Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике»



СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

СТО 70238424.27.140.009-2010

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ГЭС И ГАЭС ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения – 2010-09-30

Издание официальное

Москва
2010

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения стандарта организации – ГОСТ Р.1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о стандарте

1. РАЗРАБОТАН НП «Гидроэнергетика России», Филиал ОАО «Инженерный центр ЕЭС» – «Фирма ОРГРЭС»

2. ВНЕСЕН Комиссией по техническому регулированию НП «ИНВЭЛ»

3. УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом НП «ИНВЭЛ» от 16.09.2010 № 63

4. ВЗАМЕН СТО 17330282.27.140.009-2008 (Приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 30.06.2008 № 315), СТО 70238424.27.140.009-2008 (Приказ НП «ИНВЭЛ» от 01.07.2008 № 12/7)

© НП «ИНВЭЛ», 2010

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

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 2
3 Термины и определения 4
4 Сокращения 9
5 Организация эксплуатации. Общие требования 11
5.1 Основные положения 11
5.2 Требования к персоналу 13
5.3 Технический контроль и технологический надзор 16
5.4 Техническое обслуживание, ремонт и модернизация 16
5.5 Приемка в эксплуатацию 18
5.6 Техническая документация 20
5.7 Требования к местным инструкциям 22
6 Техническая эксплуатация. Общие требования 23
6.1 Оперативное обслуживание 23
6.2 Техническое обслуживание. 25
6.3 Техническая эксплуатация АСУТП при аварийных ситуациях на ГЭС 34
7 Неисправности АСУТП 366
8 Охрана труда (правила безопасности) 388
Приложение А (Рекомендуемое) Распределение работ по эксплуатации АСУТП на ГЭС 39
Приложение Б (Рекомендуемое) Основные требования к приемке в эксплуатацию из наладки АСУТП ГЭС и ГАЭС 42
Приложение В (Рекомендуемое) Основные требования к приемке в эксплуатацию измерительных каналов информационно- измерительных систем 48
Приложение Г (Рекомендуемое) Основные требования к технической документации, относящейся к эксплуатации АСУТП 573
Приложение Д (Рекомендуемое) Основные требования к правилам метрологической аттестации измерительных каналов информационно-измерительных систем 671
Библиография 68

Введение

Стандарт «Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования» (далее – Стандарт) разработан в соответствии с требованиями Федерального закона № 184-ФЗ «О техническом регулировании».

При разработке Стандарта актуализированы относящиеся к области его применения действовавшие в электроэнергетике нормативно-технические документы или отдельные разделы этих документов. В Стандарт включены апробированные, подтвержденные опытом эксплуатации технические нормы, методики и рекомендации по эксплуатации АСУТП, уточненные применительно к гидроэлектростанциям.

Стандарт должен быть пересмотрен в случаях ввода в действие новых технических регламентов и национальных стандартов, содержащих не учтенные в Стандарте требования, а также при необходимости введения новых требований и рекомендаций, обусловленных накоплением опыта эксплуатации и развитием новой техники.

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС Организация эксплуатации и технического обслуживания Нормы и правила

Дата введения – 2010-09-30

1 Область применения

1.1 Стандарт регулирует процесс организации эксплуатации автоматизированных систем управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС, выполненных на программно-технических средствах.

Стандарт распространяется на АСУТП ГЭС и ГАЭС, независимо от наличия на них устройств, резервирующих АСУТП, выполненных с применением традиционных средств контроля и управления.

Стандарт устанавливает технические требования, обеспечивающие эффективное и надежное функционирование АСУТП, относящиеся к:

- эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту АСУТП ГЭС и ГАЭС при всех возможных условиях эксплуатации АСУТП, в том числе при чрезвычайных ситуациях, при авариях и ликвидации их последствий,
- реализации в процессе эксплуатации требований к техническим средствам и программному обеспечению АСУТП,
- руководящему, оперативному и ремонтному персоналу,
- технической документации.

Действие стандарта распространяется на:

- генерирующие компании, общества, осуществляющие функции эксплуатирующей организации,
- эксплуатирующие, наладочные, специализированные, экспертные и иные организации, привлекаемые эксплуатирующими организациями для выполнения работ по проектированию, монтажу, наладке, техническому обслуживанию и ремонту АСУТП ГЭС и ГАЭС

1.2 Стандарт не учитывает все возможные особенности исполнения его требований при эксплуатации АСУТП, реализованных на разнотипных технических средствах, имеющих разный объем функций и различную степень резервирования традиционными средствами контроля и управления. Стандарт определяет основные требования и методическое основание для разработки местных производственных инструкций по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту АСУТП ГЭС и ГАЭС.

В развитие Стандарта каждая эксплуатирующая организация может в установленном порядке разработать, утвердить и применять собственный стандарт организации (далее - СТО ГЭС), учитывающий особенности конкретной АСУТП и не противоречащий и не снижающий уровень требований Стандарта, заводской документации и иных действующих нормативных документов.

1.3 В Стандарте сформулированы требования по:

- организации в процессе эксплуатации работ по обеспечению сохранности и повышению надежности технических средств и программного обеспечения АСУТП (приемка в эксплуатацию, техническое обслуживание, проведение текущих ремонтов);
- организации мероприятий по обучению и повышению квалификации персонала;
- организации мероприятий по созданию на ГЭС комплекта эксплуатационной документации, обеспечивающего эффективную, надежную и безопасную эксплуатацию объекта, оснащенного АСУТП, и технических средств АСУТП.

1.4 Оценка и подтверждение соответствия эксплуатируемого оборудования требованиям Стандарта осуществляется в соответствии с СТО 70238424.27.140.015-2010.

1.5 Стандарт не распространяется на вопросы эксплуатации ГЭС и ГАЭС, относящиеся к сфере действия иных стандартов (СТО 70238424.27.140.010-2010, СТО 70238424.27.140.015-2010, СТО 70238424.27.100.006-2008, СТО 70238424.27.140.012-2011).

1.6 Стандарт не содержит требований к организации эксплуатации и технического обслуживания контрольно-измерительных систем и аппаратуры, устанавливаемых на сооружениях ГЭС и ГАЭС для контроля (мониторинга) их состояния, относящихся к области применения других стандартов.

1.7 При разработке Стандарта использованы требования основных нормативно-технических документов, относящихся к области его применения, действовавшие в период его разработки. Введение в действие новых документов может потребовать внесения в Стандарт изменений и дополнений.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие законодательные акты и национальные стандарты:

ФЗ РФ от 27.12.2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании»

ФЗ РФ от 1.05.2007 г. № 65-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «О техническом регулировании»

ФЗ РФ от 27.04.1993 г. № 4871-1 (ред. от 10.01.2003г.) «Об обеспечении единства измерений»

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 ИСО 9000-2001 Системы менеджмента качества. Основные положения и словарь

ГОСТ 1.1-2002 «Межгосударственная система стандартизации. Термины и определения»

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

ГОСТ 2.102-68. ЕСКД Виды и комплектность конструкторских документов

ГОСТ 2.601 – 2006 ЕСКД Эксплуатационные документы

ГОСТ 8.009-84 ГСИ Нормируемые метрологические характеристики средств измерений

ГОСТ 8.437-81 ГСИ Системы информационно-измерительные. Метрологическое обеспечение. Основные положения

ГОСТ 15467-79 (СТ СЭВ 3519-81) Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения

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

ГОСТ 18322-78 Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения

ГОСТ 19.301-79 Программа и методика испытаний. Требования к содержанию и оформлению

ГОСТ 23887-79 Сборка. Термины и определения

ГОСТ 24.701-86 Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Надежность автоматизированных систем управления. Основные положения

ГОСТ 25866-83 Эксплуатация техники. Термины и определения

ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения

ГОСТ 34.003-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения

ГОСТ 34.603-92 Межгосударственный стандарт. Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем

Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ. (Утверждены Приказом Минэнерго России № 229 от 19.06.2003; Зарегистрированы Минюстом РФ № 4799 20.06.2003)

СТО 1 70238424.27.140.010-2010 Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования

СТО 3 70238424.27.140.015-2010 Гидроэлектростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 5 70238424.27.100.006-2008 Ремонт и техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений электрических станций и сетей. Условия выполнения работ подрядными организациями. Нормы и требования

СТО 8 70238424.27.140.012-2011 Гидроэлектростанции. Охрана труда (правила безопасности) при эксплуатации и техническом обслуживании сооружений и оборудования ГЭС. Нормы и требования

Примечание - При пользовании стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов 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 стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, на затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В Стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями.

3.1 **автоматизированная система (АС):** Система, состоящая из персонала и комплекса средств автоматизации его деятельности, реализующая информационную технологию выполнения установленных функций (ГОСТ 34.003-90).

Примечания:

1. В зависимости от вида деятельности АС выделяют, в частности:
- АСУ - автоматизированная система управления;
2. В зависимости от вида управляемого объекта (процесса) различают, в частности:
- АСУТП- автоматизированная система управления технологическими процессами;
- АСУП - автоматизированная система управления предприятия;
- АСДУ - автоматизированная система диспетчерского управления.

3.2 **автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУТП):** АСУ, объектом управления которой является технологический процесс (ГОСТ 34.003-90). Например, технологический процесс основного и вспомогательного оборудования электростанции.

3.3 **алгоритм функционирования АС:** Алгоритм, задающий условия и последовательность действий компонентов автоматизированной системы при выполнении ею своих функций (ГОСТ 34.003-90).

3.4 ввод в эксплуатацию: Событие, фиксирующее готовность изделия к использованию по назначению и документально оформленное в установленном порядке.(ГОСТ 25866-83).

3.5 **владелец:** Юридическое лицо (организация), владеющее производственным объектом на каком-либо законном основании и несущее правовую ответственность за его безопасную эксплуатацию. (ПБ 10-547-03).

3.6 **входная информация АСУТП:** Информация, поступающая в АСУТП в виде документов, сообщений, данных, сигналов, необходимая для выполнения функций АСУТП (ГОСТ 34.003 – 90).

3.7 **выходная информация АСУТП:** Информация, получаемая в результате выполнения функций АСУТП и выдаваемая на объект (объекты) ее деятельности, пользователю или в другие системы (ГОСТ 34.003 – 90).

3.8 **датчик:** Устройство, измеряющее параметр и выдающее выходной сигнал, зависящий от величины этого параметра.

3.9 **дефект:** Каждое отдельное несоответствие продукции установленным требованиям (ГОСТ 15467-79).

3.10 **заказчик:** Юридическое лицо (организация, предприятие), формулирующее требования к СКУ, финансирующее работы по ее созданию, принимающее участие в этих работах.

3.11 **запасная часть:** Составная часть изделия, предназначенная для замены находящейся в эксплуатации такой же части с целью поддержания или восстановления исправности или работоспособности изделия (ГОСТ 18322 - 78).

3.12 **измерительный канал:** Функционально объединенная совокупность технических средств, по которой проходит один последовательно преобразуемый сигнал, выполняющий законченную функцию измерений, имеющая нормированные метрологические характеристики. В измерительный канал входят все агрегатные средства измерений и линии связи от первичного измерительного преобразователя до средств представления информации включительно.

3.13 **информационная функция АСУТП:** Функция АСУТП, включающая получение информации, обработку и передачу информации персоналу АСУТП или во вне системы о состоянии технологического объекта управления или внешней среды (ГОСТ 34.003-90).

3.14 **исполнительное устройство**: Запорное, регулирующее или отключающее устройство, на электрический привод которого поступает команда от АСУТП.

3.15 **испытания:** Экспериментальное определение количественных и (или) качественных характеристик свойств объекта испытаний как результата воздействия на него при его функционировании, при моделировании объекта и (или) воздействий (ГОСТ 16504-81).

3.16 **калибровка средства измерений:** Совокупность операций, выполняемых с целью определения и подтверждения действительных значений метрологических характеристик и (или) пригодности к применению средства измерений, не подлежащего государственному метрологическому контролю и надзору.

3.17 **методика испытаний:** Организационно-методический документ, обязательный к выполнению, включающий метод испытаний, средства и условия испытаний, отбор проб, алгоритмы выполнения операций по определению одной или нескольких взаимосвязанных характеристик свойств объекта, формы представления данных и оценивания точности, достоверности результатов, требования техники безопасности и охраны окружающей среды (ГОСТ 16504-81).

3.18 **метрологическая аттестация ИИС:** Экспериментальные исследования измерительных каналов или представительной выборки измерительных каналов системы, направленные на определение обобщенной оценки метрологических характеристик (МХ) данного экземпляра системы в рабочих условиях эксплуатации и выдача документа, удостоверяющего МХ, установленные в процессе аттестации.

3.19 **метрологический контроль и надзор:** Деятельность, осуществляемая органом государственной метрологической службы (государственный метрологический контроль и надзор) или метрологической службой юридического лица в целях проверки соблюдения установленных метрологических правил и норм.

3.20 **нормативный документ**: Документ, устанавливающий правила, общие принципы или характеристики, касающиеся различных видов деятельности или их результатов (ГОСТ 1.1-2002).

3.21 **обменный фонд**: Новые или заранее отремонтированные изделия или их составные части, которые устанавливаются взамен аналогичных, требующих ремонта.

3.22 **оперативное обслуживание:** Комплекс операций по подготовке устройств к использованию по назначению и выводу их из этого состояния, а также по обеспечению их работоспособности в рамках функций и обязанностей дежурного персонала.

3.23 **периодичность технического обслуживания (ремонта):** Интервал времени или наработки между данным видом технического обслуживания (ремонта) и последующим таким же видом или другим большей сложности. Примечание - под видом технического обслуживания (ремонта) понимают техническое обслуживание (ремонт), выделяемое (выделяемый) по одному из признаков: этапу осуществления, периодичности, объему работ, условиям эксплуатации, регламентации и т.д. (ГОСТ 18332-78).

3.24 **персонал административно-технический:** Руководители и специалисты, на которых возложены обязанности по организации технического и оперативного обслуживания, проведения ремонтных, монтажных и наладочных работ в электроустановках (СО 153-34.03.150-2003).

3.25 **персонал оперативный:** Категория работников, непосредственно воздействующих на органы управления энергоустановок и осуществляющих управление и обслуживание энергоустановок в смене.

3.26 **персонал ремонтный:** Персонал, обеспечивающий техническое обслуживание и ремонт, монтаж, наладку и испытание электрооборудования, в том числе прикомандированный персонал специализированных организаций, осуществляющий работы по договору.

3.27 **поверка средства измерений:** Совокупность операций, выполняемых органами государственной метрологической службы (другими уполномоченными

на то органами, организациями), с целью определения и подтверждения соответствия средства измерений установленным техническим требованиям.

3.28 **подсистема АСУТП:** Часть АСУТП, выделенная по функциональному признаку и представляющая собой совокупность элементов СКУ (технических, программных), участвующих в выполнении некоторой функции системы (ГОСТ 24.701-86).

3.29 **полевое оборудование:** Устройства, которые непосредственно связаны с объектом управления. С их помощью должны обеспечиваться сбор информации и выдача команд управления, необходимые для функционирования системы в целом.

3.30 **полигон:** Испытательное средство и средство обучения персонала заказчика. Обеспечивает создание готовой к внедрению и предварительно проверенной (в условиях полигона) АСУТП или ее компонентов. Полигон АСУТП, оснащенный специальными средствами и имитационными устройствами, позволяет:

- осуществить входной контроль отдельных компонентов АСУТП, их согласование между собой;
- проверить правильность функционирования компонентов (систем) - по тестам и контрольным примерам;
- провести приемо-сдаточные испытания ПТК АСУ ТП;
- провести часть предварительных испытаний, например ПС и других компонентов.

3.31 **приемо-сдаточные испытания:** Контрольные испытания продукции при приемочном контроле (ГОСТ 16504-81).

3.32 **программа испытаний:** Организационно-методический документ, обязательный к выполнению, устанавливающий объект и цели испытаний, виды, последовательность и объем проводимых экспериментов, порядок, условия, место и сроки проведения испытаний, обеспечение и отчетность по ним, а также ответственность за обеспечение и проведение испытаний (ГОСТ 16504-81).

3.33 **программно-технический комплекс (ПТК) в АСУТП:** Совокупность средств вычислительной техники, программно-вычислительного обеспечения и средств создания и заполнения машинной информационной базы при вводе системы в действие, достаточных для выполнения одной или более задач АСУТП (ГОСТ 34.003-90).

3.34 **протокол испытаний:** Документ, содержащий необходимые сведения об объекте испытаний, применяемых методах, средствах и условиях испытаний, результаты испытаний, а также заключение по результатам испытаний, оформленный в установленном порядке (ГОСТ 16504- 81).

3.35 **развитие АСУТП:** Целенаправленное улучшение характеристик или расширение функций (ГОСТ 34.003-90).

3.36 **ремонт:** Комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности изделия и восстановлению ресурса изделий или их составных частей (ГОСТ Р ИСО 9000-2001, ГОСТ 18322 - 78).

3.37 **ремонт капитальный:** Ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановлению ресурсов устройств СКУ (с заменой или восстановлением любых ее частей, включая базовые) ГОСТ 18322-78.

3.38 **ремонт текущий:** Ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности изделия и состоящий в замене и (или) восстановлении отдельных частей (ГОСТ 18322 - 78).

Примечание - Для значительной части видов техники текущий ремонт рассматривается как минимальный по объему (малый) ремонт, включающий устранение обнаруженных дефектов изделия путем ремонта отказавших составных частей, замены отдельных (быстроизнашивающихся) деталей и необходимую его регулировку в целях восстановления работоспособности и обеспечения нормальной эксплуатации изделия до очередного планового ремонта.

3.39 **ремонтные документы:** - Конструкторские документы, содержащие данные для проведения ремонтных работ на специализированных предприятиях (ГОСТ 2.102 - 68).

3.40 **техническая документация:** Совокупность документов, содержащих технические характеристики, нормы и требования, необходимая и достаточная для непосредственного использования на каждой стадии жизненного цикла.

Примечание. К технической документации относятся конструкторская и технологическая документация, техническое задание на разработку продукции и т.д.

3.41 **техническая эксплуатация:** Часть эксплуатации, включающая транспортирование, хранение, техническое обслуживание, ремонт изделия (ГОСТ 25866-83).

3.42 **технический осмотр:** Контроль, осуществляемый в основном при помощи органов чувств и, в случае необходимости, средств контроля, номенклатура которых установлена соответствующей документацией (ГОСТ 16504 - 81).

3.43 **техническое обслуживание (ТО):** Комплекс операций или операция по поддержанию работоспособности или исправности изделия при использовании по назначению, ожидании, хранении и транспортировании (ГОСТ Р ИСО 9000-2001, ГОСТ 18322-78).

3.44 **техническое состояние:** Совокупность подверженных изменению в процессе производства или эксплуатации свойств объекта, характеризуемая в определенный момент времени признаками, установленными технической документацией на этот объект (ГОСТ 19919-74).

Вид технического состояния - категория технического состояния, характеризуемая соответствием или несоответствием качества объекта определенным техническим требованиям, установленным технической документацией на этот объект.

Примечания:

1 Различают виды технического состояния: исправность и неисправность, работоспособность и неработоспособность, правильное функционирование и неправильное функционирование.

2 Под функционированием объекта следует понимать выполнение предписанного объекту алгоритма функционирования при применении объекта по назначению.

3 Алгоритм функционирования - по ГОСТ 34.003 – 90.

3.45 **условия эксплуатации:** Совокупность изделий, средств эксплуатации, исполнителей и устанавливающей правила их взаимодействия документации, необходимых и достаточных для выполнения задач (ГОСТ 25.866-83).

3.46 **устройство связи с объектом (УСО):** Устройство, предназначенное для ввода сигналов с объекта в АСУТП и вывода сигналов на объект (ГОСТ 34.003-90).

3.47 **формуляр изделия**: Эксплуатационный документ, содержащий сведения, удостоверяющие гарантии изготовителя, значения основных параметров и характеристик (свойств) изделия, сведения, отражающие техническое состояние данного изделия, сведения о сертификации и утилизации изделия, а также сведения, которые вносят в период его эксплуатации (длительность и условия работы, техническое обслуживание, ремонт и другие данные) (ГОСТ 2.601 - 95).

3.48 **эксплуатационная документация на АСУТП:** Часть рабочей документации на АСУТП, предназначенная для использования при эксплуатации АСУТП, определяющая правила действия персонала и пользователей системы при ее функционировании, проверке и обеспечении ее работоспособности (ГОСТ 34.003-90).

3.49 **эксплуатационные документы:** Конструкторские документы, предназначенные для использования при эксплуатации, обслуживании и ремонте изделия в процессе эксплуатации (ГОСТ 2.102 - 68). Текстовые и графические рабочие конструкторские документы, которые в отдельности или в совокупности дают возможность ознакомления с изделием и определяют правила его эксплуатации (использования по назначению, технического обслуживания, текущего ремонта, хранения и транспортирования), а также предназначены для отражения сведений, удостоверяющих гарантированные изготовителем значения основных параметров и характеристик (свойств) изделия, гарантий и сведений по его эксплуатации за весь период (длительность и условия работы, техническое обслуживание, ремонт и другие данные), а также сведений по его утилизации (ГОСТ 2.601 - 95).

3.50 **эксплуатация:** Стадия жизненного цикла изделия, на которой реализуется, поддерживается и восстанавливается его качество. Эксплуатация изделия включает в себя в общем случае использование по назначению, транспортирование, хранение, техническое обслуживание и ремонт (ГОСТ 25866 - 83).

3.51 **электрический тракт измерительного канала:** Часть измерительного канала от выходных клемм первичного измерительного преобразователя до средств представления информации включительно.

4 Сокращения

АВР - автоматическое включение резерва;
АР - автоматический регулятор;

АРВ - автоматический регулятор возбуждения
АРМ - автоматизированное рабочее место;
АСУТП - автоматизированная система управления технологическим процессом;
АЩУ - агрегатный щит управления;
ГРАМ - групповой регулятор активной мощности;
ГРНРМ - групповой регулятор напряжения и реактивной мощности;
ГЩУ - главный щит управления;
ДУ - дистанционное управление;
ЗИП - запасные части и приспособления;
ИВС - информационно-вычислительная система;
ИИК - информационно-измерительный канал;
ИУ - исполнительное устройство;
КТС - комплекс технических средств;
ЛУ - логическое управление;
МА - метрологическая аттестация;
МП - персонал, обслуживающий гидротурбинное и вспомогательное технологическое оборудование;;
МХ - метрологическая характеристика;
МЩУ - местный щит управления гидроагрегатом;
НС - начальник смены;
НТД - нормативно-техническая документация;
ПАСУТП - персонал, обслуживающий АСУТП;
ПИП - первичный измерительный преобразователь;
ПО - программное обеспечение;
ППР - планово-предупредительный ремонт;
ПТК - программно-технический комплекс;
РЧВ - регулятор частоты вращения
САР - система автоматического регулирования
СИ - средство измерения;
СКУ - система контроля и управления
СПК - специализированная приемочная комиссия;
СУ ТП - система управления технологическим процессом;
ТБ - технологическая блокировка;
ТЗ - технологическая защита;
ТО - техническое обслуживание;
ТОиР - техническое обслуживание и ремонт;
ТС - технологическая сигнализация;
ТФ - технологическая функция;
ТЭО - технологическое энергооборудование
УСО - устройство связи с объектом;
ФЗ - функциональная задача;
ЦПУ - центральный пульт управления;
ЭВМ - электронно-вычислительная машина;

ЭП - персонал, обслуживающий электротехническое оборудование и средства автоматики;

ЭТ - электрический тракт.

5 Организация эксплуатации. Общие требования

5.1 Основные положения

5.1.1 Задачей эксплуатации и технического обслуживания АСУТП является поддержание исправного или работоспособного состояния системы во всех режимах и на всех стадиях ее эксплуатации, организация ее эффективного использования и развития.

5.1.2 Эксплуатация АСУТП осуществляется силами персонала ГЭС (ГАЭС) и специализированных предприятий, выполняющего функции:

- оперативного персонала;
- персонала, обслуживающего ПТК и ПО (ПАСУТП); на ГЭС (ГАЭС), где средства АСУТП не резервируются полностью традиционными средствами, выделяется группа оперативного ПАСУТП, осуществляющего круглосуточное обслуживание оборудования АСУТП;
- персонала, обслуживающего гидротурбины и вспомогательное технологическое оборудование -МП;
- персонала, обслуживающего электротехническое оборудование и средства автоматики - ЭП;
- административно-технического персонала ГЭС;
- персонала метрологического подразделения ГЭС и/или приглашенного персонала специализированной метрологической службы;
- ремонтного персонала штатного и/или приглашенного персонала специализированных ремонтных организаций;
- персонала специализированных организаций, приглашенного для развития и модернизации АСУТП.

Примечание – На ГЭС (ГАЭС), где управление гидроагрегатами и электротехническим оборудованием открытого распредустройства возможно при отключенных средствах АСУТП путем использования традиционных средств контроля и управления, круглосуточное оперативное обслуживание ПТК персоналом АСУТП может не предусматриваться.

5.1.3 Объектом эксплуатации и ТО является автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУТП), выполненная на базе программно-технических средств, которая совместно с оперативным персоналом должна обеспечивать решение задач технологического управления энергопроизводством гидроэлектростанции (ГЭС или ГАЭС).

5.1.4 АСУТП ГЭС имеет двухуровневую структуру управления: верхний (станционный) уровень и нижний (агрегатный).

На станционном уровне выполняются централизованный контроль (наблюдение) за технологическим процессом по всей станции и централизованное управление работой станции с центрального поста управления:

- групповое регулирование активной мощности (ГРАМ);
- групповое регулирования напряжения и реактивной мощности (ГРНРМ);

- выбор состава работающих агрегатов при нормальных режимах работы ГЭС и его реализация (функция рационального управления составом агрегатов);
- управление электрооборудованием ОРУ.

На агрегатном уровне осуществляется непосредственное взаимодействие с контролируемым технологическим оборудованием (гидроагрегаты, трансформаторы, выключатели и др.), обеспечивается ввод и обработка информации, поступающей от технологического оборудования каждого агрегата и реализуется система автоматического управления гидроагрегатом (САУГ), выполняющая следующие функции:

- технологическая автоматика (логическое управление) гидроагрегата;
- автоматическое регулирование напряжения гидрогенератора, частоты и активной мощности агрегата;
- автоматическое управления вспомогательным оборудованием;
- гидромеханические защиты.

В зависимости от объема возлагаемых на АСУТП функций она может содержать один или несколько ПТК, каждый из которых решает автономно или во взаимодействии с другими ПТК одну или несколько технологических задач.

Примечание - Электрические защиты, автоматика и противоаварийная автоматика, групповое регулирование активной мощности (ГРАМ), напряжения и реактивной мощности (ГРНРМ) электростанции, а также автоматическое регулирование напряжения, частоты и активной мощности агрегата могут быть выполнены как специализированные устройства, от которых в АСУТП передаются соответствующие команды и информация.

Требования к технологическим алгоритмам и характеристикам автоматического группового регулирования активной мощности (ГРАМ), группового регулирования напряжения и реактивной мощности (ГРНРМ), автоматическое регулирование напряжения гидрогенератора, частоты и активной мощности агрегата, а также к их техническим средствам и программному обеспечению должны устанавливаться нормативными документами, согласованными с Системным оператором.

5.1.5 Технические характеристики ПТК, структура и функции АСУТП должны соответствовать СТО 70238424.27.140.010-2010.

5.1.6 Компонентами АСУТП, эксплуатация и техническое обслуживание которых регламентируются Стандартом, являются:

- программно-технический комплекс (ПТК);
- полевое оборудование;
- линии связи;
- среда функционирования.

В состав ПТК АСУТП входят:

5.1.6.1 Устройства верхнего уровня (устройства связи оперативного персонала с АСУТП и обслуживающего персонала с ПТК), например, операторские станции на ЦПУ и АЩУ, архивная, инженерная станции, серверы и т.п.;

5.1.6.2 Устройства нижнего уровня: контроллеры, устройства связи с объектом управления, в том числе источники электропитания входных каналов приема аналоговых и дискретных сигналов и выходных каналов выдачи управляющих сигналов, шкафы для размещения различных устройств нижнего уровня ПТК и

клеммных колодок для подключения кабелей от объекта, дополнительные кроссовые шкафы и шкафы промежуточных реле;

5.1.6.3 Кабельные линии и шины, обеспечивающие обмен данными между различными шкафами одного или нескольких ПТК;

5.1.6.4 Устройства электропитания ПТК, например, устройство бесперебойного питания, вторичные источники питания ПТК и устройства для подключения внешних силовых кабелей электропитания;

5.1.6.5 Базовое (фирменное) и прикладное (пользовательское) программное обеспечение;

5.1.6.6 Сервисные средства для эксплуатации, поверки, контроля работоспособности и обслуживания ПТК АСУ ТП, такие как:

- стенды для проверки функциональных модулей ПТК с контрольно-измерительной аппаратурой;
- пульты для обслуживания УСО;
- метрологические пульты для аттестации и поверки измерительных каналов.

5.1.7 В состав полевого оборудования АСУТП входят:

5.1.7.1 Датчики аналоговых, дискретных и цифровых сигналов (включая нормирующие преобразователи и датчики положения/состояния ИУ) для функционирования подсистемы сбора и обработки входной информации, их кабельные и трубные разводки;

5.1.7.2 Специализированные микропроцессорные подсистемы, реализующие отдельные функции контроля и управления гидроэнергетическим или электротехническим оборудованием (например, ЭЧСР, ГРАМ, система температурного контроля генератора, РЗА. система противоаварийной автоматики, система коммерческого учета), объединенные с ПТК локальной сетью.

5.1.8 В состав линий связи входят:

5.1.8.1 Цифровые шины, обеспечивающие обмен данными между разными ПТК данной АСУТП, а также между ПТК и полевыми интеллектуальными устройствами (датчиками и исполнительными механизмами), между ПТК и локальными АСУТП.

5.1.8.2 Кабельные связи (трассы) между ПТК и техническими средствами полевого оборудования АСУТП.

5.1.8.3 Линии связи с общестанционным пунктом аварийной архивации.

5.1.9 В состав среды функционирования входят:

- ЦПУ, агрегатные щиты управления, если на них установлена аппаратура АСУТП, кроссовые шкафы,
- помещения, в которых размещено оборудование АСУТП: ПТК, монтажные изделия (шкафы, стойки, блоки, корпуса), датчики,
- вспомогательные системы (кондиционирования воздуха, автоматического пожаротушения и др.).

5.2 Требования к персоналу

5.2.1 Общие требования к персоналу электростанции сформулированы в Правилах работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации [1] и в СТО 70238424.27.140.015-2010.

5.2.2 Для организации эксплуатации АСУТП на ГЭС (ГАЭС) назначается персонал (ПАСУТП), который является ведущим при выполнении требований Стандарта.

5.2.3 Задачами ПАСУТП и/или приглашенного для этой цели персонала специализированных организаций являются:

5.2.3.1 Осуществление технической эксплуатации технических средств и подсистем АСУТП с целью обеспечения совместно с другими подразделениями их исправности и готовности к обеспечению безопасной, надежной и экономичной работы технологического оборудования во всех режимах и на всех стадиях его эксплуатации.

5.2.3.2 Обеспечение развития технических средств и функций АСУТП, их полноты, качества и достаточности в соответствии с требованиями действующих руководящих документов: государственных и отраслевых стандартов, стандартов предприятий, заводской документации и т.д.

5.2.3.3 Поддержание необходимого профессионального образовательного уровня и непрерывное повышение квалификации, для чего техническим руководством ГЭС должны быть организованы:

- вводный, первичный на рабочем месте, повторный, внеплановый и целевой инструктажи по безопасности труда, а также инструктаж по пожарной безопасности;
- проведение занятий по повышению квалификации ПАСУТП и другого персонала, осуществляющего эксплуатацию АСУТП, контроль за обучением персонала в специализированных учебных организациях, обучение персонала на рабочем месте;
- проверка знаний правил, норм по охране труда, правил технической эксплуатации, пожарной безопасности и других государственных норм и правил, а также знания местных должностных инструкций;
- контрольные противоаварийные тренировки, включающие ситуации возникновения неисправностей АСУТП, указанных в разделах 6.3 и 7;
- контрольные противопожарные тренировки;
- специальная подготовка с отрывом от выполнения основных функций по программе, утвержденной техническим руководителем организации;
- профессиональное дополнительное образование.
- проверка и контроль своевременности проверок знаний персонала в соответствующих комиссиях.

5.2.4 Организационная структура, численность, профессиональный, должностной и квалификационный состав ПАСУТП устанавливаются в соответствии со штатным расписанием, утвержденным руководителем ГЭС и зависят от особенностей оборудования и организационной структуры данной ГЭС.

5.2.5 Распределение обязанностей персонала, обслуживающего различное оборудование ГЭС (ПАСУТП, ЭП, МП), при организации эксплуатации АСУТП

устанавливает технический руководитель ГЭС с учетом действующей производственной структуры ГЭС и особенностей структуры АСУТП.

Перечень компонентов АСУТП, обслуживаемых ПАСУТП, ЭП и МП, с указанием границ зон обслуживания утверждается техническим руководителем ГЭС и включается в местные производственные и должностные инструкции.

5.2.6 В приложении А даны рекомендации по объему и разделению обязанностей по эксплуатации АСУТП на ГЭС при наличии и отсутствии оперативного персонала АСУТП.

5.2.7 Эксплуатирующая организация должна проводить анализ функционирования АСУТП, ее эффективности, разрабатывать мероприятия по развитию и совершенствованию АСУТП и ее своевременному техническому перевооружению.

5.2.8 В положениях о ПАСУТП, ЭП и МП предусматривается выполнение этим персоналом работ в части эксплуатации оборудования и функций АСУТП.

5.2.9 Подготовка персонала для эксплуатации АСУТП вновь вводимых ГЭС осуществляется в соответствии с требованиями СТО 70238424.27.140.015-2010.

5.2.9.1 Комплектование кадров в целях обеспечения необходимой подготовки персонала для эксплуатации оборудования АСУТП на вновь вводимых гидроэлектростанций начинается за 6 мес. до пуска первого гидроагрегата. К моменту его пуска штат ПАСУТП укомплектовывается численностью, необходимой для обслуживания гидроэлектростанции при одном введенном гидроагрегате.

Подбор руководителя, старшего мастера и инженеров рекомендуется производить из числа специалистов, имеющих опыт работы по эксплуатации АСУТП.

5.2.9.2 Подготовка ведущих специалистов производится по индивидуальным планам программам. Для ознакомления с проектом ГЭС, техническими и программными характеристиками АСУТП организуется цикл лекций с привлечением специалистов проектной организации, заводов-изготовителей оборудования, монтажных и наладочных организаций.

- Ведущие специалисты из числа ПАСУТП в период подготовки командируются на ГЭС, оснащенные АСУТП с ПТК того же типа, для изучения опыта эксплуатации этих ГЭС. Инженер-программист должен пройти стажировку на учебном полигоне предприятия-разработчика, изготовителя или поставщика ПТК и получить документ, устанавливающий его право на изменение пользовательских программ данного ПТК.

5.2.9.3 Рабочие, зачисленные на должности электрослесарей, электромонтеров, обслуживающих АСУТП, для стажировки используются на монтажных и наладочных работах. Для их подготовки организуются трехмесячные курсы, на которых изучаются ПТЭ, ПТБ, алгоритмы и схемы АСУТП, конструкция ее элементов, организация и технология их текущего ремонта. По окончании курсов производятся экзамены, по результатам которых устанавливаются разряды и выдаются удостоверения по ТБ, в которые заносятся результаты проверки ПТЭ.

5.2.9.4 Если на ГЭС (ГАЭС) предусмотрено наличие оперативного персонала АСУТП, занимающегося оперативным техническим обслуживанием АСУТП, то этот персонал должен пройти курс специальной подготовки и быть аттестован-

ным на право работы в соответствующей должности по обслуживанию устройств АСУТП.

5.3 Технический контроль и технологический надзор

5.3.1 Технический контроль и технологический надзор за эксплуатацией АСУТП осуществляются согласно требованиям СТО 70238424.27.140.015-2010 и Стандарта.

5.3.2 На ГЭС организуется постоянный и периодический технический контроль (осмотры, технические испытания, тестирование) состояния АСУТП, определяются ответственные за ее состояние и безопасную эксплуатацию лица, а также назначается персонал по техническому и технологическому надзору и утверждаются его должностные функции.

5.3.3 Постоянный контроль технического состояния АСУТП производится оперативным персоналом ГЭС, который осуществляет постоянную оценку результатов выполнения АСУТП своих функций, фиксацию информации о неисправности элементов АСУТП

Порядок и объем контроля устанавливается местными производственными и должностными инструкциями.

5.3.4 Периодический контроль состояния элементов АСУТП осуществляется лицами, контролирующими их безопасную эксплуатацию, в соответствии с графиками, утвержденными техническим руководителем ГЭС, путем:

- периодических осмотров, производящихся персоналом, в ведении которого находятся помещения с техническими средствами АСУТП;
- периодических испытаний функций и тестирования технических средств АСУТП, проводимых совместно ПАСУТП, ЭП и МП и/или приглашенными специализированными организациями;
- проведения (организации) калибровки ИИК АСУТП;
- организации поверки ИИК АСУТП, подлежащих государственному надзору.

5.3.5 Лица, контролирующие состояние и безопасную эксплуатацию АСУТП, обеспечивают соблюдение технических условий при ее эксплуатации, учет ее состояния, расследование и учет отказов в работе элементов АСУТП, ведение эксплуатационно-ремонтной документации.

5.4 Техническое обслуживание, ремонт и модернизация

5.4.1 Техническое обслуживание, ремонт и модернизация АСУТП осуществляются согласно требованиям СТО 70238424.27.140.015-2010, стандарта по организации ремонтов и технического обслуживания оборудования, зданий и сооружений электрических станций и сетей СТО 70238424.27.100.006-2008 и Стандарта.

5.4.2 Основной задачей ТОиР средств АСУТП является поддержание их исправного состояния или работоспособности с целью обеспечения в процессе эксплуатации управления технологическим и электротехническим оборудованием ГЭС, надежности и экономичности его работы.

5.4.3 ТОиР предусматривает планирование, подготовку, организацию и проведение следующих видов работ:

- проверка при новом включении (наладка);
- первый профилактический контроль;
- профилактический контроль;
- профилактическое восстановление (ремонт);
- тестовый контроль;
- опробование;
- технический осмотр;
- внеочередная проверка;
- послеаварийная проверка»,
- текущий восстановительный ремонт;
- текущий плановый ремонт;
- капитальный ремонт.

5.4.4 Выполнение работ по ТОиР АСУТП осуществляется следующим образом:

- техническое обслуживание АСУТП выполняют подразделения ГЭС;
- текущий ремонт технических средств АСУТП выполняют подразделения ГЭС и, в необходимых случаях - персонал специализированных ремонтных предприятий;
- капитальный ремонт средств АСУТП выполняет персонал специализированных ремонтных предприятий.
- при наличии подразделения по заводскому ремонту капитальный ремонт средств АСУТП в основном выполняется в этом подразделении.

5.4.5 Состав и периодичность работ по ТОиР для конкретных технических средств и подсистем АСУТП устанавливаются руководителем подразделения ПАСУТП на основании проектной документации, документации заводов-изготовителей, эксплуатационной и ремонтной документации, утвержденных планов и графиков работ по ТОиР основного технологического оборудования, управляемого данной АСУТП.

Необходимость текущего ремонта и его объем определяются по результатам контроля технического состояния средств АСУТП, осуществляемого при техническом обслуживании, при устранении отказов в работе, а для средств измерений — также и перед их поверкой или калибровкой.

Объем капитального ремонта устанавливается заводской документацией, а также на основании опыта эксплуатации, и уточняется по результатам дефектации составных частей АСУТП при полной ее разборке. Сроки проведения капитального ремонта АСУТП должны совпадать со сроками капитального ремонта оборудования, управляемого с ее помощью.

Руководитель подразделения ПАСУТП ГЭС регулярно (ежегодно и/или на несколько лет) составляет графики технического обслуживания и ремонта технических средств АСУТП и планы работ по модернизации АСУТП. Эти документы утверждаются техническим руководителем ГЭС.

5.4.6 На основании ежегодных графиков и планов административно-технический персонал ГЭС определяет и согласовывает с метрологическим под-

разделением и подразделением АСУТП энергокомпании трудоемкость работ, необходимую численность ремонтного персонала, потребность в материалах и запасных частях.

5.4.7 Метрологическое подразделение и подразделение АСУТП энергокомпании, которым подконтрольна данная ГЭС, ежегодно составляют годовые и месячные планы заводского ремонта технических средств АСУТП, которые утверждаются техническим руководителем энергетической компании.

Эти подразделения энергокомпании осуществляют контроль соблюдения нормативной периодичности проведения ТОиР технических средств АСУТП и выполнения работ по модернизации АСУТП.

5.4.8 Для организации текущего ремонта средств АСУТП на ГЭС создается обменный фонд технических средств, обеспечивающий:

- оперативную замену в течение года отказавших в процессе эксплуатации устройств АСУТП каждого типа (годовой эксплуатационный запас восстанавливаемых устройств АСУТП);
- плановую замену в течение года устройств каждого типа, отработавших свой межремонтный ресурс, для передачи их в капитальный ремонт (годовой ремонтный запас восстанавливаемых устройств АСУТП).

5.5 Приемка в эксплуатацию

5.5.1 Приемка в эксплуатацию оборудования АСУТП осуществляются согласно требованиям СТО 70238424.27.140.015-2010 и Стандарта.

5.5.2 Перед приемкой АСУТП в эксплуатацию должны быть проведены следующие приемочные испытания:

- индивидуальные испытания технических средств АСУТП и функциональные испытания отдельных подсистем, завершающиеся при пробном пуске основного и вспомогательного оборудования;
- комплексное опробование технологического оборудования с включенной АСУТП.

5.5.3 При пробном пуске должна быть проверена исправность всех подсистем АСУТП, безопасность их эксплуатации; проведены проверка и настройка всех подсистем контроля и управления, в том числе сигнализации, индикации и архивирования, защит и блокировок, автоматических регуляторов, логического управления, не требующих режимной наладки.

Перед пробным пуском должны быть выполнены условия для надежной и безопасной эксплуатации АСУТП:

- укомплектован, обучен (с проверкой знаний) эксплуатационный и ремонтный персонал, разработаны и утверждены эксплуатационные инструкции, инструкции по охране труда, техническая документация по учету и отчетности;
- подготовлены запасы материалов, инструмента и запасных частей;
- введены в действие системы диспетчерского управления с линиями связи, системы пожарной сигнализации и пожаротушения, аварийного освещения, вентиляции.

5.5.4 При комплексном опробовании проверяется совместная работа основного и вспомогательного оборудования под нагрузкой с включенной АСУТП.

Началом комплексного опробования энергоустановки считается момент включения ее в сеть или под нагрузку.

При комплексном опробовании должны быть включены все предусмотренные проектом подсистемы АСУТП, не требующие режимной наладки.

5.5.5 Оборудование АСУТП принимается из наладки в эксплуатацию специализированной приемочной комиссией (СПК) в соответствии с требованиями Стандарта, а также СТО 70238424.27.140.010-2010, СТО 70238424.27.140.015-2010.

5.5.6 Состав, задачи, объем работ и форма рабочих документов СПК представлены в Приложении Б.

5.5.7 Технические средства и задачи АСУТП предъявляются комиссии в полном соответствии с проектной документацией, утвержденной в установленном порядке. Запрещается принимать АСУТП с недоделками.

5.5.8 Приемка оборудования АСУТП оформляется СПК журналами приемки или актами о приемке в объеме, указанном в таблице Б1 приложения Б.

5.5.9 Приемка АСУТП производится по результатам приемочных испытаний (п.5.5.2).

5.5.10 Начало эксплуатации АСУТП оформляется организационно-распорядительными документами оперативному и ремонтному персоналу (см. приложение Б).

5.5.11 Ввод систем в промышленную эксплуатацию производится по мере окончания сроков опытной эксплуатации каждой отдельной системы без оформления записи в акте или журнале приемки.

5.5.12 Эксплуатирующая организация (заказчик) при приемке АСУТП осуществляет следующие мероприятия:

- организация СПК по приемке АСУТП и участие в ее работе;
- обеспечение СПК скорректированной к началу приемки эксплуатационной документацией (разработанной самостоятельно или с привлечением подрядных организаций) и остальной технической документацией;
- согласование и утверждение рабочих программ и методик приемочных испытаний (проверок) АСУТП;
- метрологическое обеспечение приемочных испытаний АСУТП;
- обеспечение условий эксплуатации АСУТП в соответствии с эксплуатационной документацией предприятий-изготовителей технических средств;
- введение эксплуатационного режима в зоне технических средств АСУТП с подачей напряжения;
- организация технологического процесса на технологическом объекте управления для проведения приемочных испытаний АСУТП;
- обучение оперативного персонала работе в условиях действующих АСУТП и специальная подготовка ремонтного персонала по эксплуатации средств вычислительной техники с правом, подтвержденным предприятиями-изготовителями до начала приемки;
- оформление начала эксплуатации АСУТП организационно-распорядительными документами;

- техническое обслуживание комплекса технических средств и АСУТП оперативным и ремонтным персоналом в процессе опытной и промышленной эксплуатации.

5.5.13 Основные требования к приемке АСУТП из наладки приведены в приложении Б.

Основные требования к приемке в эксплуатацию измерительных каналов информационно - измерительных систем приведены в приложении В.

5.6 Техническая документация

5.6.1 Общие требования к объему и ведению эксплуатационной документации изложены в СТО 70238424.27.140.015-2010.

5.6.2 На каждой ГЭС для всех структурных подразделений устанавливаются перечни необходимых инструкций, положений, технологических и оперативных схем, журналов и других документов. Перечни утверждаются техническим руководителем ГЭС.

5.6.3 Все рабочие места должны быть снабжены необходимыми инструкциями.

5.6.4 У оперативного персонала должна находиться документация, в соответствии с п. 5.6.7.1.

В зависимости от местных условий объем оперативной документации может быть изменен по решению технического руководителя энергопредприятия.

5.6.5 Исполнительные документы на АСУТП должны проверяться на их соответствие фактическим эксплуатационным условиям не реже 1 раза в 3 года с отметкой на них о проверке.

В эти же сроки пересматриваются инструкции и перечни необходимых инструкций и исполнительной рабочей документации.

5.6.6 Все изменения в исполнительных рабочих схемах, алгоритмах, выполненные в процессе эксплуатации, должны быть внесены в инструкции, схемы и чертежи до ввода в работу за подписью уполномоченного лица с указанием его должности и даты внесения изменения.

Информация об изменениях в инструкциях, схемах и чертежах должна доводиться до сведения всех работников (с записью в журнале распоряжений), для которых обязательно знание этих инструкций, схем и алгоритмов.

5.6.7 Персонал ГЭС ведет следующую документацию, которая связана с эксплуатацией АСУТП:

5.6.7.1 Оперативную:

- у начальника смены ГЭС - оперативный журнал, журнал электрических защит, карты уставок и выдержек времени технологических защит, логического управления, блокировок и сигнализации, карта уставок релейной защиты и автоматики;

- у машиниста на АЩУ (если с его рабочего места есть доступ к информационной системе АСУ) - карта уставок и выдержек времени технологических защит, логического управления, блокировок и сигнализации,

- у начальника смены АСУТП - оперативный журнал, журнал или картотека дефектов и неполадок оборудования, журнал технологических защит и автомати-

ки, журнал технических средств АСУ, журнал распоряжений, журнал учета работы по нарядам и распоряжениям (требования к документации по технике безопасности далее не приводятся), карты уставок и выдержек времени технологических защит, логического управления, блокировок и сигнализации, карта настроек авторегуляторов.

Примечания:

1 Значения уставок и настроек могут быть приведены не в специальных картах, а как приложение к инструкции по эксплуатации.

2 При отсутствии на ГЭС оперативного персонала АСУТП документация, указанная в разделе «у начальника смены АСУТП», ведется начальником смены ГЭС.

3 В зависимости от местных условий объем оперативной документации может быть изменен по решению технического руководителя энергопредприятия.

5.6.7.2 Техническую (у ПАСУТП, ЭП и МП):

- исполнительные рабочие схемы: принципиальные, монтажные или принципиально-монтажные;
- рабочие программы вывода в проверку и ввода в работу устройств АСУТП;
- перечень групп устройств АСУТП, на операции с которыми должны быть составлены рабочие программы, утвержденные техническим руководителем предприятия;
- протоколы (журналы) проверки отдельных видов аппаратуры;
- инструкция по обслуживанию технических средств АСУТП;
- алгоритмы и технические описания подсистем АСУТП с приложением значений уставок, выдержек времени, настроек;
- документы, разрешающие изменения проектных решений.

5.6.7.3 Организационную (у ПАСУТП, ЭП и МП):

- положение о подразделении; в котором указаны, в частности, зоны обслуживания в части АСУТП;
- должностные инструкции, в которых перечислены, в частности, обязанности персонала по эксплуатации АСУТП;
- графики опробования технологических функций и тестирования технических средств;
- графики капитальных ремонтов АСУТП;
- годовые и месячные графики работ по техническому обслуживанию и ремонту АСУТП;
- графики, схемы и тематика маршрутов обхода оборудования, в том числе оборудования, на котором расположены технические средства АСУТП.

Указания по ведению эксплуатационной документации приведены в приложении Г.

5.6.8 Должностные инструкции и документация, соответствующая должностным функциям персонала, должны находиться на рабочих местах персонала ГЭС.

5.6.9 Организация разработки должностных инструкций возлагается на руководителей соответствующих структурных подразделений.

Руководство разработкой инструкций и контроль своевременного пересмотра документов должен осуществлять производственно–техническое подразделение ГЭС (эксплуатирующей организации).

5.7 Требования к местным инструкциям

5.7.1 Местные инструкции составляются на основании требований СТО 70238424.27.140.015-2010, Стандарта, инструкций заводов-изготовителей технических средств АСУТП, проектных материалов, технических описаний и инструкций по эксплуатации отдельных подсистем АСУТП, а также других НТД, учитывающих особенности эксплуатации АСУТП конкретной ГЭС.

5.7.2 При разработке разделов местных инструкций, касающихся АСУТП, должны учитываться:

5.7.2.1 Особенности общестанционного и агрегатного оборудования ГЭС;

5.7.2.2 Особенности технических и программных средств, примененных для реализации конкретных подсистем АСУТП;

5.7.2.3 Требования инструкций предприятий - изготовителей технических средств АСУТП;

5.7.2.4 Результаты наладки и испытаний АСУТП;

5.7.2.5 Особенности состава и форм оперативного обслуживания и ремонта оборудования АСУТП, принятых на данной ГЭС;

5.7.2.6 Особенности структуры подразделений данной ГЭС и их зон обслуживания.

5.7.3 Местные инструкции для персонала, оперативно обслуживающего АСУТП, должны содержать требования к проведению работ по оперативному обслуживанию АСУТП во всех режимах его работы согласно п.6.1.1.

5.7.4 Местная инструкция должна содержать в качестве приложений:

5.7.4.1 Краткое описание АСУТП, ее функций и подсистем;

5.7.4.2 Карту или перечень уставок технологических и электрических защит, блокировок, логического управления, АВР, сигнализации с указанием основных данных измеряемых параметров: номера параметра по карте, наименования, размерности и идентификатора параметра, значения уставок с указанием направления изменения параметра (больше, меньше);

5.7.4.3 Карту настроек автоматических регуляторов;

5.7.4.4 Краткое описание задач, выполняемых отдельными подсистемами АСУТП;

5.7.4.5 Описание автономной системы аварийного останова оборудования;

5.7.4.6 Подробное описание АРМ ЦПУ, АРМ АЩУ, АРМ инженера АСУТП (пост обслуживания и наладки) с описанием порядка работы персонала на АРМ и указанием особенностей управления с них;

5.7.4.7 Перечень исполнительных устройств, на которые поступают команды от АСУТП: задвижек, клапанов, затворов, коммутационных аппаратов электротехнического оборудования и т.д. - с указанием наименования устройства, его идентификатора, обозначения и месторасположения автомата питания, пускового устройства;

5.7.4.8 Перечень аналоговых и дискретных входных сигналов ПТК с указанием наименования параметра, идентификатора, места в фрагментах видеограмм и их использования в функциях подсистем АСУТП;

5.7.4.9 Альбом графической информации по АСУТП на средствах ПТК (отображение информации оператору-технологу на видеодисплеях и планшетах мнемосхемы);

5.7.4.10 Альбом фрагментов состояния резервированных датчиков, диагностики оборудования АСУТП, и других сервисных функций;

5.7.4.11 Описание тестово-диагностической системы и порядок взаимодействия с ней оперативного и ремонтного персонала.

5.7.4.12 Перечень возможных отказов технических средств АСУТП, их вероятных причин, способов предупреждения и ликвидации аварийных ситуаций согласно требованиям разделов 6.3 и 7 настоящего Стандарта.

5.7.5 В местных инструкциях для каждого уровня и подсистем АСУТП должен быть изложен план действий при возникновении аварийных и чрезвычайных событий, в котором должны быть определены: обязанности персонала, способы предупреждения и устранения аварийных и чрезвычайных ситуаций, требования к действиям персонала в указанных условиях, материальные ресурсы, средства связи и оповещения и иные необходимые требования.

Должно быть организовано изучение работниками подразделения АСУТП ГЭС инструкций и планов действий, проведение соответствующих тренировок.

6 Техническая эксплуатация. Общие требования

Техническая эксплуатация АСУТП осуществляется согласно требованиям Стандарта и СТО 70238424.27.140.015-2010, СТО 70238424.27.100.006-2008, СТО 70238424.27.140.012-2011.

6.1 Оперативное обслуживание

6.1.1 Оперативное обслуживание АСУТП выполняется:

6.1.1.1 Персоналом ГЭС, который осуществляет оперативное использование АСУТП. Он должен производить оценку качества выполнения функций АСУТП с регистрацией всех замечаний в оперативном журнале;

6.1.1.2 Персоналом АСУТП – на тех ГЭС, где такое подразделение организовано. Он самостоятельно или с привлечением ремонтного ПАСУТП выполняет следующие виды оперативных работ:

- приемка и сдача смены в установленном на ГЭС порядке;
- подготовка устройств АСУТП к работе, ввод в работу и вывод из работы согласно требованиям раздела 6.2;
- допуск ремонтного персонала к работам согласно требованиям раздела 6.2;
- проверка технического состояния устройств АСУТП, включая опробование устройств подсистем АСУТП (при нормальных режимах работы ТЭО) согласно требованиям раздела 6.2;
- устранение аварийных ситуаций, связанных с устройствами АСУТП согласно требованиям разделов 6.3,7;

- ведение оперативной документации согласно требованиям п. 5.6.6.1 и рекомендациям раздела Г2 приложения Г;
- обслуживание устройств АСУТП во время нормальных и аварийных режимов работы ТЭО;
- взаимодействие с оперативным персоналом ГЭС во время нормальных и аварийных режимов работы ТЭО.

Примечание - При отсутствии на ГЭС оперативного персонала АСУТП работы по п. 6.1.1.2 выполняются оперативным персоналом ГЭС, силами экстренно вызываемого ремонтного персонала ПАСУТП или привлекаемого персонала специализированных организаций. Распределение обязанностей по оперативному обслуживанию АСУТП в этом случае зависит от организационной структуры обслуживания конкретной ГЭС и регламентируется разделом 6.2 и указаниями приложения А Стандарта, а также местными инструкциями.

6.1.2 Оперативный персонал заполняет первые две графы журнала дефектов и неполадок технических средств АСУТП (как указано в приложении Г) или контролирует их заполнение при наличии функции "Автоматическое ведение оперативной документации".

6.1.3 Оперативный персонал обязан выполнять относящиеся к его деятельности требования инструкций по эксплуатации технических средств, функций и прикладных программ АСУТП.

6.1.4 При плановых обходах оперативный персонал контролирует:

- плотность соединительных (импульсных) линий и первичных преобразователей,
- целостность и отсутствие внешних повреждений устройств, доступных для осмотра,
- работу вентиляторов охлаждения устройств АСУТП,
- температуру окружающего воздуха, влажность, вибрацию и запыленность в местах установки приборов и аппаратуры,
- закрытое состояние дверей шкафов и сборок,
- отсутствие предупредительной сигнализации на шкафах ПТК, если такая сигнализация предусмотрена проектом.

6.1.5 Оперативный персонал должен своими силами или силами экстренно вызванного ремонтного персонала локализовать или устранить неисправности, задержка в устранении которых может привести к аварийному режиму работы ТЭО:

- исчезновение напряжения питания на элементе устройства,
- отказ нерезервируемого датчика, используемого в ТЗ,
- отказ средств ДУ.

6.1.6 При частичном или полном отказе АСУТП оперативный персонал обязан отключить неисправный участок и выполнять утраченные функции, используя традиционные средства контроля и управления.

При отсутствии резервирования АСУТП традиционными средствами контроля и управления персонал обязан:

- при отказе АСУ ТП агрегатного уровня немедленно аварийно отключить агрегат;
- при отказе АСУТП верхнего уровня перейти на поагрегатное управление.

6.1.7 Перед пуском ТЭО оперативный персонал вводит в работу подготовленные к работе подсистемы АСУТП с привлечением при необходимости ПАСУТП.

Подготовка устройств АСУТП к работе производится оперативным (ремонтным) ПАСУТП перед пуском ТЭО по указанию НС ГЭС.

6.1.8 Последовательность опробования и ввода в работу подсистем АСУТП соблюдается оперативным персоналом в соответствии с инструкциями по пуску и эксплуатации основного и вспомогательного ТЭО.

6.1.9 Оперативный персонал при участии ПАСУТП и МП проводит ТО отдельных подсистем и функций АСУТП согласно требованиям настоящего Стандарта и местных инструкций по эксплуатации в сроки, установленные годовым планом-графиком.

При устранении обнаруженных неисправностей действия оперативного персонала ограничены правом опробования соответствующих функций без вмешательства в коммутацию и аппаратуру ПТК. На ГЭС, где оперативное обслуживание ПТК персоналом АСУТП не проводится круглосуточно, по согласованию с НСС допускается замена оперативным персоналом отдельных модулей ПТК и приборов ТЗ из числа имеющихся в оперативном резерве.

Обо всех обнаруженных неисправностях и принятых мерах по их устранению должны быть произведены записи в журнале дефектов.

6.2 Техническое обслуживание

Техническое обслуживание АСУТП выполняется по принадлежности ПАСУТП, ЭП и МП.

6.2.1 ПАСУТП во время обслуживания при нормальных условиях работы должен в соответствии с действующими местными инструкциями самостоятельно или с привлечением персонала специализированных организаций:

- подготавливать оборудование АСУТП к работе, вводу в работу и выводу из работы при пуске и останове ТЭО или при проведении ТО;
- производить переключения и включения средств автоматизации (при выводе из ремонта или резерва) с ведома оперативного персонала, обслуживающего основное оборудование;
- проводить регламентные работы (опробование, тестирование, диагностирование, запуск контрольных задач и др.) в соответствии с планами-графиками;
- производить по согласованию с оперативным персоналом перезагрузку систем при зависаниях, если не предусмотрено автоматическое выполнение перезагрузки, производить с разрешения технического руководителя ГЭС корректировку настроек;
- контролировать соблюдение ремонтным персоналом санкционированного доступа в среду АСУТП при выполнении ремонтно-наладочных работ;
- требовать от ремонтного персонала, производящего работы на устройствах АСУТП, поддержания чистоты и сохранения этих устройств.

При обнаружении неисправности на оборудовании АСУТП ПАСУТП должен проинформировать оперативный персонал о необходимости отключения соответствующего устройства и принять меры к немедленному устранению неисправно-

сти. Если он не в состоянии самостоятельно устранить обнаруженную неисправность, то он должен проинформировать свое руководство о необходимости обращения в специализированную ремонтную организацию.

6.2.2 ЭП и МП во время обслуживания АСУТП при нормальных условиях работы должны самостоятельно или с привлечением персонала специализированных организаций выполнять действия по:

- проверке технического состояния подконтрольного оборудования АСУТП;
- участию в опробовании подсистем АСУТП (совместно с другими подразделениями);

6.2.3 Приступая к работе, персонал, обслуживающий АСУТП, должен по принадлежности ознакомиться с состоянием основных подсистем АСУТП (СИ, ТЗ, ЛУ, ДУ, АР, и др.) путем:

- просмотра записей в оперативных документах, распечаток оперативных ведомостей,
- контроля состояния ПТК (по диагностическим видеограммам),
- просмотра фрагментов, отражающих состояние отдельных устройств и функций,
- обхода и личного осмотра подконтрольных устройств.

6.2.4 Проверка технического состояния оборудования АСУТП включает в себя:

- осмотр и проверку технического состояния устройств во время обходов оборудования;
- контроль технического состояния технических средств и функций АСУТП с применением программного тестирования, внешних средств контроля или диагностирования при помощи переносной аппаратуры;
- плановые (по графику) опробования технических средств и функций;
- внеплановые проверки и опробования технических средств и функций;
- устранение неисправностей, выявленных в результате контроля состояния, проверки (испытаний) на исправность (работоспособность).

6.2.5 Осмотр и проверка технического состояния устройств.

6.2.5.1 Обходы оборудования и осмотры устройств подсистем АСУТП должны проводиться:

а) согласно графику;

б) по мере необходимости (при появлении индикации о неисправности).

Для оборудования, подконтрольного ПАСУТП, контроль технического состояния оборудования АСУТП заключается в проверке:

- плотности соединительных (импульсных) линий и первичных преобразователей,
- целостности и отсутствие внешних повреждений устройств, доступных для осмотра (первичных преобразователей, пусковых устройств, исполнительных механизмов и др.);
- работы вентиляторов охлаждения устройств АСУТП;
- наличия напряжения питания на участках АСУТП по состоянию коммутационных аппаратов, свечению сигнальных ламп, индикации на видеограммах;

- наличия напряжения питания обоих вводов в шкафах сборок задвижек (по загоранию сигнальных лампочек или вольтметрам, расположенным на дверях вводных шкафов сборок задвижек);
- наличия напряжения питания основного и резервного вводов ПТК по фрагменту "Диагностика состояния ПТК" - на АРМ инженера АСУТП;
- температуры окружающего воздуха, влажности, вибрации и запыленности в местах установки датчиков и аппаратуры,
- чистоты и отсутствия запыленности в панелях, закрытого состояния дверей шкафов и сборок;
- отсутствия предупредительной сигнализации на шкафах ПТК, если такая сигнализация предусмотрена проектом;
- работоспособности (функционирования) микропроцессорных контроллеров (по таблицам индикации светодиодов), особенно контроллеров, отвечающих за работу локальной шины связи и локальной шины связи между контроллерами и АРМ, а также локальной шины связи между ПТК станционного и агрегатного уровня и ПТК общестанционного пункта аварийной архивации;
- работоспособности технических средств, предназначенных для архивации данных ПТК станционного и агрегатного уровня;
- работоспособности технических средств и качества архивации данных на общестанционном пункте аварийной архивации, а также качества связи с ним всех ПТК;
- качества записи на лентах принтеров;
- исправности светозвуковой сигнализации (путем опробования);
- состояния пожарной безопасности оборудования и устройств АСУТП (в соответствии с требованиями инструкции по пожарной безопасности).

6.2.5.2 Для оборудования, подконтрольного ЭП или МП, контроль технического состояния оборудования АСУТП заключается в проверке:

- целостности и отсутствия внешних повреждений устройств, доступных для осмотра (первичных преобразователей, коммутационных устройств, исполнительных устройств и др.);
- температуры окружающего воздуха, влажности, вибрации и запыленности в местах установки датчиков и аппаратуры,
- чистоты и отсутствия запыленности в панелях, закрытого состояния дверей шкафов и сборок;
- исправности линий связи АСУТП с локальными устройствами (РЗА, ПА, системы возбуждения и др.);
- состояния пожарной безопасности оборудования и устройств АСУТП (в соответствии с требованиями инструкции по пожарной безопасности).

6.2.5.3 Во время осмотра устройств АСУТП запрещается:

- производить какие-либо переключения на ТЭО;
- снимать плакаты и ограждения, если не окончены работы на данном ТЭО;
- открывать или закрывать регулирующие органы, вентили на соединительных линиях, задвижки и другую арматуру;
- включать и отключать коммутационные аппараты;
- прикасаться к токоведущим частям и производить их чистку.

6.2.5.4 Осмотр запрещается при проведении испытаний, неустойчивых или аварийных режимах работы основного ТЭО.

6.2.5.5 ПАСУТП и ЭП должны следить по принадлежности за сохранением номеров, маркировок и надписей о назначении на панелях, пультах, соединительных коробках, сборных кабельных ящиках, первичных измерительных преобразователях, импульсных линиях, запорной арматуре, коммутационных аппаратах, кабелях, штепсельных разъемах и др.

6.2.5.6 ПАСУТП должен своевременно сообщать ЭП и МП свои замечания по поводу сохранности и чистоты внешних частей устройств АСУТП (агрегатных микропроцессорных контроллеров, ИМ, датчиков и др.), установленных по месту.

6.2.6 Контроль технического состояния технических средств и функций.

6.2.6.1 При проверке работоспособности подсистемы СИ контролируются:

- наличие индикации значения проверяемого параметра на фрагментах видеограмм и/или стационарной мнемосхеме;
- срабатывание предупредительной, аварийной сигнализации при изменении проверяемого параметра, правильная и полная реакция системы в случае недостоверности сигнала;
- правильность выполнения команд оператора по вызову технологической функции;
- индикация нулевого значения проверяемого параметра при имитации этого значения;

Для контроля исправности измерительных систем и СИ проводится (или организуется проведение) их калибровки в сроки, установленные годовым планом-графиком.

6.2.6.2 На АРМ ЦПУ или на АРМ инженера АСУТП должна быть база данных на все датчики аналогового, дискретного или цифрового сигнала с указанием использования информации от этих датчиков в подсистемах АСУТП, а также на автоматы питания с перечнем датчиков, запитанных от каждого автомата. Эти данные используются при проведении работ по отключению автомата питания датчика или отсоединению зажимов от датчика.

6.2.6.3 При проверке работоспособности ТФ "Представление информации" следует:

- поочередно запустить в работу информационные ТФ;
- проверить работу светозвуковой сигнализации;
- проверить функционирование мнемосхемы;
- проверить точность синхронизации времени при записи событий;
- проверить функцию печати на принтере.

6.2.6.4 Плановые проверки подсистемы ДУ проводит по принадлежности персонал, ответственный за эксплуатацию исполнительных устройств, в соответствии с графиком ТО на работающем оборудовании или после ППР на пускаемом оборудовании путем подачи кратковременной команды на открытие (закрытие) до схода с концевого выключателя электрифицированной арматуры, разрешенного оператором включения (отключения) электродвигателей вспомогательного оборудования, коммутационной аппаратуры.

6.2.6.5 Плановые проверки подсистемы ТЗ проводятся ПАСУТП совместно с ЭП, МП и оперативным персоналом в соответствии с графиком, утвержденным техническим руководителем ГЭС, согласно инструкции по опробованию ТЗ. Одновременно с опробованием ТЗ проводится опробование аварийной сигнализации и предупредительной сигнализации по параметрам, контролируемым ТЗ, а также контролируется работа функции РАС и передача информации от нее на общестанционный пункт аварийной архивации.

6.2.6.6 Оценка качества работы подсистем ЛУ, ТБ, АР и ТС (в части предупредительной сигнализации) производится оперативным персоналом по результатам их работы в процессе нормальной и аварийной эксплуатации во время пуска и останова гидроагрегатов, при работе под нагрузкой.

6.2.6.7 При проверке работоспособности сервисных функций контролируется:

- работа АВР питания каждого ПТК;
- работа функции диагностики неисправностей, предусмотренных проектом;
- точность синхронизации времени при записи текущих событий и работе функций РАС и КДЗ.

6.2.6.8 Оценка качества работы РЧВ, АРВ, ГРАМ и ГРНРМ производится по результатам их работы в процессе нормальной эксплуатации при пуске и останове гидроагрегатов, при управлении активной и реактивной мощностью. При выявлении отклонений в нормальной работе проверка указанных систем на соответствие техническим требованиям производится при специальных испытаниях по программе, утверждённой руководством ГЭС и согласованной с Системным оператором.

6.2.7 Внеплановые проверки и опробования технических средств и функций АСУТП проводятся ПАСУТП (при необходимости совместно с ЭП или МП) в следующих случаях:

- при отказе или ложном действии устройства;
- после замены отдельных приборов или модулей перед вводом соответствующего устройства в работу;
- при наличии замечаний к функционированию устройств со стороны оперативного персонала;
- при внесении изменений (корректировке или обновлении) ПО, алгоритмов управления;
- по распоряжению технического руководителя ГЭС.

6.2.8 Устранение неисправностей.

6.2.8.1 Устранение неисправностей включает в себя:

- выявление причины, вызвавшей нарушение в работе подсистемы АСУТП:
  - наличия дефектного устройства,
  - наличия неисправности в электрических цепях,
  - наличия неисправности в локальных сетях,
  - наличия неисправности в коммутации УСО,
  - сбоя ПО,
  - других неисправностей;

- устранение обнаруженной неисправности: замену дефектной аппаратуры на заведомо исправную из состава ЗИП или устранение неисправности в электрической схеме устройства или анализ диагностических файлов и внесение корректировок в ПО;

- опробование и включение устройства в работу после устранения неисправности.

6.2.8.2 Устранение неисправности ПТК производится в соответствии с инструкцией по эксплуатации ПТК, разработанной предприятием - изготовителем (поставщиком) ПТК.

6.2.8.3 Ввод в работу устройства или подсистемы АСУТП после проведения в них любых ремонтных работ должен производиться ПАСУТП в присутствии оперативного персонала. ПАСУТП должен произвести запись в журнале дефектов обо всех обнаруженных неисправностях и принятых мерах по их устранению.

6.2.9 Подготовка устройств АСУТП к работе и ввод в работу.

6.2.9.1 Перед пуском ТЭО оперативный персонал вводит в работу подготовленные к работе подсистемы АСУТП с привлечением при необходимости ПАСУТП.

Подготовка устройств АСУТП к работе производится опкративным (ремонтным) ПАСУТП перед пуском ТЭО по указанию НС ГЭС.

6.2.9.2 Перед подготовкой и вводом в работу устройств отдельных подсистем АСУТП (СИ, ДУ, АР, ЛУ, ТЗ, ТБ) ПАСУТП должен убедиться, что в журнале ТЗ и автоматики имеется запись о возможности включения указанных устройств, заверенная подписью соответствующего руководителя.

6.2.9.3 Подготовку устройств АСУТП к вводу в работу рекомендуется выполнять в такой последовательности:

- проведение обхода ТЭО;

- подача напряжения питания на устройства нижнего и верхнего уровня ПТК (агрегатные микропроцессорные контроллеры, АРМ ЦПУ и АЩУ, инженера АСУТП и др.);

- подача напряжения питания на датчики (в случае, если питающее напряжение на датчики подается не от ПТК);

- подача (или проверка наличия) напряжения питания в схемы управления регулирующими клапанами, затворами, задвижками и электродвигателями, в схемы управления коммутационной аппаратурой;

- проверка наличия напряжения питания на обоих вводах в сборках, из которых осуществляется питание шкафов ПТК, шкафов сборок задвижек и др.;

- проведение подготовки к работе и ввод в работу ПТК (агрегатных микропроцессорных контроллеров, всех АРМ, стационарной мнемосхемы и др.);

- подключение и проверка работоспособности контроллеров линий связи;

- подключение и проверка работоспособности линий связи АСУТП с локальными электротехническими устройствами, а также с общестанционным пунктом аварийной архивации;

- проверка индикации значений измеряемых параметров по данным на фрагментах видеограмм и мнемосхеме;

- проверка работы звуковой сигнализации;

- проверка функции печати на принтере;
- проведение при необходимости планового или внепланового опробования отдельных функций;
- сообщение НС ГЭС о готовности средств АСУТП к работе.

6.2.9.4 Подача напряжения на АРМ и включение их в работу проводятся инженером АСУТП в соответствии с правилами (процедурами) включения блоков ПТК.

6.2.9.5 Подача напряжения в схемы управления механизмами вспомогательного оборудования выполняется оперативным персоналом ГЭС.

Ввод в работу локальных систем управления производится с АРМ ЦПУ или АЩУ.

6.2.9.6 При подаче напряжения на устройства полевого оборудования АСУТП, а также на приводы регулирующих клапанов, задвижек, коммутационной аппаратуры следует пользоваться таблицей, содержащей информацию об адресах автоматов питания, подающих напряжение на конкретные устройства АСУТП.

6.2.9.7 Подготовку ТЗ и ТБ к вводу в работу рекомендуется осуществлять перед пуском ТЭО в такой последовательности:

- проверка напряжения питания на датчиках ТЗ и ТБ;
- проверка наличия напряжения питания в схемах исполнительных устройств ТЗ и ТБ;
- обход оборудования;
- проверка включенного или отключенного состояния ТЗ и ТБ по фрагментам "Состояние защит" и "Состояние блокировок", вызванным на дисплей;
- проверка работы звуковой сигнализации;
- проведение (при необходимости) опробования отдельных ТЗ и ТБ;
- проверка работы функции РАС и передачи информации от нее на общестанционный пункт аварийной архивации;
- сообщение НС ГЭС о готовности ТЗ и ТБ к работе.

6.2.9.8 Включение информационных ТФ в работу производится автоматически после подачи напряжения питания на ПТК и устройства АРМ оперативного персонала и АРМ инженера АСУТП. После этого производится ее опробование, по окончании которого делается запись в оперативном журнале о включении информационных функций.

6.2.9.9 Для включения САР в работу оператору необходимо:

- проконтролировать значение регулируемого параметра по числовым значениям на видеограммах и (или) планшетах мнемосхемы;
- включить режим "автоматический" авторегулятора и контролировать его работу по индикации регулируемого параметра;
- проконтролировать работоспособность авторегулятора: правильность и точность отработки им нанесенного возмущения;
- подключить корректирующие регуляторы (при их наличии) после включения основных регуляторов.
- сделать запись в оперативном журнале о том, что регулятор включен в работу.

Изменение настроек регуляторов производится по разрешению технического руководителя ГЭС только при отключенной САР с АРМ инженера АСУТП при санкционированном доступе.

6.2.9.10 Подготовленные к работе подсистемы АСУТП вводятся в работу оперативным персоналом ГЭС с привлечением при необходимости оперативного (ремонтного) ПАСУТП.

6.2.9.11 Последовательность опробования и ввода в работу подсистем АСУТП соблюдается оперативным персоналом в соответствии с инструкциями по пуску и эксплуатации основного и вспомогательного ТЭО.

6.2.10 Вывод из работы устройства АСУТП.

6.2.10.1 Устройства АСУТП выводятся из работы с помощью оперативных органов управления АРМ ЦПУ или АРМ инженера АСУТП. ТФ автоматически выводятся из работы при снятии напряжения питания с ПТК.

6.2.10.2 На работающем ТЭО вывод из работы исправных ТЗ и локальной схемы аварийного останова ТЭО запрещается.

Защиты должны быть выведены из работы в следующих случаях:

- при работе оборудования в переходных режимах, когда необходимость отключения защиты определена инструкцией по эксплуатации основного оборудования;
- при очевидной неисправности защиты. Отключение производится по распоряжению НС ГЭС с обязательным уведомлением технического руководителя и оформляется записью в оперативной документации;
- для планового опробования - по согласованию с НС ГЭС в соответствии с графиком, утвержденным техническим руководителем ГЭС.

6.2.10.3 Вывод из работы отдельных устройств подсистем СИ, ДУ, ЛУ, ТС и АР для проведения планового или внепланового ТО и ремонта производится ПАСУТП с разрешения НС ГЭС в соответствии с указаниями местных инструкций через АРМ инженера АСУТП.

6.2.10.4 Вывод САР из работы производится включением режима "дистанционный" данной САР с АРМ ЦПУ или автоматически при наличии хотя бы одного из следующих условий:

- пропадание напряжения питания регулирующего органа;
- недостоверность одного из параметров, по которым работала САР;
- рассогласование между текущим значением параметра и заданным допустимым значением в течение заданного времени (неоптимальные настройки САР);
- неисправности регулирующего органа или привода.

В последнем случае регулятор отключается со снятием напряжения в схеме ДУ неисправным регулирующим органом. Снятие напряжения производится с помощью автоматов питания в соответствии с таблицей питания устройств АСУ ТП.

6.2.10.5 Вывод из работы АРМ и компьютеров, требующих специальной процедуры выключения, проводится инженером АСУТП с соответствующей записью в журнале.

6.2.10.6 Обо всех случаях отключения устройств или функций АСУТП и принятых мерах делается запись в оперативном журнале с указанием времени и причины отключения.

6.2.11 Допуск персонала к работе

6.2.11.1 Допуск персонала к работе производится в соответствии с требованиями стандартов СТО 70238424.27.140.015-2010, СТО 70238424.27.140.012-2011. Стандарта согласно местным инструкциям.

При допуске к работам необходимо учитывать, что при отключении напряжения питания шкафа ПТК безопасные условия работы еще не обеспечиваются, так как контакты выходных реле используются в других схемах и могут находиться под напряжением.

6.2.11.2 После допуска ремонтного персонала ПАСУТП обязан:

- контролировать соблюдение ремонтным персоналом санкционированного доступа в среду АСУТП при выполнении ремонтно-наладочных работ;
- требовать от ремонтного персонала, производящего работы на устройствах АСУТП, поддержания чистоты и сохранения этих устройств.

6.2.11.3 После выполнения любых ремонтных работ с привлечением ремонтного персонала, ремонтный персонал в присутствии ПАСУТП опробует отремонтированное устройство. При положительных результатах опробования ПАСУТП докладывает НС ГЭС о готовности устройства к вводу в работу.

Ввод в работу программных средств после завершения ремонта должен осуществляться ПАСУТП.

6.2.11.4 ПАСУТП и ЭП при работе с устройствами АСУТП запрещается:

- включать коммутационные аппараты без предварительного осмотра, если до этого они были отключены по причине неисправности или причина отключения неизвестна;
- выполнять проверки и переключения в цепях устройств АСУТП без исполнительных схем и заданных в наряде (распоряжении) объемов работ;
- производить ремонтные и наладочные работы в цепях включенных защит.

6.2.12 Обеспечение единства измерений.

6.2.12.1 Единство измерений при эксплуатации АСУТП обеспечивается в соответствии с требованиями ГОСТ 8.009-84 ГСИ, ГОСТ 8.437-81 ГСИ, ПР 50.2.009- 94 ГСИ [2], ПР 50.2.016- 94 ГСОЕИ [3] и приложения Д.

После приемки в эксплуатацию ИК ИИС выполняется их метрологическая аттестация, включающая:

- определение номенклатуры МХ ИК и их оценку;
- установление соответствия МХ требованиям технического задания или технических условий,
- установление номенклатуры МХ ИК, подлежащих контролю (поверке и/или калибровке);
- установление межповерочных и межкалибровочных интервалов;
- установление порядка метрологического контроля и надзора за ИК ИИС.

Метрологическую аттестацию не головных образцов ИИС проводят либо метрологическое подразделение ГЭС, если оно аккредитовано на право проведения аттестации ИК ИИС, либо привлекаемая специализированная организация.

6.2.12.2 Основные задачи ГЭС в части обеспечения единства измерений в процессе эксплуатации:

- своевременное представление в поверку СИ, подлежащих государственному контролю и надзору;
- организация проведения или проведение работ по калибровке СИ, не подлежащих поверке;
- обеспечение соответствия точностных характеристик применяемых СИ требованиям к точности измерений технологических параметров;
- обслуживание, ремонт СИ, метрологический контроль и надзор.

6.2.12.3 Организация реализации задач п.. 6.2.12.2 возлагается на ПАСУТП (в части СИ тепломеханических параметров) и ЭП (в части СИ электротехнических параметров).

Техническое обслуживание и ремонт СИ осуществляется персоналом подразделения, выполняющего функции метрологической службы ГЭС.

Контроль и надзор за выполнением работ по обеспечению единства измерений осуществляют метрологические службы энергопредприятия, в состав которого входит ГЭС, или подразделения, выполняющие функции этих служб.

6.3 Техническая эксплуатация АСУТП при аварийных ситуациях на ГЭС

6.3.1 В аварийной ситуации, угрожающей или сопровождающейся частичным или полным отключением ТЭО, необходимо прекратить все ремонтные и наладочные работы в цепях устройств АСУ ТП.

6.3.2 Приемка и сдача смены во время ликвидации аварий запрещается. При ликвидации аварии в зависимости от ее характера в порядке исключения допускается передача смены по разрешению технического руководителя ГЭС.

6.3.3 Персонал, обнаруживший неисправность элемента, устройства или функции АСУТП, обязан проинформировать оперативный персонал ГЭС о необходимости отключения соответствующего устройства и принять меры к немедленному устранению неисправности. При невозможности самостоятельно устранить обнаруженную неисправность, необходимо экстренно вызвать ремонтный персонал АСУТП.

6.3.4 При аварийной ситуации, связанной с частичным отказом средств вычислительной техники (зависанием, сбоем программы и др.), при отсутствии их резервирования традиционными средствами оперативный персонал должен перейти на дистанционное управление с помощью традиционных средств.

При полном отказе АСУТП оперативный персонал ГЭС обязан:

- при отказе АСУТП агрегатного уровня немедленно аварийно отключить агрегат;
- при отказе АСУТП верхнего уровня перейти на поагрегатное управление.

6.3.5 При полном отказе АСУТП и наличии резервирования ее функций с помощью традиционных средств оперативный персонал ГЭС должен немедленно перейти на управление либо с помощью традиционных средств, либо с помощью аварийных систем и вызвать ПАСУТП для принятия мер к восстановлению системы.

6.3.6 После завершения аварийной ситуации оперативному персоналу АСУТП или (при его отсутствии) оперативному персоналу ГЭС следует:

6.3.6.1 Произвести запись в оперативном журнале об аварийной ситуации, в которой дать оценку работе подсистем АСУТП во время аварийной ситуации и выполненных переключениях в электрических цепях;

6.3.6.2 Распечатать протокол "Регистрации аварийных ситуаций" на аварийном гидроагрегате и на общестанционном пункте аварийной архивации;

6.3.6.3 Распечатать графики изменения аналоговых величин, характеризующих аварийную ситуацию;

6.3.6.4 Совместно с ремонтным ПАСУТП и административно-техническим персоналом участвовать в предварительной оценке аварийной ситуации;

6.3.6.5 В случае ложной работы ТЗ или неправильной работы ЛУ проверить возможность сбоя в ПО или ПТК по данным диагностических файлов, принять меры к устранению отказов и при необходимости вызвать ремонтный ПАСУТП.

6.3.7 При срабатывании ТЗ оперативный персонал ГЭС должен:

6.3.7.1 Определить сработавшую ТЗ и проконтролировать полноту и правильность выполнения защитных операций по информации, выданной на сигнальный дисплей ТФ "КДЗ";

6.3.7.2 Произвести дистанционно или по месту невыполненные защитные операции или заменить их другими операциями;

6.3.7.3 По протоколам ТФ "Регистрация аварийных ситуаций" и по бланку печатной ведомости ретроспективы аналоговых сигналов проверить наличие аварийных отклонений параметров или наличие ситуаций, вызвавших срабатывание ТЗ;

6.3.7.4 Дать предварительную оценку срабатывания ТЗ (правильное или ложное);

6.3.7.5 Принять меры к вызову ремонтного персонала для устранения отказа, если причина ложной работы ТЗ не определена или связана с отказом технических или программных средств АСУТП.

6.3.8 При исчезновении напряжения питания на устройствах АСУТП оперативный персонал АСУТП или (при его отсутствии) оперативный персонал ГЭС согласно местной инструкции должен в кратчайшие сроки выполнить указанные в этой инструкции операции и/или принять меры к немедленному вызову ремонтного персонала:

6.3.8.1 При отключении одного из автоматов питания переменного тока 220 В (380 В) в шкафу ввода питания на ЦПУ или на сборке задвижек - определить отключившийся участок (по предупредительным сигналам, состоянию арматуры и др.) и конкретный отключившийся автоматический выключатель. После устранения неисправности своими силами или после вызова ремонтного персонала (при необходимости с вызовом ПЭ) включить ранее отключившийся автомат питания в работу;

6.3.8.2 При исчезновении напряжения питания в шкафу ПТК - немедленно приступить к устранению причин исчезновения напряжения и восстановлению питания своими силами или силами вызванного ремонтного персонала

6.3.8.3 При исчезновении напряжения питания на первичном измерительном преобразователе (ПИП) - произвести своими силами или силами вызванного ремонтного персонала поиск неисправности и ее устранение. После подачи напряжения на ПИП проверить информацию от него по соответствующим фрагментам, вызванным на дисплей;

6.3.8.4 При исчезновении напряжения питания в схеме управления ИУ - определить идентификатор неисправного ИУ по текстовому сообщению на сигнальном дисплее изменению цвета и миганию символа ИУ на соответствующем фрагменте мнемосхемы. Произвести поиск неисправности и устранить ее своими силами или силами вызванного ремонтного персонала. После устранения неисправности подать напряжение в схему управления ИУ и проверить информацию о его положении на соответствующем фрагменте мнемосхемы.

6.3.8.5 При появлении замыкания на землю в цепях постоянного тока оперативный персонал должен принять все меры к его устранению своими силами или силами вызванного ремонтного персонала. Отыскание «земли» производить в оперативном порядке без наряда с уведомлением НС ГЭС. В случае неуспешных поисков сообщить об этом руководству ЭП.

7 Неисправности АСУТП

Возможные отказы технических средств АСУТП, их вероятные причины и способы предупреждения или ликвидации последующих аварийных ситуаций приведены в таблице 1.

Таблица 1

№ п.п.	Сигнализируемый отказ	Возможные причины	Предупреждение или ликвидация последствий
7.1	Отказ нерезервированного датчика аналогового сигнала - изменение цвета и мигание символа датчика на видеограмме	1 Отказ первичного преобразователя (ПИП) 2 Отсутствие напряжения на первичном преобразователе 3 Нарушение электрической связи ПИП с УСО 4 Отказ УСО	1 Датчик участвует в ТЗ – автоматический вывод ТЗ 2 Датчик участвует в ТБ – автоматический вывод ТБ 3 Датчик участвует в АР – автоматический перевод АР в режим "Дистанционно" или замена сигнала датчика на постоянный, равный предаварийному значению 4 Датчик участвует в ЛУ - автоматический перевод работающего ЛУ в пошаговый режим с заменой сигнала датчика на постоянный, равный предаварийному значению 5 Датчик участвует в расчете ТЭП - автоматическая замена сигнала датчика на постоянный, равный предаварийному значению
7.2	Отказ резервированного датчика аналогового сигнала	1 Отказ первичного преобразователя	1 При установке трех датчиков – все ТФ работают в нормальном

№ п.п.	Сигнализируемый отказ	Возможные причины	Предупреждение или ликвидация последствий
	- изменение цвета и мигание символа датчика на видеограмме	(ПИП) 2 Отсутствие напряжения на первичном преобразователе 3 Нарушение электрической связи ПИП с УСО 4 Отказ УСО 5 Расхождение показаний датчиков, резервирующих друг друга	режиме 2 При установке двух датчиков и однозначном определении отказавшего - все ТФ работают в нормальном режиме 3 При установке двух датчиков и расхождении их показаний – ручное назначения неисправного датчика с АРМ инженера АСУТП. До назначения рабочего датчика автоматически выводятся ТЗ и ТБ. АР переводятся в режим "Дистанционно"
7.3	Отказ датчика дискретного сигнала - несрабатывание или ложное срабатывание технологической сигнализации или одной или нескольких управляющих функций: ТЗ, ТБ, ЛУ	1 Отказ первичного преобразователя (ПП) или датчика состояния (положения) 2 Отсутствие напряжения на контакте преобразователя 3 Нарушение электрической связи датчика состояния или ПП с УСО 4 Отказ УСО	Вывод из работы управляющей функции, в которой участвует датчик
7.4	Отказ управления исполнительным устройством: выключателем, запорной или регулирующей арматурой	1 Отказ электрической схемы управления приводом 2 Нарушение электрической связи между УСО и схемой управления 3 Отказ УСО 4 Отказ датчика положения	Оперативный персонал переводит управление исполнительным устройством с АРМ ЦПУ на дистанционное управление с АЩУ (если оно предусмотрено) или управляет им по месту
7.5	Отказ элемента ПТК – соответствующая сигнализация на экране дисплея		Замена отказавшего элемента из наличного ЗИП
7.6	Отказ одного из нескольких взаимозаменяемых дисплеев		Работа с данного АРМ продолжается в нормальном режиме
7.7	Отказ всех дисплеев на АЩУ		Оперативный персонал аварийно отключает гидроагрегат, управляемый с данного АЩУ, или управляет им с помощью традиционных средств, если они предусмотрены
7.8	Отказ всех дисплеев на ЦПУ		Оперативный персонал отключает общестанционную автоматику и управляет гидроагрегатами с их АЩУ или по месту

№ п.п.	Сигнализируемый отказ	Возможные причины	Предупреждение или ликвидация последствий
7.9	Отказ всех дисплеев		Оперативный персонал отключает общестанционную автоматику и управляет гидроагрегатами с их АЩУ или по месту
7.10	Отказ связи между ПТК одного из агрегатов и ПТК общестанционного уровня - соответствующая сигнализация на экране дисплеев АЩУ и ЦЩУ		Оперативный персонал отключает действие общестанционной автоматики на данный гидроагрегат и управляет им с АЩУ или по месту
7.10[1]	Частичный отказ средств вычислительной техники (зависание, сбой программы и др.)		Оперативный персонал переходит на дистанционное управление либо с помощью аварийных систем, либо с помощью традиционных средств, если они предусмотрены
7.11	Полный отказ центральной части ПТК одного из агрегатов - соответствующая сигнализация на экране дисплеев АЩУ и ЦЩУ		Оперативный персонал либо аварийно отключает агрегат, либо отключает действие общестанционной автоматики на данный агрегат и управляет им с помощью традиционных средств, если они предусмотрены
7.12	Полный отказ центральной части ПТК общестанционного уровня - соответствующая сигнализация на экране дисплеев АЩУ и ЦЩУ		Оперативный персонал отключает действие общестанционной автоматики на все работающие агрегаты и управляет ими с АЩУ или по месту
7.13	Исчезновение напряжения питания элементов АСУТП		Оперативный персонал выполняет операции согласно п. 6.3.8 Стандарта

8 Охрана труда (правила безопасности)

8.1 При оперативном и техническом обслуживании устройств АСУТП необходимо выполнять мероприятия по обеспечению безопасности работ согласно СТО 70238424.27.140.015-2010, СТО 70238424.27.140.012-2011.

Приложение А
(рекомендуемое)
Распределение работ по эксплуатации АСУТП на ГЭС

А.1 ПАСУТП выполняет следующие функции по реализации и организации технической эксплуатации АСУТП:

А.1.1 Техническое обслуживание подведомственного ПАСУТП оборудования АСУТП, обеспечивающее постоянную готовность АСУТП к работе и ее исправное функционирование во всех режимах эксплуатации ТЭО; на электростанциях, где АСУТП не резервируются традиционными средствами, техническое обслуживание оборудования АСУТП осуществляется круглосуточно оперативным ПАСУТП;

А.1.1.1Контроль состояния технических средств и функционирования подсистем АСУТП, подведомственных ПАСУТП;

А.1.1.2Плановый текущий ремонт технических средств АСУТП, или организация его выполнения специализированными предприятиями, а также организация выполнения капитальных ремонтов специализированными предприятиями

А.1.1.3Неплановые (восстановительные) ремонты или замена технических средств АСУТП при их отказах или сбоях;

А.1.1.4Контроль выполнения работ по внедрению, наладке, испытанию, приемке в эксплуатацию из наладки и ремонта, аттестации технических средств и подсистем АСУТП, подведомственных ПАСУТП;

А.1.1.5Контроль за выполнением метрологическим подразделением работ по периодической калибровке средств измерений и своевременному представлению их на поверку;

А.1.1.6Контроль состояния помещений, где расположены технические средства АСУТП, с целью своевременного выявления несоответствия условий внешней среды техническим требованиям на АСУТП;

А.1.1.7Проведение инструктажа на рабочем месте работников ЭП, МП и приглашенных организаций, осуществляющих эксплуатацию АСУТП;

А.1.1.8Выполнение мероприятий по соблюдению требований правил и норм охраны труда, пожарной и взрывобезопасности при эксплуатации оборудования АСУТП.

А.1.2 На электростанциях, где АСУТП не резервируются полностью традиционными средствами, осуществляется круглосуточное обслуживание оборудования АСУТП оперативным персоналом АСУТП. Оперативный ПАСУТП выполняет следующие мероприятия:

А.1.2.1Приемка и сдача смены;

А.1.2.2Проверка технического состояния устройств АСУТП;

А.1.2.3Подготовка устройств АСУТП к работе и ввод в работу;

А.1.2.4Вывод из работы устройств АСУ ТП;

А.1.2.5Взаимодействие с оперативным персоналом ГЭС в нормальных и аварийных режимах.

А.1.3 Управление (руководство) производственно-технической деятельностью ПАСУТП по эксплуатации АСУТП включает следующие мероприятия:

А.1.3.1Планирование, организация выполнения и контроль за исполнением работ по техническому обслуживанию, по ремонту, наладке, испытаниям, аттестации, своевременному представлению на поверку и калибровку средств АСУТП;

А.1.3.2Планирование материально-технического обеспечения, определение потребности ПАСУТП в запасных частях и в запасных технических средствах АСУТП, инструменте, материалах и спецодежде. Своевременная подача заявок, контроль их реализации;

А.1.3.3Разработка и согласование с производственно техническим подразделением ГЭС новых и периодический пересмотр действующих производственных и должностных инструкций по эксплуатации АСУТП в сроки, установленные руководящими документами; обеспечение ведения регламентной документации;

А.1.4 Обеспечение готовности ПАСУТП к выполнению профессиональных обязанностей, поддержание его квалификации:

А.1.4.1Подбор ПАСУТП, имеющего соответствующие специальности и квалификацию;

А.1.4.2Проведение занятий по повышению квалификации ПАСУТП и другого персонала, осуществляющего эксплуатацию АСУТП, контроль за обучением персонала в специализированных учебных организациях, обучение персонала на рабочем месте;

А.1.4.3Организация и проведение противоаварийных и противопожарных тренировок;

А.1.4.4Проверка и контроль своевременности проверок знаний персонала в соответствующих комиссиях.

А.2 ЭП в части эксплуатации АСУТП выполняет следующие мероприятия:

А.2.1 Техническое обслуживание, наладка, испытания подведомственных ЭП технических средств и функций АСУТП (датчиков электрических параметров, коммутационной аппаратуры электротехнического оборудования, регулирующих устройств электротехнических параметров агрегатного и станционного уровня АСУТП, линии связи АСУТП с локальными электротехническими устройствами, например, РЗА, ПА, система возбуждения генератора),

Примечание: ЭП обслуживает источники входной информации для решения электротехнических задач (датчики, контакты реле и т.п.) и цепи от них до рядов зажимов ПТК АСУ ТП (или кроссовых шкафов), а также выходные цепи от рядов зажимов ПТК АСУ ТП (кроссовых шкафов) до исполнительных элементов оборудования, подконтрольного ЭП.

А.2.2 Калибровка (или организация калибровки) и организация поверок СИ электрических параметров;

А.2.3 Участие в испытаниях и проверке технического состояния оборудования АСУТП, производимых ПАСУТП;

А.2.4 Обеспечение постановки задач, разработки технологических алгоритмов решения задач, подготовки первичных данных для формирования базы данных при внедрении новых или модернизации эксплуатируемых задач АСУ ТП, относящихся к ЭП;

А.2.5 Выполнение требований инструкций по эксплуатации технических средств, функций и прикладных программ АСУТП;

А.2.6 Обеспечение сохранности технических средств АСУТП, установленных в подконтрольных помещениях;

А.2.7 Поддержание чистоты наружных поверхностей оборудования АСУТП, установленного в подконтрольных помещениях;

А.2.8 Выполнение мероприятий по соблюдению требований правил и норм охраны труда, пожарной и взрывобезопасности при эксплуатации оборудования АСУТП.

А.3 МП в части эксплуатации АСУТП выполняет следующие мероприятия:

А3.1 Контроль работы оборудования АСУТП, установленного на оборудовании, эксплуатируемом МП (датчики технологических параметров и их трубные проводки, устройства приема команд на исполнительные механизмы, подконтрольные МП);

А3.2 Обслуживание первичных запорных органов на импульсных линиях СИ;

А3.3 Участие в испытаниях и проверке технического состояния оборудования АСУТП, производимых ПАСУТП;

А3.4 Обеспечение постановки задач, разработки технологических алгоритмов в решении задач, подготовки первичных данных для формирования базы данных при внедрении новых или модернизации эксплуатируемых задач АСУ ТП, относящихся к МП;

А3.5 Выполнение требований инструкций по эксплуатации полевых технических средств. АСУТП, установленных на оборудовании, эксплуатируемом МП;

А3.6 Обеспечение сохранности технических средств АСУТП, установленных в подконтрольных помещениях;

А3.7 Поддержание чистоты наружных поверхностей оборудования АСУТП, установленного в подконтрольных помещениях;

А3.8 Обеспечение соответствия параметров окружающей среды (температуры, влажности воздуха, вибрации) в местах установки оборудования АСУТП требованиям технических условий эксплуатации;

А3.9 Выполнение мероприятий по соблюдению требований правил и норм охраны труда, пожарной и взрывобезопасности при эксплуатации оборудования АСУТП.

А4 Оперативный персонал выполняет следующие мероприятия:

А4.1 Оперативное использование АСУТП;

А4.2 Регистрацию всех случаев обнаружения неисправностей в работе технических средств и функций АСУТП с занесением в оперативный журнал и журнал дефектов сообщений о выявленных неисправностях;

А4.2[1] Взаимодействие с оперативным ПАСУТП в нормальных и аварийных режимах;

А4.3 Участие в испытаниях и проверке технического состояния оборудования АСУТП, производимых ПАСУТП;

А4.4 Выполнение требований инструкций по эксплуатации технических

средств, функций и прикладных программ АСУТП;

А4.5 Выполнение мероприятий по соблюдению требований правил и норм охраны труда, пожарной и взрывобезопасности при эксплуатации оборудования АСУТП.

Примечание - При отсутствии на ГЭС оперативного персонала АСУТП оперативный персонал ГЭС выполняет неотложные работы по оперативному обслуживанию АСУТП и/или вызывает ремонтный персонал АСУТП. Распределение обязанностей по оперативному обслуживанию АСУТП в этом случае зависит от организационных особенностей ГЭС (ГАЭС) и регламентируется п.п. 6.1.7, 6.1.8 Стандарта, а также местными инструкциями.

А5 Взаимоотношения ПАСУТП с подрядными организациями.

А5.1 Взаимоотношения ПАСУТП с подрядными организациями организуются в соответствии с требованиями стандарта по эксплуатации ГЭС СТО 70238424.27.140.015-2010.

Приложение Б
(Рекомендуемое)
Основные требования к приемке в эксплуатацию из наладки АСУТП ГЭС и ГАЭС

Требования к приемке в эксплуатацию из наладки оборудования ГЭС и ГАЭС изложены в СТО 70238424.27.140.015-2010.

Б1 Основные положения

Б1.1 Оборудование АСУТП должно приниматься из наладки в эксплуатацию специализированной приемочной комиссией (СПК) в соответствии с требованиями Стандарта и СТО 70238424.27.140.010-2010.

Б1.2 Предметом приемки АСУТП после окончания наладочных работ являются системы контроля и управления технологическим процессом ТЭО.

Б1.3 Технические средства и задачи АСУТП должны предъявляться к приемке по окончании наладки в объеме технологических сдаточных узлов и (или) функциональных подсистем.

Б1.4 Технические средства, задачи и функции АСУТП предъявляются комиссии в полном соответствии с проектной документацией, утвержденной в установленном порядке. Запрещается принимать АСУТП с недоделками.

Б1.5 В случае невыполнения условий предъявления к приемке АСУТП в эксплуатацию по причинам, не зависящим от подрядной наладочной организации, взаимоотношения с заказчиком определяются условиями, предусмотренными в особых условиях хозяйственного договора.

Б1.6 Приемка АСУТП производится по результатам приемочных испытаний.

Б1.7 Приемка оборудования АСУТП оформляется СПК журналами приемки или актами о приемке.

Б1.8 Начало эксплуатации АСУТП оформляется организационно-распорядительными документами оперативному и ремонтному персоналу, записью в журнале инструктажей и в журнале технических средств АСУТП.

Б1.9 Функции организаций, в части обеспечения приемочных испытаний (проверок) следующие.

Б1.9.1 Функции заказчика:

- организация СПК по приемке АСУТП и участие в ее работе;
- обеспечение СПК скорректированной к началу приемки эксплуатационной документацией (разработанной самостоятельно или с привлечением подрядных организаций) и остальной технической документацией согласно разделу Б4;
- согласование и утверждение рабочих программ и методик приемочных испытаний (проверок) АСУТП;
- метрологическое обеспечение приемочных испытаний АСУТП;
- обеспечение условий эксплуатации АСУТП в соответствии с эксплуатационной документацией предприятий-изготовителей технических средств;
- введение эксплуатационного режима в зоне технических средств АСУТП с подачей напряжения;

- организация технологического процесса на технологическом объекте управления для проведения приемочных испытаний АСУТП;

- обучение оперативного персонала работе в условиях действующих АСУТП и специальная подготовка ремонтного персонала по эксплуатации средств вычислительной техники с правом, подтвержденным предприятиями-изготовителями до начала приемки;

- оформление начала эксплуатации АСУТП организационно-распорядительными документами;

- техническое обслуживание комплекса технических средств и АСУТП оперативным и ремонтным персоналом в процессе опытной и промышленной эксплуатации.

Б1.9.2 Функции организации, осуществляющей монтажные работы по АСУТП:

- предъявление к приемке смонтированных технических средств АСУТП;

- оформление и передача заказчику технической документации;

- устранение недоделок монтажных работ, обнаруженных в процессе приемки, наладки и эксплуатации АСУТП в период освоения проектной мощности энергетического оборудования.

Б1.9.3 Функции организации, осуществляющей наладочные работы по АСУТП:

- предъявление к приемке налаженной АСУТП;

- оформление самостоятельно и передача заказчику технической документации

- разработка и передача заказчику на согласование и утверждение рабочих программ и методик приемочных испытаний;

- устранение причин наладочного характера, вызвавших нарушение работоспособности АСУТП в период их опытной эксплуатации.

Б1.9.4 Функция организации, осуществляющей разработку АСУТП и программного обеспечения:

- разработка эксплуатационной документации по программному обеспечению и АСУТП в соответствии с Государственными стандартами.

Б1.9.5 Функции организаций, осуществляющих проектирование АСУТП:

- оформление изменений в проектной документации и авторский надзор в процессе монтажных и наладочных работ.

Б1.10 Члены СПК обязаны:

- предоставить по запросу центральной Рабочей комиссии сведения о готовности АСУТП к проведению испытаний энергетического оборудования и др.;

- произвести проверку объемов и качества законченных работ по каждому предмету приемки АСУТП;

- оформить документы (таблица Б1) по результатам испытаний (проверок).

Таблица Б.1

Наименование документа	Примечание

1. Ведомость недоделок, дефектов, неисправностей и отказов по техническим средствам и АСУТП	
2. Акт о необходимости проведения дополнительных проверочных работ по АСУТП	Оформляется на дополнительные работы, не предусмотренные проектом производства работ и финансированием
3. Акт о приемке технических средств АСУТП после индивидуального испытания	
4. Журнал приемки	
5. Протокол испытаний АСУТП	
6. Акт о приемке в (опытную, промышленную) эксплуатацию	
7. Журнал технических средств АСУТП	Производится запись организационно– распорядительного характера о начале эксплуатации систем
8. Журнал инструктажей	

Б.1.11 Ведомость недоделок, дефектов, неисправностей и отказов по техническим средствам и АСУТП передается подрядчику- исполнителю соответствующих работ для устранения недоделок и председателю СПК для контроля.

Б2. Приемка в эксплуатацию АСУТП

Б2.1 Общие положения

Б2.1.1 Все системы и функциональные задачи (ФЗ), а также ПТК принимаются из наладки в опытную эксплуатацию; а затем - вводятся в промышленную эксплуатацию.

Б2.1.2 Для обеспечения безопасности эксплуатации ТОУ системы должны предъявляться в опытную эксплуатацию в определенной последовательности: ИИС – ТС – ДУ – ТБ – АВР – ТЗ – ЛУ – АР. Сначала предъявляются АСУ агрегатного уровня, а затем – общестанционного уровня, руководствуясь конкретным проектным составом систем.

Б2.1.3 Подсистема внешних связей ПТК АСУТП с полевым оборудованием, имеющая в своем составе распределители и размножители сигналов, должна приниматься из наладки в эксплуатацию по журналу или акту до приемки в эксплуатацию систем, являющихся потребителем этих сигналов.

Б2.1.4 Приемка ИИК в опытную эксплуатацию осуществляется согласно приложению В «Основные требования к приемке в эксплуатацию измерительных каналов информационно - измерительных систем».

Б2.1.5 Запрещается принимать в эксплуатацию СИ, входящие в АСУТП, не прошедшие калибровку.

Б2.1.6 Основанием для приемки системы в опытную эксплуатацию являются положительные результаты проверки АСУТП, включая приемочные испытания.

Б2.1.7 Программа испытаний АСУТП должна соответствовать ГОСТ 34.603-92.

Б2.1.8 Программа и методика испытаний специального программного обеспечения должны соответствовать ГОСТ 19.301-79.

Б2.1.9 При получении отрицательных результатов приемочных испытаний система подвергается повторным испытаниям после устранения соответствующих причин (дефекта, неисправности или отказа).

Б2.1.10 В случае получения отрицательного результата повторных испытаний системы перечень мероприятий по устранению дефектов, неисправности или отказа должен быть рассмотрен заказчиком на техническом совещании с привлечением всех заинтересованных организаций и предприятий.

Б2.1.11 Опытная эксплуатация системы может быть совмещена с комплексным опробованием ТЭО или проведена в иной период.

Б2.1.12 Продолжительность опытной эксплуатации систем определяется по срокам, необходимым для проверки их алгоритмов функционирования и готовности персонала к эксплуатации систем.

Б2.1.13 Приемочные испытания допустимо проводить по частям: до начала и в период опытной эксплуатации, если это предусмотрено в программе испытаний. Приемка в опытную эксплуатацию в этом случае оформляется актами при первом вводе в эксплуатацию и после окончания испытаний.

Б2.1.14 Ввод систем в промышленную эксплуатацию должен производиться по мере окончания сроков опытной эксплуатации каждой отдельной системы без оформления записи в акте или журнале приемки.

Б2.1.15 Готовность АСУТП к опытной и промышленной эксплуатации оформляется журналом или актом приемки.

Б2.1.16 Начало опытной и промышленной эксплуатации систем оформляется записью:

-в журнале инструктажей - о проведении инструктажа оперативного персонала для ознакомления с особенностям эксплуатации АСУТП;

-в журнале технических средств АСУТП - о начале эксплуатации принятых систем.

Б2.2 Приемка ПТК

Б2.2.1 В процессе приемки ПТК должен пройти следующие виды испытаний:

-предпоставочные заводские испытания;

-испытания отдельных подсистем в процессе наладки;

-предварительные испытания;

-опытную эксплуатацию;

-приемочные испытания.

Б2.2.2 Все виды испытаний, кроме заводских, проводятся на объекте в составе испытаний АСУТП. В актах о проведении этих испытаний отдельно фиксируются результаты испытаний ПТК.

Б2.2.3 Предпоставочные (заводские) испытания ПТК проводятся поставщиком на полномасштабном полигоне в присутствии заказчика и разработчика АСУТП. Целью испытаний является подтверждение соответствия скомплексированного ПТК установленным (утвержденным разработчиком и поставщиком ПТК) техническим требованиям. Допускается проведение предпоставочных испытаний ПТК на полигоне, создаваемом на площадке разработчика АСУ ТП или на площадке заказчика.

Б2.2.4 К приемке должен быть предъявлен комплект ПТК, включающий:

-комплекс технических средств (КТС), смонтированных и соединенных в соответствии с рабочими чертежами монтажа КТС и подготовленных к эксплуатации с сервисной аппаратурой и инструментами для обслуживания;

-эксплуатационную документацию, содержащую все сведения о ПТК и системе, необходимые для освоения ПТК и обеспечения его нормальной эксплуатации;

-программное обеспечение в виде программ на машинных носителях информации и сопровождающая его программная документация;

-алгоритмы прикладных программ, разработанные и поставляемые поставщиком ПТК;

-техническую документацию для подразделения, обслуживающего ПТК, и перечень необходимых технических средств для оснащения этого подразделения;

- ЗИП, приборы и устройства для проверки работоспособности и наладки технических средств и для калибровки измерительных каналов ПТК.

Б2.2.5 Процесс приемки ПТК на объекте включает:

-приемку КТС;

-приемку функциональных информационных и управляющих задач, начиная с задач "Сбор и первичная обработка информации", "Представление информации", "Предупредительная и аварийная сигнализация, "Дистанционное управление" и др;

Б2.2.6 Приемка КТС заключается в проверке:

-внешнего состояния КТС после наладки (наличие маркировок, состояние электропроводок и элементов крепления разъемов; состав и размещение комплектующих устройств и т.п.);

-работоспособности КТС;

-состав технической документации.

Б2.2.7 Приемка функциональных информационных задач ("Сбор и первичная обработка информации", "Отображение информации оператору-технологу" и др.) и управляющих задач ("Дистанционное управление", "Автоматическое регулирование", "Технологические защиты" и др.) заключается в проверке реализации этих задач на действующем отдельном ТЭО (например, насос, гидроагрегат) по отдельным программам, составленным в соответствии с ГОСТ 34.603-92.

Б3. Техническая документация

Б3.1 Законченные строительно-монтажные и наладочные работы в части помещений, технических средств АСУТП предъявляются к приемке СПК совместно со следующей документацией:

- комплектом эксплуатационной документации предприятий-изготовителей;
- скорректированной проектной документацией;
- разрешением на внесение изменений в проектную документацию (по ГОСТ 21.201-78);
- технической (отчетной) документацией, оформленной в процессе производства работ.

Б3.2 Состав технической (отчетной) документации, предъявляемой к приемке наладочных работ, приведен в таблице Б3.1.

Б3.3 Содержание и форма технической (отчетной) документации устанавливается специализированными подрядными организациями в соответствии с документами на производство монтажных и наладочных работ.

Б3.4 Вся документация предъявляется в одном экземпляре.

Б3.5 По окончании работы СПК техническая (отчетная) и скорректированная проектная документация должна быть передана в технический архив ГЭС (эксплуатирующей организации) для хранения вместе с документами, составленными СПК.

Таблица Б.2

Наименование документа	Комплект документов на ИВС в части											Примечание
	К	з	К	ис-	ИС	С	У	Б	З	СР	У	
1. Спецификация					-					-		
2. Текст программы (листинги программы)					-					-		
3. Описание программы					-					-		
4. Руководство программиста					-					-		
5. Руководство оператора					-					-		
6. Программа и методика испытаний					-					-		

7. Формуляр программы					-					-		Для ЛУ с КТС
8. Формуляр системы					-					-		То же
9. Описание применения (общее описание)					-					-		
10. Руководство по техническому обслуживанию					-					-		
11. Паспорт средств измерений					+					-		
12. Протокол приемки (проверки) электрических трактов ИК					-					-		

Т а б л и ц а Б.2 (окончание)

13. Перечень параметров, контролируемых СИ, подлежащих госповерке, ведомственной калибровке, и перечень параметров, измерение которых осуществляется без нормирования точности					+					-		По ИК - представляет проектная организация, по ИС - заказчик
14. Расчет уровнемеров					+					-		
15. Протокол контроля состояния термопреобразователей сопротивления					+					-		На генераторе, двигателях и др.

16. Журнал (карта, протокол) уставок		-		-	-					+		
17. Акт проверки КТС АСУТП		-		-	-					+		
18. Протокол определения расходной характеристики регулирующего органа		-		-	-					+		При наличии штатного средства измерения расхода
19. Карта настроек		-		-	-					+		

Примечание -. Знак "+" означает, что документ обязателен для включения в комплект; знак "-" — документ в комплект не включают

Приложение В
(Рекомендуемое)
Основные требования к приемке в эксплуатацию измерительных каналов информационно- измерительных систем

Настоящие «Основные требования» устанавливают объем, порядок и последовательность технологических операций при приемке в эксплуатацию измерительных каналов (ИК) информационно-измерительных систем (ИИС) АСУТП.

В1 Целью работ по приемке информационно-измерительных каналов (ИИК) является проверка соответствия точностных характеристик ИИК данным проекта АСУТП.

В2 Приемке в эксплуатацию должны быть подвергнуты все ИИК, предусмотренные рабочим проектом.

В3 В состав ИИК входят:

-первичный измерительный преобразователь и (или) промежуточный измерительный преобразователь;

-электрический тракт, состоящий из линии связи и информационно-измерительной системы (ИИС) ПТК.

В4 Рабочие условия эксплуатации средств измерений (СИ), входящих в состав ИИК, должны соответствовать требованиям, указанным в НТД на эти СИ.

В5 Приемка в эксплуатацию ИИК производится на полностью законченных монтажом и наладкой, проверенных на работоспособность ИИК, внесенных в соответствующую ведомость, форма которой приведена в п.В32.

В6 Работы по приемке в эксплуатацию ИИК включают:

-лабораторную калибровку (поверку) всех СИ, входящих в состав ИИК;

-приемку электрического тракта ИИК (ЭТ ИИК), при этом предполагается, что принята функциональная задача АСУТП «Сбор и первичная обработка аналоговой информации».

В7 Эталонные СИ, применяемые при приемке ИИК, должны быть калиброваны (поверены) в установленном порядке.

В8 Все подготовительные работы по приемке ИИК производятся ПАСУТП (соответственно ЭП) по принадлежности ИИК совместно с персоналом наладочной организации

В9 К работам по приемке в эксплуатацию ИИК допускаются лица, прошедшие проверку знаний по технике безопасности в объеме, определенном должностной инструкцией, и имеющие отметку в удостоверении о проверке знаний по технике безопасности.

В10 Персонал наладочной организации:

-обеспечивает установку СИ в месте задачи входного воздействия;

-обеспечивает организацию рабочих мест;

-устанавливает телефонную (радиосвязь) между рабочими местами;

-обеспечивает проведение измерительных процедур.

В11 ПАСУТП и ЭП:

-несет ответственность за метрологическое обеспечение производимых работ;

-подготавливает бланки протоколов приемки ИИК,

- считывает на мониторе АРМ ПТК значения измеряемых величин,

- фиксирует значения влияющих факторов и заносит их в протокол.

Форма протокола приведена в приложении В2.

В12 СИ, входящие в состав ИИК, должны быть включены в работу не менее чем за 4 ч до начала приемки.

В13 Во время проведения приемки не допускается регулировка и подстройка СИ, входящих в состав ИИК.

В14 Приемка в эксплуатацию ИИК производится поэлементным способом путем калибровки по отдельности:

- первичных (промежуточных) измерительных преобразователей;

-ЭТ ИИК.

В15 Калибровка измерительных преобразователей производится в лаборатории (для СИ с действующим сроком калибровки (поверки) допускается не проводить ее повторно на объекте). Положительные результаты калибровки оформляются клеймением СИ, сертификатами о калибровке или записью в паспортах.

В16 Калибровка ЭТ проводится непосредственно на объекте

В17 Процедура калибровки ЭТ заключается:

-в подаче имитирующего калибровочного сигнала на вход ЭТ вместо отключенного сигнала измерительного преобразователя (на панели нормирующих преобразователей, шкафах распределения токовых сигналов и т.д.);

-в задании значений входного калибровочного сигнала, соответствующего значению технологического параметра.

В18 В месте расположения ПИП (ПрИП) для измерения внешнего влияющего температурного фактора необходимо установить контрольный прибор;

В19 Отсчет значения измеряемой величины и фиксация в протоколе следует производить на мониторах АРМ.

В20 Для ИИС, оборудованных встроенными средствами контроля, прошедшими калибровку, приемку ЭТ ИИК рекомендуется производить автоматизированным способом с применением машинных программ.

В21 Для измерительных каналов расхода с расходомерами переменного перепада давления приемка производится в точках, соответствующих 30 и 70% диапазона измерений.

В22 Для всех остальных ИИК приемка производится в точках, соответствующих наименьшему значению диапазона измерений и 70% диапазона измерений.

В23 Отсчет показаний при калибровке ЭТ ИИК следует производить не менее трех раз при прямом ходе с интервалом, превышающим период опроса ИИС.

В24 Погрешность ЭТ ИИК (по модулю) $\Delta_{эт j}$ для j-й точки (j =1или 2) определяется по формуле

$$\Delta_{ЭТj} = \frac{\sum_{i=1}^{3} \left| X_{gi} - X_{ji} \right|}{n} \quad \text{(В.1)}$$

где,

X_{gj} - действительное значение параметра в j-й точке, соответствующее значению, задаваемому помощью эталонного СИ;

X_{ji} - *i-е* значение параметра (i = 1, 2,3….n), измеренное в j-й исследуемой точке в единицах измеряемой величины;

n - количество измерений ($n \geq 3$).

В25 Погрешность измерительного канала $\Delta_{ИК}$ для j-й точки (j =1или 2), приведенная к нормальным условиям определяется по формуле

$$\Delta_{ИК} = \left[\Delta^2_{ПИП}(\Delta^2_{ПрИП}) + \Delta^2_{ЭТj} - \Delta^2_t \right]^{0,5} \quad \text{(В.2)}$$

где

$\Delta_{ПИП}$ ($\Delta_{ПрИП}$) - предел основной абсолютной погрешности измерительного преобразователя согласно НТД;

Δ_t -дополнительная погрешность измерительного преобразователя от температурного влияющего фактора.

В26 ИИК считается принятым, если:

-погрешности СИ, входящих в состав ИИК, не превышают установленные в НТД на эти средства;

-погрешность измерительного канала $\Delta_{ИК}$ не превышает значения допустимой (по модулю) погрешности, установленное в проекте АСУТП для данного технологического параметра.

В27 При положительных результатах приемки ИИК оформляется акт приемки ИИК в эксплуатацию. Форма акта приведена в п. В32.

В28 Если погрешность ИИК, определенная при приемке, превышает значение допустимой погрешности, то проводятся дополнительные мероприятия (повышение класса точности ПИП, устранение помех и т.п.) для устранения этой неисправности.

В29 С момента подписания акта приемки ИИК считаются принятыми эксплуатационным персоналом и он несет ответственность за их сохранность и правильность функционирования

В30 Принятые в эксплуатацию ИИК подлежат техническому учету, за ними устанавливается метрологический контроль, который выполняют ПАСУТП или ЭП.

В31 После приемки в эксплуатацию ИИК не допускается изменение структуры ИИК и замена СИ без ведома ПАСУТП, ЭП и МП.

В32 Формы документов по приемке в эксплуатацию ИИК, следующие.

В32.1 Ведомость ИИК, законченных монтажом и наладкой и проверенных на функционирование.

Ведомость ИИК, законченных монтажом и наладкой и проверенных на функционирование

№ п.п.	Наименование измеряемого параметра	Адрес ИИК	Заключение по проверке на функционирование (годен, негоден)	Примечание

Исполнители

_____

(подписи)

_____

(дата)

В32.2 Акт приемки в эксплуатацию измерительных каналов

Акт
приемки в эксплуатацию измерительных каналов

_____ _____
__ 20____г.
место составления

Специализированная приемочная комиссия, назначенная
_____ от ____20__г.
решением рабочей комиссии, приказом по предприятию
№_____
в составе:
Председателя комиссии:

_____
наименование организации, должность, ф.и.о.
_____
представителей привлеченных организаций:
_____
наименование организации, должность, ф.и.о.

Установила:
1. Предъявленные к приемке измерительные каналы смонтированы, налажены и прошли

_____
приемочные испытания
2. Работы выполнены
_____
наименование подрядной организации
по проекту
_____
наименование проектной документации, чертежей
3. Комиссии представлена техническая документация в соответствии с программой приемо-сдаточных испытаний
_____
наименование программы и методики приемо-сдаточных испытаний предмета приемки
4. Результаты приемо-сдаточных испытаний представлены в протоколах

_____
наименование протоколов

Решение специализированной приемочной комиссии
Предъявленные к приемке измерительные каналы считать годными к эксплуатации и принятыми с _____20_г. заказчиком с оценкой качества выполненных работ

_____
хорошо, отлично, удовлетворительно

Приложения:
1. Перечень ИК, прошедших приемо-сдаточные испытания.

2. Перечень ИК, не прошедших приемо-сдаточные испытания.
3. Протоколы приемки ЭТ ИК.
4. Ведомость ИК, законченных монтажом и наладкой и проверенных на функционирование.

Председатель специализированной приемочной комиссии

_____

подпись ф.и.о.

Члены комиссии

_____

наименование организации, подпись, ф.и.о.

Представители привлеченных организаций

_____

наименование организации, подпись, ф.и.о.

Сдал представитель подрядной организации

_____

подпись

Принял представитель заказчика

_____

подпись

Приложение Г
(Рекомендуемое)
Основные требования к технической документации, относящейся к эксплуатации АСУТП

Г1. Перечень эксплуатационных документов

Г1.1 В подразделениях, осуществляющих эксплуатацию АСУТП, должна вестись следующая эксплуатационная документация, касающаяся АСУТП:

Г1.1.1 Оперативная на ЦПУ:

- оперативный журнал, в котором, в частности, отмечаются сбои в работе АСУТП;
- журнал дефектов и неполадок технических средств АСУТП;
- журнал технологических защит и автоматики;
- карта уставок и выдержек времени технологических защит, логического управления, блокировок и сигнализации;
- карта настроек автоматических регуляторов;
- карта уставок релейной защиты и автоматики.

Г1.1.2. Техническая

- протоколы (журналы) проверки отдельных видов аппаратуры;
- протоколы испытаний регулирующих систем общестанционного уровня,
- инструкция по обслуживанию технических средств АСУТП;
- алгоритмы и технические описания подсистем АСУТП с приложением, включающим значения уставок и выдержек времени технологических защит, логического управления, блокировок и сигнализации, и настроек авторегуляторов;
- откорректированная проектная документация;
- документы, разрешающие изменения проектных решений.

Г1.1.3. Организационная:

- положение о подразделении;
- должностные инструкции;
- графики опробования технологических функций и тестирования технических средств;
- графики капитальных ремонтов АСУТП;
- годовые и месячные графики работ по техническому обслуживанию и ремонту;
- графики, схемы и тематика маршрутов обхода оборудования.

Г1.2. В своей деятельности ПАСУТП использует также эксплуатационные документы, разрабатываемые при проектировании АСУТП и ее частей, эксплуатационные программные документы из состава рабочего проекта и эксплуатационные документы, поставляемые заводами - изготовителями технических средств. Комплектность этого вида эксплуатационных документов, порядок учета, хранения и внесения изменений в них устанавливаются государственными стандартами и другими межотраслевыми нормативными документами.

Г2 Ведение оперативной документации в части эксплуатации АСУТП

Г2.1 Оперативный журнал

Г2.1.1 Оперативный журнал предназначен в части эксплуатации АСУТП для регистрации в хронологическом порядке:

-включений и отключений технических средств или функций АСУТП с указанием причины;

-результатов плановых проверок устройств АСУТП , порученных оперативному персоналу;

-случаев действия ТЗ с оценкой «Правильно», «Ложно»;

-случаев неправильной работы устройств АСУТП, приведшей к останову технологического оборудования или нарушению режима;

-случаев отказа в работе функций автоматического управления и исполнительных механизмов;

-полученных оперативных распоряжений по эксплуатации АСУТП с отметкой об их исполнении.

Г2.1.2 Технические руководители ПАСУ и ЭП расписываются об ознакомлении с записями и дают указания ремонтному персоналу по устранению отмеченных в журнале недостатков в работе АСУТП.

Г2.1.3 Оперативный журнал ведется либо автоматически в рамках функции "Автоматическое ведение оперативной документации", либо начальником смены АСУТП, либо, при отсутствии оперативного персонала АСУТП, начальником смены ГЭС. При наличии на ГЭС нескольких оперативных участков начальник смены, как правило, ведет журнал на одном из них и осуществляет контроль ведения журналов на остальных участках.

Г2.1.4 Количество оперативных журналов устанавливается на электростанции в зависимости от состава оборудования и принятой схемы оперативного обслуживания - один журнал на всю электростанцию (очередь) или журнал на каждый оперативный участок.

Г2.1.5 Оперативный журнал используется при анализе работы АСУТП, составлении отчетов о работе АСУТП, а также контроле за деятельностью оперативного персонала.

Г2.2 Журнал дефектов и неполадок технических средств

Г2.2.1 Журнал дефектов и неполадок служит для фиксации замеченных в течение смены дефектов и неполадок, в частности в работе устройств АСУТП, с указанием принятых мер по устранению дефектов.

Г2.2.2 Журнал дефектов и неполадок следует оформлять, руководствуясь следующими правилами.

В журнале фиксируются все обнаруженные дефекты и неполадки. При этом дефекты и неполадки, устраненные в течение данной смены, также фиксируются в данном журнале, а в оперативном журнале делается краткая запись об отключении устройства со ссылкой на журнал дефектов без описания сущности дефекта и принятых мер.

Графы 1 и 2 заполняются либо автоматически в рамках функции "Автоматическое ведение оперативной документации", либо оперативным персоналом,

обнаружившим отказ или получившим информацию от дежурного персонала машзала. Кроме того, записи могут быть произведены ремонтным персоналом, если им обнаружен скрытый отказ в процессе технического обслуживания или ремонта.

В графе 1 отмечается дата и время записи. Вместо времени записи можно указывать номер смены.

Записи в графе 2, в случаях неполадок технических средств АСУТП, следует начинать с сокращенного названия функции для станционного уровня АСУТП или номера агрегата для агрегатного уровня. Должны быть четко указаны сущность дефекта или внешний признак отказа с описанием всех факторов, по которым был установлен данный отказ,. и т.д. В этой же графе подписывается работник, который произвел записи в графах 1 и 2 или в смену которого были зафиксированы указанные дефекты.

В графе 3 технические руководители ПАСУТП и ЭП расписываются об ознакомлении с записями и при необходимости делают распоряжения, связанные с зафиксированными отказами.

В графе 4 руководитель ремонтного подразделения ГЭС или бригады специализированной ремонтной организации расписывается об ознакомлении с записью в целях своевременной выдачи заданий ремонтному персоналу на устранение дефекта.

В графе 5 при необходимости уточняется причина отказа, указывается характер и объем ремонта (корректировка выходного сигнала датчика, устранение заедания, замена модуля или датчика и т.д.). В этой же графе кратко отмечается количество израсходованной аппаратуры оперативного резерва при устранении дефектов. Записи в графе 5 производятся персоналом, устранившим дефект или руководителем ремонтного подразделения.

В случае невозможности устранения дефекта на работающем оборудовании должно быть указано, когда планируется устранить дефект, например: "в останов агрегата", "в капитальный ремонт агрегата".

При необходимости отключения устройства или части функции на длительное время из-за дефекта необходимо сделать также соответствующую запись в журнале защит и автоматики.

Г2.2.3 Журнал дефектов используется для организации работ по устранению дефектов и неполадок устройств АСУТП, для контроля и оценки деятельности дежурного и ремонтного персонала, для анализа работы АСУТП, а также может быть использован при сборе информации о надежности технических средств АСУТП.

Г2.3 Журнал технологических защит и автоматики

Г2.3.1 Журнал технологических защит и автоматики служит для записи информации и распоряжений по проделанным работам: об установке датчиков, об изменениях алгоритмов, уставок защит, сигнализации, логического управления и настроек регуляторов, по включению в эксплуатацию устройств АСУ ТП после ремонта и монтажа, о выводе устройств из работы на длительное время из-за дефектов, об имитации шагов программы логического управления, о корректировках нормативно-справочной информации ИВС с указанием причин..

Г2.3.2 Журнал технологических защит и автоматики следует оформлять, руководствуясь следующими правилами.

В графе 1 проставляется дата записи.

В графе 2 проставляется порядковый номер распоряжения, после чего излагается его содержание. Записи производит технический руководитель ПАСУТП. Под распоряжением проставляется должность, подпись и фамилия лица, отдавшего распоряжение.

В графе 3 об ознакомлении с распоряжением расписывается весь оперативный персонал.

Оперативный персонал, принимающий смену, знакомится с записями, внесенными в журнал со времени окончания его предыдущего дежурства.

При необходимости аннулировать утратившее силу распоряжение делается запись об его отмене, а старый текст в графе 2 перечеркивается и ставится дата и подпись лица, отменившего распоряжение.

При замене использованного журнала новым в последний должны быть перенесены распоряжения, не утратившие силу. Распоряжения, действующие постоянно, должны быть включены в соответствующие инструкции по эксплуатации при их очередном пересмотре, в алгоритмы, электрические принципиально-монтажные схемы и т.д.

Г2.4 Страницы оперативного журнала, журнала дефектов, журнала технологических защит и автоматики должны быть пронумерованы, прошнурованы и скреплены печатью. Записи в журналах должны производиться чернилами, быть четкими и разборчивыми.

Г2.5 Карты (журналы) уставок и выдержек времени технологических защит, логического управления, блокировок и сигнализации, настроек авторегуляторов, уставок релейной защиты и автоматики.

Г2.5.1 Значения уставок определяются по данным заводов-изготовителей основного оборудования, либо на основании испытаний, и утверждаются техническим руководителем ГЭС. Периодичность пересмотра - не реже одного раза в три года.

Г2.5.2 Все текущие изменения должны вноситься в карты уставок оперативно со ссылкой на техническое решение, утвержденное техническим руководителем ГЭС.

Г2.5.3 В картах заданий авторегуляторам указываются параметры настройки регуляторов, необходимые для контроля правильности их установки и для восстановления настройки приборов после ремонта или замены вышедшей из строя аппаратуры. В эти карты вносятся данные о значениях переменных, установленных при наладке авторегуляторов, дата и подпись лица, производившего настройку.

Г3. Ведение технической документации

Г3.1 Все технические документы передаются ГЭС проектными, наладочными и ремонтными организациями до ввода оборудования в эксплуатацию.

Г3.2 Основная часть этих документов, отражающая технические характеристики АСУТП и основного оборудования (схемы и технические описания, инструкции и руководства, алгоритмы и программы, перечни сигналов, нормативно-справочная информация, карты настроек и уставок), необходима для организации технического обслуживания и ремонта АСУТП.

Г3.3 Некоторые из передаваемых материалов (акты сдачи-приемки, протоколы проверки изоляции кабелей, протоколы проверки аппаратуры и т.д.) служат лишь свидетельством об объеме и качестве выполнения монтажных и наладочных работ и в дальнейшем при эксплуатации оборудования не используются.

Г3.4 Ведение карт (журналов) уставок и выдержек времени технологических защит, логического управления, блокировок и сигнализации, настроек авторегуляторов, уставок релейной защиты и автоматики.

Карты (журналы) уставок и настроек представляют собой расширенные оперативные документы по п. Г2.5.

В зависимости от местных условий карты уставок ведутся для каждого агрегата или на группу однотипных агрегатов, и должны быть дополнены сведениями, учитывающими особенности АСУТП и разнотипность оборудования.

В примечании к карте уставок технологических защит и аварийной сигнализации или в отдельных графах таблицы должны быть указаны сведения, используемые при опробовании защит: уставки, условия ввода-вывода защит, тип и место установки датчиков, номера блоков УСО и т.п.

Все текущие изменения должны вноситься в карты уставок оперативно со ссылкой на техническое решение, утвержденное техническим руководителем электростанции.

Г3.5 Ведение протоколов (журналов) проверки отдельных видов аппаратуры. В протоколе указывается тип аппаратуры, обозначение по схеме, дата проверки, результат проверки, подпись проверяющего и при необходимости показатели, требующиеся при эксплуатации устройства.

Г3.6 Ведение протоколов испытаний регулирующих систем общестанционного уровня. В протоколе указывается наименование регулятора, дата проверки, результат проверки, подпись проверяющего лица и при необходимости показатели, требующиеся при эксплуатации регулятора.

Г3.7 Ведение инструкции по обслуживанию технических средств АСУТП

Инструкция должна быть составлена для ПАСУТП и оперативного персонала с учетом требований настоящего стандарта, инструкций заводов - изготовителей технических средств АСУТП, проектных эксплуатационных документов, с учетом конкретных схем АСУТП и принятой на ГЭС структуры технического обслуживания.

В инструкции должны быть:

- изложены объем и последовательность действий персонала по обслуживанию АСУТП,

- приведены указания о действиях по включению и отключению устройств АСУТП (в том числе при пусках и остановах оборудования, после простоя в резерве или после ремонта),

- приведены указания о действиях в аварийных ситуациях, при устранении отказов АСУТП,

- приведены указания по эксплуатационным проверкам функций АСУТП и тестированию технических средств,

- приведены указания о мерах безопасности.

Объем и порядок эксплуатационных проверок и опробования защит, сигнализации, проверок работоспособности логического управления и авторегуляторов могут быть разработаны в виде отдельных инструкций или программ.

При вводе в эксплуатацию новых устройств, изменениях алгоритмов, уставок дополнительные указания вносятся в журнал технологических защит и автоматики. Эти указания или временные инструкции по эксплуатации отдельных устройств должны включаться в состав общих инструкций при пересмотре последних.

Инструкции утверждаются техническим руководителем ГЭС, периодичность их пересмотра - не реже одного раза в три года.

Кроме инструкций по эксплуатации для ПАСУТП должны иметься инструкции и руководства по эксплуатации технических и программных средств АСУТП, поставляемые заводами-изготовителями комплектно с изделиями, инструкции, руководства и другие эксплуатационные документы, поставляемые в составе проектной документации на АСУТП.

Г3.8 Ведение технических описаний и алгоритмов подсистем АСУТП

Г3.8.1 Этот раздел документации включает:

- алгоритмы подсистем АСУТП- могут быть выполнены в виде плакатов, альбомов, включаться в технические описания или инструкции;

- принципиальные электрические, монтажные или принципиально-монтажные (полные или развернутые) схемы присоединения полевого оборудования;

- схемы и/или описания каналов связи АСУТП с локальными электротехническими устройствами (РЗА, ПА, возбуждение генератора);

- электрические схемы разводки питания к установкам АСУТП;

- материалы проекта АСУТП (схемы, перечни сигналов и данных и др.), используемые инженером АСУТП при корректировке информационной базы, при имитации шагов функциональных групп логического управления в процессе пуска оборудования и т.п.

Г.3.8.2 Все экземпляры использующихся схем и алгоритмов должны быть откорректированы после наладки и соответствовать выполненному монтажу. Должно быть обеспечено оперативное внесение изменений.

Г.3.8.3 Изменения в схемах и алгоритмах должны доводиться до сведения всех работников, для которых обязательно знание этих схем с записью в журнале распоряжений.

Г.3.8.4 Должен быть обеспечен регулярный пересмотр схем, алгоритмов и технических описаний в целях проверки их состояния и соответствия выполненному монтажу. Периодичность пересмотра схем, алгоритмов и технических описаний - не реже одного раза в три года. Схемы и алгоритмы, включенные в техническое описание, пересматриваются в составе общего документа.

Г3.9 Ведение документов, разрешающих изменения проектных решений.

Технические решения на изменение алгоритмов, схем, уставок защит и сигнализации, перечня входных аналоговых и дискретных сигналов, используемых в АСУТП, должны быть утверждены техническим руководителем ГЭС.

Технические решения на изменение алгоритмов защит, блокировок, логического управления, регуляторов станционного уровня, а также решения об отказе от внедрения предусмотренных проектом регуляторов, устройств логического управления, функций должны быть согласованы с проектной организацией. В случае изменения решений завода - изготовителя технологического оборудования по алгоритмам защит техническое решение на изменение должно быть согласовано с соответствующим заводом - изготовителем оборудования.

В техническом решении должны быть приведены основание (причина) изменения, техническая суть нового решения и организационные мероприятия по его внедрению. К техническому решению должна быть приложена новая схема (алгоритм, перечень сигналов) или задание проектной организации на доработку проекта.

Изменение программы для создания нового технологического алгоритма производится, как правило, предприятием - разработчиком ПТК. Технические решения хранятся у руководства ПАСУТП.

Г4. Ведение организационной документации, относящейся к АСУТП

Г4.1 Положение о персонале, эксплуатирующем АСУТП..

Г4.1.1 Положение о ПАСУТП является частью положения о более крупном подразделении, в которое этот персонал входит.

Г4.1.2 В положении, либо в отдельном документе должны быть оговорены границы зон обслуживания между ПАСУТП, ЭП и МП и обязанности каждого персонала по эксплуатации АСУТП.. Периодичность пересмотра - не реже одного раза в три года.

Г4.2 Должностные инструкции

Г4.2.1 Должностные инструкции составляются для всего инженерно-технического и оперативного персонала на основе действующих типовых должностных инструкций.

Г4.2.2 Для рабочих, если такие должности предусмотрены штатным расписанием ГЭС, по группам квалификации и разрядам на основе тарифно-квалификационного справочника с учетом особенностей эксплуатационно-ремонтных групп и разрядов должны быть составлены квалификационные характеристики, включающие в себя сведения о требуемом объеме знаний и примеры выполняемых работ.

Г4.2.3 Должностные инструкции утверждаются техническим руководителем ГЭС, квалификационные характеристики – техническим руководителем ПАСУТП. Периодичность пересмотра - не реже одного раза в три года.

Г4.2.4 Должностные инструкции должны включать:

- требования к уровню профессиональной подготовки;

- подчиненность работника в административном и оперативном отношении;
- организацию рабочего места;
- зону обслуживания;
- перечень закрепленного оборудования и устройств;
- перечень руководящих, нормативных документов;
- объем знаний, обязательный для работника, занимающего данную должность (принцип работы, технические характеристики, режимы работы и территориальное расположение обслуживаемого оборудования, требования к безопасной эксплуатации, порядок ведения технической документации и т.д.).

Кроме того, в должностных инструкциях должны быть определены основные функции работника и обязанности по их реализации, а также права и ответственность работника.

Г4.2.5 Организация разработки должностных инструкций возлагается на руководителей соответствующих подразделений.

Руководство разработкой инструкций и контроль своевременного пересмотра документов должен осуществлять производственно–техническое подразделение ГЭС.

Г4.3 Графики опробования технологических функций и тестирования технических средств АСУТП.

В графике должна быть указана требуемая периодичность опробования или тестирования, время фактического опробования и, при необходимости, вид проверки.

Форма графика уточняется в зависимости от состава оборудования и принятых на ГЭС методов технического обслуживания. Графики выполняются на отдельных листах, подшитых в папку, в виде плакатов или общих графиков.

График составляется на год и утверждается техническим руководителем ГЭС.

Распоряжением технического руководителя ГЭС разграничивается ответственность за выполнение графиков между ПАСУТП, ЭП и МП.

Г4.4 Графики капитальных ремонтов АСУТП.

Г4.4.1 Графики капитальных ремонтов составляются по местным формам с учетом требований разрабатываемого СТО по ремонту и техническому обслуживанию оборудования, зданий и сооружений электрических станций и сетей СТО 70238424.27.100.006-2008 и утверждаются техническим руководителем ГЭС.

Г4.4.2 Графики капитальных ремонтов СИ должны быть увязаны по срокам с графиками калибровки и государственной поверки.

Г4.4.3 Капитальные ремонты увязываются с графиком ремонта основного оборудования.

Г4.5 Годовые и месячные графики работ по техническому обслуживанию и ремонту.

Г4.5.1 Годовые и месячные графики работ по ТО составляются с учетом требований действующих отраслевых нормативов и норм, заводской и местной документации, опыта эксплуатации.

Г4.5.2 После проведения технического обслуживания на графике производится отметка о выполненных работах с проставлением даты и подписи исполни-

теля. Эта отметка свидетельствует о выполнении работ в соответствии с типовым либо местным перечнем операций, осуществление которых должно быть обеспечено при проведении технического обслуживания.

Г4.6 Графики, схемы и тематика маршрутов обхода оборудования

Для ПАСУТП, ЭП и МП должны быть определены периодичность, схемы и тематика маршрутов обхода закрепленного оборудования. Эти вопросы должны быть оговорены либо в инструкции по эксплуатации АСУТП, либо в отдельном документе. Периодичность пересмотра - один раз в три года.

Г5. Порядок оформления технического обслуживания и капитального ремонта АСУТП

Проведение технического обслуживания и капитального ремонта оформляется следующим образом.

Г5.1 Средства измерений

Г5.1.1 Техническое обслуживание - отметкой в графике технического обслуживания и капитального ремонта.

Г5.1.2 Капитальный ремонт:

- ремонт - заполнением документации в соответствии с требованиями Росэнергонадзора, метрологической службы энергокомпании и отметкой в графике технического обслуживания и капитального ремонта;

- ввод в эксплуатацию - записью в журнале технологических защит и автоматики.

Г5.2 Автоматическое регулирование

Г5.2.1 Техническое обслуживание - отметкой в графике технического обслуживания и капитального ремонта.

Г5.2.2 Капитальный ремонт:

-ремонт датчиков - заполнением протоколов;

-наладка и ввод в эксплуатацию - заполнением карт заданий регуляторам и записью в журнале технологических защит и автоматики;

Г5.3 Технологические защиты и сигнализация

Г5.3.1 Техническое обслуживание - отметкой в графике опробования (технического обслуживания и капитального ремонта) технологических защит и сигнализации.

Г5.3.2 Капитальный ремонт:

-ремонт автоматов питания, датчиков прямого действия - заполнением и установкой этикетки или заполнением протокола;

-комплексное опробование и ввод в эксплуатацию - отметкой в графике опробования защит и записью в журнале технологических защит и автоматики.

Г5.4 Дистанционное управление

Г5.4.1 Капитальный ремонт:

-ремонт токовых реле, автоматов питания - заполнением и установкой этикетки или заполнением протокола;

-наладка, опробование и ввод в эксплуатацию - записью в журнале технологических защит и автоматики.

Г5.5 Информационно-вычислительная система

Г5.5.1 Техническое обслуживание - отметкой в графике технического обслуживания и капитального ремонта информационно-вычислительной системы.

Г5.5.2 Капитальный ремонт:

-ремонт средств, подлежащих метрологической поверке, - заполнением документов в соответствии с требованиями Ростехнадзора, ведомственной метрологической службы и отметкой в графике технического обслуживания и капитального ремонта;

-ремонт средств, не подлежащих метрологической поверке, - отметкой в графике технического обслуживания и капитального ремонта;

-ввод в эксплуатацию - записью в журнале технических средств АСУТП.

Приложение Д
(Рекомендуемое)
Основные требования к правилам метрологической аттестации измерительных каналов информационно-измерительных систем

Настоящие Методические указания распространяются на измерительные каналы информационно-измерительных систем, в том числе входящих в качестве подсистем в автоматизированные системы управления технологическими процессами и в автоматизированные системы управления испытательными процессами, а также на измерительные каналы оперативно-измерительных комплексов автоматизированных систем диспетчерского управления (далее ИК ИИС) и устанавливают основные требования к организации, порядку представления и проведения метрологической аттестации (МА), а также оформлению результатов и предназначены для метрологических служб энергопредприятий, аккредитованных на право проведения работ по МА ИК ИИС в установленном порядке.

Методические указания разработаны в соответствии с Законом Российской Федерации «Об обеспечении единства измерений» и ПР 50.2.016-94; ПР 50.2.009-94 «ГСОЕИ. Порядок проведения испытаний и утверждения типа средств измерений».

Д1 Общие положения

Д1.1 Метрологическая аттестация ИК ИИС — исследование ИК, проводимое с целью определения оценок метрологических характеристик (МХ) ИК в реальных условиях эксплуатации и выдача документа, удостоверяющего эти характеристики.

Д1.2 Основными задачами при проведении метрологической аттестации являются:

- определение номенклатуры МХ ИК и их оценка;
- установление соответствия МХ требованиям технического задания или технических условий,
- установление номенклатуры МХ ИК, подлежащих контролю (поверке и/или калибровке);
- установление межповерочных и межкалибровочных интервалов;
- установление порядка метрологического контроля и надзора за ИК ИИС.

Д1.3 Метрологической аттестации подлежат ИК ИИС серийного и единичного производства:

- комплектуемых на объекте из агрегатных средств измерений (АСИ);
- импортируемых в Россию;
- находящихся в эксплуатации, но не прошедших аттестацию.

Д1.4 Вновь вводимые в эксплуатацию ИИС подлежат метрологической аттестации только после получения положительных результатов испытаний агрегатных средств измерений с утверждением типа СИ (для ИК, подлежащих госу-

дарственному контролю и надзору) и калибровке СИ (для ИК, не подлежащих государственному контролю и надзору).

Д1.5 Метрологическую аттестацию проводят:

- головных образцов ИИС — органы государственной метрологической службы или метрологическое подразделение энергопредприятия, аккредитованное на право проведения МА ИК ИИС;

- однотипных с головным образцом ИИС — метрологические подразделения энергопредприятий, аккредитованные на право проведения МА ИК ИИС.

Д1.6 Перед проведением метрологической аттестации ИК ИИС метрологическими подразделениями энергопредприятий составляются перечни следующих ИК:

- подлежащих государственному метрологическому контролю и надзору в соответствии со ст. 13 Закона Российской Федерации «Об обеспечении единства измерений» (утверждается органом регионального метрологического подразделения);

- подлежащих метрологическому контролю и надзору, осуществляемому метрологической службой энергопредприятия (утверждается техническим руководителем ГЭС);

- не подлежащих поверке и калибровке.

Д1.7 Метрологическую аттестацию ИК ИИС проводят в реальных условиях эксплуатации по программе, разрабатываемой организацией, проводящей работу.

Метрологическую аттестацию ИК, подлежащих государственному метрологическому контролю и надзору, проводят органы Государственной метрологической службы.

Д1.8 Положительные результаты метрологической аттестации являются основанием для выдачи свидетельства о метрологической аттестации ИК ИИС, один экземпляр которого направляется в головную организацию метрологической службы энергетики и электрификации для регистрации.

Д2 Порядок представления ИК ИИС на метрологическую аттестацию

Д2.1 Вновь вводимые в эксплуатацию ИИС представляет на метрологическую аттестацию организация-разработчик; находящиеся в эксплуатации ИИС - предприятие, эксплуатирующее их.

Д2.2 ИИС представляют на метрологическую аттестацию вместе с программным обеспечением и комплектом технической документации, прошедшей метрологическую экспертизу.

Д2.3 Вновь вводимые в эксплуатацию ИИС представляются на метрологическую аттестацию со следующей технической документацией:

-техническое задание на разработку ИИС;

-технические условия на ИИС в целом и на АСИ;

-техническое описание и инструкция по эксплуатации;

-проект программы метрологической аттестации (ПМА);

-проект методических указаний по поверке и (или) калибровке;

-акт межведомственной комиссии по приемке ИИС;

-акт о вводе ИИС в опытную эксплуатацию;

-журнал опытной эксплуатации;

-свидетельства о поверке и (или) калибровке АСИ.

Техническую документацию по п. Д2.3 представляет организация-разработчик совместно с предприятием, эксплуатирующим ИИС.

Д2.4 ИИС, находящаяся в эксплуатации, представляется на метрологическую аттестацию со всей имеющейся на нее документацией.

Если в технической документации на ИИС отсутствуют требования к метрологическим характеристикам ИК, то они должны быть рассчитаны организацией, проводящей работу по метрологическим характеристикам АСИ.

Д2.5 Метрологическую аттестацию проводят по истечении сроков опытной эксплуатации ИИС, установленных в технической документации.

Д2.6 Метрологическую аттестацию проводят только в случае, если условия эксплуатации АСИ удовлетворяют требованиям, установленным в технической документации на АСИ или ИИС в целом.

Д2.7 Предприятие, эксплуатирующее ИИС, должно представить организации, проводящей МА, следующие основные данные:

-краткие сведения об объекте эксплуатации ИИС;

-перечни ИК по п. Д1.6;

-сведения о реальных условиях эксплуатации.

Д2.8 Перечень ИК ИИС, подлежащих экспериментальным исследованиям, составляется организацией, проводящей МА ИК ИИС, и согласовывается с предприятием, эксплуатирующим ИИС.

Д3 Порядок проведения метрологической аттестации

Д3.1 Метрологическую аттестацию проводят по программе, требования к которой изложены в разделе Д5.

Программа метрологической аттестации утверждается организацией, проводящей работу, и согласовывается с метрологическим подразделением предприятия, эксплуатирующего ИИС.

Д3.2 Метрологическая аттестация включает в себя следующие этапы:

-рассмотрение технической документации;

-согласование и утверждение программы и методики аттестации;

-экспериментальное исследование ИК;

-анализ результатов экспериментальных исследований ИК, составление отчета или протокола об аттестации, составление и выдача свидетельства.

Д3.3 Метрологическая аттестация головных образцов ИИС должна проводиться с участием организации, эксплуатирующей ИИС, и организации-разработчика.

Д3.4 Организация работ по метрологической аттестации ИИС возлагается на предприятия, эксплуатирующие ИИС.

Д3.5 Предприятие, представляющее ИИС на метрологическую аттестацию, не позднее чем за три месяца до начала проведения работ должно подготовить и передать организации, проводящей метрологическую аттестацию, техническую и

проектную документацию, приведенную в п. Д2.3 , и данные по п. Д2.7 и обеспечить выполнение всех подготовительных работ согласно программе и методике аттестации.

Д3.6 Организация, проводящая метрологическую аттестацию вновь вводимых ИИС, должна:

-выполнить экспериментальные исследования ИК в соответствии с программой и методикой аттестации;

-выполнить анализ и обработку полученных экспериментальных данных;

-разработать методику поверки и (или) калибровки ИК в рабочих условиях;

-составить технический отчет или протокол по результатам метрологической аттестации ИИС;

-оформить свидетельство о МА ИИС по форме, приведенной в разделе Д6.

Организация, проводящая метрологическую аттестацию ИИС, находящихся в эксплуатации, кроме вышеперечисленных требований, должна рассчитать метрологические характеристики ИК по метрологическим характеристикам АСИ и разработать план МА.

Д4 Оформление результатов метрологической аттестации

Д4.1 По результатам метрологической аттестации головных образцов ИИС составляют технический отчет в соответствии с требованиями ГОСТ 7.32-91, а для однотипных и единичных ИИС — протокол по форме, приведенной в разделе Д6.

Д4.2 Организация (предприятие), проводящая метрологическую аттестацию, в течение месяца по окончании экспериментальных исследований ИК ИИС оформляет свидетельство по форме, приведенной в разделе Д6.

Д4.3 Свидетельства о метрологической аттестации ИИС подлежат учету и сохраняются до изъятия ИИС из обращения.

Копии свидетельств о МА ИИС направляются в головную организацию метрологической службы.

Д4.4 Результаты метрологической аттестации считаются положительными, если метрологические характеристики, определенные в процессе МА, находятся в пределах, установленных в документации, приведенной в п.Д2.3 или в п.Д2.4 настоящих Методических указаний.

В противном случае результаты МА считаются отрицательными.

Д4.5 При отрицательных результатах метрологической аттестации оформляется протокол с указанием полученных результатов и извещение о непригодности ИИС к применению с соответствующим обоснованием.

Д5 Требования к содержанию и построению программы метрологической аттестации информационно-измерительных систем.

Типовая программа аттестации распространяется на ИИС, приведенные в приложении Д настоящего стандарта, и устанавливает основные требования к ее построению и содержанию.

Типовая программа содержит рекомендации по установлению:

-продолжительности межповерочных и (или) межкалибровочных интервалов;

-объема представительной выборки;

-количества исследуемых точек по диапазону измерений;

-количества наблюдений в исследуемых точках измерения.

Д5.1 Программа должна содержать следующие разделы:

Д5.1.1 Общие положения.

Д5.1.2 Измерительные каналы. Общие требования.

Д5.1.3 Эталоны и вспомогательные средства измерений.

Д5.1.4 Техническая документация.

Д5.1.5 Методика проведения экспериментальных исследований измерительных каналов.

Д5.1.6 Методика проведения метрологической аттестации.

Д5.1.7 Организация и распределение работ.

Д5.2 Раздел «Общие положения» должен содержать:

Д5.2.1 Сведения о назначении программы и об объекте аттестации.

Д5.2.2 Конечную цель.

Д5.2.3 Задачи:

-определение номенклатуры метрологических характеристик ИК и их оценка;

-установление соответствия метрологических характеристик требованиям технического задания или технических условий или нормам точности измерений, заданным в стандартах;

-установление номенклатуры метрологических характеристик ИК, подлежащих контролю (поверке и (или) калибровке);

-установление межповерочных и (или) межкалибровочных интервалов ИК;

-установление порядка надзора за ИИС;

-выдача рекомендаций о целесообразности импорта ИИС;

-выявление потребности в серийном выпуске ИИС единичного производства.

Д5.3 Раздел «Измерительные каналы. Общие требования» должен содержать:

Д5.3.1 Перечень ИК, подлежащих экспериментальным исследованиям, с указанием диапазона измерений и объединенных в однотипные группы.

Критерии объединения ИК в однотипные группы могут быть следующими:

-измеряемая величина или параметр;

-диапазон измерений;

-структурная схема ИК.

Д5.3.2 Структурные схемы формирования ИК при экспериментальных исследованиях и спецификацию к этим схемам.

Д5.3.3 Требования к подготовке ИК для экспериментальных исследований.

Д5.3.4 Требования к выбору способа и форм представления метрологических характеристик с учетом особенностей эксплуатации конкретных типов ИК ИИС.

Д5.4 Раздел «Эталоны и вспомогательные средства измерений» должен содержать перечень (в виде таблицы) эталонов и вспомогательных СИ, необходимых для проведения аттестации, с указанием основных характеристик документов, распространяющихся на них, и назначения.

Д5.5 Раздел «Техническая документация» должен содержать перечень технической документации, предъявляемой при метрологической аттестации.

В результате рассмотрения документации:

-устанавливают продолжительность межповерочных и (или) межкалибровочных интервалов ИК;

-проверяют возможность ознакомления с установкой, наладкой, эксплуатацией и техническим обслуживанием ИИС;

-определяют полноту и правильность выбора метрологических характеристик, а также выбранных методов и средств исследований, поверки и (или) калибровки, четкость и полноту изложения операций, выполняемых при определении метрологических характеристик.

Д5.6 Раздел «Методика проведения экспериментальных исследований измерительных каналов» должен содержать:

Д5.6.1 Установление объема представительной выборки ИК, подлежащих исследованиям, с учетом структурных особенностей ИИС и с заданной доверительной вероятностью.

Представительную выборку для каждой группы однотипных ИК можно определить по формуле

$$n = \frac{t^2 N}{4\varepsilon^2 N + t}, \; n = \frac{t^2 N}{4\varepsilon^2 N + t}, \quad (Д.1),$$

где N — число однотипных ИК в одной группе;

t — коэффициент распределения Стьюдента, определяемый в зависимости от доверительной вероятности и числа наблюдений при проведении эксперимента;

ε — допустимая погрешность репрезентативности, определяемая по данным опытной эксплуатации или по данным проектной организации (обычно принимается от 0,1 до 0,15).

Д5.6.2 Установление числа исследуемых точек по диапазону измерений. Число исследуемых точек должно гарантировать оценку МХ ИК с заданной доверительной вероятностью и быть не менее 5.

Д5.6.3 Выбор предварительной модели погрешности ИК. Модель погрешности ИК в реальных условиях эксплуатации можно представить в следующем виде:

$$\Delta_М = \Delta_S \cdot \Delta \cdot \Delta_Н \quad (Д.2),$$

где Δ_s — систематическая составляющая погрешности;

Δ — случайная составляющая погрешности;

$\Delta_н$ — случайная составляющая погрешности, обусловленная гистерезисом.

Д5.6.4 Установление числа наблюдений в исследуемых точках. Число наблюдений в исследуемых точках должно гарантировать оценку МХ ИК с заданной доверительной вероятностью и может быть определено по формуле

$$n \geq \frac{2}{1-P}, n \geq \frac{2}{1-P}, \quad (Д.3),$$

где P — принимаемая доверительная вероятность.

Д5.6.5 Процедуру определения погрешности ИК (последовательность операций при проведении экспериментальных исследований) в реальных условиях эксплуатации. Выбор метода экспериментальных исследований (комплектный или поэлементный).

Д5.6.6 Установление способа контроля внешних влияющих величин. Способ контроля этих величин устанавливается в зависимости от степени их влияния на погрешность АСИ.

Д5.6.7 Алгоритм обработки результатов наблюдений.

Д5.6.8 Установление межповерочных и (или) межкалибровочных интервалов ИК ИИС. Критериями для установления межповерочных и (или) межкалибровочных интервалов являются критерии безотказной работы по метрологическим отказам и критерии скорости изменения погрешности.

Д5.7. Раздел «Организация и распределение работ» должен содержать сведения об организации проведения подготовительных и экспериментальных работ, обработки результатов в соответствии с программой, а также сведения о распределении работ между заказчиком и исполнителем с установлением сроков их выполнения.

Д5.8 Результаты экспериментальных исследований измерительных каналов должны быть представлены в протоколе, форма которого приведена в разделе Д6.

Д6 Формы документов метрологической аттестации информационно-измерительных систем.

Д6.1 Форма Свидетельства о метрологической аттестации измерительных каналов.

_____

(наименование органа Государственной метрологической службы или метрологической службы энергопредприятия)

СВИДЕТЕЛЬСТВО №_____

о метрологической аттестации ИК _____

_____

(тип ИИС; предприятие, эксплуатирующее ИИС)

Дата ввода в эксплуатацию _____

Типы и характеристики эталонов и вспомогательных средств измерений и устройств _____

Условия проведения экспериментальных исследований _____

_____

Результаты метрологической аттестации

Наименование ИК (группы однотипных ИК)	Наименование МХ	Полученные значения МХ	Межкалибровочный интервал	Наименование (номер) методического указания по поверке и (или) калибровке

По результатам метрологической аттестации (протокол №___ от _____ 20 __г.)

ИК ИИС допускаются к применению с указанными в настоящем Свидетельстве метрологическими характеристиками.

_____	_____	_____
(должность руководителя предприятия, проводившего метрологическую аттестацию)	(подпись)	(инициалы, фамилия)

___ _____20__г.

Д6.2 Форма Протокола результатов экспериментальных исследований при проведении МА ИК ИИС

ПРОТОКОЛ №___

Результатов экспериментальных исследований при проведении МА ИК ИИС

Наименование измеряемого параметра_____

Адрес ИК_____

Состав ИК_____

Диапазон измерений_____

Эталоны и вспомогательные средства измерений_____

_____

Условия эксплуатации:

Места установки СИ для контроля ВВВ	Температура, К (°С)	Влажность, %	Атмосферное давление, мм рт. ст.	Напряжение сети, В	Другие ВВВ
В месте установки первичного измерительного преобразователя В месте установки нормирующего измерительного преобразователя В месте установки вычислительного комплекса и средств представления информации					

Значение входного сигнала		Расчетное значение выходного сигнала, в единицах измеряемой величины	Значение выходного сигнала, в единицах измеряемой величины										
в процентах диапазона измерений ИК	в единицах измеряемой величины		число наблюдений										
												0	..

Подпись исполнителя _____
Дата _____

Подпись представителя метрологической
службы Заказчика _____
Дата _____

Библиография

[1] Правила работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации. № 49 от 19.02.2000.

[2] ПР 50.2.009-94 ГСИ Порядок проведения испытаний и утверждения типа средств испытаний.

[3] ПР 50.2.016-94 ГСИ Требования к выполнению калибровочных работ.

*
обозначение стандарта

УДК _____ ОКС _____

**
код продукции

Ключевые слова: АСУТП, ГЭС, норма, обслуживание, персонал, требование, эксплуатация,

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
Филиал ОАО «Инженерный центр ЕЭС» - «Фирма ОРГРЭС»
наименование организации

	Директор		В.А. Купченко
	должность	личная подпись	инициалы, фамилия
Руководитель разработки	Начальник Центра АСУТП		В.Г. Михальченко
	должность	личная подпись	инициалы, фамилия
Исполнитель	Бригадный инженер		Н.И. Чучкина
	должность	личная подпись	инициалы, фамилия

gost.e-ecolog.ru