция, преобразующая механическую энергию воды в электрическую энергию.

3.5 **главная электрическая схема ГЭС:** Схема соединений основного оборудования электрической части ГЭС с указанием типов и основных электрических параметров оборудования.

3.6 **долговечность:** Свойство объекта сохранять работоспособное состояние до наступления предельного состояния при установленной системе.

3.7 **здание ГЭС:** Сооружение, подземная выработка или помещение в плотине, в котором устанавливается гидросиловое, электротехническое и вспомогательное оборудование ГЭС.

3.8 **изолированная энергосистема:** Энергосистема, не имеющая электрических связей для параллельной работы с другими энергосистемами (автономный энергорайон).

3.9 **коммутационный электрический аппарат:** Электрический аппарат, предназначенный для коммутации электрической цепи и проведения тока.

3.10 **коэффициент одновременности:** Отношение совмещенного максимума нагрузки энергоустановок потребителей к сумме максимумов этих же установок за тот же интервал времени.

3.11 **коэффициент спроса:** Отношение совмещенного максимума нагрузки приемников энергии к их суммарной установленной мощности.

3.12 **ликвидация отходов:** Деятельность, связанная с комплексом документированных организационно-технологических процедур по утилизации обезвреженных отходов и сбросов, для получения вторичного сырья, полезной продукции и/или уничтожения и захоронения неиспользуемых в настоящее время опасных и других отходов.

3.13 **мощность электроустановки (группы электроустановок):** Суммарная активная мощность, отдаваемая в данный момент времени генерирующей электроустановкой (группой электроустановок) приемникам электрической энергии, включая потери в электрических сетях.

3.14 **надежность:** Свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования.

3.15 **независимый источник питания:** Источник питания, на котором сохраняется напряжение в послеаварийном режиме в регламентированных пределах при исчезновении напряжения на другом или других источниках питания.

3.16 **паспорт опасности отходов:** Информационно- нормативный машинно-ориентированный документ, содержащий сведения о составе отходов, виде или видах (в том числе классе) их опасности, возможные технологии безопасного и ресурсосберегающего обращения с отходами.

3.17 **приемник электрической энергии (электроприемник):** Устройство, в котором происходит преобразование электрической энергии в другой вид энергии для ее использования.

3.18 **распределительное устройство:** Электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии на одном напряжении и содержащая коммутационные аппараты и соединяющие их сборные шины (секции шин), устройства управления и защиты.

3.19 **резерв:** Совокупность дополнительных средств и/или возможностей, используемых для резервирования.

3.20 **резервирование:** Способ обеспечения надежности объекта за счет использования дополнительных средств и/или возможностей, избыточных по отношению к минимально необходимым для выполнения требуемых функций.

3.21 **ремонтопригодность:** Свойство объекта, заключающееся в приспособленности к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем технического обслуживания и ремонта.

3.22 **силовой трансформатор:** Трансформатор, предназначенный для преобразования электрической энергии в электрических сетях и в установках, предназначенных для приема и использования электрической энергии.

3.23 **система питания СН:** Комплекс технических средств (устройств), обеспечивающих электроснабжение СН переменного и/или постоянного тока.

3.24 **снятие с эксплуатации изделия:** Событие, фиксирующее невозможность или нецелесообразность дальнейшего использования по назначению и ремонта изделия, документально оформленное в установленном порядке.

3.25 **собственные нужды (СН):** Совокупность вспомогательных устройств и относящейся к ним электрической части, обеспечивающая работу электростанции, в том числе нормальную работу основного гидротурбинного, механического и электротехнического оборудования, а также создающие экологическую обстановку для нормальной работы персонала и оборудования.

3.26 **срок службы:** Календарная продолжительность эксплуатации от начала эксплуатации объекта или ее возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние.

3.27 **сухой трансформатор:** Трансформатор, в котором основной изолирующей средой служит твердый диэлектрик, а охлаждающей средой – атмосферный воздух.

3.28 **техническая характеристика:** Величина, отражающая функциональные, электротехнические, геометрические и др. параметры или свойства оборудования и/или материалов.

3.29 **технический контроль:** Осмотры, измерения и обследования, осуществляемые на регулярной основе с целью оценки технического состояния и безопасности эксплуатации оборудования.

3.30 **техническое обслуживание:** Комплекс мероприятий по инженерному надзору за состоянием зданий, сооружений и других Объектов регулирования с целью своевременного устранения выявляемых дефектов, повреждений и отклонений от проектного режима их эксплуатации.

Техническое обслуживание предусматривает проведение систематических наблюдений за объектами контроля и ремонтно-восстановительных работ.

3.31 **токопровод питания СН:** Устройство, предназначенное для передачи и распределения электроэнергии для электроснабжения СН, состоящее из неизолированных или изолированных проводников и относящихся к ним изоляторов, защитных оболочек, ответвительных устройств, поддерживающих и опорных конструкций.

3.32 **установленная мощность электроустановки:** Наибольшая активная электрическая мощность, с которой электроустановка может длительно работать без перегрузки в соответствии с техническими условиями или паспортом на оборудование.

3.33 **электрическая сеть:** Совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их линий электропередачи, предназначенная для передачи и распределения электрической энергии.

3.34 **электрическая часть электростанции:** Совокупность электрических устройств, входящих в состав электростанции.

3.35 **энергетика:** Область народного хозяйства, науки и техники, охватывающая энергетические ресурсы, производство, передачу, преобразование, аккумулирование, распределение и потребление различных видов энергии.

3.36 **энергетическая система (энергосистема):** Совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической энергии и тепла при общем управлении этим режимом.

4 Обозначения и сокращения

АБП – агрегат бесперебойного питания;
АВР – автоматическое включение резерва;
АСУТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;
ВН – высшее напряжение;
ГЭС – гидроэлектростанция;
ГАЭС – гидроаккумулирующая станция;
ЗИП – запасные инструменты и приборы;
ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
КЗ – короткое замыкание;
КРУ – комплектное распределительное устройство;
КТП – комплектная трансформаторная подстанция;
МНУ – маслонапорная установка;
НН – низшее напряжение;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
ОТК – отдел технического контроля;

РЗА – релейная защита и автоматика;
РПН – устройство регулирования, предназначенное для регулирования напряжения без перерыва нагрузки и без отключения обмоток трансформатора от сети;
РУ – распределительное устройство;
РУСН – распределительное устройство собственных нужд;
СК – синхронный компенсатор;
СН – собственные нужды.

5 Основные требования и положения

5.1 Источники питания собственных нужд переменного тока

5.1.1 Для электроснабжения СН ГЭС должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания.

В качестве независимых источников питания могут приниматься:

- Обмотка низшего напряжения повышающего (блочного) трансформатора при наличии генераторного выключателя и режима постоянного включения повышающего трансформатора со стороны ВН.
- Гидрогенератор.
- Обмотка низшего напряжения автотрансформаторов связи распределительных устройств повышенных напряжений.
- Шины распределительных устройств 35-220 кВ.
- Дизель-генераторы.
- Подстанция местного района, имеющая связь с энергосистемой [1].

5.1.2. На время остановки всех гидроагрегатов допускается осуществлять питание электроприемников СН от одного источника питания; в качестве второго источника в этом случае принимаются остановленные гидроагрегаты, при запуске которых обеспечивается подача напряжения на собственные нужды. При этом должна предусматриваться возможность пуска гидроагрегата при отсутствии переменного напряжения в сети СН [1].

5.1.3 Для гидроэлектростанций, расположенных в районах с сейсмичностью 8 баллов и более по шкале MSK-64, а также для подземных ГЭС и ГЭС мощностью 50 МВт и более, не имеющих связи с энергосистемой, в качестве дополнительного независимого источника питания СН следует предусматривать использование дизель-генераторов. Мощность дизель-генератора выбирается исходя из обеспечения работы системы автоматического пожаротушения, собственных нужд агрегата для его пуска в работу, приводов затворов водоприемников и водосбросов и других ответственных потребителей, определяемых проектом. В соответствии с этим должна быть построена схема СН с выделением указанных потребителей на специальную сборку ответственных потребителей, автоматически переключаемую в аварийном режиме на питание от дизель-генератора [1].

5.2 Основные рекомендации по системам питания собственных нужд переменного тока

5.2.1 На электростанциях, на которых все генераторы включены на шины распределительного устройства (РУ) генераторного напряжения, питание собственных нужд должно осуществляться от этих шин.

5.2.2 На электростанциях, на которых все генераторы включены по схеме блоков генератор-трансформатор, питание собственных нужд должно осуществляться путем устройства ответвлений от блока с установкой в цепях этих ответвлений трансформаторов СН.

При наличии выключателя между генератором и трансформатором ответвление к СН должно присоединяться между этим выключателем и трансформатором.

При отсутствии выключателя в цепи блока генератор-трансформатор рекомендуется, по возможности, избегать ответвлений от таких блоков. Исключение могут составлять трансформаторы мощностью до 1000 кВА, предназначенные для питания СН только данного блока.

На многоагрегатных ГЭС количество ответвлений к общестанционным трансформаторам СН должно быть, как правило, три, с тем, чтобы при выводе одного из трансформаторов СН в ремонт сохранялось условие необходимости двух независимых источников питания СН.

В схемах укрупненного блока возможно присоединение трансформатора СН, предназначенного для питания СН только данного блока, между выключателем и генератором.

5.2.3 Использование обмотки низшего напряжения автотрансформаторов связи в качестве источников резервного питания собственных нужд допускается, если обеспечиваются:

- допустимые колебания напряжения на шинах распределительных устройств СН при регулировании напряжения автотрансформатора, в противном случае необходима дополнительная установка регулировочного трансформатора;
- допустимое по условию самозапуска электродвигателей суммарное реактивное сопротивление автотрансформатора, трансформатора собственных нужд и регулировочного трансформатора.

5.2.4 Для питания электродвигателей СН мощностью 200 кВт и выше должно применяться напряжение 6-10 кВ. Допускается в отдельных случаях применение электродвигателей мощностью 250 кВт на напряжении 0,4 кВ. Для остальных электродвигателей переменного тока должно применяться напряжение 0,4 кВ.

5.3 Схемы питания собственных нужд переменного тока

5.3.1 Схемы собственных нужд переменного тока ГЭС должны выбираться с учетом обеспечения их надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах. Электрическая схема собственных нужд может

выполняться либо с одним напряжением - 0,4 кВ, либо с двумя напряжениями - 0,4 и 6(10) кВ. Необходимость напряжения 6(10) кВ определяется общей величиной и единичной мощностью потребителей СН, наличием электроприемников на напряжение 6(10) кВ, удаленностью потребителей и их структурой. Как правило, вариант с двумя напряжениями является предпочтительным, использование одного напряжения 0,4 кВ допустимо только для ГЭС небольшой мощности.

Выбор напряжения 6 или 10 кВ определяется с учетом наличия того или иного напряжения электроприемников СН на станции, а также с учетом принятого напряжения в местной энергосистеме. При прочих равных условиях предпочтение следует отдавать напряжению 10 кВ [1].

5.3.2 Распределительные устройства СН 6(10) и 0,4 кВ выполняются с одной системой сборных шин. Сборные шины распределительных устройств СН всех напряжений выполняются, как правило, двухсекционными. Каждая из секций присоединяется к отдельному источнику питания, которые, таким образом, являются взаиморезервирующими. На секционном выключателе, как правило, предусматривается устройство АВР [1].

5.3.3 Распределение электроэнергии от источников питания на напряжении 6(10) кВ производится с помощью комплектных распределительных устройств (КРУ), располагаемых в незатапливаемой части ГЭС. КРУ, как правило, выполняется с одной секционированной выключателем на две секции системой шин с устройством АВР. Каждая секция питается от независимого источника питания. При одном КРУ 6(10) кВ на ГЭС секционирование целесообразно выполнять двумя выключателями, а секции размещать в отдельных помещениях. Выбор способа заземления нейтрали в сети 6(10) кВ определяется проектом [1].

5.3.4 Распределение электроэнергии на напряжении 0,4 кВ организуется, как правило, с помощью комплектных трансформаторных подстанций 6(10)/0,4 кВ (КТП СН), располагаемых в незатапливаемой части ГЭС. Понижающие трансформаторы КТП подключаются к различным секциям КРУ 6(10) кВ или к другим независимым источникам питания. Распределительные устройства 0,4 кВ указанных КТП СН выполняются секционированными с АВР или без него [1].

5.3.5 Питание электроприемников 0,4 кВ осуществляется или непосредственно от КТП СН, или от вторичных распределительных устройств 0,4 кВ (сборки, шкафы и др.) в зависимости от мощности электроприемников и требований к надежности их питания.

Сеть 0,4 кВ выполняется с глухозаземленной нейтралью. Для защиты персонала питание электроприемников должно выполняться от сети 380/220В с системой заземления TN-S или TN-C-S. Система TN-C-S допустима при сечениях фазных жил кабеля не менее 10 кв.мм для медных жил и 16 кв.мм для алюминиевых жил (для участков схемы от главного распределительного щита до вторичных сборок) [1].

5.3.6 Электроснабжение потребителей СН, перерыв питания которых может привести к отказу в работе оборудования и систем, выполняющих

защитные функции (пожарные насосы, системы вентиляции путей эвакуации, насосы откачки воды из проточной части гидротурбин и т.п.), к снижению нагрузки ГЭС, отключению или повреждению основного оборудования или к другим нарушениям технологического процесса производства и выдачи электроэнергии предусматривается от распределительных устройств, имеющих автоматическое резервирование питания. Взаимно резервирующие потребители (например, двигатели МНУ) должны присоединяться к разным распределительным устройствам или секциям, питающимся от независимых источников. Перерыв электроснабжения указанных потребителей при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Для потребителей, не допускающих даже кратковременного перерыва питания (потребители АСУТП, связи), должны применяться агрегаты бесперебойного питания (АБП), резервное питание которых осуществляется от сети СН ГЭС постоянного тока (от аккумуляторной батареи).

Электроснабжение оборудования и систем, обеспечивающих нормальные параметры и условия функционирования технологического оборудования и сооружений (вентиляция, отопление, дренажные насосы, освещение), предусматривается от распределительных устройств с автоматическим резервированием питания или без него в зависимости от допустимого времени перерыва питания.

Электроснабжение потребителей, связанных с обеспечением хозяйственных и ремонтных служб (ремонтные мастерские, лаборатории, хозяйственное водоснабжение и т.п.), осуществляется от распределительных устройств без резервирования питания [1].

5.3.7 Наличие напряжения на каждой из секций КРУ 6(10) кВ, КТП СН и вторичных распределительных устройствах должно обеспечиваться независимо от режима работы ГЭС/ГАЭС (выдача или потребление мощности, режим СК) и состояния отдельных независимых источников питания («в работе» или «отключено»); при этом АВР, как правило, должно вступать в действие только при аварийных отключениях источников питания или при отклонении напряжения в пределах 25 – 40% номинального [1].

5.3.8 Схема СН должна обеспечивать самозапуск электродвигателей ответственных механизмов после отключения одного из трансформаторов и работы АВР [1].

5.3.9 Питание судоходных шлюзов, входящих в состав сооружений гидроузла, допускается осуществлять от распределительных устройств 6(10) кВ СН ГЭС (при отсутствии в районе расположения шлюзов надежного источника их электроснабжения) [1].

5.3.10 Питание поселка при электростанции должно осуществляться от местных распределительных сетей.

5.3.11 Питание сетей рабочего освещения и аварийного освещения безопасности, предназначенного для продолжения работы при аварийном отключении рабочего освещения, выполняется от двух независимых источников питания переменного тока, взаимно резервирующих друг друга.

Кроме того, на центральном пункте управления (ЦПУ) ГЭС, в зонах агрегатных щитов и других постов управления должны предусматриваться светильники аварийного освещения, постоянно подключенные к сети СН постоянного тока.

Светильники эвакуационного освещения должны быть присоединены к сети, не зависящей от сети рабочего освещения; резервное питание эвакуационного освещения рекомендуется осуществлять от сети СН постоянного тока, либо применять светильники со встроенными аккумуляторами.

Для помещений, в которых постоянно находятся люди или которые предназначены для постоянного прохода персонала, для световых указателей эвакуационного освещения должна быть обеспечена возможность автоматического включения освещения безопасности и эвакуационного освещения [1].

5.3.12 Электроснабжение механизмов основных и аварийных ремонтных затворов водоприемника и водосброса предусматривается, как правило, от двух сборок (шкафов), каждая из которых подключается к разным секциям распределительных устройств, имеющих независимые источники питания. Питание обогрева сороудерживающих решеток и пазов затворов может не резервироваться при наличии в проекте достаточного обоснования [1].

5.3.13 Питание кранов, находящихся в помещениях, осуществляется с помощью троллейного токосъемника, а находящихся на открытом воздухе - с помощью лыжного токосъемника (при необходимости – с обогревом) или посредством гибкого кабеля [1].

5.3.14 При значительных колебаниях напряжения в системе СН (более 5%) рекомендуется применение стабилизирующих устройств в сетях оперативного переменного тока, а также рабочего и аварийного освещения [1].

5.4 Выбор мощности трансформаторов и параметров оборудования собственных нужд

5.4.1 Мощность любого трансформатора СН определяется, главным образом, получасовым максимумом нагрузки, получаемым в результате анализа всех потребителей СН с учетом возможного совпадения их одновременной работы (участие в максимуме нагрузки). При расчете допускается использовать метод коэффициента одновременности (спроса) нагрузок с учетом электроприемников, длительно находящихся в работе, и электроприемников большой мощности. Мощность каждого трансформатора должна быть проверена по условию пуска наиболее мощных электродвигателей.

Максимальную единичную мощность трансформаторов с низшим напряжением 0,4 кВ рекомендуется принимать 1000 кВА с напряжением короткого замыкания 8%. Трансформаторы меньшей мощности могут приниматься с напряжением короткого замыкания до 5,5(6)%. В отдельных случаях допускается применять трансформаторы мощностью 1600 кВА (или большей мощности) с напряжением короткого замыкания 8% с обязательной

проверкой всей низковольтной аппаратуры на термическую и динамическую стойкость [1].

5.4.2 В качестве защитных аппаратов в цепях 0,4 кВ линий питания вторичных распределительных устройств и электродвигателей, а также в сетях освещения должны применяться автоматические выключатели (автоматы). Автоматы, предназначенные для защиты линий, питающих вторичные распределительные устройства, должны быть селективными, а автоматы, предназначенные для защиты электродвигателей, - быстродействующими. Автоматические выключатели, предназначенные для защиты сетей и электрооборудования СН, а также ошиновка распределительных устройств СН должны удовлетворять номинальному напряжению сети, номинальному току цепи, термической и динамической стойкости при коротких замыканиях. Кроме того, к аппаратам защиты предъявляются следующие требования: достаточная чувствительность к многофазным и однофазным коротким замыканиям, надежное отключение предельных токов короткого замыкания, которые могут возникнуть в данной цепи, обеспечение селективной работы защитных аппаратов с ниже- и вышестоящими защитными аппаратами. Кроме того, в отдельных редких случаях в цепях потребителей, подверженных перегрузкам, аппараты защиты должны обеспечивать защиту от перегрузки. При этом, не должно быть отключения цепи при кратковременных перегрузках, связанных с пуском и самозапуском электродвигателей [1].

5.4.3 Расчеты токов короткого замыкания в цепях 0,4 и 6(10) кВ должны выполняться в соответствии с требованиями ГОСТ 28249-93 и ГОСТ 27514-87.

5.4.4 Силовые кабели, предназначенные для подключения трансформаторных подстанций к КРУ 6(10) кВ, вторичных распределительных устройств и отдельных потребителей СН, должны выбираться по номинальному напряжению, номинальному току и проверяться по падению напряжения и по условию невозгорания. При проверке по условиям невозгорания допускается принимать расчетные токи КЗ на расстоянии 20 м от начала кабельной линии напряжением до 1 кВ и 50 м от начала кабельной линии напряжением 6(10) кВ [2].

5.5 Требования к оборудованию собственных нужд переменного тока

5.5.1 Комплектные распределительные устройства (КРУ) 6(10) кВ

Комплектные распределительные устройства (КРУ) 6(10) кВ должны соответствовать требованиям ГОСТ 14693-90.

КРУ должны представлять собой конструкцию, состоящую из отдельных металлических шкафов, соединенных между собой с помощью болтовых соединений. В шкафах устанавливается аппаратура высокого напряжения, а также приборы вторичной коммутации и вспомогательные устройства.

Выключатели 6(10) кВ должны быть либо вакуумного, либо элегазового исполнения.

Выключатели высокого напряжения должны быть смонтированы в выдвижных элементах (тележках). Отсек выдвижного элемента образован боковыми стенками, фасадной дверью и дном. От токоведущих частей других отсеков он должен быть отделен металлическими перегородками и изоляционными шторками шторочного механизма. В отсеке выдвижного элемента размещены приспособления и механизмы, обеспечивающие правильное функционирование выдвижного элемента: направляющие для предотвращения опрокидывания выдвижного элемента, рельсы, шина заземляющая для заземления выдвижного элемента, механизм шторочный с блокировкой шторок, фиксатор выдвижного элемента в рабочем или контрольном (разобщенном) положении. Перемещение выдвижного элемента из контрольного положения в рабочее и обратно должно осуществляться при помощи механизма доводки, установленного на валу.

Отсек сборных шин должен быть отделен перегородкой с проходными изоляторами. В этом отсеке должны быть размещены сборные шины, закрепленные на проходных изоляторах, и ответвления от сборных шин.

Шкафы КРУ должны быть оборудованы стационарными заземляющими ножами согласно требованиям Заказчика.

Блоки управления и защиты должны выполняться с применением микроэлектронной и микропроцессорной элементной базы.

КРУ должны быть оснащены устройствами РЗА, обеспечивающими:

- электрические защиты для всех присоединений;
- измерение электрических параметров тока, напряжения и учета электроэнергии;
- управление (местное и/или дистанционное на всех присоединениях – определяется при конкретном проектировании);
- устройство АВР однократного действия на секционном выключателе;
- земляную защиту минимального напряжения на шинах;
- дуговую защиту;
- логическую защиту шин;
- световую сигнализацию положения выключателей, включая вызывную расшифровывающую сигнализацию.

Указанные средства РЗА должны обеспечивать передачу информации в АСУТП ГЭС.

Срок службы КРУ должен быть не менее 25 лет.

КРУ должно быть предназначено для работы без постоянного обслуживающего персонала.

КРУ должно быть ремонтнопригодным, что обеспечивается свободным доступом к сборочным единицам и аппаратам, подлежащим обслуживанию, а также комплектом запасных частей и инструмента (ЗИП).

Требования безопасности КРУ должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.4-75. В частности, в шкафах КРУ должны быть предусмотрены следующие блокировки:

а) блокировка, не допускающая включение или отключение разъединителей при включенном выключателе первичной цепи;

б) блокировка между разъединителем и ножами заземления, не допускающая включение разъединителей при включенных ножах заземления либо включение ножей заземления при включенных разъединителях;

в) блокировка, не допускающая перемещений выдвижного элемента из рабочего положения в контрольное (разобщенное), а также из контрольного положения в рабочее при включенном положении установленного на выдвижном элементе коммутационного аппарата;

г) блокировка, не допускающая включения коммутационного аппарата, установленного на выдвижном элементе, при положении выдвижного элемента в промежутке между рабочим и контрольным положениями;

д) блокировка, не допускающая перемещения выдвижного элемента из контрольного в рабочее положение при включенных ножах заземляющего разъединителя;

е) блокировка стационарных разъединителей с дверьми или сетчатыми ограждениями, выполненными в виде дверей, не допускающая открывания дверей при включенных разъединителях;

Конструкция шкафов КРУ должна обеспечивать безопасность работ в отсеке выключателя и кабельном отсеке (в том числе работ по присоединению и отсоединению кабелей) при наличии напряжения на сборных шинах КРУ.

Климатическое исполнение КРУ в зависимости от места их установки должно соответствовать ГОСТ 15150-69.

5.5.2 Комплектные трансформаторные подстанции (КТП)

Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) должны соответствовать требованиям ГОСТ 14695-80 и ГОСТ Р 51321.1-2000.

КТП внутренней установки должны состоять из силовых сухих трансформаторов, выполняемых по ГОСТ 11677-85, распределительного устройства (РУ) 0,4 кВ и шинных мостов. В исключительных случаях (в зависимости от схемы подключения КТП к сети 6(10) кВ) в состав КТП должен входить вводной шкаф с выключателем 6(10) кВ.

Блоки управления и защиты должны выполняться с применением современных средств РЗА.

КТП должны быть оснащены устройствами РЗА, обеспечивающими:

- измерение электрических параметров тока, напряжения и учета электроэнергии;
- управление (местное и/или дистанционное на вводах и секционном автомате – определяется при конкретном проектировании);
- устройство АВР однократного действия на секционном автомате;
- защиту от однофазных замыканий на землю в сети 0,4 кВ;
- световую сигнализацию положения выключателей и автоматов, включая вызывную расшифровывающую сигнализацию.

Указанные средства РЗА должны обеспечивать передачу информации в АСУТП ГЭС.

Конструктивно шкафы РУ 0,4 кВ должны быть выполнены в виде шкафов двухстороннего обслуживания с выдвижными аппаратами (автоматическими выключателями), а также со стационарно установленной аппаратурой в отсеках шкафов. Для транспортировки автоматов массой более 30 кг в комплект поставки КТП должна включаться тележка.

Срок службы подстанции должен быть не менее 25 лет при условии замены аппаратов, срок службы которых менее 25 лет.

КТП должна быть предназначена для работы без постоянного обслуживающего персонала.

КТП должна быть ремонтнопригодна, что обеспечивается свободным доступом к сборочным единицам и аппаратам, подлежащим обслуживанию, а также комплектом запасных частей и инструмента (ЗИП).

Требования безопасности КТП должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.4-75, ГОСТ 12.2.007.6-75, ГОСТ Р51.321.1-2000. В частности, при выдвижении автомата сначала должны размыкаться токоведущие цепи, а затем цепи заземления. При движении автомата в обратном направлении должна обеспечиваться обратная последовательность включения цепи. Конструкция автоматов выдвижного исполнения должна обеспечивать их фиксацию в рабочем и контрольном положениях и иметь блокировку, не позволяющую вкатывать или выкатывать автомат во включенном положении.

Климатическое исполнение КТП в зависимости от места их установки должно соответствовать ГОСТ 15150-69.

5.5.3 Силовые трансформаторы

Силовые трансформаторы, применяемые в сетях СН ГЭС, должны соответствовать ГОСТ 11677-85.

Трансформаторы наружной установки, питающие КРУ 6(10) кВ от источников питания СН в соответствии с п. 5.2 настоящего Стандарта, должны быть масляными с естественной циркуляцией воздуха и масла (условное обозначение вида системы охлаждения М или ONAN) или с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (Д или ONAF). Указанные трансформаторы, как правило, должны быть обеспечены РПН.

Трансформаторы, питающие КТП или другие низковольтные щиты с низшим напряжением 0,4 кВ, устанавливаемые внутри помещений, должны быть, как правило, сухими (С или AN), а трансформаторы наружной установки – масляными с естественной циркуляцией воздуха и масла (М или ONAN).

5.5.4 Силовые кабели

В сетях СН должны применяться силовые кабели с медными или алюминиевыми жилами с пластмассовой (поливинилхлоридной) изоляцией или с изоляцией из сшитого полиэтилена. Все кабели должны соответствовать

ГОСТ 16442-80, а также требованиям нераспространения горения с низким дымо- и газовыделением (исполнение «нг-LS») [3].

5.6 Источники питания собственных нужд постоянного тока

5.6.1 В качестве источника оперативного тока для питания устройств управления, автоматики, сигнализации и релейной защиты элементов главной электрической схемы ГЭС, а также приводов постоянного тока, преобразовательных агрегатов бесперебойного питания (АБП), средств диспетчерского управления и связи, начального возбуждения генераторов, пожарной сигнализации и аварийного освещения для эвакуации на ГЭС предусматривается установка аккумуляторных батарей напряжением 220 В [1].

5.6.2 Количество аккумуляторных батарей принимается в зависимости от мощности ГЭС, количества агрегатов, напряжения распределительных устройств, предназначенных для выдачи мощности, а также взаимного расположения здания станции и распределительных устройств с учетом места размещения устройств релейной защиты.

На ГЭС мощностью менее 500 МВт с ОРУ(ЗРУ) 110-330 кВ, расположенными в непосредственной близости от здания станции, как правило, устанавливается одна аккумуляторная батарея. При больших расстояниях между зданием станции и ОРУ(ЗРУ), когда не обеспечиваются допустимые напряжения на электроприемниках постоянного тока, устанавливаются две аккумуляторные батареи: одна – в здании ГЭС, вторая – в корпусе управления ОРУ(ЗРУ) без взаимного резервирования.

На ГЭС мощностью более 500 МВт с ОРУ(ЗРУ) 110-330 кВ независимо от взаимного расположения станции и ОРУ(ЗРУ) устанавливаются, как минимум, две аккумуляторные батареи. Место их установки и целесообразность взаимного резервирования определяются проектом.

На ГЭС любой мощности с ОРУ (ЗРУ) 500 кВ и выше, расположенным в непосредственной близости от здания станции, устанавливаются две аккумуляторные батареи. При больших расстояниях от ОРУ(ЗРУ) до здания станции на ОРУ(ЗРУ) 500 кВ и выше устанавливаются две аккумуляторные батареи, а в здании станции – в зависимости от мощности станции: при мощности менее 500 МВт – одна, а при мощности более 500 МВт – две аккумуляторные батареи [1].

5.6.3 Аккумуляторные батареи должны эксплуатироваться в режиме постоянного подзаряда. В качестве зарядно-подзарядных устройств должны приниматься автоматические выпрямительные устройства на базе статических преобразователей трехфазного переменного напряжения в постоянное. Напряжение подзаряда должно соответствовать типу и параметрам аккумуляторной батареи. Подзарядная установка должна обеспечивать стабилизацию напряжения на шинах постоянного тока с отклонениями, не превышающими 1% номинального напряжения. Мощность и напряжение выпрямительных устройств должны быть достаточными для заряда аккумуляторной батареи до емкости, равной 90% номинальной, в течение не

более 8 часов (после предшествующего получасового разряда батареи). Для заряда аккумуляторных батарей должна предусматриваться возможность параллельной работы двух зарядно-подзарядных устройств [4].

5.7 Схемы питания собственных нужд постоянного тока

Аккумуляторные батареи должны подключаться к щиту постоянного тока. На щите предусматриваются две секции шин, соединяемые секционным рубильником. При наличии двух аккумуляторных батарей каждая из них с помощью селективных автоматических выключателей присоединяется к одной из секций шин щита постоянного тока. К каждой из секций также подключаются зарядно-подзарядные устройства. При наличии одной аккумуляторной батареи, она подключается через развилку из двух селективных автоматических выключателей, включаемых каждый на свою секцию шин щита постоянного тока, а зарядно-подзарядные устройства (которых, как правило, два) – к каждой из секций щита. К этим же секциям подключаются линии, отходящие к потребителям постоянного тока.

5.8 Требования к оборудованию собственных нужд постоянного тока

5.8.1 Аккумуляторные батареи

Аккумуляторные батареи должны приниматься закрытого типа или герметизированные. Отечественные аккумуляторы должны соответствовать ГОСТ 26881–86.

Срок службы аккумуляторов должен быть не менее 20 лет.

5.8.2 Щиты постоянного тока

В качестве аппаратуры первичной и вторичной коммутации должны применяться современные выключатели и средства управления.

На каждой секции щита постоянного тока должно быть предусмотрено современное устройство контроля изоляции, имеющее цифровой выход в АСУТП верхнего уровня. На отходящих линиях щита постоянного тока должны быть предусмотрены устройства автоматического обнаружения замыкания на землю. Контроль напряжений на шинах секций щита постоянного тока, контроль тока заряда и подзаряда аккумуляторных батарей должен быть выполнен на современных цифровых приборах, имеющих выход в АСУТП верхнего уровня. Щит постоянного тока собирается, как правило, из отдельных панелей с задней дверью. В верхней части панелей располагаются секции шин. Аппаратура первичной коммутации располагается на фасадной стороне панелей. Аппаратура первичной коммутации должна быть устойчивой к коротким замыканиям в сети постоянного тока. Расчеты токов короткого замыкания должны выполняться в соответствии с требованиями ГОСТ 29176-91.

Аппаратура вторичной коммутации располагается на боковых стенах панелей. Соединение панелей между собой осуществляется с помощью болтовых соединений.

Срок службы панелей должен быть не менее 25 лет при условии замены аппаратов, срок службы которых менее 25 лет.

Щит должен быть предназначен для работы без постоянного обслуживающего персонала.

Щит должен быть ремонтнопригоден, что обеспечивается свободным доступом к сборочным единицам и аппаратам, подлежащим обслуживанию, а также комплектом запасных частей и инструмента (ЗИП).

Требования безопасности щитов постоянного тока должны соответствовать ГОСТ Р 51321.1 - 2000.

5.9 Выбор емкости аккумуляторной батареи

Емкость аккумуляторной батареи должна выбираться по длительной нагрузке и по нагрузке аварийного разряда, которая в условиях ГЭС принимается в течение 30 минут. Эта емкость должна быть проверена по уровню напряжения на наиболее удаленных от аккумуляторной батареи шинах постоянного тока при совпадении суммарной толчковой нагрузки (сумма токов приводов одновременно отключаемых или включаемых выключателей) и длительной нагрузки в конце получасового аварийного разряда. Величина этого напряжения должна быть не менее 90% номинального напряжения сети постоянного тока.

Допустимый уровень напряжения на шинах аккумуляторной батареи во всех режимах должен составлять 198-242 В.

5.10 Требования к установке аккумуляторных батарей

Аккумуляторные батареи должны устанавливаться в специально предназначенных для них помещениях. Допускается установка в одном помещении нескольких батарей.

Помещения аккумуляторных батарей, в которых производится заряд аккумуляторов при напряжении более 2,3 В на элемент, относятся к взрывоопасным класса В-1а. Помещения аккумуляторных батарей, работающих в режиме постоянного подзаряда и заряда с напряжением до 2,3 В на элемент, являются взрывоопасными только в периоды формовки батарей и заряда, после их ремонта, напряжением более 2,3 В на элемент. В условиях нормальной эксплуатации с напряжением до 2,3 В на элемент эти помещения не являются взрывоопасными.

Аккумуляторные батареи рекомендуется устанавливать в незатапливаемых помещениях и по возможности с естественным освещением.

При установке закрытых или герметизированных аккумуляторов должна предусматриваться механическая (принудительная) приточно-вытяжная вентиляция, рассчитанная на предотвращение взрывоопасной концентрации

смеси водорода с воздухом в помещении, и естественная вентиляция в объеме однократного воздухообмена. Оборудование вытяжной вентиляционной установки и светильники должны предусматривать взрывозащищенное исполнение [3].

Температура воздуха в помещениях аккумуляторных батарей по условию их оптимальной работоспособности рекомендуется + 20°С ±5°С

5.11 Ликвидация отходов

Ликвидация отходов после снятия с эксплуатации изделий (оборудования и материалов: трансформаторов СН, выключателей, аккумуляторных батарей, кабелей, люминесцентных ламп и т.п.) должна производиться в соответствии с действующими ГОСТ на обращение с отходами (ГОСТ 30772-2001, ГОСТ 30773-2001, ГОСТ 30775-2001). При этом должен быть составлен паспорт опасности отходов в соответствии с ГОСТ 30774-2001.

6 Требования к проектной документации

Проектная документация по электроснабжению СН выполняется на всех стадиях проектирования ГЭС.

На стадии «Проект» необходимо:

1. Произвести разработку структурной схемы СН.
2. Обосновать источники электроснабжения СН, произвести выбор количества и мощности трансформаторов СН, питающих шины 6(10) кВ, количества и мощности трансформаторных подстанций 6(10)/0,4 кВ.
3. Обосновать необходимость дополнительных независимых источников питания (дизель-генераторов), их количество и мощность.
4. Произвести расчет токов короткого замыкания и выбор основного оборудования СН.
5. Выполнить структурную схему КРУ 6(10) кВ с определением количества и габаритных размеров шкафов, ориентировочных параметров выключателей с указанием объемов защит, измерений и учета энергии на вводных и отходящих линиях, определение ориентировочных типов и сечений кабелей.
6. Произвести выбор аккумуляторной батареи и схемы постоянного тока с определением габаритных размеров щита постоянного тока.
7. Составить пояснительную записку.

На стадии «Рабочая документация» необходимо уточнить все положения стадии «Проект» и выполнить рабочие чертежи систем электроснабжения СН на напряжениях 6(10) и 0,4 кВ с выбором аппаратуры и кабелей. Кроме того, необходимо заполнить опросные листы для заказа КРУ, КТП и щитовых устройств, составить кабельные журналы, выполнить расчеты токов коротких замыканий, выбор реле и уставок защитных устройств, а также определить

термическую стойкость силовых кабелей, примененных и установленных в системе СН.

Порядок приемки выполненных проектных работ:

- независимая экспертиза проекта;
- утверждение проекта Заказчиком.

7 Этапы создания систем собственных нужд ГЭС (ГАЭС)

Для каждого этапа создания продукции формируется группа требований и норм, обеспечивающих качество выполнения данного этапа, как обязательное требование обеспечения качества конечной продукции. Для продукции, регламентируемой данным Стандартом, выделяются три основных этапа ее создания: проектирование, изготовление (поставка), монтаж и ввод в эксплуатацию.

На этапе разработки проекта в установленном порядке проводится государственная экспертиза проекта объекта.

7.1 Этап 1 создания продукции – проектирование.

Состав и содержание проектно-сметной документации должны определяться стандартами системы проектной документации для строительства и единой системы конструкторской документации. При этом должны учитываться нормативные документы, устанавливающие требования, определяемые условиями эксплуатации, а также регламентирующие нагрузки и надежность систем собственных нужд ГЭС.

На этапе разработки проекта проводится независимая экспертиза проекта объекта, осуществляемая Государственной экспертизой, органами контроля промышленной и экологической безопасности, Министерством по чрезвычайным ситуациям.

На данном этапе осуществляется анализ и проверка проектной и конструкторской документации на соответствие техническому заданию на разработку и установленным требованиям на каждый вид оборудования.

7.2 Этап 2 создания продукции – изготовление (поставка).

На этом этапе осуществляется контроль соответствия изготовленной продукции установленным требованиям предприятия - изготовителя с ведением соответствующей документации, а также проведение Заказчиком контроля и испытаний поставляемого оборудования, регламентированных техническими требованиями.

7.3 Этап 3 создания продукции – монтаж и ввод в эксплуатацию.

На этом этапе осуществляется комплексная оценка соответствия системы собственных нужд ГЭС, сдаваемой в эксплуатацию, требованиям технических регламентов и иных правовых нормативных документов, Стандарту, проектной документации, установленным техническим, экологическим требованиям и требованиям безопасности. Для приемки системы от подрядных организаций и подтверждения соответствия принимаемых объектов требованиям экологической, промышленной, пожарной и иных возможных на принимаемых объектах

видов безопасности Заказчик может создавать приемочные комиссии. В состав комиссии должны по согласованию входить представители органов государственного контроля (надзора).

7.4 В процессе разработки, проектирования и создания оборудования системы СН должны соблюдаться следующие общие требования:

- Требования и нормы по выбору конкретных видов оборудования СН.
- Требования к проектированию систем питания собственных нужд ГЭС.
- Требования и нормы по обеспечению экологической безопасности оборудования.

7.5 В процессе ввода и последующей эксплуатации системы СН должны соблюдаться следующие общие требования:

- Обеспечение надежности при выполнении технологических функций.
- Обеспечение установленного срока эксплуатации.
- Обеспечение технологической безопасности в нормальных условиях и аварийных условиях эксплуатации ГЭС (ГАЭС).
- Обеспечение экологической безопасности.
- Оптимальность расходов электропотребления по обеспечению надежной и безопасной эксплуатации ГЭС (ГАЭС).

7.6 Должен быть установлен следующий порядок приемки выполненных работ по этапам создания продукции:

Проектные работы (в соответствии с п.6 настоящего Стандарта):

- независимая экспертиза проекта;
- утверждение проекта Заказчиком.

Изготовление (поставка):

- изготовление продукции согласно действующим техническим условиям и стандартам, а также системе качества ИСО;
- контроль Заказчиком качества изготовления продукции;
- заводские испытания продукции;
- приемка Заказчиком продукции.

Монтаж и ввод в эксплуатацию:

- выполнение монтажа оборудования согласно инструкциям заводов-изготовителей и действующим Правилам;
- контроль качества поэтапного выполнения монтажных работ;
- проведение пусконаладочных работ;
- пусковые испытания и опробование по согласованной с Заказчиком программе;
- испытания оборудования под нагрузкой;
- приемка оборудования в эксплуатацию.

8 Оценка соответствия

На всех этапах создания систем СН должна производиться оценка и подтверждение соответствия оборудования, технических устройств и систем требованиям безопасности, изложенным в технических регламентах и

документах по стандартизации.

8.1 На этапе проектирования производится оценка соответствия разработанного проекта основного оборудования требованиям технического задания (технических условий), в результате которой Заказчиком подписывается акт сдачи-приемки проекта. По инициативе одной или обеих сторон (Проектировщика или Заказчика), а также в случаях их разногласия в оценке соответствия проекта техническому заданию (техническим условиям) на разработку, окончательная оценка соответствия проекта устанавливается путем его добровольной сертификации с оформлением сертификата соответствия.

8.2 Оценка соответствия промышленной продукции в процессе изготовления производится ОТК предприятия, при этом готовая продукция должна сопровождаться сертификатом качества изготовителя. Производитель оборудования для энергетических объектов обязан до выпуска оборудования в обращение, предпочтительно на этапе производства установочной партии (серии), провести его сертификацию на соответствие требованиям по безопасности, получить сертификат и право применения на рынке.

Заказчик имеет право требовать подтверждения соответствия любых показателей, характеризующих качество оборудования, в т.ч. требований к показателям, назначению, надежности, конструктивной и технологической совместимости, унификации, ремонтопригодности, экологии, эргономике и др.

8.3 Оценка соответствия системы СН на этапе ввода её в работу и последующей эксплуатации производится Заказчиком с момента поставки вплоть до принятия решения о подтверждении соответствия и возможности безопасной эксплуатации оборудования по истечении нормативных сроков службы.

Библиография:

[1] Рекомендации по проектированию технологической части гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций (СО 153-34.20.161-2003). (Утверждены Приказом Минэнерго России от 19.06.2003 № 285).

[2] Циркуляр № Ц-02-98(Э) Департамента стратегии развития и научно-технической политики ОАО РАО «ЕЭС России» от 16.03.98.

[3] Кабели силовые с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10, 20, 35 кВ. Технические условия. ТУ 16.К71-335-2004.

[4] Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (Утверждены Приказом Минэнерго России от 19.06.2003 № 229).

[5] Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. РД 153.-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95*) (СО 34.03.301-00). Утверждены РАО «ЕЭС России» 09.03.2000.

*
обозначение стандарта

УДК _____ ОКС _____

**
код продукции

Ключевые слова: Собственные нужды, комплектное распределительное устройство, комплектная трансформаторная подстанция, щиты, аккумуляторная батарея, техническое обслуживание, норма, требование, контроль, приемка, испытания

Руководитель организации-разработчика
Некоммерческое партнерство
«Гидроэнергетика России»
наименование организации

Исполнительный директор			Р.М. Хазиахметов
Должность		личная подпись	инициалы, фамилия
Руководитель разработки	Главный эксперт		В.С. Серков
	должность	личная подпись	инициалы, фамилия

СОИСПОЛНИТЕЛЬ

Руководитель организации-соисполнителя
ОАО «Ленгидропроект ГидроОГК»
наименование организации

Первый зам. директора – главный инженер			Б.Н. Юркевич
Должность		личная подпись	инициалы, фамилия
Руководитель разработки:	Зам. главного инженера		А.Д. Стоцкий
	Должность	личная подпись	инициалы, фамилия
Исполнители:	Начальник отдела		А.Г. Булин
	Главный специалист		А.Л Алянский
	Должность	личная подпись	инициалы, фамилия

gost.e-ecolog.ru