



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ № 1»
(ОАО «ТГК-1»)

ПРИКАЗ

«29» января 2013 г.

№ 8

Об утверждении и введении в действие стандарта организации «Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС. Условия создания. Нормы и требования»

В целях обеспечения единства технической политики ОАО «ТГК-1» в области разработки, реконструкции и модернизации АСУ ТП, а так же в целях повышения надежности работы оборудования и эффективности производственной деятельности

ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Утвердить и с 01 февраля 2013 года ввести в действие стандарт ОАО «ТГК-1» СТО 34-35-587-002-2013 «Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС. Условия создания. Нормы и требования» (далее - Стандарт) согласно приложению.
2. Руководителям филиалов и структурных подразделений ОАО «ТГК-1»:
 - 2.1 Принять к исполнению и руководствоваться в своей деятельности вышеуказанным Стандартом.
 - 2.2 Назначить лиц, ответственных за соблюдение требований Стандарта, при необходимости, внести изменения и дополнения в производственные и должностные инструкции соответствующего персонала.
3. Контроль за выполнением приказа возложить на заместителя главного инженера ОАО «ТГК-1» Воробьева А.И.

Генеральный директор

А.Н. Филиппов

Открытое акционерное общество
«Территориальная генерирующая компания №1»



СТАНДАРТ
ОРГАНИЗАЦИИ
ОАО «ТГК-1»

СТО
34-35-587-002-2013

**Автоматизированные системы управления
технологическими процессами ГЭС.
Условия создания. Нормы и требования**

Санкт-Петербург
2013 г.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
1 Основные положения стандарта	4
1.1 Цель стандарта	4
1.2 Область применения	4
1.3 Нормативные ссылки	5
1.4 Термины и определения	9
1.5 Обозначения и сокращения	12
2 Стадии и этапы создания АСУ ТП	13
2.1 Формирование требований Заказчика к АСУ ТП	13
2.1.1 Обследование ГЭС	13
2.1.2 Формирование заявки	13
2.2 Выбор Генпоставщика по созданию АСУ ТП	14
2.2.1 Разработка конкурсной документации	14
2.2.2 Проведение конкурса по выбору Генпоставщика	14
2.3 Состав и содержание работ выполняемых Генпоставщиком	15
2.3.1 Состав работ	15
2.3.2 Содержание работ	17
3 Требования к АСУ ТП	23
3.1 Требования к АСУ ТП в целом	23
3.2 Построение и функционирование АСУ ТП	24
3.2.1 Построение АСУ ТП	24
3.2.2 Функционирование АСУ ТП	25
3.3 Состав и содержание основных технологических задач АСУ ТП	26
3.3.1 Измерение и сбор технологических параметров	26
3.3.2 Техническая диагностика	27
3.3.3 Отображение технологической информации	27
3.3.4 Технологическая сигнализация	32
3.3.5 Архивирование и документирование информации	34
3.3.6 Обмен информацией с вышестоящим уровнем управления	34
3.4 Управляющие задачи	35

3.4.1 Автоматическое управление гидроагрегатом	35
3.4.2 Групповое регулирование частоты и активной мощности, напряжения и реактивной мощности.....	43
3.4.3 Управление общестанционным оборудованием	47
4 Требования к видам обеспечения	49
4.1 Техническое обеспечение АСУ ТП	49
4.2 Математическое обеспечение АСУ ТП.....	51
4.3 Программное обеспечение АСУ ТП.....	51
4.3.1 Базовое ПО	52
4.3.2 Прикладное ПО.....	53
4.4 Обеспечение защиты информации	54
4.5 Информационное обеспечение АСУ ТП.....	56
4.6 Лингвистическое обеспечение АСУ ТП.....	62
4.7 Метрологическое обеспечение АСУ ТП	63
4.8 Требования к диагностированию системы.....	65
4.9 Требования к технологическому видеонаблюдению	65
4.10 Требования к персоналу.....	66
4.11 Требования к составу технической документации.....	67
4.12 Требования к организационному обеспечению.....	68
4.13 Требования к инструменту и принадлежностям	68
4.14 Требования к объему ЗИП	68
4.15 Требования к размещению оборудования.....	68
4.16 Требования к условиям эксплуатации.....	69
4.17 Требования к гарантиям Исполнителя	70
5 Надежность АСУ ТП.....	70
6 Безопасность АСУ ТП.....	73
7 Порядок контроля и приемки системы в эксплуатацию.....	74
7.1 Предварительные испытания АСУ ТП.....	74
7.2 Приемка АСУ ТП в промышленную эксплуатацию	75
Приложение А.....	77
Приложение Б	79

Введение

Стандарт организации ОАО «ТГК-1» «Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС. Условия создания. Нормы и требования» (далее - Стандарт) является нормативным техническим документом и предназначен для реализации установленных отраслевых требований технического регулирования в процессе проектирования, изготовления и ввода в действие АСУ ТП ГЭС (далее по тексту – АСУ ТП) при новом строительстве и реконструкции с целью создания надежных и конкурентоспособных АСУ ТП, соответствующих высокому уровню безопасности при эксплуатации.

Настоящий Стандарт разработан на основании и в дополнение стандарта СТО 17330282.27.140.010-2008 Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования.

1 Основные положения стандарта

1.1 Цель стандарта

Целью создания стандарта является:

- унификация требований к системам автоматизации и АСУ ТП, подаваемым в составе технических заданий на конкурсы;
- выделение наиболее значимых требований к системам автоматизации, определяющим качество автоматического регулирования процесса производства электроэнергии, выполнение функций технологических защит оборудования, надежность самой системы автоматизации, эксплуатационные параметры системы применительно к гидроэлектростанциям (ГЭС) ОАО «ТГК-1»;
- определение требований к системам автоматизации для создания в дальнейшем систем управления предприятием и централизации сбора информации в ОАО «ТГК-1» в целом.

1.2 Область применения

Настоящий Стандарт применим к техническим заданиям, подаваемым на конкурсы с момента ввода Стандарта в действие. Стандарт не распространяется на АСУ ТП объектов, введенных в эксплуатацию до момента ввода стандарта в действие и объектов, находящихся в процессе строительства или реконструкции.

Положения Стандарта распространяются на технические задания, представляемые структурными подразделениями и филиалами ОАО «ТГК-1» в составе конкурсной документации. При формулировании технических требований в технических заданиях на конкурс для сокращения объема текста допустима ссылка на отдельные положения стандарта. Стандарт может быть использован также для оценки качества технико-коммерческих предложений Исполнителя работ, а также для оценки качества технических заданий, разработанных Исполнителем в процессе работы.

Настоящий стандарт устанавливает нормы и требования в части проектирования, изготовления и ввода в действие, как вновь создаваемых АСУ ТП, так и модернизируемых АСУ ТП ГЭС, реализация которых обеспечит надежную и безопасную работу основного и вспомогательного технологического оборудования в нормальных и аварийных режимах, а также производство и выдачу качественной электроэнергии.

АСУ ТП должна охватывать в общем случае следующее основное и вспомогательное технологическое оборудование ГЭС:

- Гидротурбина.
- Гидрогенератор с системами возбуждения и электроторможения.
- Предтурбинные затворы, затворы водосбросов и затворы водоприемников.
- Оборудование электрической части станции, включая высоковольтное распределительное устройство и собственные нужды (трансформаторы, выключатели, разъединители, реакторы, токопроводы, ячейки отходящих ЛЭП, аккумуляторные батареи и др.).
- Оборудование откачки воды из проточной части гидромашин, водоводов и дренажных колодцев.
- Оборудование технического водоснабжения.
- Оборудование пневматического хозяйства.
- Оборудование масляного хозяйства.
- Оборудование пожаротушения.
- Оборудование технологического видеонаблюдения.
- Оборудование систем вентиляции и освещения.

1.3 Нормативные ссылки

В Стандарте¹ использованы нормативные ссылки на следующие законы, стандарты, приказы и иные нормативные правовые документы:

1. Федеральный закон от 26.06.2008 N 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»;
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утв. приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 19.06.2003 N 229;
3. ГОСТ 2.503-90 «Единая система конструкторской документации. Правила внесения изменений»;
4. ГОСТ 2.601-2006 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы;
5. ГОСТ 21.408-93 «СПДС Правила выполнения рабочей документации АСУ ТП»;
6. ГОСТ 24.701-86 Единая система стандартов автоматизированных систем управления, надёжность автоматизированных систем управления. Основные положения;
7. ГОСТ 24.104-85 «Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования»;
8. ГОСТ 19.701-90 Единая система программной документации. Схемы алгоритмов, программ данных и систем. Условные обозначения и правила выполнения»;
9. ГОСТ 34.003-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения»;
10. ГОСТ 34.603-92 Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем (взамен ГОСТ 24.104-85 в части раздела 3);
11. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

12. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования;
13. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;
14. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;
15. ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности;
16. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
17. ГОСТ 12.2.049-80 «ССБТ Оборудование производственное. Общие эргономические требования»;
18. ГОСТ 22269-76 «Система «человек-машина» Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования»;
19. ГОСТ 21958-76 «Система «человек-машина» Зал и кабины операторов. Взаимное расположение рабочих мест. Общие эргономические требования»;
20. ГОСТ 21889-76 «Система «человек-машина». Кресло человека-оператора. Общие эргономические требования»;
21. ГОСТ 23000-78 «Система «человек-машина». Пульты управления. Общие эргономические требования»;
22. ГОСТ 12405-81 Регуляторы электрогидравлические для гидравлических турбин. Технические условия;
23. ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды;
24. ГОСТ Р 8.563-2009 ГСИ. Методики (методы) измерений;
25. ГОСТ Р 8.596-2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;
26. ГОСТ 22315-77 Средства агрегатные информационно-измерительных систем. Общие положения;
27. ГОСТ 14254-96. (МЭК 529-89) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками;
28. ГОСТ 15543.1-89 Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам;
29. ГОСТ 23000-78 Система "Человек-машина". Пульты управления. Общие эргономические требования;
30. ГОСТ 2933-83 Аппараты электрические низковольтные. Методы испытаний;
31. ГОСТ Р 50746-2000. Совместимость технических средств электромагнитная;
32. ГОСТ Р 51317.4.1-2000. (МЭК61000-4-1-2000) Совместимость технических средств электромагнитная. Испытания на помехоустойчивость;
33. ГОСТ Р 51341-99 Безопасность машин. Эргономические требования по конструированию средств отображения информации и органов управления. Часть 2. Средства отображения информации;
34. ГОСТ 34.201-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем;
35. ГОСТ Р 51841-2001 (МЭК 61131-2-92) Программируемые контроллеры. Общие технические требования и методы испытаний;

36. ГОСТ 5616-89 Генераторы и генераторы-двигатели электрические гидротурбинные. Общие технические условия (с Изменением N 1);
37. ГОСТ Р МЭК 60950-2002 Безопасность оборудования информационных технологий;
38. ГОСТ 21552-84 Средства вычислительной техники. Общие технические требования, приемка, методы испытаний, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение (с Изменениями N 1, 2, 3);
39. ГОСТ Р 51318.22-99 (СИСПР 22-97) Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний (с Изменением N 1);
40. ГОСТ Р 51318.24-99 (СИСПР 24-97) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость оборудования информационных технологий к электромагнитным помехам. Требования и методы испытаний;
41. ГОСТ Р 51317.3.2-99 (МЭК 61000-3-2-95) Совместимость технических средств электромагнитная. Эмиссия гармонических составляющих тока техническими средствами с потребляемым током не более 16 А (в одной фазе). Нормы и методы испытаний;
42. ГОСТ Р 51317.3.3-2008 (МЭК 61000-3-3:2005) Совместимость технических средств электромагнитная. Ограничение изменений напряжения, колебаний напряжения и фликера в низковольтных системах электроснабжения общего назначения;
43. ГОСТ Р 8.654-2009 ГСИ. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения;
44. ГОСТ 13109-97 (действует до 01.01.2013г.) / ГОСТ Р 54149-2010 (вступает в действие с 01.01.2013г.) «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»;
45. ГОСТ 27.003-90 Надежность в технике. Состав и общие правила задания требований по надежности;
46. РД 153-34.0-11.117-2001 Основные положения. Информационно-измерительные системы. Метрологическое обеспечение;
47. РД 153-34.0-11.201-97 Методика определения обобщенных метрологических характеристик измерительных каналов ИИС и АСУ ТП по метрологическим характеристикам агрегатных средств измерений;
48. РД 34.11.321-96 Нормы погрешности измерений технологических параметров тепловых электростанций и подстанций;
49. РД 153-34.0-11.204-97 Методика приемки из наладки в эксплуатацию измерительных каналов информационно-измерительных систем;
50. РД 34.11.202-95 Методические указания. Измерительные каналы информационно-измерительных систем. Организация и порядок проведения метрологической аттестации;
51. РД 50-34.698-90. Методические указания. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов.
52. РД 153-34.1-35.127-2002 Общие технические требования к программно-техническим комплексам для АСУ ТП тепловых электростанций;
53. МИ 2440-97. Методы экспериментального определения и контроля характеристик погрешности измерительных каналов измерительных систем и измерительных комплексов;

55. МИ 222-80 Методика расчета метрологических характеристик измерительных каналов информационно-измерительных систем по метрологическим характеристикам компонентов;
56. МИ 3290-2010. Рекомендация по подготовке, оформлению и рассмотрению материалов испытаний средств измерений в целях утверждения типа;
57. СО 153-34.03.150-2003 (РД 153-34.0-03.150-00). Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок;
58. СО 34.35.310-97 Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем;
59. СНиП 3.05.07-85 Системы автоматизации;
60. ПР 50.2.006-94 ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений;
61. ПР 50.2.016-94 ГСИ. Требования к выполнению калибровочных работ;
62. СТО 17330282.27.140.001-2006 Гидроэлектростанции Методики оценки технического состояния основного оборудования;
63. СТО 17330282.27.140.010-2008 Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования;
64. СТО 17330282.27.140.018-2008 Гидротурбинные установки. Условия поставки. Нормы и требования;
65. СТО 17330282.27.140.009-2008 Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования;
66. СТО 59012820.29.240.002-2010 «Обеспечение согласованной работы систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЭЭС России и автоматики управления мощностью гидроэлектростанций. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования»;
67. «Общие технические требования для подключения ГЭС к ЦС (ЦКС) АРЧМ», утвержденным первым заместителем Председателя Правления ОАО «СО ЕЭС» Н.Г. Шульгиновым 20.01.2011г.;
68. «Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка», утвержденным первым заместителем Председателя Правления ОАО «СО ЕЭС» Н.Г. Шульгиновым 01.08.2012г.;
69. «Политика информационной безопасности АСУ ТП ОАО ТГК-1»;
70. СТО ОАО «ТГК-1» «Организация пусконаладочных работ по АСУ ТП на электростанциях» (Приказ №186 от 07.12.2012);
71. Приказ №42 от 11.05.2010 ОАО «ТГК-1»;
72. Приказ № 89 от 24.06.2011 ОАО «ТГК-1»;
73. Приказ №156 от 09.10.2011 ОАО «ТГК-1».

Примечание - При пользовании Стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

1.4 Термины и определения

В настоящем Стандарте применены термины в соответствии ГОСТ 34.003-90, а так же следующие термины с соответствующими определениями:

автоматизированная система управления технологическим процессом: Система, состоящая из эксплуатационного персонала и комплекса средств автоматизации, как основного, так и вспомогательного оборудования ГЭС, обеспечивающая процесс производства и выдачи электроэнергии.

безопасность АСУ ТП: Комплексное свойство АСУ ТП по исключению возникновения ситуаций, опасных для жизни и здоровья людей, участвующих в ее создании и эксплуатации.

генпоставщик (генеральный поставщик): Организация, осуществляющая по договору (контракту) с Заказчиком поручаемые ей работы по созданию АСУ ТП, при этом выполняющая оговоренные в договоре (контракте) условия своей деятельности.

датчики информации: Технические средства, предназначенные для измерения и преобразования технологических параметров (напряжение, ток, частота, мощность, давление уровень, температура и др.) в измерительную информацию (в виде унифицированных аналоговых сигналов или дискретных сигналов, либо в цифровой форме), пригодную для использования в АСУ ТП.

заказчик (пользователь): структурные подразделения ОАО «ТГК-1», уполномоченные осуществлять создание АСУ ТП (частей АСУ ТП), формулирующие требования к созданию АСУ ТП (созданию частей АСУ ТП), и обеспечивающие оговоренные в договорах (контрактах) с поставщиками и другими участниками создания АСУ ТП (частей АСУ ТП) условия их деятельности.

информационное обеспечение АСУ ТП: Совокупность входных и выходных сигналов, а также массивов информации, формируемых в АСУ ТП, характеризующих состояние технологического оборудования и эксплуатационной документации, используемых при создании и функционировании АСУ ТП.

исполнительные устройства: Технические средства, воздействующие на технологические объекты управления в соответствии с командной информацией, получаемой как в виде аналоговых унифицированных сигналов или дискретных сигналов, так и в цифровой форме.

кабель: Конструкция, состоящая из нескольких проводов (электрических или оптических), заключенных в общую оболочку, защищающую их от внешних воздействий.

кабельная продукция: Продукция, представляющая собой совокупность кабелей коммуникационного назначения (волоконно-оптических кабелей и кабелей типа "Витая пара"), контрольных кабелей, кабелей управления и др.

кабельная система: Часть ЛВС, представляющая собой совокупность технических средств не вошедшая в ПТК и кабелей коммуникационного назначения.

канал связи: Канал, предназначенный для физического объединения компонентов, который может быть организован по выделенной линии (кабель управления или радиоканал) или коммутируемой линии связи (система сотовой или спутниковой связи).

комплекс технических средств: Продукция в составе АСУ ТП, представляющая собой функционально определенную совокупность технических средств, часть из которых выполнена на микропроцессорной (процессорной) элементной базе и монтажных изделий.

Примечание - Микропроцессорная (процессорная) элементная база - набор элементов обработки информации, обеспечивающих выполнение арифметических и логических операций над информацией.

локальная вычислительная сеть: Продукция в составе АСУ ТП, представляющая собой совокупность технических средств, часть из которых выполнена на микропроцессорной (процессорной) элементной базе с установленным на них программным обеспечением и кабелей коммуникационного назначения, предназначенных для физического объединения различных компонентов АСУ ТП в пределах объекта и обеспечивающих информационный обмен между этими компонентами.

математическое обеспечение АСУ ТП: Эксплуатационная документация, содержащая описание методов и алгоритмов, разработанных при создании данной АСУ ТП и обеспечивающих решение технологических задач.

метрологическое обеспечение АСУ ТП: Совокупность технических средств, требований, положений, правил, норм и методик, направленных на достижение единства и требуемой точности измерений в составе АСУ ТП.

монтажное изделие: Изделие (конструкция), изготавливаемое серийно или индивидуально как в заводских условиях, так и индивидуально в процессе монтажных работ при создании АСУ ТП.

надежность АСУ ТП: Комплексное свойство АСУ ТП сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнения ею своих функций в заданных режимах и условиях эксплуатации.

общее программное обеспечение АСУ ТП: Часть программного обеспечения АСУ ТП, представляющая собой совокупность программ и эксплуатационной документации, разработанных вне связи с созданием данной АСУ ТП. Общее программное обеспечение АСУ ТП предназначено как для организации вычислительного процесса, так и для разработки специального программного обеспечения.

поставщик: организация, осуществляющая по договору (контракту) с Заказчиком или Генпоставщиком создание части АСУ ТП, при этом выполняющая оговоренные в договоре (контракте) условия своей деятельности.

программное обеспечение АСУ ТП: Совокупность программ и эксплуатационной документации, используемых при создании и функционировании АСУ ТП.

программно-технический комплекс: Средство автоматизации в составе АСУ ТП, выполненное на микропроцессорной (процессорной) базе с установленным на нем программным обеспечением.

промышленный контроллер: Компонент ПТК, выполненный в виде отдельного устройства, которое используется для выполнения функций непосредственного контроля и управления технологическим оборудованием.

процесс создания АСУ ТП: Совокупность работ, упорядоченных во времени, взаимосвязанных и сгруппированных по стадиям и этапам, выполнение которых необходимо и достаточно для создания АСУ ТП, соответствующей действующим требованиям и нормам.

рабочая документация АСУ ТП: Комплект проектных документов на АСУ ТП, разрабатываемый на стадии "Рабочая документация", содержащий взаимоувязанные решения по АСУ ТП в целом, ее функциям и видам обеспечения и достаточный для изготовления, комплектации, монтажа, наладки и сдачи в эксплуатацию.

специальное (прикладное) программное обеспечение АСУ ТП: Часть программного обеспечения АСУ ТП, представляющая собой совокупность программ и эксплуатационной документации, разработанных при создании данной АСУ ТП и обеспечивающих решение технологических задач.

стадия создания АСУ ТП: Одна из частей процесса создания АСУ ТП, установленная нормативными документами и заканчивающаяся выпуском документации на АСУ ТП, содержащей описание полной, в рамках заданных требований, модели АСУ ТП на заданном для данной стадии уровне, или изготовлением компонентов АСУ ТП, или вводом в действие АСУ ТП.

техническое средство: Техническое изделие полной заводской готовности, используемое при создании и эксплуатации АСУ ТП.

технологическая задача: Функция или совокупность функций, выполнение которых приводит к результату заданного вида.

техническое обеспечение АСУ ТП: Совокупность всех КТС, кабельной продукции, рабочей документации (конструкторской документации и эксплуатационной документации), используемых при создании и функционировании АСУ ТП.

устройство: Монтажное изделие, выполненное в виде отдельного корпуса (блока) с размещенными в нем техническими средствами, изготавливаемое индивидуально или серийно в заводских условиях.

функция: Совокупность упорядоченных действий, направленная на достижение определенной цели.

часть (компонент) АСУ ТП: Часть АСУ ТП, выделенная по определенному признаку (временному, территориальному, функциональному и др.) или совокупности признаков и рассматриваемая как единое целое.

щитовое изделие: Монтажное изделие, выполненное в виде шкафа (панели, стойки) с размещенными в нем (на ней) техническими средствами и устройствами, изготавливаемое индивидуально как в заводских условиях, так и в процессе монтажных работ при создании АСУ ТП.

электронная вычислительная машина: Компонент ПТК, выполненный в виде отдельного устройства, которое используется для выполнения арифметических и логических операций над информацией.

этап создания АСУ ТП: Часть стадии создания АСУ ТП, выделенная по соображениям единства характера работ и (или) завершающего результата или специализации исполнителей.

эксплуатационная документация АСУ ТП: Часть рабочей документации на АСУ ТП, предназначенная для использования при эксплуатации системы, определяющая правила действия персонала и пользователей системы при ее функционировании, проверке и обеспечении ее работоспособности.

1.5 Обозначения и сокращения

АРВ – автоматический регулятор возбуждения;

АРМ – автоматизированное рабочее место;

АРЧМ – автоматическое регулирование частоты и мощности;

АСУ ТП - автоматизированная система управления технологическим процессом

ГРАМ – групповое регулирование активной мощности;

ГРНРМ – групповое регулирование напряжения и реактивной мощности;

ГЩУ – главный щит управления;

ГЭС – гидроэлектростанция;

ЗИП - запасные части, инструменты и приборы;

ЗВМ – задатчик внеплановой мощности;

ИК – измерительный канал;

ИО - информационное обеспечение

ИУ - исполнительные устройства

КС - кабельная система

КТС - комплексы технических средств

ЛВС - локальная вычислительная сеть

МО - математическое обеспечение

МОП - метрологическое обеспечение производства

МИ - монтажные изделия

НА – направляющий аппарат

ОПО - общее программное обеспечение

ПК - промышленный контроллер (контроллер управления)

ПТК - программно-технические комплексы

ПО - программное обеспечение

РЗ – релейная защита

РК – рабочее колесо

САЗ – система аварийного закрытия

СК – режим синхронного компенсатора

СТМиС – система телемеханики и связи

СПО - специальное программное обеспечение

ТО - техническое обеспечение

2 Стадии и этапы создания АСУ ТП

2.1 Формирование требований Заказчика к АСУ ТП

2.1.1 Обследование ГЭС

На предконкурсной стадии Заказчик осуществляет обследование ГЭС (для действующих или реконструируемых ГЭС):

- должен быть осуществлен сбор данных о ГЭС. При этом должна быть определена степень автоматизации оборудования и соответственно должна быть определена степень готовности ГЭС к созданию или реконструкции АСУ ТП
- должно быть принято решение об этапах и объемах создания или реконструкции АСУ ТП на ГЭС.

Возможно привлечение к обследованию ГЭС проектной или иной специализированной организации.

2.1.2 Формирование заявки

Заявка на создание АСУ ТП подается в соответствии с установленным в ОАО «ТГК-1» порядком.

Примечание - В настоящее время такой порядок установлен приказом ОАО «ТГК-1» от 24.06.2011 № 89 «Об утверждении Регламента формирования годовой, трехлетней и десятилетней инвестиционных программ».

2.2 Выбор Генпоставщика по созданию АСУ ТП

2.2.1 Разработка конкурсной документации

Конкурсная документация на создание АСУ ТП должна быть подготовлена Заказчиком в соответствии с установленным в ОАО «ТГК-1» порядком.

Примечание - В настоящее время такой порядок установлен приказом ОАО «ТГК-1» от 09.10.2011 №156 «Положение о закупках товаров, работ, услуг в ОАО ТГК-1».

В соответствии с данным порядком технические требования подаваемые Заказчиком на конкурс (приложение к техническому заданию) должны быть согласованы со службой автоматизации и метрологии ОАО «ТГК-1», а для подразделений филиала «Невский» ОАО «ТГК-1» в том числе со службой АСУ ТП предприятия СДТУ и ИТ филиала «Невский» ОАО «ТГК-1» (Указание № 7-СД от 16.06.2012).

Технические требования должны включать:

- общие сведения об объекте;
- назначение и цели создания АСУ ТП;
- характеристика объекта;
- требования к построению и функционированию АСУ ТП;
- требования к составу и содержанию технологических задач АСУ ТП;
- требования к видам обеспечения (ТО, МО, ПО, ИО, МОП);
- требования к надежности АСУ ТП;
- требования к безопасности АСУ ТП;
- требования к комплектации и объему поставки АСУ ТП;
- требования к составу, содержанию работ.

Заказчик к разработке технических требований может привлечь проектную организацию.

2.2.2 Проведение конкурса по выбору Генпоставщика

Выбор поставщиков по созданию АСУ ТП осуществляется на конкурсной основе установленной в ОАО «ТГК-1».

На момент подачи Организацией-разработчиком заявления на конкурс должны быть актуальными следующие документы:

для организации-разработчика АСУ ТП:

- сертификат менеджмента качества ISO 9001;
- лицензия на вид деятельности;
- лицензия на производство средств измерения.

для аппаратных средств ПТК АСУ ТП:

- свидетельство об утверждении типа средств измерений;
- разрешение на применение на гидроэлектростанциях;
- сертификат соответствия ГОСТ и ГОСТ Р;

Организация-разработчик АСУ ТП должна иметь сертификат саморегулируемой организации (СРО) на изготовление и ремонт средств измерения.

Организация-производитель средств измерения, входящих в состав ПТК АСУ ТП должна иметь лицензию на производство средства измерения от Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии РФ.

После подписания договора, организация - победитель конкурса становится поставщиком (Генпоставщиком) и обязана провести все работы, определенные договором между ней и Заказчиком по созданию АСУ ТП.

2.3 Состав и содержание работ выполняемых Генпоставщиком

Состав и содержание работ выполняемых Генпоставщиком определяется техническим заданием на конкурс, являющимся неотъемлемым приложением к договору.

2.3.1 Состав работ

Состав работ выполняемых Генпоставщиком указан в таблице 1.

Таблица 1

Стадии	Этапы работ и представляемая документация*
1. Техническое задание	1.1.Обследование и изучение объекта 1.2.Разработка и утверждение технического задания на создание АСУ ТП Итоговая документация: -Техническое Задание
2. Технический проект и рабочая документация	2.1.Разработка/Корректировка проектных решений по системе и ее частям 2.2.Разработка/Корректировка документации на АСУ ТП и ее части 2.3.Разработка рабочей документации на систему и ее части 2.4.Разработка или адаптация программ Итоговая документация: -Ведомость рабочей документации -Альбом схем и сборочных чертежей гидромеханической части АРЧМ -Альбом схем принципиальных электрических -Альбом схем принципиальных электрических шкафов ПТК -Альбом схем и документов полевого оборудования -Альбом габаритных и сборочных чертежей шкафов ПТК -Альбом листов управления -База данных -Схемы автоматизации (PI-диаграммы) -Методика кодирования (KKS) -Задания заводам изготовителям на изготовление шкафов АСУ ТП -Таблицы подключений ПТК АСУ ТП -Перечень входных сигналов и данных -Перечень выходных сигналов -Перечень автоматизируемых функций (защиты, блокировки, АВР, АСР, пошаговые программы и т.п.) -Описание автоматизируемых функций (защиты, блокировки, АВР, АСР, пошаговые программы и т.п.) -Алгоритмы автоматизируемых функций (защиты, блокировки, АВР, АСР, пошаговые программы и т.п.) -План расположения оборудования АСУ ТП -Кабельные журналы

	<ul style="list-style-type: none"> - Структурная схема КТС АСУ ТП - Схема информационного обмена КТС АСУ ТП. - Спецификации на оборудования, материалы, программное обеспечение, ЗИП - Формы видеокадров
<p>3. Ввод в действие</p>	<p>3.1. Подготовка (обучение) персонала <u>Итоговая документация:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Программа обучения персонала - Акт об оказанных услугах <p>3.2. Комплектация АСУ ТП поставляемыми изделиями (программными и техническими средствами, программно-техническими комплексами, информационными изделиями) <u>Итоговая документация:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Ведомость эксплуатационных документов - Руководство по использованию графического интерфейса - Автоматизированная система управления гидроагрегатом. Общее описание системы - Программа и методика испытаний подсистем технологической автоматики на сухой спирали - Программа и методика приемо-сдаточных испытаний АСУ ТП - Программа контроля качества ПТК - Гидромеханическая часть АРЧМ. Руководство по эксплуатации - Руководство по установке программного обеспечения для ПТК - Руководство пользователя базы данных - Руководство пользователя операторской станции - Руководство пользователя по конфигурированию операторской станции - Управление безопасностью - Руководство пользователя контроллера - Руководство пользователя пакетов разработки - Справочное руководство по алгоритмам ПТК - Справочное руководство по системе ввода-вывода - Руководство пользователя пакета архивирования данных - Установка программы пакета архивирования данных - Сообщения и коды ошибок ПТК - Справочное руководство по типам записей - Руководство пользователя. Инструмент формирования базы данных - Руководство по планированию ПТК - Программа проверки входных и выходных цепей управления и метрологической поверки измерительных каналов АСУ ТП - Программа проверки и наладки АСУ ТП гидроагрегатов при работе в сети - Комплекс программно-технический. Руководство по эксплуатации

	<p>-Комплект сертификатов, описаний средств измерения и методик поверки на КТС ПТК</p> <p>-Структурная схема. Схема ЛВС.</p> <p>-Формуляры изделий (паспорта технических устройств)</p> <p>3.3. Строительно-монтажные работы</p> <p>3.4. Пусконаладочные работы</p> <p><u>Итоговая документация:</u></p> <p>-Протокол настройки ЭГСС НА и РК</p> <p>-Карты уставок защит, блокировок, сигнализаций, АВР</p> <p>-Протокол приемки измерительных каналов</p> <p>-Акт о выходе в ПНР гидромеханической части АРЧМ</p> <p>-Протокол калибровки информационно- измерительных каналов</p> <p>-Акт настройки системы вибромониторинга</p> <p>-Протокол настройки каналов измерения</p> <p>-Акт проверки КТС АСУ ТП</p> <p>-Протокол приемки (проверки) электрических трактов ИК</p> <p>-Карты настроек АСР</p> <p>-Протоколы проверки защит, блокировок, АВР, пошаговых программ управления и сигнализаций</p> <p>-Протоколы наладки АСР</p> <p>-Журнал приемки измерительных каналов и каналов индикаторов АСУ ТП</p> <p>-Журнал приемки защит, блокировок, АВР, пошаговых программ управления и сигнализаций</p> <p>-Журнал приемки электрифицированной запорной и регулирующей арматуры</p> <p>-Программы наладки и испытания АСР</p> <p>-Программы наладки и испытания защит, блокировок, АВР, пошаговых программ управления и сигнализаций</p> <p>-Программа автономных испытаний КТС АСУ ТП</p> <p>3.5.Проведение предварительных испытаний</p> <p>3.6.Проведение приемочных испытаний, комплексное опробование</p> <p><u>Итоговая документация:</u></p> <p>-Акт приемки АСУ ТП в опытную эксплуатацию</p> <p>-Акт приемки АСУ ТП в промышленную эксплуатацию</p>
4. Сопровождение АСУ ТП	4.1.Выполнение работ в соответствии с гарантийными обязательствами

* состав работ уточняется для каждого объекта индивидуально.

2.3.2 Содержание работ

2.3.2.1 Проектирование АСУ ТП

На данной стадии выполнение работ по разработке проекта осуществляет Генпоставщик, который к осуществлению работ может привлечь проектную организацию.

2.3.2.1.1 Разработка проектных решений

Должны быть разработаны решения (концепции) на АСУ ТП в соответствии с техническими требованиями:

- решения по построению и функционированию;

- решения по составу и содержанию технологических задач;
- решения по видам обеспечения (ТО - определение технических средств как серийно выпускаемых, так и подлежащих разработке; МО - анализ использования готовых алгоритмов и разработка новых алгоритмов решения технологических задач; ПО - выбор принципов построения и разработка структуры программного обеспечения; ИО - определение состава и характеристик информации);
- решения по надежности АСУ ТП;
- решения по безопасности АСУ ТП.

Заказчик выбирает оптимальное решение и согласовывает концепцию автоматизации ГЭС.

2.3.2.1.2 Разработка технического задания

На основании проведенного обследования и с учетом требований технического задания выставленного на конкурс, должно быть разработано Техническое задание на создание (модернизацию, реконструкцию) АСУ ТП. Структура (разделы) данного Технического задания должны соответствовать требованиям ГОСТ 34.602-89, при этом допускается добавлять новые разделы.

Техническое задание (как минимум) должно включать в себя следующие основные разделы:

- общие сведения;
- назначение и цели создания (развития) системы;
- характеристика объектов автоматизации;
- требования к системе;
- состав и содержание работ по созданию системы;
- порядок контроля и приемки системы;
- требования к составу и содержанию работ по подготовке объекта автоматизации к вводу системы в действие;
- требования к документированию;
- источники разработки.
- приложения.

Техническое задание на разработку АСУ ТП должно соответствовать техническим требованиям, выставленным на конкурс и не уменьшать функциональные возможности АСУ ТП.

Техническое задание согласовывается и утверждается Заказчиком.

2.3.2.1.3 Разработка рабочей документации

На данном этапе проводят разработку, оформление, согласование и утверждение документации в объеме, необходимом для описания полной совокупности принятых проектных решений и достаточном для дальнейшего выполнения работ по созданию АСУ ТП. Объем документов должен соответствовать (как минимум) - ГОСТ 34.201-89 Рабочая документация согласовывается и утверждается Заказчиком

Объем Рабочей документации должен соответствовать техническому заданию утвержденному Заказчиком.

2.3.2.2 Комплектация АСУ ТП поставляемыми изделиями

На этапе комплектации АСУ ТП поставляемыми изделиями (программными и техническими средствами, программно-техническими комплексами, информационными изделиями) обеспечивают получение комплектующих изделий серийного и единичного производства, материалов и монтажных изделий, программного обеспечения.

Проводят входной контроль их качества.

ПТК АСУ ТП должен перед поставкой заказчику, пройти приемочные заводские испытания с участием представителей заказчика

2.3.2.3 Подготовка к вводу и ввод в работу

2.3.2.3.1 Приемка объекта под монтаж

Должно быть завершено строительство (реконструкция) специализированных зданий (помещений) для размещения КТС и ПТК и эксплуатационного персонала АСУ ТП, а также должно быть осуществлено сооружение кабельных каналов.

До начала монтажа устройств АСУ ТП на строительной площадке, а также в зданиях и помещениях, сдаваемых под монтаж АСУ ТП, должны быть выполнены строительные работы, предусмотренные рабочей документацией и проектом производства работ:

- В строительных конструкциях зданий и сооружений (полах, перекрытиях, стенах, фундаментах оборудования) в соответствии с архитектурно-строительными чертежами должны быть:
 - нанесены разбивочные оси и рабочие высотные отметки;
 - установлены закладные конструкции под шкафы, пульты, приборы, средства автоматизации и т. п.;
 - выполнены каналы, туннели, ниши, борозды, закладные трубы для скрытой проводки, проемы для прохода трубных и электрических проводок с установкой в них коробов, гильз, патрубков, обрамлений и других закладных конструкций;
 - установлены площадки для обслуживания приборов и средств автоматизации;
 - оставлены монтажные проемы для перемещения крупногабаритных узлов и блоков.
- В помещениях (ГЩУ, помещения шкафов и т.п.), предназначенных для АСУ ТП, а также в производственных помещениях в местах, предназначенных для монтажа приборов и средств автоматизации, должны быть закончены строительные и отделочные работы, произведена разборка опалубок, строительных лесов и подмостей, не требующихся для монтажа систем автоматизации, а также убран мусор.
- Специальные помещения (ГЩУ, помещения шкафов и т.п.), предназначенные для оборудования АСУ ТП, должны быть оборудованы отоплением, вентиляцией, освещением, при необходимости кондиционированием, смонтированными по постоянной схеме, иметь остекление и дверные запоры. В помещениях должна поддерживаться температура не ниже 10 °С.
- После сдачи указанных помещений под монтаж систем автоматизации в них не допускается производство строительных работ и монтаж санитарно-технических систем.
- В помещениях, предназначенных для монтажа технических средств агрегатных и вычислительных комплексов АСУ ТП, должны быть смонтированы системы

кондиционирования воздуха и вентиляции, а так же тщательно убрана пыль. Окраска помещений меловой побелкой запрещается. На окнах должны быть предусмотрены средства защиты от прямых солнечных лучей (жалюзи, шторы).

- К началу монтажа систем автоматизации на технологическом и других видах оборудования, на трубопроводах должны быть установлены:
 - закладные и защитные конструкции для монтажа первичных приборов. Закладные конструкции для установки отборных устройств давления, расхода и уровня должны заканчиваться запорной арматурой;
 - приборы и средства автоматизаций, встраиваемые в трубопроводы, воздухопроводы и аппараты (сужающие устройства, объемные и скоростные счетчики, ротаметры, проточные датчики расходомеров и концентратомеров, уровнемеры всех типов, регулирующие органы и т. п.);
- На объекте в соответствии с технологическими, электротехническими и другими рабочими чертежами должны быть:
 - проложены магистральные трубопроводы и разводящие сети с установкой арматуры для отбора теплоносителей к обогреваемым устройствам систем автоматизации, а также проложены трубопроводы для отвода теплоносителей;
 - установлено оборудование и проложены магистральные и разводящие сети для обеспечения приборов и средств автоматизации электроэнергией и энергоносителями (сжатым воздухом, газом, маслом, паром, водой и т. п.), а также проложены трубопроводы для отвода энергоносителей;
 - проложена канализационная сеть для сбора стоков от дренажных трубных проводок систем автоматизации;
 - выполнена заземляющая сеть;
 - выполнены работы по монтажу систем автоматического пожаротушения.

Заземляющая сеть для технических средств агрегатных и вычислительных комплексов АСУ ТП должна отвечать требованиям предприятий - изготовителей этих технических средств.

До монтажа технических средств АСУ ТП в помещениях, Генпоставщиком должны быть оформлены и подписаны у СПК Заказчика (специализированной приемочной комиссии) следующие документы:

- Акт проверки и испытаний автоматических стационарных установок пожаротушения.
- Акт приемки систем кондиционирования и вентиляции.
- Акт измерения параметров питающего напряжения.
- Акт проверки осветительной сети на правильность зажигания и горения ламп.
- Протокол измерения сопротивления изоляции осветительной сети помещений АСУ ТП.
- Протокол измерения сопротивления заземляющего контура.

Приемка объекта оформляется актом готовности объекта к производству работ по монтажу систем автоматизации

2.3.2.3.2 Подготовка персонала

Должно быть осуществлено обучение эксплуатационного (оперативного и обслуживающего) персонала АСУ ТП и проведена проверка его знаний и способности обеспечить бесперебойное функционирование и обслуживание АСУ ТП с последующей аттестацией. На основе эксплуатационной технической документации

разработчика и поставщиков АСУ ТП должны быть разработаны необходимые производственные и должностные инструкции по эксплуатации (СТО 17330282.27.140.009-2008 Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования).

Обучение эксплуатационного и оперативного персонала должно производиться на основании разработанной Исполнителем и утвержденной Заказчиком программы обучения. Обучение должно вестись на русском языке. Все учебные материалы должны быть выполнены на русском языке.

Программа обучения эксплуатационного персонала должна включать:

- изучение принципа действия, устройства, функциональных и технических характеристик оборудования и программных средств;
- практическая работа с ПТК АСУ ТП (включая работу с функциональными схемами (алгоритмами), отчетами, архивами, включение системы в работу, выключение системы, выполнение резервных копий АРМов, проектов контроллеров);
- порядок эксплуатации программно-технических средств АСУ ТП;
- порядок и объем регламентного технического обслуживания, методов устранения неисправностей АСУ ТП и её подсистем.

2.3.2.3.3 Поставка технических средств

Должна быть осуществлена поставка КТС, ПТК и кабельной продукции на объект. Поставляемые комплектующие должны проходить 100% входной контроль. Входной контроль должен проводиться непосредственно после доставки изделий на склад.

2.3.2.3.4 Монтажные работы

Монтажные работы должны выполняться в соответствии с графиком проведения этих работ, составленным с участием Генпоставщика и согласованным с Заказчиком.

Монтаж оборудования АСУ ТП должен производиться в соответствии с требованиями технорабочего проекта и требований предприятий-изготовителей приборов, средств автоматизации, агрегатных и вычислительных комплексов, предусмотренных техническими условиями или инструкциями по эксплуатации этого оборудования.

Работы по монтажу следует выполнять индустриальным методом с использованием средств малой механизации, механизированного и электрифицированного инструмента и приспособлений, сокращающих применение ручного труда.

Работы по монтажу систем автоматизации должны осуществляться в две стадии (этапа):

- На первой стадии следует выполнять: заготовку монтажных конструкций, узлов и блоков, элементов электропроводок и их укрупнительную сборку вне зоны монтажа; проверку наличия закладных конструкций, проемов, отверстий в строительных конструкциях и элементах зданий, закладных конструкций и отборных устройств на технологическом оборудовании и трубопроводах, наличия заземляющей сети; закладку в сооружаемые фундаменты, стены, полы и перекрытия труб и глухих коробов для

скрытых проводок; разметку трасс и установку опорных и несущих конструкций для электрических и трубных проводок, исполнительных механизмов, приборов.

- На второй стадии необходимо выполнять: прокладку трубных и электрических проводок по установленным конструкциям, установку щитов, стивов, пультов, приборов и средств автоматизации, подключение к ним трубных и электрических проводок, индивидуальные испытания.

Смонтированные приборы и ПТК АСУ ТП, щиты и пульты, конструкции, электрические и трубные проводки, подлежащие заземлению согласно рабочей документации, должны быть присоединены к контуру заземления. При наличии требований предприятий-изготовителей средства агрегатных и вычислительных комплексов должны быть присоединены к контуру специального заземления.

Приемка АСУ ТП из монтажа должна проводиться в соответствии с требованиями РД 34.35.412-88, СТО ОАО «ТГК-1» «Организация пусконаладочных работ по АСУ ТП на электростанциях» и СНиП 3.05.07-85.

Примечание - СТО ОАО «ТГК-1» «Организация пусконаладочных работ по АСУ ТП на электростанциях» утвержден приказом №186 от 07.12.2012

Окончание монтажных работ оформляется отчетной и исполнительной документацией в объеме (как минимум) соответствующем требованиям СТО ОАО «ТГК-1» «Организация пусконаладочных работ по АСУ ТП на электростанциях» и СНиП 3.05.07-85.

На монтаж должны предъявляться изделия с отметкой в паспорте о прохождении входного контроля.

2.3.2.3.5 Наладочные работы

Должны быть проведены наладочные работы по АСУ ТП. В состав наладочных работ по АСУ ТП должны быть включены следующие виды работ:

- подготовительные работы;
- автономная наладка;
- комплексная наладка.

Объем и условия пусконаладочных работ по АСУ ТП автоматизации определяются в программе, разработанной пусконаладочной организацией и утвержденной Заказчиком.

Приемка АСУ ТП из наладки должна проводиться в соответствии с требованиями СТО ОАО «ТГК-1» «Организация пусконаладочных работ по АСУ ТП на электростанциях» и СНиП 3.05.07-85.

Окончание наладочных работ по АСУ ТП оформляется отчетной и исполнительной документацией в объеме (как минимум) соответствующем требованиям СТО ОАО «ТГК-1» «Организация пусконаладочных работ по АСУ ТП на электростанциях» и СНиП 3.05.07-85.

2.3.2.3.6 Приемка в эксплуатацию

Создаваемая АСУ ТП должна быть подвергнута следующим видам испытаний в соответствии с ГОСТ 34.603-92:

- предварительные испытания;
- опытная эксплуатация;
- приемочные испытания.

Перед вводом в действие оборудования после монтажа АСУ ТП Поставщиком должны быть проведены следующие работы:

- Смонтированы, настроены и откалиброваны все датчики и устройства, необходимые для нормального функционирования новой системы.
- Внесены все необходимые изменения в программы работы устройств и систем АСУ ТП.
- Проведены наладочные работы на новой системе управления и системах, связанных с ней.
- Проведено обучение дежурного и эксплуатационного персонала ГЭС работе с новой системой управления и с новыми алгоритмами управления.
- Проведены предварительные испытания АСУ ТП по ее взаимодействию со связанными с ней устройствами и системами.
- Составлены акты о проведении предварительных испытаний АСУ ТП и связанных с ней систем.

Предварительные испытания проводят с целью определения работоспособности АСУ ТП и решения вопроса о возможности ее приемки в опытную эксплуатацию.

Опытную эксплуатацию АСУ ТП проводят с целью определения фактических значений количественных и качественных характеристик АСУ ТП и готовности эксплуатационного персонала к работе в условиях функционирования АСУ ТП, определения фактической эффективности АСУ ТП, корректировке (при необходимости) документации.

Приемочные испытания АСУ ТП проводят с целью определения соответствия АСУ ТП техническим требованиям и проектным решениям, оценки качества опытной эксплуатации и решения вопроса о возможности приемки АСУ ТП в постоянную эксплуатацию.

2.3.2.4 Гарантийное и послегарантийное обслуживание

В период гарантийного срока эксплуатации АСУ ТП Генпоставщиком (поставщиками) должны осуществляться работы по техническому сопровождению в соответствии с гарантийными обязательствами. Должны осуществляться работы по устранению недостатков, выявленных при эксплуатации АСУ ТП, и при необходимости осуществляться внесение изменений в документацию на АСУ ТП. В этот период поставщики должны обеспечивать гарантийный ремонт технических средств.

После окончания гарантийного срока эксплуатации и в течение всего срока службы АСУ ТП рекомендуется заключать отдельные договора на выполнение ремонтных работ, замену неисправных технических средств и поставку ЗИПа.

3 Требования к АСУ ТП

3.1 Требования к АСУ ТП в целом

АСУ ТП должна проектироваться как человеко-машинная система, реализующая взаимосвязь программно-технических средств и обслуживающего персонала.

АСУ ТП в целом должна работать в автоматическом режиме, без постоянного присутствия оперативного персонала. Требования к режимам работы подсистем АСУ ТП указаны в соответствующих разделах функциональных требований к подсистемам

Выбранный комплекс технических средств должен быть достаточным для выполнения функций, указанных в данном Стандарте, и должен обеспечивать возможность расширения АСУ ТП.

3.2 Построение и функционирование АСУ ТП

3.2.1 Построение АСУ ТП

Построение АСУ ТП должно основываться на современных информационно-технологических принципах построения систем управления с использованием современных программных и технических средств, выполненных на микропроцессорной (процессорной) элементной базе и учитывающих индивидуальные особенности автоматизируемого оборудования, и также его установку на объекте.

АСУ ТП должна строиться как многоуровневая распределенная человеко-машинная система, работающая в реальном времени.

Технически и функционально выделяются два уровня контроля и управления:

- «Верхний» (станционный) уровень управления АСУ ТП - уровень управления ГЭС. Этот уровень должен позволять осуществлять управление технологическим процессом минимальным количеством дежурного персонала с главного щита управления (ГЩУ) станции, а также иметь возможность расширения системы для дистанционного управления ГЭС с удаленного терминала – головной ГЭС каскада или диспетчерского центра. На станционном уровне выполняются традиционные для большинства ГЭС функции группового регулирования активной мощности (ГРАМ) и группового регулирования напряжения и реактивной мощности (ГРНРМ).
- «Нижний» (агрегатный) уровень управления АСУ ТП - уровень непосредственного управления технологическим оборудованием гидроагрегата. «Нижний» уровень должен обеспечивать ввод и обработку информации от технологического оборудования ГЭС и вывод управляющих воздействий на устройства управления различными исполнительными механизмами технологического оборудования гидроагрегата. Управление гидроагрегатом должно осуществляться как автономно через нижний уровень управления, так и с верхнего – станционного уровня управления. На ПТК нижнего уровня АСУ ТП, реализующего систему автоматического управления гидроагрегатом (САУГ), возлагается выполнение функций технологической автоматики гидроагрегата (ТА), автоматического регулирования частоты и активной мощности (АРЧ), измерения и контроля технологических параметров (ТИ), автоматического управления вспомогательным оборудованием (УВО) и гидромеханические защиты.

Допускается выделение среднего (промежуточного) уровня контроля и управления АСУ ТП. Средний уровень контроля и управления АСУ ТП - это уровень, на котором осуществляется контроль и управление частью технологического оборудования, объединенного по функционально-территориальному признаку, например блоки "гидроагрегат-трансформатор", крупные отдельно стоящие распределительные устройства и т.д.

АСУ ТП должна выполняться на базе отдельных КТС и ПТК, объединенных между собой одной или несколькими ЛВС, а также контрольными кабелями и кабелями управления.

Количество уровней АСУ ТП, количество ЛВС, а также состав КТС и ПТК должны определяться и обосновываться при проектировании конкретной АСУ ТП.

АСУ ТП в целом и виды ее обеспечения должны быть приспособлены к модернизации и расширению, а также взаимодействию с другими системами управления, создаваемыми на ГЭС.

3.2.2 Функционирование АСУ ТП

Создаваемая АСУ ТП должна обеспечивать реализацию следующих функций:

Измерения и обработка аналоговой технологической информации.

- Должны обеспечиваться измерение, контроль достоверности и преобразование технологических параметров (напряжение, ток, частота, мощность, давление, уровень, температура и др.), формирование и обновление базы данных информации, предназначенной для дальнейшего использования при реализации технологических задач, возложенных на АСУ ТП.

Сбор и обработка дискретной технологической информации.

- Должны обеспечиваться опрос датчиков дискретных сигналов, контроль достоверности полученной информации, формирование и обновление базы данных информации, предназначенной для дальнейшего использования при реализации технологических задач, возложенных на АСУ ТП.

Выдача (вывод) управляющих воздействий.

- Должны обеспечиваться формирование и выдача как дискретных команд (в виде контактов реле или электронных ключей), так и аналоговых сигналов. Основное требование - исключение выдачи ложных команд управления.

Обмен информацией между компонентами.

- Должны обеспечиваться техническая и программная совместимости между компонентами АСУ ТП, как основы осуществления обмена информацией.
- Должна обеспечиваться техническая и программная совместимость АСУ ТП и средств связи.

Обеспечение человеко-машинного интерфейса.

- Должны обеспечиваться техническая и программная организация взаимодействия эксплуатационного персонала с АСУ ТП как в части представления информации, так и в части ее ввода.

Хранение информации.

- Должна обеспечиваться возможность сохранения различных массивов информации, формирующихся в АСУ ТП.

Самодиагностика.

- Должен быть предусмотрен контроль работоспособности и выявление неисправностей компонентов АСУ ТП.

Синхронизация работы.

- В рамках АСУ ТП в обязательном порядке должна быть реализована синхронизация работы всех ПТК с погрешностью 1 мсек и с привязкой к астрономическому времени.

3.3 Состав и содержание основных технологических задач АСУ ТП

3.3.1 Измерение и сбор технологических параметров

Реализация данной задачи позволяет обеспечить эксплуатационный (оперативный) персонал информацией о значениях электрических параметров (напряжение, ток, мощность, частота), гидротехнических параметров (расход, уровень, перепад, напор и т.д.) и параметрах состояния оборудования в объеме, достаточном для обеспечения наблюдения за состоянием и режимами работы оборудования и гидротехнических сооружений ГЭС.

При новом строительстве и реконструкции в первую очередь должны создаваться интеллектуальные измерительные системы, построенные на основе интеллектуальных датчиков, обеспечивающих автоматическую коррекцию погрешности, самовосстановление и самообучение.

Скорость опроса аналоговых и дискретных датчиков, а также формирование аналоговых и дискретных выходных сигналов должно обеспечиваться с быстродействием, указанным в п.4.3 РД 153-34.1-35.127-2002. Скорость опроса определяется в зависимости от технологической значимости и динамических свойств сигналов, а также исходя из необходимой точности поддержания регулируемого параметра.

Должна производиться первичная обработка аналоговых сигналов:

- фильтрация (сглаживание входных сигналов);
- вычисление не измеряемых значений;
- линеаризация шкал;
- масштабирование.

Контроль достоверности аналоговой информации должен производиться по следующим критериям:

- предельным значениям измеряемых параметров;
- максимальной скорости изменения измеряемого параметра;
- функциональной зависимости между аналоговыми величинами и логической связи между аналоговыми и дискретными параметрами;
- сопоставлению результатов измерений от дублированных датчиков аналоговых сигналов;
- самоконтроль датчика.

По результатам контроля должен формироваться обобщенный признак достоверности. Недостоверность фиксируется индивидуально по каждому каналу и квалифицируется как событие. Должна быть предусмотрена возможность оперативного вывода из работы сигналов от неисправных датчиков.

Должен производиться сбор и обработка дискретных сигналов от контактных устройств (например, в схемах управления коммутационных аппаратов, запорных и регулирующих органов, механизмов собственных нужд, двухпозиционных датчиков, а также выходных каналов УСО) без дополнительных преобразователей.

Дискретные сигналы должны быть разделены на две группы: пассивные и инициативные. Сбор и обработка сигналов каждой группы производятся по разным алгоритмам.

Сбор и обработка пассивных дискретных сигналов должны обеспечивать:

- периодический опрос дискретных сигналов с заданным для каждого из них циклом опроса;
- контроль достоверности дискретных сигналов с учетом логического анализа текущей информации;
- регистрацию времени ввода сигналов;
- формирование и обновление массивов достоверной информации.

Должен производиться контроль обрыва и (или) короткого замыкания линии связи от наиболее ответственных датчиков.

Сбор инициативных дискретных сигналов производится по прерыванию, а их обработка - по специальной программе. При появлении любого достоверного инициативного сигнала он фиксируется с меткой времени с разрешающей способностью не более 10 мс.

Должны быть предусмотрены меры, подавляющие "дребезг" контактных источников инициативных дискретных сигналов.

Недостоверные сигналы не должны использоваться в алгоритмах управления.

3.3.2 Техническая диагностика

Техническая диагностика предназначена для оценки эксплуатационного состояния контролируемого оборудования ГЭС и выдачи оперативному персоналу ГЭС рекомендаций по эксплуатации оборудования при отклонении контролируемых параметров от заданных значений.

3.3.2.1 Тепловой контроль

Реализация данной задачи позволяет обеспечить эксплуатационный (оперативный) персонал информацией о тепловом состоянии основного оборудования ГЭС (генератор, турбина, трансформатор и т.д.). Информация представляется в виде текущих измеренных и расчетных значений тепловых параметров на устройствах отображения в составе АСУ ТП.

3.3.2.2 Вибрационный контроль

Реализация данной задачи позволяет обеспечить эксплуатационный (оперативный) персонал информацией о текущих значениях параметров вибрации (линейные перемещения, колебания и частота вращения вала) выбранных точек гидроагрегатов и др. оборудования ГЭС).

3.3.2.3 Технологическое видео наблюдение

Реализация данной задачи позволяет обеспечить эксплуатационный (оперативный) персонал информацией о состоянии (внешний контроль) основного оборудования ГЭС (ГЩУ, КРУЭ, ЗРУ, ОРУ, машзал, шахта турбины, плотина и тп.) и наличии персонала.

3.3.3 Отображение технологической информации

Реализация данной задачи позволяет обеспечить эксплуатационный (оперативный) персонал информацией о состояниях, положениях и режимах работы основного и вспомогательного оборудования ГЭС.

Основным способом отображения информации оперативному персоналу является ее представление на цветных видеотерминалах в виде фрагментов мнемосхем, гистограмм, графиков, таблиц и текстовых сообщений. Кроме этого, могут быть использованы звуковые и световые сигналы, измерительные приборы и световые табло.

Информация должна представляться персоналу по принципу от общего к частному. Основной объем информации, позволяющий оценить ситуацию в целом, содержится на общих фрагментах мнемосхем. В случае отклонения любых параметров от нормальных значений или изменения состояния внимание персонала должно быть привлечено цветом и миганием. При этом персонал должен иметь возможность вызвать более детальный фрагмент.

Для каждого фрагмента обязательным являются:

- наименование и идентификатор видеограммы (на каждой видеограмме);
- текущая дата(ДД.ММ.ГГГГ) и время (ЧЧ:ММ:СС);
- текущее значение технологических параметров (включая признаки запрета, выхода за уставки, недостоверности, подмены, ручного ввода);
- сигналы индивидуальной и групповой сигнализации;
- положение регулирующей и запорной арматуры, схем управления;
- положение коммутационных аппаратов;
- состояние двигателей механизмов (включая способ управления - автоматическое, дистанционное, местное);
- состояние автоматических устройств (автоматических регуляторов, логических автоматов, защит и т.п.);
- параметры автоматических систем (заданные значения, величины уставок, текущее состояние/положение);
- индикации аварийных ситуаций, действий защит и противоаварийной автоматики;
- выполнение управляющих функций, как оператором, так и автоматически;
- результаты расчетов, проводимых как в контроллерах, так и в алгоритмах верхнего уровня;
- результаты расчетно-диагностических задач;
- ретроспективная информация, запрашиваемой из архивной станции, различных трендов (входных сигналов, нормативных, расчетных, формируемых в программаторах и т.д.).

Информация на экранах должна представляться в удобном для восприятия виде в следующих форматах:

- Для текущих аналоговых и расчетных (типа аналоговых) параметров:
 - в виде числового значения (не менее 8 значащих цифр);
 - в виде горизонтального или вертикального столбика (барограммы), гистограммы;
 - в виде графика значений от времени.
- Для текущих дискретных и логических (типа дискретных) параметров
 - в виде мнемосимволов
 - в виде текстовых сообщений;
 - в виде графика, с целью наложения на графики аналоговых параметров при анализе технологической ситуации.

Справочная информация (по объектам контроля и управления, аналоговым и дискретным параметрам и др. с возможностью вывода на печать).

Вид и цвет информации, а также частота мигания в различных технологических режимах должны соответствовать ГОСТ Р МЭК 60073-2000 и быть согласованы с Заказчиком, а в случае наличия на объекте уже действующих АСУ ТП, соответствовать библиотеке мнемосимволов данных АСУ ТП.

Должно быть обеспечено:

- упрощенная полная электрическая схема ГЭС с фиксацией текущего состояния выключателей (высокое и низкое напряжение), щитов собственных нужд, разъединителей, заземляющих ножей, напряжения на шинах, токов, активных и реактивных мощностей по каждой линии; сигнализация о событиях, возможность детализирования схемы в следующем виде:
- мнемосхема распредустройства высокого напряжения с фиксацией текущего состояния выключателей, разъединителей, заземляющих ножей, напряжения на шинах, токов, активных и реактивных мощностей по каждой линии; сигнализация событий;
- мнемосхема распредустройства среднего напряжения с фиксацией текущего состояния выключателей, разъединителей, заземляющих ножей, напряжения на шинах, токов, активных и реактивных мощностей по каждой линии; сигнализация событий;
- мнемосхема распредустройства низкого напряжения с фиксацией текущего состояния выключателей; сигнализация событий;
- на мнемосхемах высокого и среднего напряжения на генераторах должно отображаться направление активной и реактивной мощности;
- таблица электрических параметров (напряжений, токов, активных и реактивных мощностей) на генераторах, трансформаторах, линиях (в т.ч. сигнализация о значительном несоответствии фактической выработки электроэнергии с задаваемой РДУ); общая мощность, вырабатываемая и отдаваемая по линиям ГЭС (в т.ч. сравнение с параметрами заданными РДУ);
- мнемосхемы и контрольные экраны агрегатного уровня управления;
- мнемосхема техводоснабжения ГЭС с отображением давлений, расходов, температуры, состояния насосов и задвижек; таблица давлений, расходов и температуры, включая охлаждение генераторов;
- мнемосхема разводки высокого и низкого давления воздуха с индикацией состояния давления;
- мнемосхема АСУ ТП с контролем неисправностей (указание неисправного устройства); мнемосхема агрегата бесперебойного питания (при его наличии) с указанием состояния питания;
- мнемосхема гидроизмерений;
- мнемосхемы, отображающие динамическое состояние технологических защит, блокировок (включая АВР), АСР, логических программ.
- вывод видеопотока с видеокамер технологического видеонаблюдения, наблюдающих за положением коммутационных аппаратов распредустройств, шахт гидроагрегатов и др.;
- мнемосхемы вспомогательного оборудования (управления пожарными насосами, дренажные насосы и насосы откачки воды из всасывающих труб (ОВВТ), охлаждения трансформаторов, управление быстропадающими щитами гидроагрегатов и д.р.);

- возможность автоматического перехода на мнемосхему, в которой произошло событие, вызвавшее срабатывание сигнализации.

Должно обеспечиваться следующее быстроедействие смены оперативной информации (п.4.3 РД 153-34.1-35.127-2002):

- периодичность обновления информации на экране монитора 1 – 2,5 с.
- период обновления информации на экране коллективного пользования 2 - 3 с.
- период обновления показаний на гистограмме, шкале при отображении значения параметра - не более 0,2 с.
- задержка с момента вызова информации на экран видеодисплея до начала вывода информации на экран - не более 1-2 с.
- задержка с момента фиксации аварийных событий до представления информации по ним на экран дисплея – не более 0,5 – 1 с.

3.3.3.1 Отображение гистограмм

На гистограмме параметры должны отображаться горизонтальными или вертикальными столбиками, длина которых пропорциональна значениям параметров. Точность цифрового отображения не хуже точности обработки сигнала в контроллере. На гистограмме должна предусматриваться возможность отображения текущего численного значения параметра и уставок, заранее оговоренными символами. Недостоверность параметра или выход за уставку индицируется цветом согласно библиотеке мнемосимволов. Должна быть предоставлена возможность масштабирования шкалы значений.

Должна быть предусмотрена возможность вызова как заранее спроектированных гистограмм, так и свободно-формируемых, создаваемых в процессе оперативной работы (с возможностью сохранения для последующего вызова). Количество параметров, выводимых в одном окне – не менее 10. Количество окон неограниченно.

В виде гистограммы отображаются любые параметры: мгновенные, расчетные, архивные и др. В зависимости от числа переменных могут использоваться двух- и трехмерные гистограммы.

При каждом вызове, как одиночных гистограмм, так и групп гистограмм, открывается соответствующее окно, которое можно сдвигать, изменять размеры, накладывать на него любые другие формы отображения (без потери информации).

3.3.3.2 Отображение графиков

Должна быть предусмотрена возможность вызова на экран следующих типов графиков:

- графиков любых текущих значений параметров, начиная с момента вызова. Если параметр имеет ретроспективную информацию, то она накладывается на часть графика, предшествующую текущему времени;
- графиков любых параметров, хранящихся в архиве, за любое доступное время. Причем, если вызвана ретроспектива до текущего момента времени, то график должен продолжаться строиться в темпе попадания параметра в архив в том же масштабе времени, что и ретроспективный график. Задержки по времени, связанные с вызовом ретроспективных графиков из архива должны составлять не более 3-5 секунд;
- сопоставительных трендов расчетных (или формируемых в программаторах) и действительных изменений параметров (например, для

пусковых режимов). Каждый тренд может иметь несколько (до 8) взаимосвязанных пар (норма и факт) графиков.

Должна быть возможность вызова как заранее спроектированных графиков, так и свободно-формируемых, создаваемых в процессе оперативной работы (с возможностью сохранения для последующего вызова). Количество параметров, выводимых в одном окне – не менее 10. Количество окон неограниченно.

На графиках должна присутствовать координатная сетка. Горизонтальная ось времени должна иметь отметки времени. При достижении графиком правой границы экрана он должен сдвигаться влево. Вертикальная ось маркируется в единицах измерения параметра либо в относительных единицах. Графики должны иметь скроллбар (для смещения изображения по шкале времени) и визир, по которому определяется числовое значение параметра. Точность отображения по вертикали сигнала, контролируемого по визире, не хуже точности обработки сигнала в контроллере. Должна иметься возможность изменения дискретности шкалы времени. Должна быть предусмотрена возможность масштабирования по оси значений и по оси времени, а также возможность локального изменения содержимого окон (режим «лупы»).

Программный аппарат функции должен обеспечивать возможность оперативного изменения масштабов вывода информации по осям координат и считывания значений координат в любой точке отображаемой части графика.

Должен быть предусмотрен ряд графиков с фиксированным набором трендов (статические тренды) и несколько графиков с возможностью свободного назначения с оперативных АРМ наборов параметров для вывода их на график (динамические тренды).

При каждом вызове, как одиночных графиков, так и групп графиков, открывается соответствующее окно, которое можно сдвигать, изменять размеры, накладывать на него любые другие формы отображения (без потери информации).

Вывод графиков на печать должен производиться по запросу пользователя с любого автоматизированного рабочего места АСУ ТП.

В связи с тем, что пусковые режимы могут занимать длительный промежуток времени с возможными задержками на устранение неполадок необходимо предусмотреть:

- возможность вывода на экраны операторских станций различных форм отображения, не теряя процесса, изображенного на графике, и возможность восстановления его в любой момент времени;
- в случае «замирания» процесса действительного изменения параметра (например, из-за неполадок оборудования в пусковом режиме параметр может быть неизменным в течение нескольких часов) возможность начать наложение реального графика с нужного места на нормативном графике, чтобы исключить время вынужденного простоя;
- возможность при достижении параметрами определенных значений (заранее заданных) рядом с пусковыми графиками выводить рекомендации оператору.

3.3.3.3 Вывод таблиц

Должна иметься возможность отображения любой мгновенной, архивной информации, результатов расчета в виде таблиц. Все виды перечисленной информации можно совмещать в одной таблице (т.е. должен быть предусмотрен механизм выборки информации из любого вида архива, любого контроллера, станции расчетов

одновременно). Информация о значениях разных сигналов или события по данным сигналам должны быть совмещены на одной временной оси в единой таблице. В случае, если архивные метки регистрации времени разных сигналов не совпадают, то при наложении совместить путем интерполяции недостающих значений сигналов (привести значения параметров, к меткам времени наиболее часто опрашиваемого параметра).

Должна быть возможность вызова как заранее спроектированных таблиц, так и свободно-формируемых, создаваемых в процессе оперативной работы (с возможностью сохранения для последующего вызова). Количество таблиц должно быть неограниченно.

3.3.4 Технологическая сигнализация

Технологическая сигнализация предназначена для извещения оперативного персонала о возникновении нарушений в протекании технологического процесса (в том числе аварийных ситуаций), о срабатывании отдельных автоматических устройств, изменений в составе работающего оборудования, срабатывании защит, выявленных неисправностях технических средств АСУ ТП и т.п.

Система сигнализации автоматически выдает информацию о вновь появившихся сигналах, которая содержит: метку времени с точностью до 10 мс, маркировку, текст сигнала и другие данные. Все сигналы расположены в хронологическом порядке по мере их возникновения. Сигналы, по которым исчезает причина их формирования, должны автоматически исчезать с экрана. Текст сигналов и сигнальные поля распределены по цвету.

Должна быть предусмотрена возможность:

- вывода технологической сигнализации на экраны операторских станций (в специальном «всплывающем» окне или особой системной области экрана) и на специально выделенные станции;
- на операторские станции и каждую выделенную станцию выводить только определенный тип сигнализации (на операторские – сигнализация о событиях и нарушениях в ходе технологического процесса, на инженерную станцию АСУ ТП – о неисправностях программных и технических средств и т.п.);
- изменять тип сигнализации, текст и цвет отображения, а также запрещать вывод определенного типа сигнализации или конкретных сигнальных сообщений;
- фильтрации вывода сигнальных сообщений по различным признакам (например, в зависимости от выбранного узла технологического оборудования);
- одновременно система сигнализации должна отображать все сообщения, удовлетворяющие выбранным критериям отображения.

Технологическая сигнализация подразделяется на аварийную и предупредительную и включает в себя:

- предупредительную сигнализацию об отклонении за установленные пределы технологических параметров (в том числе расчетных и результатов расчетно-диагностических задач), изменения состояния автоматических устройств;
- аварийную сигнализацию при аварийных отклонениях параметров (в том числе расчетных и результатов расчетно-диагностических задач), срабатывании защит, действиях противоаварийной автоматики энергосистемы;

- сигнализацию о действии блокировок, АВР механизмов и источников электропитания;
- сигнализацию об обнаруженных неисправностях технических средств АСУ ТП, исчезновении электропитания, при прекращении выполнения алгоритмов логического управления и т.п.

Любой вид сигнализации при необходимости должен вызывать включение соответствующих светового (загорание табло, изменение цвета мнемосимвола, мигание текстового сообщения и др.) и звукового сигналов. Звуковая и световая сигнализация должны различаться для предупредительных и аварийных сигналов.

Каждый вновь появившийся световой сигнал должен отличаться от уже действующих прерывистым свечением (миганием) с частотой порядка 1-2,5 Гц, а после приема его оператором и подачи команды «квитирование» - переходить на ровное свечение.

Сигнализация может быть групповой и индивидуальной. Групповая сигнализация применяется для привлечения внимания оператора к событию, отображение которого отсутствует на открытых в данный момент видеокдрах. Появление любого индивидуального сигнала должно автоматически формировать соответствующий ему групповой сигнал, указывающий оператору, в какой из технологических систем произошло нарушение. При срабатывании сигнализации на операторской станции должна быть возможность быстрого перехода на видеокдр с отклонившимся параметром (если параметр присутствует на нескольких видеокдрах, то переход осуществляется на видеокдр высшего уровня иерархии).

Сигнализация (в том числе и групповая) может быть как аварийной, так и предупредительной. Для групповых световых сигналов должна быть обеспечена повторяемость действия светового сигнала. Появление каждой новой причины включения группового сигнала должно сопровождаться повторным его появлением (миганием и звуковым сигналом). Квитирование группового сигнала выполняется квитированием всех индивидуальных сигналов, вызвавших появление группового сигнала. Гашение световых сигналов должно происходить при исчезновении всех причин, вызывающих их включение.

Появление, переход на ровное свечение, исчезновение сигнализации происходит одновременно на всех операторских станциях (независимо от того, с какого рабочего места производилось квитирование), на которых присутствует данный сигнал (групповой или индивидуальный).

Для отдельных сигналов с целью исключения их преждевременного появления (например, переключения в цепях электроснабжения) должна быть предусмотрена возможность задержки появления как светового, так и связанного с ним звукового сигналов.

При необходимости должна быть возможность ручного или автоматического ввода признака отмены сигнализации, как по отдельным узлам, так и по системе в целом.

3.3.5 Архивирование и документирование информации

В рамках данной задачи на основе баз данных о неисправностях, аварийных состояниях, положениях и режимах работы основного и вспомогательного оборудования ГЭС, действиях оперативного персонала создаются архивы, включающие соответствующую расшифровывающую информацию. Архивы подразделяются на оперативные и долговременные архивы, которые в свою очередь подразделяются на архивы нормальных событий и архивы ненормальных событий.

Должна автоматически формироваться "Суточная ведомость" (комплект документов, содержащих информацию о состояниях технологического оборудования, режимах его работы, положении схем первичной коммутации, авариях, неисправностях, а также обо всех действиях оперативного персонала за истекшие сутки).

Должна быть предусмотрена архивация информации:

- о событиях (функция регистрации событий);
- об аварийных событиях (функция регистрации аварийных событий);
- об изменениях во времени заданного набора параметров с целью выдачи графиков;
- об изменении состояния автоматических устройств с указанием источника команды;
- о работе защит;
- о работе технических и программных средств ПТК, в том числе об изменениях, вносимых в состав средств и программ (протокол работы системы);
- о появлении и исчезновении недостоверной информации;
- о проведении технической диагностики технологического оборудования;
- другой информации в соответствии с техническим заданием на АСУ ТП конкретного объекта.

Информация из архива должна представляться в виде таблиц, графиков, протоколов и в других формах как на мониторах, так и в отпечатанном виде. Архивная информация должна быть доступна для использования в расчетных и других задачах.

3.3.6 Обмен информацией с вышестоящим уровнем управления

В рамках данной задачи обеспечивается представление информации вышестоящему уровню управления (диспетчерский центр ОАО «ГЭК-1», Системный оператор), а также с вышестоящей АСУ ТП (для каскадов ГЭС).

На границе АСУ ТП должен устанавливаться программно-аппаратный межсетевой экран, контролирующий весь информационный обмен с внешними системами (АСУ П, АСОДУ, УСПД и др.).

Должна быть создана буферная зона между АСУ ТП и внешними системами, подключенная к одному из интерфейсов меж сетевого экрана, при этом в буферной зоне размещается сервер обмена данными, на который должны пересылаться данные от внутреннего сервера ввода-вывода АСУ ТП в режиме псевдо-реального времени.

Настройки меж сетевого экрана должны исключать прямой доступ из внешних сетей АСУ ТП и из АСУ ТП во внешние сети, а весь обмен должен осуществляться только через буферную зону. Обмен данными по протоколу OPC через меж сетевой

экран должен осуществляться с помощью туннелирования (инкапсуляции). Для передачи команд телеуправления дополнительно применяется шифрование.

Передача сигналов управления в АСУ ТП с использованием информационных сетей должна удовлетворять принятой в ОАО «ТГК-1» политике информационной безопасности.

3.4 Управляющие задачи

3.4.1 Автоматическое управление гидроагрегатом

В рамках задачи автоматического управления гидроагрегатом АСУ ТП должна обеспечивать:

- автоматический, ручной пуск и останов гидроагрегата;
- автоматическое поддержание заданной частоты вращения гидроагрегата при работе на холостом ходу и во всем диапазоне рабочих режимов агрегата, при сбросах и набросах нагрузки, при работе на изолированный район и в режиме СК;
- аварийный автоматический останов гидроагрегата, в случае возникновения аварийной ситуации из любого режима;
- управление вспомогательным оборудованием гидроагрегата в ручном и автоматическом режимах;
- формирование и отображение на местном пульте управления гидроагрегатом текущих параметров и состояния гидроагрегата и его вспомогательного оборудования;
- формирование и индикацию предупредительных и аварийных сигналов работы гидроагрегата с выходом в местную сигнализацию гидроагрегата и в общестанционную сигнализацию;
- исполнение команд от устройств РЗ, АРВ, СТМиС и противоаварийной автоматики;
- обеспечение выполнения отраслевых требований по первичному регулированию частоты;
- обеспечение выполнения отраслевых требований по вторичному регулированию частоты и мощности (работа под управлением центрального регулятора ГРАРМ);
- ведение архивов технологической информации;
- организацию интерфейсов для интеграции в автоматизированную систему управления гидростанцией и других систем.

Должно быть обеспечено управление гидроагрегатом:

- как в автоматическом, так и в ручном режиме работы;
- от системы ГРАРМ в соответствии с общими техническими требованиями СТО 17330282.27.140.010-2008.

3.4.1.1 Подсистема технологической автоматики гидроагрегата

Подсистема технологической автоматики (ТА) предназначена для управления гидроагрегатом в переходных режимах при выполнении операций по пуску, нормальной и аварийной остановкам, переводу агрегата из одного режима в любой другой из возможных режимов в соответствии с принятой технологией управления. Она должна вырабатывать исполнительные команды для подсистем:

- автоматического регулирования частоты и мощности;
- перевод гидроагрегата из генераторного режима в режим синхронного

- компенсатора и обратно;
- автоматического регулирования возбуждения;
- управления вспомогательным оборудованием;
- управления выключателем генератора.

Подсистема ТА должна обеспечивать автоматическое, дистанционное и местное управление с проверкой необходимых условий по переводу агрегата в соответствующий режим.

При выполнении операций по пуску и останову агрегата должен производиться контроль времени исполнения. При превышении контрольного времени должно быть сформировано сообщение и подан предупредительный сигнал.

Подсистема ТА должна обеспечивать:

- пуск остановленного агрегата и включение в сеть методом точной автоматической или ручной синхронизации;
- пуск остановленного агрегата на холостой ход с возбуждением и без возбуждения генератора, без включения в сеть;
- перевод гидроагрегата из генераторного режима в режим синхронного компенсатора и обратно.

ТА должна обеспечивать нормальный и аварийный останов агрегата из всех режимов его работы и из переходных режимов. Аварийный останов производится при действии электрических генератора, гидромеханических или противоразгонных защит.

Перечень защит и их действия уточняются и согласовываются Заказчиком на этапе проектирования.

При выполнении нормального останова агрегата должна быть предусмотрена разгрузка по активной и реактивной мощностям с последующим отключением выключателя генератора и полным закрытием направляющего аппарата.

ТА должна при останове обеспечивать формирование команд для включения схемы механического торможения при снижении оборотов до (20%)* от номинальной частоты вращения.

ТА должна обеспечивать защиту гидроагрегата при нештатных режимах работы (гидромеханические и электрические защиты).

Быстрая остановка агрегата через АРЧМ должна происходить при:

- снижении расхода на смазку турбинного подшипника до уставки аварийной остановки;
- повышении температуры сегментов подпятника до уставки аварийной остановки;
- повышении температуры подшипника генератора до уставки аварийной остановки;
- снижении давления в гидроаккумуляторе МНУ до уставки аварийной остановки;
- снижении уровня в гидроаккумуляторе МНУ до уставки аварийной остановки;
- снижении уровней в маслованнах подшипника и подпятника генератора;

- при срабатывании электрических защит генератора;
- при срабатывании противоразгонных защит;
- неисправности следящей системы РК АРЧМ.

Дифференциальная защита гидрогенератора должна действовать непосредственно на отключение выключателя генератора.

Остановка агрегата через систему аварийного закрытия с включением САЗ должна происходить при:

- разгоне агрегата до (115 %)* и не смещенном на закрытие главном золотнике регулятора АРЧМ;
- разгоне агрегата до (160 %)*;
- неисправности следящей системы НА или РК АРЧМ;
- выявлении недостоверности сигналов частоты вращения в АРЧМ;
- при наличии команды «Пуск агрегата», отключенном выключателе генератора и открытии НА более (50 %)*;
- при срабатывании дифференциальной защиты генератора;
- нажатой кнопке аварийного останова.

* значения уточняются для каждого объекта индивидуально.

При действии гидромеханических защит, должна быть произведена разгрузка агрегата по активной мощности с максимальной скоростью, с последующим выполнением тех же операций, что и при нормальном останове. В случае невозможности нормального останова подсистема должна автоматически выполнять аварийный останов гидроагрегата с последующим отключением выключателя при закрытии НА до холостого хода.

Подсистема ТА должна блокировать автоматический пуск гидроагрегата при следующих нештатных режимах:

- наличие сработавших защит или аварийных сигналов гидроагрегата или блока, в составе которого работает гидроагрегат;
- не выведены стопоры сервомотора НА;
- ключ выбора режима работы регулятора не в положении «Автомат»;
- НА на ручном режиме управления;
- РК на ручном режиме управления;
- нет готовности регулятора АРЧМ;
- клапан системы аварийного закрытия в положении сработан;
- питание системы аварийного закрытия и системы торможения отключено;
- наличие давления в системе торможения.

Подсистема ТА должна предусматривать формирование предупредительных сигналов при выходе за пределы заданных уставок следующих параметров:

- расход воды на смазку турбинного подшипника;
- температура подшипника, подпятника и масла в них;
- уровни масла в ваннах подшипника и подпятника, сливном баке МНУ;
- температура меди статора;
- температура полюсов ротора;
- температура железа статора;
- давление масла в котле МНУ;
- уровень масла в котле МНУ;

- частота вращения ротора гидроагрегата;
- при неисправности ТСВ;
- неисправность электрических защит генератора.

Полный перечень сигналов, вызывающих предупредительную сигнализацию уточняется в процессе согласования технического проекта.

Подсистема ТА должна определять и использовать в алгоритмах следующие положения направляющего аппарата:

- полное закрытие;
- открытие холостого хода;
- полное открытие;
- ограничение закрытия НА на холостом ходу;
- ограничение открытия НА по напору.
- пусковое открытие НА с коррекцией по напору.

ТА должна контролировать положение стопорного устройства.

3.4.1.2 Подсистема автоматического регулирования частоты и активной мощности гидроагрегата

АРЧМ предназначена для выполнения функций регулирования частоты и активной мощности гидроагрегата с помощью гидромеханической части системы регулирования гидротурбины, а также для управления открытием регулирующих органов турбины в переходных режимах работы гидроагрегата: при пуске, останове, при сбросе нагрузки.

Требования к системе автоматического регулирования частоты и мощности должны удовлетворять СТО 17330282.27.140.010-2008 «Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования», СТО 17330282.27.140.018-2008 (Гидротурбинные установки. Условия поставки. Нормы и требования), а также ГОСТ 12405-81 (Регуляторы электрогидравлические для гидравлических турбин).

АРЧМ формирует регулирующие воздействия на исполнительные устройства гидромеханической части управления на основе информации, поступающей от первичных датчиков и органов управления, в соответствии с программой, введенной в микропроцессорную часть АРЧМ.

Для поворотно-лопастных гидротурбин должна задаваться программным способом комбинаторная связь на основе нелинейной зависимости угла разворота лопастей от двух параметров: открытия направляющего аппарата и напора.

Средствами контроля системы должна выдаваться следующая информация:

- частота вращения ротора агрегата;
- активная мощность;
- открытие направляющего аппарата;
- разворот лопастей рабочего колеса;
- достижение ограничения мощности.

При работе агрегата на холостом ходу должно быть обеспечено выполнение следующих функций:

- автоматическое поддержание частоты вращения ротора гидроагрегата в соответствии с заданной уставкой частоты;
- автоматическая подгонка с заданным скольжением частоты вращения ротора гидроагрегата к частоте сети.

При работе агрегата под нагрузкой должно быть обеспечено:

- астатическое и со статизмом регулирование частоты в энергосистеме;
- регулирование мощности агрегата от нуля до максимальной;
- автоматическое ограничение максимальной мощности агрегата в соответствии с линией ограничения максимальной мощности на эксплуатационной характеристике агрегата или в соответствии с установленным вручную индивидуальным технологическим ограничением;
- возможность задания мощности, как от индивидуальных устройств управления, так и от подсистемы ГРАРМ;
- автоматическое ограничение закрытия направляющего аппарата, препятствующее переходу генератора в двигательный режим;
- автоматическое поддержание комбинаторной зависимости.

При работе агрегата в переходных режимах должны быть выполнены следующие требования:

- при пуске агрегата должны быть обеспечены автоматическое открытие направляющего аппарата до пускового открытия с учетом величины текущего напора и автоматическая установка заданной частоты вращения с перерегулированием не более 1 % и установка лопастей на комбинаторную зависимость;
- при нормальном останове агрегата должна быть выполнена автоматическая разгрузка агрегата до холостого хода, а после отключения генераторного выключателя — полное закрытие направляющего аппарата и установка лопастей на тормозной угол;
- при быстром останове агрегата должна производиться разгрузка до холостого хода с максимальной скоростью;
- при сбросе нагрузки с агрегата во избежание недопустимого разрежения под рабочим колесом и крышкой турбины должно быть обеспечено нормируемое недозакрытие направляющего аппарата.

Алгоритм работы АРЧМ должен обеспечивать следующие требования:

- регулирование частоты на холостом ходу с отклонениями от уставки частоты не выше $\pm 0,1$ Гц при апериодическом переходном процессе;
- ввод регулируемой мертвой зоны по частоте при работе агрегата под нагрузкой в режиме регулирования мощности;
- иметь отдельную динамическую и статическую настройку канала регулирования для работы агрегата на холостом ходу, в режиме регулирования частоты и в режиме регулирования мощности. Переключение настроек параметров регулятора должно происходить автоматически, при смене режима работы агрегата;
- возможность отработки задания мощности, как по открытию направляющего аппарата турбины, так и по фактической измеренной активной мощности агрегата;

- возможность отдельного управления лопастями РК и лопатками НА;
- точность поддержания комбинаторной зависимости $\pm 0,2^\circ$.

АРЧМ должна обеспечивать отработку сигналов задания от ГРАРМ. Скорость отработки сигнала группового регулирования должна настраиваться в соответствии с требованиями, предъявляемыми к ГРАРМ.

При разрешении работы агрегата в режиме группового регулирования АРЧМ должна обеспечивать: автоматический набор мощности с заданной скоростью до уровня задания ГРАРМ при пуске агрегата после включения в сеть, и автоматическое отключение от ГРАРМ при его нормальном и аварийном останове.

В АРЧМ должна быть предусмотрена блокировка перевода агрегата в зону запрещенной работы по заданию от ГРАРМ.

3.4.1.3 Подсистема управления вспомогательным оборудованием

Подсистема УВО предназначена для управления вспомогательным оборудованием агрегата, обеспечивающим готовность к пуску и нормальную его работу во всех режимах.

К подсистеме УВО относятся:

- маслонапорная установка (МНУ);
- лекажный агрегат;
- насосы откачки воды с крышки турбины;
- задвижка технической воды;
- задвижка (клапан) пожаротушения.

3.4.1.3.1 Управление маслонапорной установкой

Алгоритм МНУ должен предусматривать управление двумя насосами в соответствии с очередностью, заданной оператором, или по специальному алгоритму равномерной наработки насосов.

Включение насосов в автоматическом режиме должно производиться в соответствии с уставками каждой очереди, а отключение - по достижении номинального давления в гидроаккумуляторе.

Кроме автоматического режима алгоритм должен предусматривать ручное управление насосами с панели или по месту.

В автоматическом режиме работы насосов алгоритм должен предусматривать "прерывистый" и "непрерывный" режимы, в последнем случае поддержание давления в гидроаккумуляторе осуществляется за счет открытия-закрытия перепускных клапанов при непрерывной работе насосов.

Алгоритм МНУ должен предусматривать автоматическое поддержание уровня масла в гидроаккумуляторе.

Алгоритм МНУ должен формировать сигналы достижения заданных уставок следующими параметрами:

- давление в гидроаккумуляторе;
- уровень масла в гидроаккумуляторе;
- уровень масла в сливном баке.

По давлению в гидроаккумуляторе алгоритм должен формировать следующие сигналы:

- номинальное давление;
- давление включения насоса I очереди;
- давление включения насоса II очереди;
- аварийно-низкое давление;
- аварийно-высокое давление.

По уровню масла в гидроаккумуляторе алгоритм должен формировать следующие сигналы:

- нормальный уровень;
- низкий уровень;
- аварийно-низкий уровень.

По уровню масла в сливном баке алгоритм должен формировать следующие сигналы:

- низкий уровень;
- аварийно-низкий уровень;
- высокий уровень.

3.4.1.3.2 Управление лекажным насосом

Лекажный насос предназначен для поддержания нормального уровня масла в лекажном баке путем перекачки его в сливной бак МНУ.

Включение насоса должно блокироваться при расположении лекажного агрегата на крышке турбины при появлении сигнала аварийно-высокого уровня воды на крышке турбины.

Алгоритм управления лекажным насосом должен предусматривать ручной и автоматический режимы работы насоса.

Алгоритм должен принимать от датчика уровня лекажного агрегата следующие сигналы по уровню масла:

- уровень включения насоса;
- уровень отключения насоса;
- высокий уровень.

Алгоритм управления лекажным насосом должен контролировать исправность датчиков и оборудования и формировать сигналы предупреждения.

3.4.1.3.3 Управление откачкой воды с крышки турбины

Алгоритм должен управлять насосами удаления протечек воды с крышки турбины.

Алгоритм управления насосами должен предусматривать ручной и автоматический режимы работы насосов и использовать следующие уставки сигнала по уровню воды на крышке турбины:

- нормальный уровень;
- уровень включения основного насоса;
- уровень включения резервного насоса;
- высокий уровень.

При появлении сигнала "уровень включения насоса" должен быть включен двигатель насоса. Отключение двигателя должно производиться при появлении сигнала "нормальный уровень".

3.4.1.3.4 Управление задвижкой технической воды

Алгоритм управления задвижкой технической воды на охлаждение генератора и масла в ваннах подшипников и подпятника должен предусматривать автоматическое открытие ее по команде «Пуск», и закрытие ее после завершения остановки агрегата.

Также должен быть предусмотрен режим ручного управления.

3.4.1.3.5 Управление задвижкой (клапаном) пожаротушения генератора

Алгоритм управления должен предусматривать открытие электрической задвижки пожаротушения автоматически при возникновении пожара в генераторе (действии дифференциальной электрической защиты генератора и срабатывания датчика пожара в генераторе) или вручную — оператором, но с контролем отсутствия напряжения на выводах статора и тока ротора генератора.

3.4.1.3.6 Управление аварийно-ремонтными щитами

Система управления оборудованием водоприемника должна обеспечить управление аварийно-ремонтными затворами, позволяющая управлять как опусканием щитов, так и их подъемом.

Система управления должна обеспечивать:

- подъем затворов;
- периодическое устранение просадки затворов;
- автоматическое опускание (сброс) затвора по сигналу от подсистемы ТА и от установленных на ЦПУ кнопок сброса затвора;
- контроль заполнения водовода в автоматическом режиме;
- формирование сигналов в подсистему ТА.

Система должна включать в себя различные устройства связи с объектом, позволяющее осуществлять:

- сбор аналоговых и дискретных сигналов от системы управления оборудования водоприемника;
- прием сигналов от датчиков уровня бьефа;
- передачу измерений и информации о состоянии оборудования водоприемника;
- прием сигналов управления с верхнего уровня.

3.4.1.4 Подсистема технической диагностики агрегата

Подсистема технической диагностики гидроагрегата предназначена:

- для контроля, отображения и передачи в АСУ ТП текущих параметров гидроагрегата;
- для обнаружения на ранней стадии развития дефектов гидромеханического и электрического оборудования.

Подсистема технической диагностики должна соответствовать:

- требованиям ПТЭ (с изменениями от 19.06.2003 г.);
- общим техническим требованиям к программно-техническим комплексам для АСУ ТП гидроэлектростанций (СТО 17330282.27.140.010-2008).

- методическим указаниям по эксплуатационному контролю состояния конструктивных узлов гидроагрегата (СТО 17330282.27.140.001-2006).

Подсистема технической диагностики гидроагрегата должна выполнять следующие функции:

- периодически опрашивать датчики, установленные на агрегате;
- производить обработку информации от датчиков по соответствующим алгоритмам (усреднение, выбраковка выпадающих значений, контроль исправности датчика по критериям превышения допустимых значений датчика и превышения скорости изменения температуры для датчиков температурного контроля);
- формировать и выдавать через релейные выходы дискретные предупредительные и аварийные сигналы в систему гидромеханических защит гидроагрегата и ГРАРМ;
- обеспечивать защиту гидроагрегата при участии в АВРЧМ, в том числе за счет передачи информации о текущем состоянии гидроагрегата в ЦС АВРЧМ через ГРАРМ;
- передавать параметры тепло и вибросостояния гидроагрегата в цифровом виде на сервера АСУ ТП.
- Цикл опроса датчиков вибро и термоконтроля не должен превышать: для параметров, влияющих на останов гидроагрегата (входящих в защиты) – 1 с; для остальных параметров – 3 с.

Требования к местам установки и аппаратуре, используемой для измерения вибрации и биения вала изложены в Приложении «И» СТО 17330282.27.140.001-2006 «Методики оценки технического состояния основного оборудования».

Требования к местам установки и аппаратуре, используемой для измерения температуры элементов гидрогенератора изложены в ГОСТ 5616-89 «Генераторы и генераторы-двигатели электрические гидротурбинные. Общие технические условия» и технических условиях заводов изготовителей на гидрогенераторы конкретных типов.

Количество параметров и точек съема информации определяется на этапе проектирования и согласовывается Заказчиком.

Значения уставок, по которым формируется предупредительная и аварийная сигнализация температур, вибрации и биения элементов гидрогенератора определяются на основании технических условий заводов изготовителей, ГОСТ 5616-89 и СТО 17330282.27.140.001-2006.

3.4.2 Групповое регулирование частоты и активной мощности, напряжения и реактивной мощности

Система группового регулирования частоты и активной мощности, напряжения и реактивной мощности (ГРАРМ) должна соответствовать требованиям:

- СТО 17330282.27.140.010-2008 - Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России», «Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования»;
- СТО 59012820.29.240.002-2010 - Стандарт организации ОАО СО «ЕЭС России» «Обеспечение согласованной работы систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЕЭС России и автоматики управления мощностью гидроэлектростанций. Условия организации

- процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования»;
- документа «Общие технические требования для подключения ГЭС к ЦС (ЦКС) АРЧМ», утвержденным первым заместителем Председателя Правления ОАО «СО ЕЭС» Н.Г. Шульгиновым 20.01.2011г.;
 - документа «Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка», утвержденным первым заместителем Председателя Правления ОАО «СО ЕЭС» Н.Г. Шульгиновым 01.08.2012г.;
 - документа «Политика информационной безопасности АСУ ТП ОАО ТГК-1»;
 - а также требованиям Стандартов, принятых в установленном порядке «СО ЕЭС» и введенных в действие в ОАО «ТГК-1».

Система ГРАРМ должна обеспечивать взаимодействие со следующими системами:

- автоматический регулятор скорости;
- система измерения уровней бьефов;
- система СТМиС;
- противоаварийная автоматика;
- элементы главной схемы;
- автоматический регулятор возбуждения;
- трансформаторы напряжения системы шин;
- система ЦС АРЧМ СО ЕЭС.

Информация из ГРАРМ о достижении предельных параметров вибрационного и термосостояния гидроагрегата, накладывающих ограничение на увеличение нагрузки или приводящих к остановке гидроагрегата (срабатывание зашит), должны предаваться в ЦС АВРЧМ Системного оператора.

ГРАРМ должен синхронизироваться к астрономическому времени с погрешностью не более ± 1 мс от внешнего синхронизирующего устройства.

Обмен информационными сигналами между ГРАРМ и смежными системами должен осуществляться с использованием протоколов OPC, Modbus RTU, Modbus TCP/IP, ProfiBus, IEC870-5-101, IEC870-5-104, физическими аналоговыми сигналами 4...20 мА и «сухими контактами».

Функционально ГРАРМ должен состоять из двух подсистем:

- групповой Регулятор Частоты Активной Мощности (ГРАМ);
- групповой Регулятор Напряжения и Реактивной Мощности (ГРНРМ).

3.4.2.1 Подсистема ГРАМ

Подсистема ГРАМ предназначена для формирования и распределения заданий активной мощности между параллельно работающими гидроагрегатами ГЭС и должна обеспечивать реализацию воздействий от систем автоматического регулирования ЦС АРЧМ системного оператора с учетом действующих ограничений.

В ГРАМ должна быть обеспечена возможность реализации следующих режимов:

- Распределение заданий мощности ГЭС агрегатам в соответствии с заданиями, поступающими с вышестоящего уровня управления, либо

заданного оператором ГЩУ. Корректор частоты функционирует только в агрегатном РЧВ, ГРАМ распределяет задание активной мощности ГЭС между агрегатами, подключенными к ГРАМ. При формировании задания агрегатам, ГРАМ должен учитывать активную мощность агрегатов, работающих на индивидуальном управлении и первичную мощность агрегатов ГЭС для исключения препятствия первичному регулированию.

- ведение режима по заданному графику нагрузки.

Распределение нагрузки между гидроагрегатами, работающими в режиме группового регулирования, должно производиться по равенству мощностей, или пропорционально текущему ресурсу гидроагрегатов с учетом индивидуальных ограничений по мощности и зон запрещенной и ограниченной работы.

При отключении агрегатов устройствами противоаварийной автоматики (ПА) задание мощности ГЭС должно автоматически уменьшаться на величину мощности отключенных агрегатов. На время действия сигналов ПА на отключение генераторов должны блокироваться изменения задания мощности ГЭС от планового и вторичного задатчиков, с формированием сигнала «Блокировка ЗВМ» в ЦС АРЧМ. Снятие блокировки должно производиться персоналом ГЭС вручную, с разрешения диспетчера энергосистемы.

При частотном пуске агрегатов в генераторный режим задание мощности ГЭС должно автоматически увеличиваться на сумму мощностей пускаемых агрегатов.

Суммарная мощность ГЭС должна поддерживаться неизменной после ручного или автоматического подключения (отключения) работающего под нагрузкой агрегата к подсистеме ГРАМ (от подсистемы ГРАМ), при пуске (останове) агрегата. Суммарная фактическая мощность ГЭС в процессе перевода какого-либо агрегата на групповое регулирование или его отключения от ГРАМ не должна изменяться более чем на $\pm 2\%$.

Должна быть предусмотрена возможность ввода оперативных ограничений суммарной максимальной и минимальной мощности ГЭС, а также возможность автоматического снятия ограничений по приоритетным сигналам системной автоматики.

В ГРАМ должна быть предусмотрена возможность ввода оперативных ограничений максимальной и минимальной мощности агрегатов (ресурсов НПРЧ), а также возможность автоматического снятия ограничений по приоритетным сигналам системной автоматики.

Формирование сигнала регулирования мощности должно производиться по ПИ-закону или другому, обеспечивающему аналогичные динамические свойства.

В ПТК ГРАМ изменение активной мощности ГА по заданиям ЦС АРЧМ должно производиться в пределах регулировочного диапазона ГА при существующем напоре без автоматического перевода ГА в зону ограниченной или недопустимой работы. Перевод ГА в зону ограниченной или недопустимой работы для создания (восстановления) диапазона вторичного регулирования ГЭС может осуществляться персоналом ГЭС в соответствии с действующими на ГЭС инструкциями и с переводом ГА на индивидуальное управление.

При вводе ГРАМ в работу, а также при снятии блокировки ЗВМ, задание мощности должно автоматически устанавливаться равным фактическому заданию

мощности ГЭС (текущей мощности ГЭС за вычетом первичной мощности ГЭС), что должно обеспечить отсутствие толчков мощности. При подключении к ГРАМ первого ГА заданная ему от ЦР ГРАМ мощность должна устанавливаться равной фактическому заданию мощности ГА (текущей мощности ГА за вычетом первичной мощности ГА).

При возникновении аварийного режима в энергосистеме, или при снижении частоты в энергосистеме ниже заданной уставки, по сигналу системной автоматики ГРАМ должен выдать подключенным к нему гидроагрегатам задания на набор нагрузки. Скорость изменения задания гидроагрегатам не должна ограничивать максимально возможной скорости отработки задания агрегатами.

Перераспределение нагрузки в соответствии с индивидуальными энергетическими характеристиками агрегатов или технологическими ограничениями не должно вызывать изменений суммарной мощности ГЭС более, чем на 2 %.

3.4.2.2 Подсистема ГРНРМ

Подсистема ГРНРМ должна обеспечивать выполнение следующих режимов:

- астатическое или со статизмом по реактивной мощности регулирование напряжения на шинах с ограничением по достижению параметрами генераторов, подключенных к шинам, длительно допустимых значений;
- астатическое или со статизмом по напряжению регулирование реактивной мощности, отдаваемой с шин в энергосистему с ограничением по допустимым уровням напряжения на шинах и длительно допустимым нагрузкам генераторов;
- ведения заданного суточного графика по напряжению и реактивной мощности.

При достижении заранее заданных минимального и максимального уровней напряжения шин при регулировании по реактивной мощности должен быть обеспечен автоматический переход в режим астатического регулирования напряжения.

Во всех режимах должен производиться расчет запасов реактивной мощности ГЭС как в сторону выдачи, так и в сторону потребления.

Задание по напряжению или по реактивной мощности должно вводиться либо в виде планового графика как функция времени, либо дежурным персоналом вручную, либо поступать с вышестоящего уровня. Должна быть предусмотрена возможность блокировки дежурным персоналом планового задания.

При вводе в работу подсистемы ГРНРМ величина задания по напряжению каждого группового регулятора должна автоматически устанавливаться равной фактическому напряжению соответствующих шин, а величина задания по реактивной мощности — равной суммарной реактивной мощности генераторов, подключенных к данным шинам.

При распределении реактивной мощности должны учитываться соответствующие ограничения по длительно допустимым нагрузкам и уровню напряжения генераторов.

Настройки ГРНРМ с целью полного использования регулировочных возможностей генераторов совместно с АРВ должны допускать срабатывания ограничителей перегрузки (ОП) и ограничителей минимального возбуждения (ОМВ).

Любой из агрегатов должен иметь возможность быть выведенным из группового управления и снова включен в группу. При этом, при наличии ресурсов, реактивная мощность ГЭС не должна изменяться.

Генераторы могут быть отключены от группы и включены в нее с помощью ключа связи с РВ генератора или программно. При отключении ключа генератор не управляется подсистемой ГРНРМ и может управляться вручную из машинного зала или дистанционно.

Генераторы должны автоматически (программно) отключаться от группы во время операции останова.

При отключении агрегатов от сети агрегатными защитами подсистема ГРНРМ должна стремиться восстановить заданную реактивную мощность шин за счет имеющегося регулировочного диапазона по реактивной мощности генераторов управляемой группы.

Кроме обеспечения основной регулирующей функции по поддержанию напряжения на сборных шинах или суммарной реактивной мощности ГРНРМ должно производиться распределение реактивной нагрузки по генераторам, участвующим в системе. Распределение должно производиться таким образом, чтобы возможно более равномерно загружать ток статоры генераторов. То есть генераторы, меньше нагруженные активной мощностью, должны больше загружаться реактивной мощностью.

Генераторы должны автоматически (программно) отключаться от группы и переходить на ручное управление при обнаружении неисправности в контуре управления генератором (неисправность узлов связи, недостоверность сигналов по активной и реактивной мощностям и т.д.).

3.4.3 Управление общестанционным оборудованием

При реализации данной задачи в результате ввода оперативным персоналом директивы управления формируется однократное управляющее воздействие либо в схему управления установки (присоединения), либо в схему приводного (исполнительного) механизма. Непосредственное управление применяется для:

- управления электротехническим оборудованием;
- управления гидротехническим оборудованием;
- управления вспомогательным оборудованием технических систем ГЭС.

3.4.3.1 Управление электротехническим оборудованием

В рамках данной функции в общем случае должны решаться следующие задачи:

- Управление коммутационной аппаратурой;
- Управление мощностью и напряжением;
- Управление при действии противоаварийной автоматики.

Должен быть реализован контроль состояния выключателей и разъединителей, коммутационных аппаратов, управление высоковольтными выключателями главной схемы и схемы собственных нужд ГЭС.

Должно быть реализовано измерение токов, напряжений, активной и реактивной мощности расщепителей высокого и низкого напряжения. При модернизации систем телемеханики на стационарный уровень управления должен передаваться полный объем информации, регистрируемый системой телемеханики.

Должна быть реализована интеграция с электротехническими подсистемами и устройствами:

- цифровые устройства релейной защиты низкого напряжения;
- цифровые устройства дуговой защиты шин;
- цифровые устройства релейной защиты высокого напряжения;
- цифровые устройства телемеханики;
- цифровые регистраторы аварийных процессов;
- терминалы защиты блока генератор-трансформатор;
- терминалы управления выключателями блоков генератор-трансформатор;
- микропроцессорные шкафы управления возбуждением генераторов (тиристорные системы возбуждения при реконструкции);
- системы мониторинга силовых трансформаторов;
- терминалы управления приводами регуляторов напряжения (РПН) силовых трансформаторов;
- терминалы управления высоковольтными выключателями;

Должна быть реализована интеграция устройств ПАА с АСУ ТП ГЭС. При этом система ПА является функционально самостоятельной от АСУ ТП. Аварийная информация для ПА и управляющие воздействия от ПА должны передаваться отдельно от АСУ ТП ГЭС. В АСУ ТП сигналы противоаварийной автоматики должны передаваться из ПАА, отображаться на экранах оператора с выдачей предупредительной сигнализации и фиксироваться в архиве АСУ ТП:

- автоматическая частотная разгрузка (АЧР);
- автоматическое повторное включение после восстановления частоты (ЧАПВ);
- аварийная автоматическая разгрузка по напряжению (ААРН);
- выполнение команд специальной автоматики отключения нагрузки (САОН) и др.
- адаптивное автоматическое повторное включение ВЛ;
- адаптивное аварийное включение резерва.

3.4.3.2 Управление гидротехническим оборудованием

Система управления гидротехническим оборудованием должна обеспечить управление затворами холостого водосброса, позволяющая управлять как опусканием щитов, так и их подъемом с главного щита управления ГЭС и по месту.

Система управления должна обеспечивать:

- подъем затворов;
- опускание затворов;
- контроль положения затворов (конечное и промежуточное);
- формирование сигналов положения затворов.

Система должна включать в себя различные устройства связи с объектом, позволяющее осуществлять:

- сбор аналоговых и дискретных сигналов от системы управления гидротехническим оборудованием;
- прием сигналов от датчиков уровня бьефа;

- передачу измерений и информации о состоянии гидротехнического оборудования;
- прием сигналов управления с верхнего уровня.

3.4.3.3 Управление вспомогательным оборудованием

К вспомогательному оборудованию и общестанционным вспомогательным системам относятся:

- система осушения проточной части агрегатов;
- система откачки дренажа здания ГЭС;
- система откачки дренажа основания здания ГЭС;
- система сжатого воздуха (пневмохозяйство);
- системы турбинного и трансформаторного масел (масляное хозяйство);
- система измерений гидравлических величин;
- системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха;
- системы водоснабжения и водоотведения;
- система откачки замасленных стоков.

4 Требования к видам обеспечения

4.1 Техническое обеспечение АСУ ТП

В составе ТО АСУ ТП должны использоваться современные (рекомендуемый срок запуска в производство не позднее 5-и лет) унифицированные технические средства серийного производства со сроком службы не менее 15 лет. Не допускается применение морально устаревших технических средств.

Для комплектации аппаратных средств АСУ ТП ГЭС ОАО «ТГК-1» должны использоваться серийно выпускаемые устройства разрешенные к применению Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору РФ и средства измерения включенные в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, имеющие действующее свидетельство об утверждении типа средств измерений.

Аппаратные средства ПТК АСУ ТП должны иметь сертификат соответствия следующим ГОСТам: ГОСТ Р МЭК 60950-2002, ГОСТ 21552-84 пп. 1.8.8, ГОСТ Р 51318.22-99, ГОСТ Р 51318.24-99, ГОСТ Р 51317.3.2-99, ГОСТ Р 51317.3.3-2008.

Комплекс технических средств (КТС) должен строиться по модульному принципу и обеспечивать высокий уровень ремонтпригодности, а также простоту комплектации, поэтапного наращивания и модификации.

КТС АСУ ТП должен быть достаточным для реализации всех функций, указанных в настоящем Стандарте и должен иметь резерв. Резерв ПТК по объему памяти и быстродействию должен быть не менее 20 %, объем резерва входных/выходных сигналов и посадочных мест в оборудовании ПТК - не менее 15 %.

Любое из технических средств АСУ ТП должно допускать замену его аналогичным (однотипным и одноименным) средством без каких-либо конструктивных изменений или регулировки в остальных технических средствах.

Техническое обеспечение АСУ ТП должно включать:

- многоуровневый (в простейшем случае двухуровневый: контроллеры и

станции верхнего уровня) программно-технический комплекс (ПТК);

- специализированные микропроцессорные подсистемы электротехнического оборудования (в том числе поставляемые в комплекте с оборудованием), исполнительные устройства, датчики, устройства электропитания, вспомогательные устройства (кроссовые шкафы, клеммники и др.), кабели различных назначений, сервисное оборудование и ЗИП.

Двухуровневый ПТК должен включать:

- на верхнем уровне серверы и рабочие станции, (современные персональные промышленные ЭВМ), оснащенные фирменным (базовым) программным обеспечением; экран коллективного пользования (при необходимости);
- на нижнем уровне программируемые контроллеры с требуемым составом УСО для ввода/вывода сигналов (в т.ч. и УСО искро- и взрывобезопасного исполнения).

В состав рабочих станций кроме системного блока и монитора могут быть включены печатающие устройства, обычная и (или) функциональная клавиатуры, манипуляторы, оптическая «мышь» или «мышь» традиционного исполнения, «трекбол», «световое перо» и т.п. Функциональные клавиатуры должны быть промышленного исполнения.

В рабочих станциях должны применяться цветные графические дисплеи с диагональю не менее 21" высокого разрешения (от 1280x1024, размер пикселя не более 0,28). Нарботка на отказ дисплеев должна составлять не менее 20 тыс. ч.

Программное и аппаратное обеспечение контроллеров должно обеспечивать при вводе аналоговых сигналов:

- контроль исправности датчиков;
- энергообеспечение датчиков;
- распределение сигналов;
- фильтрацию сигналов;
- линеаризацию характеристик.

Большинство модулей контроллеров ПТК должны иметь световую сигнализацию об их исправности и неисправности.

В ПТК должна быть предусмотрена возможность осуществлять замену модулей контроллера в режиме «горячей замены», то есть без выключения питания ПТК.

Контроллеры должны иметь модули, обеспечивающие возможность цифрового обмена с другими устройствами ПТК (например, Industrial Ethernet в соответствии с требованиями стандарта ISO Ethernet IEEE 802/3 и т.п.). При необходимости контроллеры должны иметь модули, обеспечивающие подключение и управление цифровыми магистралями нижнего уровня – «полевыми шинами» (например, типа Profibus и т.п.) для подключения и обмена информацией и командами с интеллектуальными выносными модулями УСО, интеллектуальными исполнительными механизмами и интеллектуальными датчиками.

Контроллеры должны иметь достаточную номенклатуру входов и выходов, а также гальваническое разделение сигналов согласно СТО 17330282.27.140.010-2008 «Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС.

Условия создания. Нормы и требования».

Катушки реле, коммутирующих напряжение постоянного тока на индуктивную нагрузку, должны защищаться диодами, входящими в состав ПТК.

Для получения непрерывной (аналоговой) информации должны применяться датчики с унифицированным (4-20 мА) и низким (натуральным) уровнем выходного сигнала (термопары, термометры сопротивления). Электропитание аналоговых датчиков давления, уровня, расхода должно производиться в основном от источников питания ПТК с гальванической развязкой каналов питания. Датчики положения исполнительных механизмов запитываются от внешних источников питания.

Датчики унифицированных сигналов должны подключаться к УСО по двухпроводной схеме.

Датчики должны быть рассчитаны на длительную работу в условиях ГЭС, соответствующих месту их установки.

В устройствах ввода должна быть предусмотрена диагностика следующих параметров измерительных цепей:

- контроль обрыва проводов каналов измерения аналоговых сигналов 4-20 мА;
- контроль исчезновения напряжения питания;

Все элементы АСУ ТП должны быть объединены многоуровневой сетью связи, по которой производится обмен информацией между этими элементами. В системах передачи данных между ПТК, входящими в одну или разные АСУ ТП, должны применяться помехозащищенные протоколы передачи данных.

Сетевое оборудование должно быть размещено в шкафах, предназначенных для монтажа 19-дюймового оборудования.

Поставка ПТК системы управления должна выполняться в стандартных электротехнических шкафах. Количество и габариты шкафов определяются на этапе проектирования.

4.2 Математическое обеспечение АСУ ТП

Математическое обеспечение (МО) АСУ ТП должно включать в свой состав совокупность алгоритмов, обеспечивающих реализацию возлагаемых на систему функций во всех режимах работы.

4.3 Программное обеспечение АСУ ТП

Программное обеспечение (ПО) системы должно строиться как децентрализованный программный комплекс, в котором программы и данные распределены между различными уровнями управления.

Все поставляемое ПО должно быть лицензировано.

Вся эксплуатационная документация и описание ПО должны быть представлены на русском языке.

ПО должно содержать:

- базовый комплекс, организующий функционирование АСУ ТП (сбор и первичная обработка аналоговой и дискретной информации, обнаружение элементарных событий, человеко-машинное взаимодействие оперативного персонала, информационный обмен между верхним и нижним уровнями управления и др.);
- библиотеки прикладных программных модулей, предназначенных для решения технологических задач АСУ ТП, которые должны допускать возможность включения в их состав новых программных модулей;
- инструментальные программные средства, обеспечивающие персоналу возможность удобного ввода необходимых в процессе эксплуатации изменений в программное или информационное обеспечение АСУ ТП.

Должно предусматриваться разделение ПО на системное, базовое (фирменное), поставляемое разработчиком ПТК, и прикладное (пользовательское), которое может разрабатываться как поставщиком ПТК, так и разработчиком алгоритмов.

Базовое и прикладное ПО должны быть защищены от несанкционированного внесения изменений. Должны быть предусмотрены средства:

- обязательной аутентификации (опознавания) пользователей по паролю;
- авторизации (разграничения доступа), обеспечивающие доступ к изменению базового ПО только представителю разработчика ПТК;
- контроля целостности (неизменности) базового ПО.

4.3.1 Базовое ПО

Базовое ПО должно состоять из:

- системного ПО;
- ПО инструментальных средств разработки, отладки и документирования.

Системное ПО должно включать в себя:

- современные операционные системы;
- пакеты программной поддержки обмена данными;
- системы управления локальными и распределенными базами данных.

Программное обеспечение инструментальных средств разработки, отладки и документирования должно включать в себя:

- средства настройки базового ПО, диагностики и самодиагностики работоспособности ПТК;
- средства создания и отладки прикладного ПО;

Операционные системы устройств верхнего уровня ПТК должны удовлетворять следующим требованиям:

- высокая производительность, поддержка многозадачного режима;
- высокая степень устойчивости и надежности;
- поддержка обмена информацией по используемым в ПТК локальным сетям;
- удобный и понятный пользователю графический интерфейс, простота и эффективность использования;
- возможность работы с мультимедиа;
- возможность конфигурирования под конкретные условия использования.

На нижнем уровне ПТК должны использоваться высокопроизводительные операционные системы (ОС), которые должны обеспечивать:

- поддержку многозадачного или псевдомногозадачного режима;
- модульность, гибкую конфигурируемость, возможность 100 %-го размещения программы в энергонезависимой памяти контроллера;
- малое время реакции, многоуровневую, основанную на приоритетах, обработку прерываний и присвоение меток времени зафиксированным событиям;
- развитые средства коммуникации (поддержка стандартных сетей, а также различных промышленных интерфейсов ввода-вывода);
- возможность (при необходимости) стыковки с техническими средствами сторонних разработчиков (по отдельной заявке заказчика);
- допускается использование ОС общего назначения в комплекте с приложениями, обеспечивающими реализацию свойств, характерных для мультизадачных систем.

Инструментальное ПО должно включать следующие программные средства:

- библиотеку программных модулей стандартных алгоритмов сбора и обработки технологической информации, управления, регулирования и технологических защит;
- автоматизированного формирования исполняемых программных модулей на основе технологических заданий, представленных в виде БД и технологических алгоритмов, разработанных с использованием технологических языков и библиотеки стандартных алгоритмов;
- организации и обслуживания баз данных;
- проведения самодиагностики и тестирования аппаратуры и программного обеспечения;
- средства разработки ПО: редактор схем логического управления и технологических защит, редактор схем автоматического регулирования и программного управления;
- редактор проектной документации на ПТК.

Базовое ПО должно сопровождаться эксплуатационной документацией.

Системное и фирменное ПО должно быть лицензировано. Должны быть предоставлены бессрочные лицензии. В лицензии должно быть указано:

- наименовании ПО,
- версия ПО
- состав и количество лицензий

Состав покупного ПО для ПТК определяется разработчиком ПТК и согласовывается с Заказчиком.

4.3.2 Прикладное ПО

Прикладное (пользовательское) программное обеспечение должно обеспечивать реализацию всех функций управления и обработки информации, включенных в техническое задание на конкретную АСУ ТП.

Должна предусматриваться возможность сохранения исходных пользовательских программ и при необходимости загрузки пользовательских программ через интерфейсные каналы в память контроллеров.

Должна предусматриваться (в случае необходимости) возможность подготовки, изменения или коррекции (в допустимых пределах, предусмотренных при создании АСУ ТП) пользовательских программ в процессе работы ПТК в составе АСУ ТП.

Порядок подготовки изменений пользовательского ПО в процессе эксплуатации и внесения (загрузки) этих изменений в систему определяется разработчиком ПТК и отражается в эксплуатационной документации на ПТК.

В ПТК должны быть предусмотрены средства защиты от вирусов. Антивирусное ПО должно быть протестировано на совместимость с ПТК и рекомендовано разработчиком ПТК.

4.4 Обеспечение защиты информации

Защита информации от потери и несанкционированного доступа должна обеспечиваться комплексом технических, организационных и программно-алгоритмических мер.

Технические меры должны предусматривать размещение аппаратуры ПТК в помещениях, защищенных от доступа лиц, не имеющих допуска к работе с ПТК. При размещении аппаратуры ПТК в незащищенных от доступа посторонних лиц помещениях, аппаратура ПТК конструктивно должна быть установлена в защищенных от доступа посторонних лиц шкафах. Должны быть предусмотрены дверные блокировки шкафов с выдачей предупредительной сигнализации оперативному персоналу электростанции при открывании дверей шкафов.

Система должна быть организована таким образом, чтобы вся необходимая для работы системы информация (программы и настроечные параметры контроллеров среднего уровня, базы данных и программы верхнего уровня) была записана на энергонезависимых носителях, с которых информация восстанавливается после аварии.

Контроллеры среднего уровня должны хранить свои программы и настроечные параметры в энергонезависимой памяти (например, может быть использована твердотельная flash-карта).

При авариях в системе энергоснабжения должен быть предусмотрен комплекс мер по обеспечению сохранности информации и ее восстановлению в соответствии с регламентом функционирования ПТК. Должны быть предусмотрены устройства памяти, гарантирующие сохранность программного обеспечения и информационных массивов в течение всего срока службы ПТК (но не менее 15 лет). Все рабочие программы, алгоритмы, текущая архивная информация должны сохраняться при прерывании питания любой длительности.

С целью сохранения информации, содержащейся в базе данных верхнего уровня, должно быть предусмотрено создание, периодическое обновление и хранение копий архивных данных на различных типах носителей. Архивирование базы данных должно производиться специальными средствами системы управления базой данных. Должны быть созданы и переданы Заказчику резервные копии жестких дисков для АРМ и серверов, необходимые для восстановления компонентов системы в случае отказа, а так же необходимые дистрибутивы, установленного программного обеспечения, необходимые для восстановления компонентов системы с использованием иного аппаратного обеспечения (в случае выхода из строя существующего).

Необходимо предусмотреть контроль и сигнализацию (световую и звуковую) на БЩУ за работой агрегата бесперебойного питания.

Организационные меры должны обеспечивать выполнение работ по эксплуатации и обслуживанию АСУ ТП персоналом различных категорий только в пределах своей компетенции, оговоренной должностными инструкциями, эксплуатационной и ремонтной документацией.

На АРМ операторов, за исключением АРМ инженера АСУ ТП, должна быть реализована замкнутая функциональная среда, исключающая возможность вмешательства в логику ее работы.

Доступ к внешним интерфейсам АРМ, за исключением АРМ инженера АСУ ТП, должен быть заблокирован, кроме тех случаев, когда использование этих интерфейсов необходимо для выполнения функций АРМ. К внешним интерфейсам относятся: USB-порты, CD и DVD-приводы, COM-порты, IEEE 1294 (LPT-порт), физические интерфейсы Ethernet, картридеры, внешний SATA, IEEE 1394 (FireWire).

Блокировка доступа к внешним интерфейсам обеспечивается:

- физическим отключением интерфейсов на аппаратном уровне и ограничением доступа к интерфейсам со стороны пользователя АРМ;
- отключением интерфейсов на уровне BIOS (с наложением обязательного пароля на вход в Setup BIOS);
- запретом доступа к интерфейсам на программном уровне (например, с помощью политики безопасности Windows).

Программно-алгоритмические меры должны обеспечивать персоналу различных категорий доступ к функциям рабочих станций и серверов в соответствии с системой паролей.

Программное обеспечение АСУ ТП должно быть защищено от несанкционированного доступа:

- стандартными средствами безопасности, предоставляемыми операционной системой;
- стандартными средствами ПТК (идентификация пользователей и разграничение прав доступа).

В частности, изменение прикладного ПО ПТК должно выполняться только в режиме санкционированного доступа, с регистрацией времени доступа и идентификатора пользователя, получившего такой доступ.

Программное обеспечение задач регистрации аварийных ситуаций и регистрации неисправностей АСУ ТП совместно с организационно-техническими мероприятиями должны исключать для любого пользователя, в том числе и администратора системы, возможность несанкционированного стирания информации.

ПТК должен обеспечивать контроль уровней доступа пользователей к различным группам операций (например, управление электротехническим оборудованием, изменение уставок терминалов защит, конфигурирование системы).

Различные операции должны разделяться на группы:

- администрирование системы (редактирование экранов процесса,

- конфигурирование системы);
- оперативное управление (управление коммутационными аппаратами, ключами управления, изменение пределов предупредительной сигнализации для аналоговых параметров);
- работа с терминалами защит (просмотр уставок, изменение уставок, сброс сигнализации).

Вход и выход пользователей системы должны регистрироваться как события с указанием идентификатора пользователя или АРМ. Подача команд управления электротехническим оборудованием посредством АСУ ТП должна регистрироваться как событие с указанием идентификатора пользователя.

Все попытки несанкционированного доступа должны фиксироваться с последующей возможностью получения данных на бумажном носителе с указанием времени произведенных действий.

В рамках разработки мероприятий по защите и сохранности информации, должны быть разработаны решения по защите информации от несанкционированного доступа (НСД) информационно-технологической инфраструктуры АСУ ТП и должен быть разработан раздел «Информационная безопасность», с учетом требований законодательства Российской Федерации, положений нормативных документов в области информационной безопасности ОАО «ТГК-1» («Политика информационной безопасности»).

В разделе должны быть представлены:

- описание объекта защиты;
- анализ угроз информационной безопасности и описание модели потенциального нарушителя;
- решения по обеспечению информационной безопасности, в том числе решения по управлению доступом, регистрации и учету, обеспечению целостности про-граммных средств защиты информации, антивирусной защите информационных ресурсов, обеспечению сетевой безопасности, управлению средствами защиты информации.

В графической части раздела должны быть представлены:

- структурная схема комплекса технических средств защиты информации, наложенная на соответствующие схемы информационно-технологической инфраструктуры объекта, системы связи и др. На схеме должны быть явно выделены устанавливаемые или модифицируемые в рамках проекта средства вычислительной техники (СВТ) и средства защиты информации (СрЗИ);
- функциональная схема.

Раздел «Информационная безопасность» должен быть выполнен в виде отдельного тома по техническим требованиям, разработанным департаментом по корпоративной защите ОАО «ТГК-1».

4.5 Информационное обеспечение АСУ ТП

Информационное обеспечение представляет собой совокупность входных, выходных и промежуточных хранимых данных, которые должны быть достаточными для выполнения всех автоматизированных функций комплекса. Кроме того информационное

обеспечение должно содержать проработки основных решений по архивации информации и организации человеко-машинного интерфейса.

Информационное обеспечение должно включать:

- систему классификации и кодирования информации;
- информационные массивы, включая входную аналоговую и дискретную информацию, результаты расчета и наиболее важные промежуточные результаты, справочную информацию;
- организацию сбора и передачи информации;
- систему организации базы данных реального времени и архивных данных (протокол событий и историческая база данных);
- формы выходных документов;
- статическую информацию в виде фрагментов видеограмм, таблиц, форм протоколов для вывода на печать.

Информационный обмен компонентов системы должен осуществляться в режиме реального времени с темпом, обеспечивающим:

- скорость обработки дискретных сигналов в цикле регулярного опроса – не более 1 мс;
- отображение информации по вызову оператора на экране монитора с задержкой в пределах – 1-2 с (за исключением сигнализации о срабатывании защит);
- доставку команд управления на исполнительные механизмы – не более 1 с.

Передача данных в системе управления может осуществляться комбинированно: по событиям, когда в базовый компьютер передаются только изменения в процессе, и по принудительному опросу со стороны базового компьютера. События должны иметь метку времени.

Применяемые в выходных документах и на устройствах отображения информации термины и сокращения должны быть общепринятыми в энергетике. Для кодирования технологического оборудования, технических средств АСУ ТП, алгоритмов и программ должна быть использована единая система кодирования.

В состав данных, используемых в АСУ ТП в процессе работы, должны входить:

- данные о текущем состоянии технологического процесса (мгновенные значения параметров, состояние исполнительных механизмов и др.);
- данные по настроечным коэффициентам (сигнализации, защит, блокировок, регулирования);
- данные для сигнализации;
- информация, характеризующая состояние программно-технических средств (диагностическая информация);
- данные, вводимые обслуживающим персоналом в систему;
- данные архивной регистрации;
- конфигурация автоматизированного рабочего места оператора-технолога, определяющая состав и формы представления информации, содержимое и настройки баз данных и др.

Массивы информации, с которыми оперирует АСУ ТП, должны быть организованы в базы данных. Базы данных, распределенные по контроллерам и персональным компьютерам, должны быть структурно объединены и иметь возможность обмениваться

информацией с заданным временным регламентом выполнения процедур. Временные характеристики обмена информацией и регламент выполнения процедур должен уточняться на стадии рабочего проектирования.

База данных должна состоять из базы данных реального времени и архивной базы данных.

Каждый параметр в системе должен иметь свой идентификатор, численное значение и другие необходимые характеристики.

Архивная база данных должна включать данные, содержащие:

- хронологию протекания технологического процесса;
- зарегистрированные системные события и сигнализации.

Должно быть предусмотрено архивирование двух видов: кратковременный архив и долговременный архив.

В долговременный архив должны заноситься данные из кратковременного архива с прореживанием или как результат обработки кратковременного архива:

- Для аналоговых параметров - усредненные значения измеряемых текущих значений за промежуток времени, обеспечивающий сохранение тенденции изменения параметра, например, усреднение по 3-5 значениям параметра, а также максимальные и минимальные значения параметров за этот промежуток времени;
- Для дискретных параметров - изменение состояния;
- Все события.

Кратковременный (текущий) архив должен включать все текущие измерения аналоговых параметров – с циклом опроса параметра, изменение состояния дискретных параметров, все управляющие воздействия оператора, все события.

Архивация текущих значений измеряемых аналоговых параметров должна выполняться с циклом опроса параметра – периодом не более 1 с.

В текущий архив должна поступать информация:

- о текущих значениях любых аналоговых и дискретных сигналов и кодов состояний объектов контроля и управления, выбираемых с заданным циклом и (или) при превышении заданной апертуры из базы данных ПТК, на интервале не менее двух суток;
- о событиях на интервале не менее одного месяца;
- об усредненных на различных интервалах значениях основных технологических параметров на интервале не менее двух суток;
- об аварийных ситуациях не менее чем по 5 аварийным ситуациям;
- о результатах расчетов оперативных ТЭП за двое суток;
- о пусках и остановах основного оборудования в течение месяца (данные пусковой ведомости и ведомости останова), включая мгновенные значения основных аналоговых и дискретных сигналов во время пусков и остановов (продолжительность накопления для одного пуска до 24 ч, для останова до 1 ч);
- об усредненных и накопленных на 15-минутных интервалах значениях аналоговых параметров за сутки (на интервале не менее двух суток), участвующих в функции расчета ТЭП;

- о сменных, суточных и других типов ведомостях за один месяц;
- об изменении состояния автоматических устройств с указанием источника команды (протокол состояния автоматики) на интервале не менее одного месяца;
- о работе защит и противоаварийной автоматики на интервале не менее трех месяцев;
- о работе технических и программных средств ПТК, в том числе об изменениях, вносимых в состав средств и программ (протокол работы системы) за все время работы ПТК;
- о появлении и исчезновении недостоверной информации на интервале не менее двух суток;
- о данных оперативной диагностики электротехнического и энергетического оборудования и ПТК АСУ ТП на интервале не менее двух суток;
- о данных по контролю и управлению потреблением и сбытом электрической энергии на интервале не менее одного месяца при условии поступления этой информации от АИИСКУЭ;
- информацию о действиях оператора на интервале не менее двух суток;
- другая информация в соответствии с техническим заданием на конкретную АСУ ТП.

Перечисленная информация по заданию пользователя с заданным периодом должна переноситься в долговременный архив на электронном носителе, где она может храниться в течение длительного времени.

Длительность хранения информации в текущем архиве – 3 месяца.

Длительность хранения в долговременном архиве – 3 года.

В том числе информация о данных оперативной диагностики электротехнического и основного оборудования станции и ПТК АСУ ТП должна храниться не менее 3-х лет, информация о данных контроля вредных выбросов в окружающую среду должна храниться не менее 15 месяцев, остальная информация должна храниться не менее 1 года.

Должна быть предусмотрена возможность просмотра архивных параметров как в долговременном, так и текущем архивах на мониторах АРМов ДИС и АРМ удаленных пользователей в виде графиков и таблиц, а также вывода их на принтер.

Выборка архивных данных должна осуществляться по некоторому промежутку времени (длительность промежутка устанавливается пользователем) с привязкой к дате и времени как по одному выбранному (аналоговому или дискретному) параметру, так и по группе параметров. Дата и время (с точностью 0,1 с) должны отображаться на мониторах и регистрироваться на принтере вместе с самой архивной информацией.

При выводе графиков архивируемых параметров и текущих значений параметров должна быть предусмотрена возможность просмотра графиков, начиная с задаваемого времени, «прокрутка» графиков назад и вперед по времени, их масштабирование по оси времени и по оси изменения аналогового параметра с автоматическим изменением числовых обозначений шкал.

Должна быть предусмотрена статистическая обработка информации в архиве по выбранным аналоговым параметрам: нахождение максимумов, минимумов, средних значений и среднеквадратичного отклонения.

Перечень параметров и перечень критериев для обработки уточняется на этапе проектирования.

Должна быть предусмотрена статистическая обработка журнала событий по запросу - подсчет общего числа событий, группирование событий и подсчет событий в группах.

В текущем архиве должны быть предусмотрены возможности:

- формирования групп параметров для просмотра и печати архивной информации;
- перенос архивных данных на долговременный внешний носитель (CD или DVD диск) и последующий просмотр сохраненных архивных данных;
- распечатки архивных данных в виде графиков и таблиц на принтере отчетов;
- формирования отчетов (перечень и формы уточняются на этапе проектирования) и их распечатки на принтере отчетов.

Архивная информация в течение установленного срока хранения должна быть неуничтожаемой и некорректируемой.

Попытки уничтожения или корректировки архива должны регистрироваться в отдельном неуничтожаемом файле.

На основе архива должны формироваться (автоматически и/или по запросу оператора) следующие отчетные формы:

- часовые, сменные, суточные ведомости;
- месячные, квартальные, годовые отчеты;
- списки событий и тревог (срабатывания сигнализации, изменения состояния аппаратов, прохождения команд управления, изменения состояния автоматики);
- графики (тренды) изменения измеренных сигналов за произвольный интервал с возможностью одновременного просмотра до 10 параметров в одном окне;
- таблицы (отчеты, тренды).

Перечень отчетных форм уточняется при рабочем проектировании.

Система должна предоставлять возможность создания и редактирования форм отчетов в ходе эксплуатации.

Недостоверная информация при просмотре архива должна отмечаться поясняющим текстом или символом (цветом). Правила формирования признака достоверности информации определяются на этапе разработки рабочей документации по согласованию с Заказчиком.

В состав данных, вводимых в систему обслуживающим персоналом, должны входить команды персонала по управлению технологическим процессом, команды диалога персонала с системой, вводимые персоналом настроечные коэффициенты.

Данные, представляемые системой обслуживающему персоналу, должны включать оперативную, архивную и диагностическую информацию о ходе технологического процесса, выводимую автоматически или по запросам оператора на верхний уровень управления.

Технологическая информация должна быть представлена оператору следующими способами:

- отображением информации о состоянии оборудования и электрических параметров на дисплеях АРМ;
- включением световой индикации на дисплеях (выделением цветов, мерцанием и т.п.) и звуковой сигнализации (предупредительной и аварийной) средствами ПТК;
- включением световой индикации (предупредительной и аварийной) и звуковой сигнализации (предупредительной и аварийной) средствами сигнальных колонн;
- печатью по вызову протоколов работы защит, логических задач, команд оператора, работы исполнительных механизмов и ПТК, изменения величин параметров и т.д. средствами ПТК;
- периодической печатью (по вызову) показателей работы оборудования (для оперативных функций и для расчетных задач).

Форма и вид видеокадров для отображения информации на экранах дисплеев должен быть определен и согласован с Заказчиком на стадии рабочего проектирования.

Должна быть организована автоматическая система сохранения параметров системы ПТК и организован механизм восстановления данных системы.

С целью защиты данных от потери при авариях и сбоях в электропитании АСУ ТП должно быть обеспечено бесперебойное питание устройств, хранящих наиболее важную информацию отдельно для каждого из резервированных устройств хранения информации.

Программное обеспечение должно полностью восстанавливать свои функции после восстановления питания ПТК.

Поставщик ПТК должен предусмотреть средства контроля, хранения, обновления и восстановления данных, обеспечивающие требуемые показатели надежности АСУ ТП.

При организации сбора, контроля, обработки, передачи и представления информации должны выполняться следующие требования:

- обеспечение соответствия данных, отображаемых на дисплее оператора, с протекающими технологическими процессами;
- обеспечение информационной совместимости по единицам измерений данных, формату и протоколу обмена;
- обеспечение соответствия регистрируемых переменных действительным измеряемым значениям или состоянию оборудования;
- обеспечение заданной точности обработки и представления информации;
- своевременное внесение изменений в информационные базы данных;
- периодическое архивирование накапливающейся исторической базы данных.

Для организация информационного обеспечения необходимо использование целого ряда носителей информации:

- оперативная память контроллеров;
- энергонезависимая память контроллеров;
- оперативная память рабочих станций;

- жесткие магнитные диски;
- компакт диски.

Выбор носителей информации должен быть обусловлен следующими причинами:

- непрерывностью технологического процесса;
- необходимостью хранения нормативно-справочной информации;
- необходимостью хранения отчетов, аварийных сигнализаций и сообщений;
- необходимостью хранения, архивной базы данных и архивных копий конфигурации системы.

В оперативной памяти контроллеров должны храниться алгоритмы управления, блокировок и база данных реального времени (оперативной и условно-постоянной нормативно-справочной информации).

Память контроллера должна быть энергонезависимой для сохранения алгоритмов управления в контроллере на случай длительного пропадания питания контроллера и последующего запуска контроллера при появлении напряжения в цепи питания контроллера без перезагрузки конфигурации аппаратного обеспечения.

На жестком диске инженерной станции должны храниться данные, необходимые для организации интерфейса пользователей системы, копии конфигурации аппаратного обеспечения (контроллера, сетевых соединений, операторской и инженерной станций). Файлы данных, хранящиеся на жестком диске, включают: видеogramмы, тренды, отчеты, а также архивные и резервные копии информации.

Для создания архивов конфигурации системы управления, отдельных баз данных и наборов данных, хранения и инсталляции ПО должны быть использованы различные накопители информации: CD-диски, DVD-диски или Flash-накопители, внешние жесткие диски и т.д.

4.6 Лингвистическое обеспечение АСУ ТП

Лингвистическое обеспечение представляет собой совокупность средств и правил, используемых при общении разработчиков, пользователей и эксплуатационного персонала с комплексом средств ПТК при разработке АСУ ТП, монтаже и эксплуатации системы.

Лингвистическое обеспечение для всех видов интерфейсов "человек-машина" в ПТК должно строиться на единых принципах:

- языковые средства должны быть унифицированы и использоваться для описания любой, используемой в АСУ ТП информации;
- описания однотипных элементов информации и записи синтаксических конструкций должны быть стандартизированы;
- обеспечены удобство, однозначность и устойчивость общения пользователей со средствами автоматизации АСУ ТП;
- предусмотрены средства исправления ошибок, возникающих при общении пользователей с техническими средствами АСУ ТП.

Лингвистическое обеспечение разработчиков, наладчиков и обслуживающего персонала ПТК и АСУ ТП в целом должно содержать:

- инструментальные средства проектирования системы и разработки;
- программного обеспечения с использованием современных графических и

стандартных языков программирования в соответствии с требованиями международных стандартов;

- средства формирования и ведения баз данных;
- способы описания (языки описания) характерных задач управления (сбор и первичная обработка информации, дистанционное управление и т.п.);
- способы формирования и включения в систему видеogramм, отчетов (протоколов), ведомостей и архивов;
- способы формирования и включения в систему прикладных информационных функций и задач (технологической сигнализации, регистрации событий, регистрации аварийных ситуаций, анализа действия технологических защит и противоаварийной автоматики);
- способы автоматизированного создания документации в процессе разработки, проектирования и модернизации ПТК и АСУ ТП.

Лингвистическое обеспечение должно быть рассчитано на пользователей-специалистов в области автоматизации объекта управления, не владеющих универсальными языками программирования (эксплуатационный персонал энергообъекта).

Для предоставления информации должны использоваться общепринятые в энергетике символы, сокращения терминов, условные обозначения.

Вся текстовая информация должна быть выполнена на русском языке.

4.7 Метрологическое обеспечение АСУ ТП

Метрологическое обеспечение ПТК АСУ ТП должно включать в себя совокупность организационных мероприятий, технических средств, требований, положений, правил, норм и методик, необходимых для обеспечения единства измерений и требуемой точности измерений и вычислений.

Метрологическое обеспечение должно охватывать все стадии создания АСУ ТП и проводиться в соответствии с ГОСТ 8.596-2002 и РД 153-34.0-11.117-2001.

Метрологическое обеспечение должно осуществляться путем:

- метрологической экспертизы документации и надзора на всех стадиях разработки и ввода АСУ ТП в эксплуатацию;
- использования ПТК и средств измерений (СИ), включенных в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, имеющих действующее свидетельство об утверждении типа средств измерений, имеющих Сертификаты соответствия требованиям российских стандартов по электробезопасности и сертифицированных в системе добровольной сертификации, признанной в электроэнергетике;
- предварительного контроля метрологических характеристик измерительных каналов в процессе наладки;
- проведения аттестации ИК до сдачи АСУ ТП в промышленную эксплуатацию с целью подтверждения их метрологических характеристик;
- первичной аттестации и последующей периодической калибровки измерительных каналов (ИК);
- поверки ИК, относящихся к сфере государственного регулирования и надзора;
- использованием при аттестации и последующей периодической калибровки эталонов и средств калибровки, отвечающих требованиям нормативных документов по калибровке.

Генпоставщик должен обеспечивать организационно-технические мероприятия по метрологическому обеспечению, которые должны предусматривать:

- применение средств измерений утвержденных типов с отметкой в паспорте о первичной поверке;
- установление метрологических требований (характеристик) при создании АСУ ТП;
- расчет метрологических характеристик измерительных каналов АСУ ТП;
- разработку программы и методики метрологической аттестации ИК АСУ ТП;
- разработку программы и методики калибровки ИК АСУ ТП;
- проведение аттестации измерительных каналов АСУ ТП (на этапе ввода системы) для подтверждения метрологических характеристик;
- проведение наладки и первичной поверки измерительных каналов ПТК в составе АСУ ТП.

Метрологические службы структурных подразделений ОАО «ТГК-1» должны обеспечивать метрологическую экспертизу документации и надзор на всех стадиях разработки и ввода АСУ ТП в соответствии с установленным в ОАО «ТГК-1» порядком.

Примечание - В настоящее время такой порядок установлен приказом ОАО «ТГК-1» от 11.05.2010 №42.

Измерительная система (ИС), как часть АСУ ТП, должна быть укомплектована средствами измерения (СИ), включенными в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, имеющими на момент проектирования и ввода в эксплуатацию действующее свидетельство об утверждении типа средств измерений. Все поставляемые средства измерений должны иметь на момент монтажа и сдачи из монтажа и наладки действующие сертификаты о калибровке (свидетельства о поверке).

Метрологическое обеспечение АСУ ТП должно осуществляться в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.596-2002, МИ 222-80, МИ 2440-97, МИ 3290-2010. Должны быть предоставлены перечни измерительных, для которых необходимо оценивать точностные характеристики, а также описания типа средств измерений входящих в ИК с методиками калибровки (поверки) средств измерений.

Кроме того должны быть составлены перечни ИК ИИС, подлежащих поверке и калибровке, а также перечни каналов, не подлежащих поверке и калибровке для проведения приемки ИК ИИС в соответствии с Федеральным законом от 26.06.2008 N 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений».

Поверка, калибровка и метрологическая аттестация измерительных каналов должна проводиться согласно требованиям Федерального закона от 26.06.2008 N 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений», ГОСТ Р 8.563-2009, РД 153-34.0-11.201-97, РД 34.11.202-95, РД 153-34.0-11.204-97, ПР 50.2 006-94, ПР 50.2.016-94.

Калибровка измерительных каналов должна выполняться квалифицированным персоналом метрологических служб, имеющим право на проведение данных работ по разработанным методикам калибровки измерительных каналов в составе АСУ ТП.

Требования к погрешности каналов измерения основных технологических параметров должны соответствовать нормам РД 34.11.321-96.

Дополнительная погрешность, вносимая в информацию при ее первичной обработке в ПТК (при вводе и преобразовании в цифровую форму), должна быть не более 0,15 % от

шкалы для унифицированных сигналов тока и напряжения; 0,2 % от шкалы для сигналов от термопар и термосопротивлений.

Все технические средства АСУТП должны быть метрологически совместимы друг с другом (ГОСТ 22315-77).

Программное обеспечение средств измерения должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.654-2009.

АСУ ТП должна вводиться в промышленную эксплуатацию только с аттестованными или поверенными измерительными каналами.

4.8 Требования к диагностированию системы

Информация о дефектах работы систем автоматического управления, выявленных средствами самодиагностики и функционального контроля, в виде дискретных сигналов, либо по цифровым линиям связи должна передаваться в ПТК и по этой информации должны формироваться и автоматически отображаться на мониторах сигналы групповой и индивидуальной сигнализации. Полная информация о нарушениях должна по вызову оператора и обслуживающего персонала отображаться на экранах мониторов, протоколироваться и заноситься в архив.

Включение ПТК (отдельных устройств ПТК) должно сопровождаться тестовым самоконтролем исправности устройств ПТК.

В течение всего времени включенного состояния должен осуществляться непрерывный автоматический контроль исправности устройств ПТК и исправности связей между элементами ПТК. Обнаруженные неисправности должны передаваться на верхний уровень управления для регистрации, отказавший элемент, по возможности, должен автоматически выводиться из работы, для резервированных устройств должен производиться автоматический переход на резерв без нарушения работы системы.

Технические средства программно-технического комплекса должны диагностироваться программно-аппаратными средствами диагностики:

- визуальная и программная диагностика исправности используемых модулей;
- визуальная и программная диагностика устройств ПТК;
- диагностика каналов связи.

Должен быть разработан видеокادر диагностики ПТК АСУ ТП, с отображением на нем технических устройств ПТК АСУ ТП и состояние их работы (контроллеры, модули ввода/вывода, сервера, ИБП, АРМы и т.п.)

4.9 Требования к технологическому видеонаблюдению

Места установки камер уточняются на этапе предпроектного обследования.

Должен быть обеспечен визуальный контроль:

- в турбинном зале;
- в шахтах турбины;
- за состоянием турбинных щитов;
- на главном щите управления ГЭС;
- в распреустройствах всех напряжений;
- за плотинной ГЭС;

- за щитами холостого водосброса;

Должны быть установлены телекамеры, чувствительные к инфракрасному излучению, со встроенными прожекторами ИК подсветки (до 60м), с автоматическим переключением день/ночь от встроенного датчика освещения, с разрешением 600/700 ТВЛ, с функцией шумоподавления и стабилизации изображения. Камеры наружного наблюдения должны иметь герметичный корпус с подогревом, класс защиты IP 66(67).

Должно быть установлено специальное программное обеспечение, имеющее лицензию на функцию видеораспознавания движений.

При возникновении движений в любой зоне внимания, в режиме реального времени должен генерироваться сигнал тревоги, по которому в соответствии с программой обработки тревоги запускается запись изображений на носители данных и передача тревожных кадров на АРМ видеонаблюдения.

Системы видеонаблюдения должна предоставлять пользователям широкий набор функциональных возможностей, например, такие, как интеграция IP-камер, управление купольными камерами и высокоскоростными наклонно-поворотными платформами, детектирование звуковой активности, управление записью и передачей изображений по тревогам, различные виды видеоанализа.

Алгоритм видеораспознавания движения должен быть нечувствителен к всевозможным внешним воздействиям, которые могут вызвать ложные тревоги, например, таким, как изменения освещенности, дрожание установленных на столбах камер под ветровыми нагрузками, дождь, снег и т.д., при этом для всех подключенных камер производится контроль видеосигнала.

4.10 Требования к персоналу

Для работы АСУ ТП необходим персонал следующих категорий:

- оперативно-технологический персонал - пользователи АСУ ТП;
- технический обслуживающий персонал, осуществляющий обслуживание и ремонт программных и технических средств АСУ ТП.

Технический обслуживающий персонал должен иметь, как правило, высшее техническое образование по специальностям, относящимся к системам управления.

Технический обслуживающий персонал должен пройти специальную подготовку по углубленному изучению системы и эксплуатационной документации на систему и ее компоненты в объеме, достаточном для выполнения своих функций.

Оперативно-технологический персонал должен пройти два вида обучения:

- обучение работе с АСУ ТП как средством (инструментом) управления;
- обучение навыкам управления технологическим процессом с использованием АСУ ТП.

По результатам обучения Исполнитель выдает документ об успешном прохождении обучения и предоставления права работы на поставленном оборудовании.

Конкретный порядок подготовки персонала для обслуживания и пользования АСУ ТП должен быть определен Заказчиком с привлечением разработчиков системы.

Весь персонал должен быть аттестован по правилам техники безопасности, пройти инструктаж на рабочих местах.

Технический обслуживающий АСУ ТП персонал должен работать в следующем режиме:

- персонал оперативного обслуживания - круглосуточно (по сменам) в соответствии с графиком работы ГЭС;
- работа ремонтного персонала рекомендуется в одну смену (дневную);
- ремонтный персонал может привлекаться в любое время суток для устранения отказов в работе системы.

Численность, конкретный состав и квалификация персонала АСУ ТП устанавливаются Заказчиком по рекомендациям Исполнителя, представленным в проекте и эксплуатационной документации.

4.11 Требования к составу технической документации

Рабочая документация должна выполняться в соответствии с требованиями ГОСТ 34.201-89, соответствующих разделов ГОСТ 24.104-85, ГОСТ 34.601-90, РД 50-34.698-90, ГОСТ 21.408-93, ГОСТ 8.596-2002.

Технический проект должен быть представлен на согласование Заказчику до размещения заказа на поставку оборудования.

Исполнитель должен обеспечить предоставление от поставщиков (изготовителей) оборудования ПТК АСУ ТП полного комплекта технической и эксплуатационной документации на русском языке в составе, необходимом для монтажа, наладки, пуска, сдачи в эксплуатацию, обеспечения правильной и безопасной эксплуатации, технического обслуживания поставляемого оборудования.

На начальной стадии проектирования (до выполнения основного объема рабочей документации), Исполнитель обязан проработать и согласовать с Заказчиком предварительные структурные схемы АСУ ТП. При последующем проектировании структурные схемы должны, при необходимости, дорабатываться и в конечном итоге содержать информацию об объеме и типах поставляемого оборудования, распределению его по шкафам и расположению на станции, об интегрируемых микропроцессорных устройствах, организации ЛВС, протоколах информационного обмена, способе организации системы единого времени.

Техническая документация должна быть скорректирована (в том числе и в электронном виде, путем перевыпуска документа, в соответствии с пп. 2.5, 2.6 ГОСТ 2.503-90) по результатам полигонных испытаний, строительно-монтажных работ, электро-монтажных работ, пусконаладочных работ, комплексных и приёмо-сдаточных испытаний.

Минимальный состав технической документации приведен в приложении А к данному Стандарту.

Окончательный состав и содержание технической и эксплуатационной документации должен быть согласован с Заказчиком перед началом проектирования АСУ ТП.

Комплекты рабочей документации в части нижнего («полевого») уровня должны быть выполнены в соответствии с ГОСТ 21.408-93 и должны выполняться с разбивкой на технологические системы, подсистемы, узлы и агрегаты. При этом, объем и состав

основных комплектов РД, а так же степень детализации разбиения должны быть согласованы с Заказчиком.

4.12 Требования к организационному обеспечению

Организационная структура и организация труда персонала подразделений, участвующих в обеспечении функционирования АСУ ТП должны определяться Заказчиком и Поставщиком с учетом существующей на ГЭС организационной структуры подразделений.

Документация, регламентирующая организационное обеспечение, должна разрабатываться с учетом требований ГОСТ 34.201-89, РД 50-34.698-90.

Для обеспечения защиты ПТК от ошибочных действий обслуживающего персонала необходимо предусмотреть:

- ввод паролей для доступа к уставкам управления и сигнализации;
- подачу команды управления с вызовом окна, требующим подтверждения выбранного действия;
- установку замков и микропереключателей на дверях шкафов управления;
- блокировки на переключение устройств в алгоритме управления.

4.13 Требования к инструменту и принадлежностям

В комплекте с ПТК АСУ ТП должны поставляться инструменты и принадлежности, обеспечивающие проведение монтажных, пусконаладочных и регламентных работ по ПТК в процессе дальнейшей эксплуатации.

Номенклатура и количество данных средств определяются разработчиком ПТК и согласовываются с Заказчиком.

4.14 Требования к объему ЗИП

Объем и состав ЗИП должны быть достаточны для эксплуатации в течение гарантийного срока эксплуатации, но не менее одного устройства, входящего в комплект АСУ ТП. ЗИП, использованный в процессе монтажа и наладки АСУ ТП подлежит восстановлению Исполнителем работы.

Восполнение ЗИПа после 1 года эксплуатации должно производиться, как правило, Поставщиком АСУ ТП в соответствии с договором на сервисное обслуживание.

4.15 Требования к размещению оборудования

Технические средства АСУ ТП, кроме датчиков и устройств, которые необходимо устанавливать «по месту», должны размещаться в сухих отапливаемых помещениях, имеющих вентиляцию.

В местах размещения технических средств АСУ ТП должно быть исключено прямое попадание на аппаратуру влаги, открытого огня, агрессивных сред, механических воздействий.

Обслуживаемая в процессе эксплуатации аппаратура АСУ ТП должна устанавливаться в местах, безопасных для пребывания персонала.

Компоновка элементов АСУ ТП должна быть выполнена с учетом требований эргономики по ГОСТ 12.2.049-80. Общие эргономические и эстетические требования к рабочим местам оперативного персонала, органам управления, средствам связи,

средствам отображения информации должны соответствовать ГОСТ 22269-76, ГОСТ 21958-76, ГОСТ 21889-76, ГОСТ 23000-78.

Конструктивное исполнение системы должно обеспечивать беспрепятственный доступ ко всем элементам, требующим обслуживания, и безопасность обслуживающего персонала, предупреждение возможности несчастных случаев. Для обеспечения обслуживания внутренних элементов должен быть обеспечен необходимый уровень освещенности.

Компоновка рабочих мест пульта управления и средств отображения информации должны обеспечивать управление и считывание информации из положения «сидя». Автоматизированные рабочие места АСУ ТП должны быть оборудованы специализированной мебелью для автоматизированных рабочих мест промышленных предприятий с возможностью установки системных блоков АРМ в закрывающиеся на ключ отсеки и с регулированием высот расположения рабочей поверхности.

При разработке интерьеров помещений должны быть учтены требования:

- в помещениях с оперативным персоналом выделены зоны для принятия пищи и отдыха; зоны для хранения документации, инструмента, ключей, зона допусков к работам, а для оперативного персонала, обслуживающего систему, - для хранения документов на цифровых (магнитных) носителях, рабочих копий программных средств, расходуемых материалов, ЗИП;
- расположение автоматизированных рабочих мест оператора ГЭС и инженера АСУ ТП должны позволять выполнение работ одновременно, с учетом заданных функций для каждого рабочего места.

Установка шкафов с микропроцессорными устройствами должна обеспечивать выполнение следующих условий:

- возможность беспрепятственного доступа ко всем элементам, требующим обслуживание;
- надписи на оборудовании должны быть удобны для чтения и выполнены на русском языке;
- обозначения разъемов не должны закрываться разъемами соединений; конструкции разъемов должны исключать неправильную коммутацию;
- сигнализация об ошибках в работе внутришкафного оборудования должна отображаться сигнальной лампой, расположенной на лицевой панели конструктива шкафа.

Шкафы с аппаратурой ПТК (контроллеры, модули ввода/вывода, ИБП, блоки питания и др.) должны размещаться в специальных помещениях без постоянного присутствия оперативного персонала, с поддержанием микроклиматических условий и должны обеспечивать степень защиты не менее IP20 по ГОСТ 14254-96, а размещаемые вблизи с технологическим оборудованием, должны обеспечивать степень защиты не менее IP54 по ГОСТ 14254-96.

4.16 Требования к условиям эксплуатации

Условия эксплуатации средств вычислительной техники, входящей в состав АСУ ТП, должны соответствовать ГОСТ 21552-84. Содержание в воздухе пыли, агрессивных газов и паров должно быть в пределах, не превышающих указанных в санитарных нормах СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы».

В местах установки технических средств АСУ ТП должны быть обеспечены следующие условия эксплуатации:

- Для аппаратуры АСУ ТП, размещаемой в помещении ГЩУ станции, электроподстанций, температура воздуха - (+10... +35) °С, относительная влажность — 60 % при температуре 20 °С и отсутствие выпадения росы при более низких температурах, напряженность магнитного поля не более 100 А/м (УХЛ 4.2 ГОСТ 15150-69);
- Для аппаратуры АСУ ТП, размещаемой по месту, температура воздуха - (+1...+40) °С, относительная влажность - 60 % при температуре 20 °С и отсутствие выпадения росы при более низких температурах, напряженность магнитного поля не более 400 А/м (УХЛ 4 ГОСТ 15150-69).

Шкафы, устанавливаемые в неоперативном контуре, должны быть оборудованы локальным освещением, которое должно включаться при открытии дверцы шкафа, шкафы оборудованы розетками питания на 12В и 220В 50Гц. Шкафы ПТК АСУ ТП, включая ИБП, АБП локальные САУ и пр., должны быть спроектированы таким образом (по тепловым балансам), чтобы температура внутри шкафов ПТК АСУ ТП поддерживалась в пределах +25 °С ±3° С.

Допустимые отклонения по частоте сети должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 54149-2010 (вступил в действие с 01.01.2013г.) «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

4.17 Требования к гарантиям Исполнителя

Гарантийный период эксплуатации АСУ ТП должен составлять 36 месяцев после подписания акта сдачи-приемки в промышленную эксплуатацию.

Гарантии должны распространяться на все детали и узлы обязательного комплекта поставки АСУ ТП.

Исполнитель должен производить в течение гарантийного периода эксплуатации устранение всех неисправностей, возникших из-за дефектов изготовления и конструкторских недоработок, своими силами и за свой счет или компенсировать затраты по выполнению таких работ.

Гарантийный период эксплуатации должен увеличиваться на время простоя агрегата, необходимое на устранение гарантийного дефекта.

Исполнитель гарантирует поставку запасных частей и материалов по заявке Заказчика, оформленных отдельными соглашениями и за отдельную плату, в течение всего периода эксплуатации АСУ ТП.

5 Надежность АСУ ТП

При проектировании АСУ должны использоваться следующие системные методы обеспечения надежности:

- выбор для АСУ ТП ремонтпригодных технических средств с высокими показателями наработки на отказ. В ПТК в составе АСУ ТП должны использоваться унифицированные микропроцессоры серийного производства со сроком службы не менее 10 лет. Должна быть обеспечена возможность замены в процессе эксплуатации однотипных элементов и

- устройств ПТК;
- реализация резервирования оборудования ПТК с учетом функциональной значимости выполняемых задач. Контроллеры, источники питания и каналы сетевого обмена данными АСУ ТП, должны быть выполнены в дублированном исполнении. Внутренняя архитектура АСУ ТП должна обеспечить максимальное резервирование рабочих функций системы. Для внутренней связи в АСУ ТП должна применяться дублированная связь на основе сети Ethernet;
 - обеспечение бесперебойного питания АСУ ТП. Основное электропитание контроллеров должно осуществляться от двух источников переменного тока напряжением 220 В через АВР, резервное - от стационарной аккумуляторной батареи напряжением 220 В. Переход с одной линии питания на другую должен осуществляться в безударном режиме, без перерыва в работе системы. При исчезновении питания с одной из линий должен формироваться предупредительный сигнал. Электропитание компьютеров ПТК должно производиться от источников бесперебойного питания, запитываемых от двух источников переменного тока напряжением 220 В через АВР. Мощность ИБП должна обеспечивать функционирование компьютера в течение 30 мин после выключения питания. Технические средства ПТК должны сохранять работоспособность и должна быть обеспечена непрерывность работы гидроагрегата при длительных значительных просадках напряжения переменного и постоянного тока;
 - реализация мер по обеспечению помехозащищенности ПТК (экранирование кодовых и слаботочных сигнальных связей, выполнение требуемых для ПТК правил заземления);
 - хранение программ и наиболее важных данных в энергонезависимой памяти. При полном снятии напряжения с системы все рабочие программы и алгоритмы должны сохраняться в памяти АСУ ТП в течение всего срока службы системы;
 - при перерыве связи с верхним уровнем АСУ ТП, АСУ ТП агрегатного уровня должна обеспечить автономную работу системы;
 - АСУ ТП должна обеспечить пуск, управление и контроль гидроагрегата при отсутствии напряжения переменного тока, и при сохранении других необходимых условий пуска гидроагрегата (давление МНУ, уровень масла МНУ и т.п.);
 - должна быть предусмотрена возможность вывода из управления и перевода в режим подачи сигнала любой из гидромеханических защит, кроме противоразгонных;
 - программные комплексы всех подсистем АСУ ТП должны включать средства диагностики, тестирования, контроля параметров работы, изменения уставок, характеристик оборудования и прочее. Конкретный состав программных средств определяется на этапе проектирования АСУ ТП;
 - организация защиты данных и ПО от несанкционированного доступа;
 - обеспечение возможности замены отказавшего устройства (на уровне сменных единиц) на аналогичное из состава ЗИП;
 - обеспечение требуемых для оборудования АСУ ТП условий эксплуатации: контроль температуры воздуха в шкафах ПТК, средства вентиляции шкафов ПТК и т.п.;
 - пуск агрегата должен производиться только при полностью исправном состоянии АСУ ТП агрегатного уровня.

Надежность программного обеспечения должна обеспечиваться возможностью повторной инсталляции с резервных носителей ПО (CD/DVD, FD, SD).

Требования к показателям надежности устанавливаются в соответствии с ГОСТ 24.701-86 и ГОСТ 27.003-90 отдельно для каждой функции контроля и управления.

В соответствии с ГОСТ 24.701-86 для определения надежности АСУ ТП используются следующие показатели:

- средняя наработка системы на отказ;
- вероятность безотказного выполнения системой своих функций;
- параметр потока отказов системы;
- интенсивность отказов системы.

Наработка на отказ ПТК определяется значениями данного показателя для применяемых технических средств и должна оцениваться по усредненным реальным значениям, получаемым в процессе испытаний и эксплуатации. При этом под отказом должно пониматься следующее:

- под отказом функции технологической защиты понимается ложное срабатывание защиты или несрабатывание защиты в аварийной ситуации;
- под отказом функции управления и регулирования понимается отказ технических средств ПТК, приводящий к неправильному выполнению данных функций;
- под отказом информационных каналов понимается непредставление или предоставление ложной информации о контролируемых параметрах;
- под отказом сигнализации понимается совпадение условий срабатывания сигнализации и отказа технических средств ПТК, обеспечивающих эту сигнализацию, при этом частичные отказы функций при их функциональном дублировании (например, отказ звукового сопровождения при наличии световой, цифровой или какой-либо индикации) не учитываются.

При отказе АСУ ТП (любой ее части: отдельного датчика, измерительного нормирующего преобразователя, контроллера, линии связи, операционной системы, АРМ или сервера приложений) не должно быть потери функций защит, ложных управляющих воздействий, блокировки независимого (дистанционного и местного) управления коммутационными аппаратами.

АСУ ТП должна быть устойчивой к отказам входных дискретных и аналоговых сигналов (обрыв линий, неисправность датчика), приводящим к непрерывной генерации событий, при этом не должно быть зависаний.

Должны быть выполнены мероприятия для обеспечения надежности работы оборудования в следующих аварийных ситуациях:

- отказ в работе контроллера ПТК (применение дублированного контроллера);
- потеря давления в аккумуляторе МНУ (требуется установка дублированных датчиков для контроля давления и уровня);
- полная потеря питания ПТК (обеспечение автоматического включения аварийного золотника для закрытия направляющего аппарата и остановки агрегата);

- потеря сигнала по частоте (обеспечение получения сигнала от различных систем: зубчатое колесо, тахогенератор, измерительные трансформаторы и автоматического перехода с одной системы на другую).

Технические средства ПТК должны иметь следующие показатели надежности:

- сбор и обработка аналоговой и дискретной информации (на один канал) – не менее 200000 часов;
- вывод управляющего воздействия (несрабатывание на один канал) – не менее 200000 часов;
- вывод управляющего воздействия (ложное срабатывание на один канал) – не менее 1000000 часов;
- коэффициент технического использования - не менее 0,93;
- коэффициент готовности – не менее 0,98;
- срок службы системы – не менее 10 лет.

Подтверждение выполнения требований по надежности проводится расчётным путём заводом-изготовителем системы.

Отказом АСУ ТП в выполнении функции считается событие, приводящее к невыполнению обозначенной функции АСУ ТП и заключающееся в нарушении хотя бы одного из требований к качеству выполнения данной функции, установленной в нормативно-технической и (или) конструкторской документации.

6 Безопасность АСУ ТП

Требования к безопасности являются приоритетными по отношению к другим требованиям.

Требования к технике безопасности в системе должны соответствовать положениям раздела 2 ГОСТ 24.104-85 и РД 153-34.0-03.150-2003 «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок».

Технические средства ПТК по требованиям защиты человека от поражения электрическим током относятся к классу 1 и должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.0-75 «ССБТ Изделия электротехнические. Общие требования безопасности».

Дополнительно электротехнические изделия, используемые в системе, должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.6-93 «Безопасность электротермического оборудования. Часть 1. Общие требования», а средства вычислительной техники – ГОСТ 25861-83 «Машины вычислительные и системы обработки данных. Требования электрической и механической безопасности и методы испытаний».

Все внешние элементы технических средств системы, находящиеся под напряжением, должны иметь защиту от случайного прикосновения, а сами технические средства - иметь защитное заземление в соответствии с «Правилами устройств электроустановок».

Размещение технических средств и оформление интерьера необходимо производить в соответствии с требованиями СанПиН 2.2.2.1327-03 «Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту», СанПиН 2.2.1.1312-03 «Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий», СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы».

Все технические средства системы должны иметь защитное заземление в соответствии с ГОСТ 12.1.030-81 «ССБТ Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление». Для приборов содержащих средства вычислительной техники и обработки информации выполняется функциональное (технологическое, специальное) заземление.

Все шкафы ПТК (включая САУ) должны быть снабжены устройствами сигнализации открытия дверей. Сигнализация открытия дверей шкафов должна быть реализована в ПТК АСУ ТП с функцией «Регистрация событий» и выведена на АРМ оператора.

Средства ПТК в местах пребывания персонала должны соответствовать требованиям санитарных норм по создаваемым электромагнитным и электростатическим полям. Персональные компьютеры, на базе которых создаются АРМ, должны иметь гигиенический сертификат, а также сертификаты, гарантирующие соблюдение стандартов по электрической, механической и пожарной безопасности (ГОСТ Р 50377-92), уровню создаваемых радиопомех (ГОСТ Р 51318.22-99), уровню электростатических полей (ГОСТ 12.1.045.-84 ССБТ), работоспособности в условиях электромагнитных помех (ГОСТ Р 50628-2000), уровню создаваемого шума (ГОСТ 12.1.003.-83 ССБТ) и вибрации (ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ).

7 Порядок контроля и приемки системы в эксплуатацию

Порядок контроля и приемки АСУ ТП должен соответствовать СТО ОАО «ТГК-1» «Организация пусконаладочных работ по АСУ ТП на электростанциях».

Для всех видов испытаний АСУ ТП Поставщиком должны быть разработаны соответствующие программы и методики испытаний.

АСУ ТП ГА должна пройти следующие виды испытаний:

- испытания отдельных подсистем в процессе наладки;
- предварительные испытания;
- опытная эксплуатация;
- приёмку в промышленную эксплуатацию.

Перечень этапных и завершающих актов/протоколов приемки АСУ ТП приведен в приложении Б к данному Стандарту.

7.1 Предварительные испытания АСУ ТП

Предварительные испытания АСУ ТП должны проводиться для определения её работоспособности и решения вопроса о возможности приёмки АСУ ТП в опытную эксплуатацию.

Перед проведением предварительных испытаний должна быть выполнена аттестация измерительных каналов АСУ ТП и утверждены типы средств измерений.

Программа предварительных испытаний должна составляться Генпоставщиком и утверждаться Заказчиком. Генпоставщик должен предоставить методики испытаний и наладки всех функций ПТК АСУ ТП.

Предварительные испытания АСУ ТП должны быть организованы Заказчиком и проведены Генпоставщиком и Заказчиком совместно.

Предварительные испытания АСУ ТП должны проводиться на действующем оборудовании.

Каждая подсистема (функция, задача, оборудование, другие предметы приёмки - далее «подсистема») АСУ ТП должна быть принята в промышленную эксплуатацию индивидуально с оформлением соответствующего протокола испытаний и акта.

По каждой подсистеме должна быть представлена Генпоставщиком необходимая техническая документация (в т.ч. руководства по эксплуатации).

По итогам предварительных испытаний принимается решение о вводе АСУ ТП в опытную эксплуатацию. Опытная эксплуатация должна длиться не менее 6 месяцев.

7.2 Приемка АСУ ТП в промышленную эксплуатацию

Приёмка АСУ ТП состоит в определении возможности ввода системы в промышленную эксплуатацию и соответствия её характеристик требованиям соответствующего Технического задания.

Должны быть устранены все замечания выявленные на этапе опытной эксплуатации.

Перед сдачей агрегата в промышленную эксплуатацию в обязательном порядке, в зависимости от соответствующего типа оборудования, должны быть проведены следующие испытания системы:

- Испытания на осушенном проточном тракте гидроагрегата.
- Проверка комбинаторной зависимости.
- Проверка взаимодействия АСУ ТП с внешними станционными системами и подсистемами.
- Испытания работы предупредительной и аварийной сигнализации.
- Испытания работы гидромеханических защит.
- Испытания работы системы аварийной защиты.
- Проверка ручного и дистанционного управления гидроагрегатом.
- Испытания при автоматическом пуске агрегата.
- Испытания на холостом ходе гидроагрегата.
- Испытания на нормальной и аварийной остановках агрегата.
- Испытания работы системы синхронизации генератора.
- Испытания работы под нагрузкой в режимах поддержания мощности, частоты.
- Испытания АРЧМ при сбросах нагрузки.
- Испытания работы в режиме СКГ.
- Испытания по переводу гидроагрегата из генераторного режима в режим синхронного компенсатора и обратно.
- Проверка работы интерфейса между нижним и верхним уровнем управления.
- Испытания системы синхронизации времени.
- Проведение комплексного опробования АСУ ТП.

Испытания системы регулирования гидротурбин должны соответствовать Приложению «Ж» СТО 17330282.27.140.001-2006.

По результатам проведенных испытаний АСУ ТП, проверки предъявленной технической документации на АСУ ТП, а также по результатам комплексного опробования АСУ ТП и ее безотказной работы в течение 72 часов при номинальных параметрах оборудования принимается решение о приёмке АСУ ТП в промышленную эксплуатацию приемочной комиссией (СПК), создаваемой на основании приказа руководителя организации-заказчика (с привлечением в ее состав специалистов организации-исполнителя).

АСУ ТП считается принятой в промышленную эксплуатацию с момента подписания акта сдачи в промышленную эксплуатацию.

Приложение А

(рекомендуемое)

Предварительный перечень документации, передаваемой Заказчику

Документы технического проекта и рабочей документации

1. Альбом схем и сборочных чертежей (АРЧМ, МНУ и т.п.) в части КИПа*.
2. Альбом схем принципиальных (АРЧМ, МНУ и т.п.) в части КИПа*.
3. Альбом схем принципиальных электрических шкафов АСУ ТП.
4. Альбом схем и документов полевого оборудования.
5. Альбом габаритных и сборочных чертежей шкафов АСУ ТП.
6. Альбом листов управления.
7. План расположения ПТК АСУ ТП.
8. Структура локальной вычислительной сети.
9. Ведомость технорабочего проекта.
10. Ведомость машинных носителей информации и программного обеспечения.
11. Пояснительные записки (в соответствии с ГОСТ 34.201-89 – «П1» – «П9»).
12. База данных.
13. Схемы автоматизации (PI-диаграммы).
14. Методика кодирования (KKS).
15. Описание систем классификации и кодирования (отличительные особенности, применяемые в рамках кодирования программных и аппаратных элементов АСУ ТП при их наличии).
16. Задания заводам изготовителям на изготовление шкафов АСУ ТП (включая принципиальные электрические и схемы компоновочные чертежи);
17. Таблицы подключений ПТК АСУ ТП.
18. Электрические принципиальные схемы питания ПТК АСУ ТП;
19. Перечень входных сигналов и данных ПТК АСУ ТП (включая цифровые сигналы).
20. Перечень выходных сигналов ПТК АСУ ТП (включая цифровые сигналы);
21. Перечень автоматизируемых функций (защиты, блокировки, АВР, АСР, пошаговые программы и т.п.).
22. Описание автоматизируемых функций (защиты, блокировки, АВР, АСР, пошаговые программы и т.п.).
23. Алгоритмы автоматизируемых функций (защиты, блокировки, АВР, АСР, пошаговые программы и т.п.).
24. План расположения оборудования АСУ ТП.
25. Кабельные журналы.
26. Структурная схема КТС АСУ ТП.
27. Схема информационного обмена КТС АСУ ТП.
28. Спецификации на оборудования, материалы, программное обеспечение, ЗИП.
29. Формы видеокадров.
30. Структурные схемы электропитания, заземления и экранирования.
31. Схемы внутрисистемных соединений и подключений (включая схемы соединений внешних проводок цифрового обмена; таблицы подключения должны быть с точным указанием номеров и/или наименований портов, интерфейсов, клемм, разъёмов).

Эксплуатационные документы

1. Ведомость эксплуатационных документов.
2. Эксплуатационная документация на покупные изделия.
3. Инструкции по эксплуатации подсистем АСУ ТП.
4. Структурная схема. Схема ЛВС.
5. Программно технический комплекс. Формуляр.
6. Лицензия на программные средства.
7. Инструкция по технической эксплуатации (журнал уставок контролируемых параметров и алгоритмических компонентов системы управления).
8. Руководство пользователя.
9. Руководство администратора.
10. Руководство пользователя базы данных.
11. Руководство пользователя операторской станции.
12. Руководство пользователя контроллера.
13. Руководство пользователя пакета для разработки прикладного ПО.
14. Руководство пользователя пакета для разработки графического интерфейса.
15. Справочное руководство по алгоритмам.
16. Справочное руководство по системе ввода-вывода.
17. Справочное руководство по работе с архивом.
18. (АРЧМ, МНУ и т.п.) Руководство по эксплуатации*.
19. АСУ ТП. Руководство по эксплуатации.
20. Сообщения и коды ошибок.
21. Сертификат Госстандарта (копия) об утверждении типа информационно-вычислительного и управляющего комплекса.
22. Паспорта на датчики, средства измерения, др. устройства и изделия, поставляемые в составе АСУ ТП.
23. Программа метрологической аттестации ИИК АСУ ТП.
24. Программы приемки из наладки измерительных каналов АСУ ТП.
25. Проект программы калибровки ИИК АСУ ТП.
26. Методики калибровки (поверки) средств измерений.
27. Комплект свидетельств, описания средств измерения и методик поверки на КТС.
28. Свидетельство (копии) об утверждении типа средств измерений на средства измерения.
29. Свидетельство (копия) на подсистему контроля и диагностирования гидроагрегата об утверждении типа средств измерений на средства измерения.
30. Свидетельство о метрологической аттестации ИИК АСУ ТП с приложениями, содержащими метрологические характеристики каналов, протоколы измерений и расчетов.
31. Программы испытаний и приемки защит, блокировок, АВР и сигнализаций.
32. Программы испытаний и приемки пошаговых программ управления.
33. Программы испытаний и приемки АСР.
34. Карты уставок защит и блокировок, АВР и сигнализации.
35. Карты настроек АСР.
36. Программа и методика испытаний подсистем технологической автоматике на сухой спирали.
37. Программа и методика приемо-сдаточных испытаний АСУ ТП.
38. Программа проверки входных и выходных цепей управления АСУ ТП.
39. Программа и методика испытаний ПТК.
40. Отчеты по наладке АСР.

* определяется для каждого объекта индивидуально.

Приложение Б
(рекомендуемое)

Предварительный перечень актов/протоколов, предоставляемых Заказчику

Этап монтажные работы

1. К приемке помещений, объектов под монтаж технических средств АСУ ТП:
 - 1.1. Акт проверки и испытаний автоматических стационарных установок пожаротушения.
 - 1.2. Акт приемки систем кондиционирования и вентиляции.
 - 1.3. Акт измерения параметров питающего напряжения.
 - 1.4. Акт проверки осветительной сети на правильность зажигания и горения.
 - 1.5. Протокол измерения сопротивления изоляции осветительной сети помещений АСУ ТП.
 - 1.6. Протокол измерения сопротивления заземляющего контура (для АСУ ТП - логического и защитного заземления).
 - 1.7. Акт освидетельствования скрытых работ на: монтаж закладных элементов; гидроизоляцию потолочных перекрытий; монтаж вентиляционных коробов; электромонтаж силовой и осветительной сети; прокладку защитных трубопроводов кабелей в элементах сооружений и фундаментах; монтаж заземлителей и их присоединений и т.д..
 - 1.8. Акт готовности помещения производству монтажных работ по АСУ ТП.
 - 1.9. Акт готовности объекта к производству монтажных работ по АСУ ТП.
2. К приемке трубных проводок:
 - 2.1. Акт установки сужающего устройства.
 - 2.2. Акт испытаний трубных проводок на прочность и плотность.
 - 2.3. Акт пневматических испытаний трубных проводок на плотность с определением падения давления за время испытаний (на трубные проводки, заполняемые горячими, токсичными и сжиженными газами – кроме газопроводов с давлением до 0,1 МПа).
 - 2.4. На трубные проводки с давлением больше или равным 10 МПа:
 - 2.4.1. Монтажные испытательные схемы смонтированных трубных проводок с подетальной спецификацией.
 - 2.4.2. Сертификаты труб.
 - 2.4.3. Ведомости индивидуальной приемки труб.
 - 2.4.4. Паспорта и сертификаты на резьбовые соединения, фланцы, фасонные части, линзы, шпильки и гайки, из которых комплектовались соединения трубных проводок.
 - 2.4.5. Паспорта и сертификаты на каждую единицу арматуры с приложенной к ним документацией по ревизии и испытаниям на прочность и плотность.
 - 2.4.6. Паспорта и ведомости на изготовление гнутых отводов из труб.
 - 2.4.7. Ведомости проверки фланцевых соединений.
 - 2.4.8. Ведомости производства сварочных работ с приложением сертификатов на электроды, проволоку и флюсы.
 - 2.4.9. Копии удостоверений сварщиков, производивших сварку трубных проводок.
 - 2.5. Журнал сварочных работ (отдельно на трубные проводки I и II категории с давлением свыше 10 МПа, а также на трубные проводки, заполняемые взрывоопасными, горючими и токсичными средами).
 - 2.6. Сертификаты материалов: труб, электродов, сварочной проволоки и флюса (для трубных проводок, заполняемых взрывоопасными, горючими и токсичными средами).
 - 2.7. Ведомости отборных устройств и арматуры, монтируемых непосредственно в технологические трубопроводы и агрегаты.

3. К приемке электропроводок:
 - 3.1. Ведомость смонтированных технических средств.
 - 3.2. Протокол измерения сопротивления изоляции электропроводок.
 - 3.3. Формуляр на установку датчиков механических величин (в составе формуляра на турбину) - для осевого сдвига, относительного расширения ротора, искривления ротора.
 - 3.4. Протокол измерения сопротивления изоляции обмоток электродвигателей, смонтированных электроприводов запорной и регулирующей арматуры, соленоидных приводов.
 - 3.5. Протокол осмотра и проверки коммутационных аппаратов;
 - 3.6. Протокол измерения мегаомметром на 1000 В сопротивлений изоляции жилы кабеля марок ВБВ и АВБВ по отношению к другим жилам, соединенным с землей (для взрывоопасных зон).
 - 3.7. Протокол испытаний мегаомметром на 2500 В кабелей марок ВБВ и АВБВ (для взрывоопасных зон).
 - 3.8. Протокол испытаний разделительных уплотнений (для взрывоопасных зон);
 - 3.9. Протоколы заводских испытаний изделий, имеющих степень защиты оболочек на электрооборудовании напряжением до 1000 В.
 - 3.10. Протокол прогрева кабелей (если кабель прокладывается при низких температурах).
4. Акт освидетельствования скрытых работ выполняемых по КТС АСУ ТП:
 - 4.1. первичным приборам на трубопроводах и аппаратах, заключенных в общие кожухи или покрываемых теплоизоляцией, в том числе по поверхностным термопарам (с приложением формуляров);
 - 4.2. устройствам отбора импульсов, ввариваемых внутрь трубопроводов;
 - 4.3. регуляторам, сигнализаторам и измерителям уровня с поплавками, помещенными внутри сосудов и аппаратов;
 - 4.4. стационарным трубкам пьезометрических измерителей уровня;
 - 4.5. специальным защитным устройствам приборов и средств автоматизации (экранов, отбойников), устанавливаемых внутри технологических аппаратов и трубопроводов.
5. Акт об окончании работ по монтажу приборов и средств автоматизации с приложением ведомости смонтированных приборов и средств автоматизации.

Этап пусконаладочные работы

1. Акт приемки оборудования АСУ ТП в опытную эксплуатацию.
2. Акт приемки оборудования АСУ ТП в промышленную эксплуатацию.
3. Протокол приемки (проверки) электрических трактов ИИК АСУ ТП.
4. Акт настройки системы вибродиагностики гидроагрегата.
5. Протокол контроля состояния термопреобразователей сопротивления (на генераторах, двигателях насосов и др.).
6. Протокол наладки (АРЧМ, МНУ и т.п.)*.
7. Протокол настройки уставок (АРЧМ, МНУ и т.п.)*.
8. Протоколы приемки (наладки) запорной и регулирующей арматуры.
9. Протоколы проверки защит, блокировок, АВР, пошаговых программ управления и сигнализаций.
10. Протоколы проверки функций ПТК АСУ ТП (диагностика, архивирование, прием/передача информации и т.п.).
11. Протоколы наладки АСР.
12. Журнал приемки измерительных каналов и каналов индикаторов АСУ ТП.
13. Журнал приемки защит, блокировок, АВР, пошаговых программ управления и сигнализаций.

14. Протокол проверки автоматических выключателей (установленных в шкафах АСУ ТП).
15. Журнал приемки электрифицированной запорной и регулирующей арматуры.
16. Протокол определения расходной характеристики регулирующих органов (при наличии штатного средства измерения расхода).

*определяется для каждого объекта индивидуально.