ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 55563— 2013 (МЭК 62270:2004)

Возобновляемая энергетика. Гидроэлектростанции

АВТОМАТИЗАЦИЯ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Руководство по автоматизированному управлению

IEC 62270:2004
Hydroelectric power plant automation — Guide for computer-based control
(MOD)

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2014

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 ПОДГОТОВЛЕН Открытым акционерным обществом Научно-исследовательского института энергетических сооружений (ОАО «НИИЭС»)

2 ВНЕСЕН Управлением технического регулирования и стандартизации Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 28 августа 2013 г. № 651-ст

Настоящий стандарт является модифицированным по отношению к международному стандарту МЭК 62270:2004 «Автоматизация гидроэлектростанций. Руководство по компьютерному регулированию» (IEC 62270:2004 «Hydroelectric power plant automation — Guide for computer-based control») путем изменения отдельных фраз (слов, значений показателей), выделенных курсивом.

В настоящий стандарт не включены следующие разделы из примененного международного стандарта*: 7.2, 7.2.1, 7.2.2, 7.3, 7.4, 7.4.1, 7.4.2, 7.4.2.1, 7.4.2.2, 7.4.2.3, 7.4.2.4, 8, 8.1, 8.2, 8.3, 8.4.1, 8.4.3, 8.5, 9, 9,1, 9.2, 9.3, 9,4, 9.6, 9.7, 9.8, 11.2.1, 11.2.2, 11.3.1, 11.3.2.

Причина исключения указанных разделов заключается в том, что они имеют описательный характер и являются излишне подробными.

Текст МЭК 62270:2004, не включенный в настоящий стандарт, приведен в приложении ДГ.

Замененный текст МЭК 62270:2004 — в соответствии с приложением ДВ.

Раздел «Нормативные ссылки» изложен в соответствии с ГОСТ 1.5—2001 и включает в себя обозначения национальных и межгосударственных стандартов, на которые имеются ссылки в настоящем стандарте. Сведения о соответствии ссылочных национальных и межгосударственных стандартов стандартам, использованным в качестве ссылочных в примененном международном стандарте отражены в приложении ДА.

Раздел «Термины и определения» изменен относительно примененного международного стандарта и изложен в соответствии с ГОСТ 1.5—2001. Термины и определения, содержащиеся в МЭК 62270, изложены в приложении ДБ.

В настоящий стандарт добавлен раздел Библиография, изложенный в соответствии с ГОСТ 1.5—2001, ГОСТ Р 1.7—2008.

Внесение указанных технических изменений связано с особенностями объекта и аспекта стандартизации, характерными для Российской Федерации

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Правила применения настоящего стандарта установлены в ГОСТ Р 1.0—2012 (раздел 8). Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального *агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (gost.ru)*

---

* Нумерация приведена в соответствии со стандартом МЭК 62270:2004.

© Стандартинформ, 2014

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения . . . 1
2 Нормативные ссылки . . . 1
3 Термины и определения . . . 2
4 Сокращения . . . 5
5 Функциональные возможности . . . 6
5.1 Общие требования . . . 6
5.2 Возможности управления . . . 6
5.2.1 Иерархия управления . . . 6
5.2.2 Локальное (местное) управление . . . 8
5.2.2.1 Автоматическое управление агрегатом. Управление пуском/остановкой агрегата . 9
5.2.2.2 Синхронизация . . . 10
5.2.2.3 Режим синхронного компенсатора . . . 10
5.2.2.4 Управление агрегатами ГАЭС . . . 10
5.2.2.5 Оптимизация работы гидротурбины . . . 11
5.2.2.6 Контроль состояния сороудерживающих решеток . . . 11
5.2.2.7 Управление затворами водосливной плотины, управление выборочным водозабором напорного бассейна . . . 11
5.2.2.8 Управление пуском при потере питания (Black start control) . . . 11
5.2.3 Централизованное управление . . . 11
5.2.3.1 Управление агрегатами . . . 11
5.2.3.2 Управление распределительным устройством, водосливом и вспомогательным оборудованием . . . 11
5.2.3.3 Групповое регулирование активной и реактивной мощности электростанции . . . 12
5.2.3.4 Оптимизация режима по воде и активной мощности . . . 13
5.2.3.5 Управление обводным каналом (береговым водосбросом) . . . 13
5.2.4 Внешнее управление . . . 13
5.2.4.1 Управление агрегатом и выбор функций централизованного управления . . . 14
5.2.4.2 Управление распределительным устройством, водосливом и вспомогательным оборудованием . . . 15
5.2.4.3 Автоматическое управление генерацией . . . 15
5.2.4.4 Ремонтные схемы . . . 15
5.2.4.5 Целостность данных . . . 15
5.3 Возможности сбора данных . . . 15
5.3.1 Сбор и обработка аналоговых сигналов . . . 16
5.3.2 Сбор и обработка дискретных сигналов . . . 16
5.3.3 Обнаружение пожара, пожаротушение и обеспечение безопасности людей . . . 17
5.3.4 Данные о безопасности электростанции . . . 17
5.4 Сигнализация и диагностика . . . 18
5.5 Отчетная информация . . . 18
5.6 Интерфейс управления техническим обслуживанием . . . 19

5.7 Архивирование и восстановление данных . . . 19
5.8 Планирование и прогнозирование режима . . . 19
5.9 Доступ к данным . . . 19
5.10 Требования к квалификации и обучение персонала . . . 20
5.11 Типичные параметры управления . . . 20
6 Архитектура системы, коммуникации и базы данных . . . 21
6.1 Общие положения . . . 21
6.2 Классификация систем . . . 22
6.2.1 Краткий обзор . . . 22
6.2.2 Классификация архитектур АСУ ТП ГЭС . . . 22
6.2.3 Функциональное и территориальное распределение . . . 22
6.3 Характеристики структуры системы . . . 22
6.3.1 Общие положения . . . 22
6.3.2 Стандарты открытых систем . . . 23
6.3.3 Организация коммуникаций в сети . . . 23
6.3.3.1 Общие положения . . . 23
6.3.3.2 Коммуникации и электрическая сеть . . . 24
6.3.3.3 Функции передачи данных . . . 24
6.3.3.3.1 Проверка и управление . . . 24
6.3.3.3.2 Конфигурация и инициализация узла управления . . . 25
6.3.3.4 Требования к обмену данными управления . . . 25
6.3.3.4.1 Общие положения . . . 25
6.3.3.4.2 Реакции связи времени . . . 25
6.3.3.4.2.1 Готовность к обработке данных . . . 25
6.3.3.4.2.2 Задержки передачи данных . . . 25
6.3.3.4.2.3 Выполнение управляющей команды . . . 25
6.3.3.4.2.4 Полное время задержки системы управления . . . 25
6.3.3.4.3 Надежность . . . 26
6.3.4 Безопасность . . . 26
6.3.4.1 Прозрачность сети передачи данных . . . 26
6.3.4.2 Диагностика . . . 26
6.3.4.3 Техническое обслуживание . . . 26
6.4 Сети данных систем управления . . . 26
6.4.1 Общие положения . . . 26
6.4.2 Топология ЛВС . . . 26
6.4.2.1 Общие положения . . . 26
6.4.2.2 Характеристики ЛВС . . . 27
6.4.2.3 Классификация локальных сетей . . . 27
6.4.2.4 Классификация топологии сети . . . 27
6.4.2.4.1 Общие положения . . . 27
6.4.2.4.2 Топология «звезда» . . . 27
6.4.2.4.3 Топология «кольцо» . . . 28

6.4.2.4.4 Топология «шина». 28
6.4.2.4.5 Топологии, используемые в АСУ ТП ГЭС 28
6.4.2.4.6 Собственные (патентованные) шинные топологии 29
6.4.3 Физическая среда передачи данных. 29
6.5 Базы данных и состав программного обеспечения. 29
6.5.1 Открытые устройства и базы данных 29
6.5.2 Реальное время против нереального времени в разработке баз данных 30
6.5.3 Конфигурация программного обеспечения 30
6.5.3.1 Специальное программное обеспечение 30
6.5.3.2 Серийно-выпускаемое программное обеспечение 31
7 Пользовательские и станционные интерфейсы 31
7.1 Пользовательские интерфейсы 31
7.1.1 Устройства ввода 32
7.1.2 Устройства вывода 32
7.2 Станционные интерфейсы 32
7.2.1 Типы 32
7.2.1.1 Цифровой, контактный и импульсный вход. 32
7.2.1.2 Цифровые и контактные выходы 33
7.2.1.3 Аналоговые входы 33
7.2.1.4 Аналоговые выходы 33
7.2.1.5 Аналого-цифровое/цифроаналоговое преобразование. 33
7.2.1.6 Стандарты полевых устройств и шин 33
7.2.2 Источники информации 34
7.2.3 Защита ввода — вывода 34
7.2.4 Процесс сбора 34
7.2.4.1 Скорость сканирования 34
7.2.4.2 Частота архивирования данных 34
8 Характеристики системы 34
8.1 Общие положения. 34
8.2 Резервирование ГА 35
9 Рекомендуемые испытания и критерии приемки 36
9.1 Требования к конкретным испытаниям. 36
9.1.1 Заводские приемочные испытания 36
9.1.2 Полевые испытания 36
9.2 Обеспечение качества 36
9.3 Приемка 37
10 Управление системой. 37
10.1 Обслуживание 37
10.2 Обучение 37
10.3 Документация. 37

Приложение ДА (справочное) Сведения о соответствии ссылочных национальных и межгосударственных стандартов региональным и международным стандартам, использованным в качестве ссылочных в примененном международном стандарте 38

Приложение ДБ (справочное) Термины и определения, приведенные в МЭК 62270 40

Приложение ДВ (обязательное) Замененный текст МЭК 62270:2004 «Автоматизация гидроэлектростанций. Руководство по компьютерному регулированию» 42

Приложение ДГ (обязательное) Текст МЭК 62270:2004 «Автоматизация гидроэлектростанций. Руководство по компьютерному регулированию», не включенный в настоящий стандарт 45

Библиография 52

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Возобновляемая энергетика. Гидроэлектростанции

АВТОМАТИЗАЦИЯ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Руководство по автоматизированному управлению

Renewable power engineering. Hydroelectric power plants. Hydroelectric power plant automation. Guide for computer-based control

Дата введения — 2015—07—01

1 Область применения

Настоящий стандарт излагает принципы проектирования и эксплуатации систем автоматизированного управления ГЭС. Он определяет функциональные возможности, эксплуатационные требования, требования к интерфейсу, возможностям аппаратных средств и системе обучения персонала. Он включает рекомендации по испытанию и приемке системы.

Настоящий стандарт согласовывает принципы проектирования, изготовления и ввода в действие новых и модернизируемых АСУ ТП ГЭС.

Примечание — Действие стандарта распространяется на АСУ ТП ГЭС и гидроаккумулирующих (ГАЭС) электростанций.

Стандарт предназначен для использования при проектировании новых и реконструкции действующих ГЭС. Стандарт предполагает, что функциональная схема системы управления уже определена, поэтому ее разработка в нем не отражена.

В зарубежной литературе требования к функциональной схеме системы управления содержатся в директивах IEEE (Институт инженеров по электротехнике и радиоэлектронике, ИИЭР (США)) по управлению гидроэлектростанций, перечисленных в приложении А данного стандарта.

Примечание — В российских источниках требования к функциональной структуре, а также к составу функциональных подсистем АСУ ТП ГЭС отражены в стандартах организации ОАО «РусГидро».

2 Нормативные ссылки

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

ГОСТ Р 8.654—2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения

ГОСТ Р МЭК 896-1—95 Свинцово-кислотные стационарные батареи. Общие требования и методы испытаний. Часть 1. Открытые типы

ГОСТ Р ИСО МЭК ТО 10032—2007 Эталонная модель управления данными

ГОСТ Р 50571.26—2002 Электроустановки зданий. Часть 5. Выбор и монтаж электрооборудования. Раздел 534. Устройства для защиты от импульсных перенапряжений

ГОСТ Р 50648—94 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к магнитному полю промышленной частоты. Технические требования и методы испытаний

ГОСТ Р 51317.4.5—99 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии. Требования и методы испытаний

Издание официальное

ГОСТ Р МЭК 60079-27—2012 Взрывоопасные среды. Часть 27. Концепция искробезопасной системы полевой шины (FISCO)

ГОСТ Р МЭК 60870-5-101—2006 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 101. Обобщающий стандарт по основным функциям телемеханики

ГОСТ Р МЭК 61056-1—2012 Батареи свинцово-кислотные общего назначения (типы с регулирующим клапаном). Часть 1. Общие требования, функциональные характеристики. Методы испытаний

ГОСТ 24.104—85 Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования

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

ГОСТ 15971—90 Системы обработки информации. Термины и определения

ГОСТ 5616—89 Генераторы и генераторы-двигатели электрические гидротурбинные. Общие технические условия

ГОСТ ИСО/МЭК 17025—2009 Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий

ГОСТ 28446—90 Оценка кавитационной эрозии в гидротурбинах, насосах гидроаккумулирующих станций и насосах-турбинах

ГОСТ 28842—90 Турбины гидравлические. Методы натурных приемочных испытаний

ГОСТ 28906—91 Системы обработки информации. Взаимосвязь открытых систем. Базовая эталонная модель

ГОСТ 30012.1—2002 Приборы аналоговые показывающие электроизмерительные прямого действия и вспомогательные части к ним. Часть 1. Определения и основные требования, общие для всех частей

ГОСТ IEC 61142—2011 Обмен данными при считывании показаний счетчиков, тарификации и управлении нагрузкой. Обмен данными по локальной шине

СП 3.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В стандарте применены термины по *ГОСТ 34.003*, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 ***автоматизированное управление ГЭС:*** *Управление основным и вспомогательным оборудованием, используемым для производства и выдачи электроэнергии, осуществляемое средствами автоматизации и персоналом совместно.*

3.2 ***автоматический регулятор частоты вращения гидроагрегата:*** *Устройство, являющееся составной частью САУ ГА, обеспечивающее регулирование частоты вращения ГА, поддержание заданной мощности ГА и ее изменение при участии в первичном регулировании частоты, по заданию персонала и центрального регулятора системы ГРАМ ГЭС.*

3.3 ***автоматическое регулирование напряжения:*** *Предназначено для автоматического поддержания напряжения на шинах ГЭС и регулирования ее реактивной мощности с соблюдением заданного распределения реактивной мощности между агрегатами с учетом технологических ограничений режимных параметров генераторов.*

3.4 ***автоматическое регулирование частоты и мощности:*** *Предназначено для поддержания частоты в энергообъединениях и изолированных энергосистемах в нормальных режимах согласно требованиям ГОСТ на качество электрической энергии; регулирования обменных мощностей энергообъединений и ограничения перетоков мощности по контролируемым внешним и внутренним связям энергообъединений и энергосистем; распределения мощности (в том числе экономичного) между объектами управления на всех уровнях диспетчерского управления энергосистемами, электростанциями в энергосистемах и агрегатами или энергоблоками в пределах электростанций).*

3.5 ***автоматическое управление ГЭС:*** *Управление основным и вспомогательным оборудованием, используемым для производства и выдачи электроэнергии, осуществляемое средствами автоматизации без участия персонала.*

3.6 **аналого-цифровое преобразование:** Преобразование информационных сигналов из аналоговой формы в цифровую.

3.7 **базы данных АСУ ТП:** Организованные наборы данных о параметрах технологических процессов, состоянии оборудования и технологических операциях.

3.8 **внешнее управление:** Средство управления, находящееся вне электростанции (например, на трансформаторной подстанции, другой электростанции и т. д.).

3.9 **время отклика:** Время от момента возникновения сигнала на входе устройства до момента, когда на выходе устройства (устройств) при заданных условиях загрузки системы появится обработанный сигнал.

3.10 ***вторичный резерв:*** *Резерв автоматического вторичного регулирования ГА, ГЭС — значение максимально возможного изменения мощности ГА, ГЭС на загрузку или разгрузку под управлением системы ГРАМ при данном составе включенных в ГРАМ ГА, текущем напоре и заданных ограничениях в процессе отработки вторичного задания центральной системы АРЧМ.*

3.11 ***гидроагрегат:*** *Агрегат, состоящий из гидротурбины и гидрогенератора.*

3.12 **дистанционное управление:** Управление устройством из удаленной точки.

3.13 ***иерархия автоматизации управления:*** *Распределение функций автоматического и автоматизированного управления между элементами многоуровневой структуры АСУ ТП.*

3.14 ***иерархия управления:*** *Распределение функций управления между элементами многоуровневой структуры системы управления.*

3.15 **интерфейс пользователя:** Функциональное устройство, используемое для обеспечения взаимодействия автоматизированной системы управления с оператором, или иным обслуживающим персоналом.

3.16 ***комплекс технических средств:*** *Совокупность технических средств, часть из которых выполнена на микропроцессорной (процессорной) базе, и монтажных элементов.*

3.17 ***компонент автоматизированной системы:*** *Часть автоматизированной системы, выделенная по определенному признаку или совокупности признаков и рассматриваемая как единое целое.*

3.18 **контроль:** Средство обеспечения автоматической проверки работы оборудования (процесса) в заданной допустимой зоне и сигнализации его состояния для персонала и управляющих программ.

3.19 **коэффициент готовности:**

1) Отношение времени работы станции (агрегата, компонента) к общему времени работы и вынужденного простоя станции (агрегата, компонента);

2) Средневзвешенное (по установленной электрической или эквивалентной электрической мощности) значение коэффициентов готовности входящих в ее состав отдельных агрегатов, энергоблоков, очередей (электростанций и котельных, энергосистем).

3.20 **локальное управление:** Управление при помощи средств, расположенных непосредственно в управляемом оборудовании или в прямой видимости оборудования. Для электростанции это средства управления, которые располагаются на распределительном щите / главном пульте управления ГА.

3.21 **модем:** Модулирующее/демодулирующее устройство, которое преобразовывает последовательные двоичные данные в- и из- формы, соответствующей передаче по аналоговым каналам связи.

3.22 **мост сетевой:** Устройство, позволяющее осуществить связь двух сетей одинаковой или схожей топологии.

3.23 ***надежность автоматизированной системы:*** *Комплексное свойство автоматизированной системы сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих ее способность выполнять свои функции в заданных режимах и условиях эксплуатации.*

3.24 ***наработка на отказ:*** *Временной интервал (в часах) между нарушениями нормальной работы оборудования.*

3.25 **пиксель:** В обработке изображений наименьший элемент цифрового изображения, которое может быть назначено полутоном.

3.26 **последовательная коммуникация:** Метод передачи информации между устройствами посредством последовательного направления данных по одному коммуникационному каналу.

3.27 **последовательное управление:** Режим управления, при котором операции управления выполняются последовательно.

3.28 **приборы** (аппараты): Рабочие элементы (реле, пускатель, прерыватель, переключатель или выключатель), используемые для реализации заданной функции.

3.29 **программируемый логический контроллер:** Программируемая твердотельная система управления, выполняющая функции подобные релейно-контактной логической схеме.

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

3.31 **программное обеспечение:** Совокупность программ и эксплуатационной документации, используемых для создания и эксплуатации АСУ ТП.

3.32 ***пропорционально-интегрально-дифференциальное регулирование:*** *Регулирование, при котором выходной сигнал на управляющее воздействие пропорционален линейной комбинации входного сигнала, интеграла по времени входного сигнала и производной по времени входного сигнала. Обычно используется для регулирования активной или реактивной мощности генератора.*

3.33 **протокол**: Структурированный формат данных, требующийся для запуска и поддержания обмена данными.

3.34 ***распределенная обработка данных****: Конфигурация, при которой обработка данных выполняется несколькими процессорами. Функции обработки могут быть распределены между процессорами посредством системы управления.*

3.35 ***регулирование*** *(по замкнутому циклу): Поддержание параметров работы агрегата (компонента) в пределах заданных значений на основе сигналов обратной связи с объектом регулирования.*

3.36 ***регулировочный диапазон ГА:*** *Зона разрешенной работы ГА — непрерывный диапазон мощности ГА при текущих значениях напора, время работы ГА в котором не ограничено требованиями эксплуатационной документации.*

3.37 **резистивный датчик температуры:** Резистор, для которого электрическое удельное сопротивление связано с температурой известной функциональной зависимостью.

3.38 **реле, промежуточное реле:** Прибор, который позволяет выполнять коммутацию цепи большой мощности сигналом управления малой мощности.

3.39 **ручное управление:** Операции с основным или вспомогательным оборудованием или их компонентами при непосредственном воздействии на них или с использованием приводов и средств автоматизации, которые выполняются оперативным персоналом станции.

3.40 ***система автоматического управления гидроагрегатом:*** *Совокупность устройств, обеспечивающих управление мощностью ГА, действие технологических защит и автоматики ГА.*

3.41 ***система группового регулирования напряжения и реактивной мощности****: Вырабатывает регулирующие воздействия в соответствии с технологией управления на основе информации, поступающей от датчиков аналоговой и дискретной информации, и команд от органов управления и воздействует на установки автоматических регуляторов возбуждения, а в предельных режимах — на переключающие устройства регулируемых под нагрузкой трансформаторов.*

3.42 ***система группового регулирования активной мощности ГЭС:*** *Совокупность устройств ГЭС, обеспечивающих регулирование активной мощности ГЭС путем распределения между ГА суммарной заданной мощности ГЭС по определенному критерию и ее отработку через воздействие на САУ, включенных в ГРАМ ГА; включает в себя центральный регулятор ГРАМ, устройства взаимодействия с САУ ГА и централизованной системой автоматического регулирования частоты и мощности энергосистемы.*

3.43 **система сбора данных:** *Система технических, программных и информационных средств, осуществляющая измерение, преобразование, передачу и отображение информации в виде стандартных аналоговых или цифровых сигналов.*

3.44 **событие:** Дискретное изменение состояния (статус) системы или аппарата.

3.45 **среднее время ремонта:** Временной интервал (в часах) между отказом оборудования и возвратом его в рабочее состояние.

3.46 **считывание (запрос):** Процесс, при котором система сбора информации с определенной частотой последовательно запрашивает данные у удаленных станций.

3.47 ***технологические защиты ГА:*** *Автоматические устройства САУ ГА, действующие на сигнал, на отключение от управления ГРАМ и/или на останов ГА при выходе его контролируемых технологических параметров (в том числе вибрационных, тепловых и пр.) за допустимые по условиям эксплуатации пределы.*

3.48 ***технологические ограничения регулировочного диапазона:*** *Ограничения нагрузок в пределах регулировочного диапазона ГА, возникшие вследствие действия природных факторов (например, уменьшение напора) или вследствие ухудшения технического состояния основного оборудования ГА, подтвержденного в установленном порядке.*

3.49 **философия/принцип управления:** Концепция, на которой базируется система управления электростанции.

3.50 **централизованное управление:** Управление, при котором воздействия на агрегаты и их компоненты осуществляется с центрального пульта управления ГЭС.

3.51 ***центральный регулятор ГРАМ:*** *Устройство, являющееся составной частью ГРАМ ГЭС, обеспечивающее формирование и распределение заданий по активной мощности между подключенными к ГРАМ гидроагрегатами ГЭС с учетом установленных ограничений.*

3.52 **цикл/период считывания:** Время (в секундах), требующееся чтобы осуществить сбор данных (например, все данные от одного контроллера, все данные от всех контроллеров, все данные определенного типа от всех контроллеров).

3.53 **цифро-аналоговое преобразование:**

1) Выработка аналогового сигнала, пропорционального по величине значению входного цифрового сигнала;

2) Преобразование информации из цифровой формы в аналоговую.

3.54 **шина данных:** Элемент сетевой технологии, при которой станции обработки данных совместно используют единую среду коммуникаций и получают передающиеся с ее помощью данные одновременно.

3.55 **шлюз:** Устройство, позволяющее объединить две сети, использующие различные технологии (протоколы) обмена данными.

3.56 ***экспертная система:*** *Компьютерная программа, способная частично заменить специалиста-эксперта в разрешении проблемной ситуации и получать решения на основе новой, сомнительной и неполной информации с обозначенной степенью достоверности. Включает в себя элементы оценочного мышления и экспериментальных знаний для различных приложений.*

4 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АРВ — автоматическое регулирование возбуждения;

АРН — автоматическое регулирование напряжения;

АСУ ТП — автоматизированная система автоматизированного управления технологическим процессом;

ГА — гидроагрегат;

ГАЭС — гидроаккумулирующая электростанция;

ГРАМ — групповое регулирование активной мощности;

ГРНРМ — групповое регулирование напряжения и реактивной мощности;

ГТС — гидротехнические сооружения;

ГЭС — гидроэлектрическая станция;

КТС — комплекс технических средств;

ЛВС — локальная вычислительная сеть;

МЭК — Международная электротехническая комиссия;

ПО — программное обеспечение;

ПТК — программно-технический комплекс;

САУ ГА — система автоматического управления ГА;

IEEE — (аббр. от англ. Institute of Electrical and Electronics Engineers) Институт инженеров по электротехнике и электронике;

ISO — (аббр. от англ. International Standard Organization) Международная организация по стандартизации;

OSI — (аббр. от англ. Open Systems Interconnection) взаимодействие открытых систем;

SCADA — (аббр. от англ. Supervisory Control And Data Acquisition) Автоматизированная система, предназначенная для разработки или работы в реальном времени систем сбора, обработки, отображения и архивирования информации об объекте управления.

5 Функциональные возможности

5.1 Общие требования

5.1.1 Автоматизация технологических процессов производства и выдачи электроэнергии должна осуществляться путем автоматизации управления основным и вспомогательным технологическим оборудованием ГЭС. АСУ ТП должна выполняться в виде взаимоувязанных устройств и систем, обеспечивающих централизованное автоматизированное или автоматическое управление, а также связь с пунктами внешнего управления ГЭС.

5.1.2 АСУ ТП выполняется на базе ПТК, представляющих собой комплексы технических средств с установленным на них программным обеспечением, микропроцессорных (процессорных) программируемых устройств (комплексов, систем) локального контроля и управления, поставляемых в комплекте с технологическим оборудованием заводами-изготовителями данного оборудования и специализированными фирмами, а также различных датчиков сбора информации.

5.1.3 Построение АСУ ТП должно соответствовать требованию обеспечения автономной работы каждого ПТК, микропроцессорных программируемых устройств (комплексов, систем) локального контроля и управления оборудованием в объеме возложенных на них функций и с возможностью обеспечения диалога с персоналом (оперативным и обслуживающим) ГЭС.

5.1.4 АСУ ТП должна строиться как человеко-машинная система, работающая в реальном времени, с учетом минимизации трудозатрат на её создание и обслуживание.

5.1.5 АСУ ТП в целом должна обладать избыточностью (функциональной, технической и программной), что обеспечивает ее высокую долговечность и надежность функционирования при возможных отказах отдельных компонент.

5.1.6 АСУ ТП технически и функционально обеспечивает последующую модернизацию, развитие и расширение.

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

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

5.1.9 ЛВС должна строиться с использованием наиболее распространенных сетевых технологий в соответствии с ГОСТ серии 35.110.

Примечание — В зарубежной литературе — FastEthernet (стандарт [3]), GigabitEthernet, (стандарт [4]), Token Ring (стандарт [5]), 100VG -AnyLAN (стандарт [6]), FDDI (стандарт [7]).

5.1.10 Топология кабельной сети может представлять собой схему «Звезды», «Кольца», «Дерева», «Сетки».

5.1.11 Выход из строя отдельных компонентов АСУ ТП (КТС, ПТК, ЛВС и др.) не должен приводить к выходу из строя в целом АСУ ТП и не должен приводить к изменению предшествующего режима работы и состояния технологического оборудования, контролируемого (управляемого) данными компонентами АСУ ТП.

5.2 Возможности управления

5.2.1 Иерархия управления

5.2.1.1 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.

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

5.2.1.3 Количество уровней контроля и управления должно быть не менее двух:

- верхний (станционный) уровень контроля и управления АСУТП, на котором осуществляются централизованные контроль (наблюдение) за технологическим процессом по всей станции и управление работой станции с центрального поста управления;

- нижний (агрегатный) уровень контроля и управления АСУТП, на котором осуществляется непосредственное взаимодействие с контролируемым технологическим оборудованием станции (гидроагрегаты, трансформаторы, выключатели и др.).

5.2.1.4 На нижнем уровне контроля и управления АСУ ТП обеспечивается ввод и обработка информации, поступающей от технологического оборудования станции и вывод управляющих воздействий на исполнительные устройства и исполнительные механизмы технологического оборудования.

5.2.1.5 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.

5.2.1.6 Комбинация автоматизированного и неавтоматизированного оборудования, используемого для управления агрегатом, электростанцией и системой, должна основываться на классификации, приведенной в таблице 1.

Таблица 1 — Категории управления для гидроэлектростанций

Категория управления	Подкатегория	Примечания
Местоположение	Локальное (местное)	*Непосредственное воздействие на управляемое оборудование или воздействие на него в пределах прямой видимости*
Местоположение	Централизованное	Удаленное в пределах станции воздействие на управляемое оборудование
	Внешнее (вне места размещения оборудования)	Удаленное воздействие на управляемое оборудование с пункта, расположенного вне территории станции
Режим (степень автоматизации)	Ручной	Каждая операция требует отдельного управляющего воздействия оператора; может применяться для любого из трех местоположений. Каждая операция требует отдельного и прерывистого создания (инициирования), может быть применима к любому из трех месторасположений
Режим (степень автоматизации)	Автоматизированный	Несколько операций выполняются посредством одного управляющего воздействия оператора; может применяться для любого из трех местоположений. Несколько операций подгоняются (форсируются) единичным созданием (инициированием), может применяться к любому из трех местоположений
	Автоматический	Операции выполняются без управляющих воздействий со стороны оператора
Взаимодействие с персоналом	С участием оператора	Оператор всегда присутствует и инициирует управление
	Без участия оператора	Объект обыкновенно работает без обслуживающего персонала

5.2.1.7 Ручное управление применяется при тестировании, техническом обслуживании, и как резерв автоматического управления. Средства ручного управления устанавливаются рядом с управляемыми устройствами, такими как насосы, компрессоры, клапаны и др. Передача управления на более высокий уровень выполняется переключением ключа ручного управления, установленного на управляемом оборудовании.

5.2.1.8 Надежность средств автоматизации позволяет *реализовывать функцию* ручного управления при помощи средств автоматизации и уменьшить этим сложность системы управления.

5.2.1.9 В аварийных ситуациях, которые требуют быстрого отключения оборудования, в систему управления включается специальное защитное оборудование (защиты). Защиты электрического и механического оборудования и основного технологического процесса строятся на релейной, полупроводниковой (транзисторной) или микропроцессорной базе.

5.2.1.10 Задачи и функции АСУ ТП должны быть распределены между иерархическими уровнями управления:

- *станционным (верхним) уровнем дистанционного автоматизированного управления;*
- *локальными (агрегатными и др.) системами автоматического управления;*
- *местными программно-техническими комплексами контроля и управления.*

5.2.1.11 Распределение задач между уровнями иерархии должно быть сделано в соответствии с принадлежностью объектов управления к видам технологического оборудования с учетом:

- *масштаба времени выполнения функции;*
- *регламента выполнения функции;*
- *места и способа использования результата выполнения функции.*

5.2.1.12 С технической точки зрения АСУ ТП должна быть построена как интегрированный информационно-управляющий комплекс, объединяющий местные средства и устройства автоматизации управления, контроля и защиты оборудования, локальные системы автоматического управления и общестанционные системы автоматизированного управления, контроля и диагностики, а так же части систем внешнего управления, таких как централизованная система АРЧМ, противоаварийной автоматики, диспетчерского управления и т. д.

5.2.1.13 Верхний уровень иерархии управления АСУ ТП должен включать в себя:

- *ПТК групповых функций и задач контроля, диагностики, управления и защиты;*
- *информационно-измерительные системы измерения и расчета общестанционных параметров;*
- *информационно-измерительную систему измерения и расчета параметров состояния гидротехнических сооружений;*
- *систему сбора, накопления, хранения, архивирования и представления информации о режиме и состоянии оборудования и сооружений станции;*
- *систему передачи данных по технологическим и диспетчерским каналам связи;*
- *щиты дистанционного управления станцией, подстанциями и вспомогательными системами станционного уровня.*

5.2.1.14 В состав верхнего уровня АСУТП должны включаться средства резервного копирования и хранения текущей и архивной информации («черный ящик»), питание которых должно осуществляться раздельно с основными средствами хранения текущей и архивной информации.

5.2.1.15 Средства основного хранения текущей и архивной информации и средства резервного копирования и хранения текущей и архивной информации должны размещаться в разных помещениях, исключающих одновременное возникновение аварийной ситуации.

5.2.2 Локальное (местное) управление

Локальное управление реализуется средствами, расположенными рядом с управляемым технологическим оборудованием.

Основными средствами локального управления являются системы автоматического управления агрегатного уровня, осуществляющие:

- *управление технологическими процессами гидроагрегата, контроль и диагностику состояния основного и вспомогательного оборудования агрегата, электрического, гидромеханического и вспомогательного оборудования;*
- *измерения и передачу управляющих воздействий на технологические устройства ГЭС;*
- *координацию работы устройств и средств локальной автоматики, систем сигнализации и оповещения о нештатных ситуациях.*

Локальные системы автоматического управления должны выполнять свои функции управления, контроля и диагностики как в составе АСУ ТП, так и самостоятельно в случае возникновения нештатных ситуаций.

К локальным системам автоматического управления должны быть отнесены системы автоматического управления:

- *гидроагрегатами;*
- *аварийно-ремонтными затворами агрегатов и (в случае необходимости) водосливной плотины;*
- *блочными трансформаторами;*

- *распределительными устройствами высокого и среднего напряжения;*
- *станционным пневматическим хозяйством;*
- *электроснабжения собственных нужд станции;*
- *приточно-вытяжной вентиляции;*
- *системами пожаротушения и пожарной безопасности.*

5.2.2.1 Автоматическое управление агрегатом. Управление пуском/остановкой агрегата

Наиболее очевидное использование автоматизации для электростанции — это автоматизация управления агрегатами.

САУ ГА должна выполнять функции:

- *регулирования параметров;*
- *автоматического управления и сигнализации;*
- *технологических защит;*
- *теплового контроля;*
- *вибрационного контроля;*
- *управления возбуждением;*
- *электрических защит;*
- *регистрации технологической информации.*

Система автоматического управления агрегатом (технологическая автоматика агрегата) должна обеспечить выполнение следующих технологических функций управления, контроля, защиты, диагностики, регистрации работы основного и вспомогательного оборудования гидроагрегата:

- *постоянную готовность остановленного агрегата к пуску;*
- *нормальный пуск агрегата и включение генератора на параллельную работу с энергосистемой;*
- *нормальную остановку агрегата;*
- *аварийную остановку агрегата;*
- *перевод агрегата из генераторного режима в режим синхронного компенсатора и обратно;*
- *работу агрегата в режиме синхронного компенсатора;*
- *управление пожаротушением генератора;*
- *управление и контроль состояния гидротурбины;*
- *управление и контроль состояния вспомогательных механизмов генератора;*
- *защиту агрегата при неисправности;*
- *автоматическое регулирование частоты вращения и активной мощности агрегата;*
- *работу агрегата на холостом ходу, на энергосистему или изолированную нагрузку;*
- *работу агрегата в режиме группового регулирования;*
- *автоматическое управление маслонапорной установкой;*
- *контроль и диагностику технического состояния агрегата;*
- *регистрацию режимов работы основного и вспомогательного оборудования агрегата;*
- *контроль технического состояния датчиков и технологических параметров;*
- *управление аварийно-ремонтным затвором;*
- *сигнализацию о нештатном состоянии агрегата и регистрацию параметров аварийного режима агрегата.*

Технологическая автоматика выполняет функции автоматического управления гидроагрегатом, осуществляя пуск агрегата в режим холостого хода турбины, холостого хода генератора, генераторный режим, нормальную и аварийную остановку агрегата, перевод агрегата из одного режима в другой, работу агрегата в режиме синхронного компенсатора, управление системой пожаротушения, системой технического водоснабжения, управление и контроль гидротурбины вспомогательными механизмами, гидромеханическую защиту агрегата.

Реализация функций автоматического управления гидроагрегатом, формирование управляющих воздействий, определение текущего состояния агрегата, формирование аварийных и предупредительных сигналов, выполнение задаваемых оператором или автоматическими устройствами команд осуществляется в соответствии с технологическими алгоритмами автоматического управления гидроагрегатом.

В соответствии с особенностями оборудования и режима ГЭС задачи агрегатной технологической автоматики могут быть расширены за счет увеличения числа датчиков и измеряемых с их помощью параметров состояния оборудования, что позволит осуществлять контроль и оперативную диагностику состояния оборудования в реальном масштабе времени.

5.2.2.2 Синхронизация

Синхронизация обычно выполняется вручную, либо с помощью автоматического синхронизатора.

Автоматический синхронизатор может быть самостоятельным устройством локального управления или входить в состав технических средств технологической автоматики. Он изготавливается на основании отдельных технических требований или технических условий, в которых описывается назначение, функции, технические характеристики, условия эксплуатации, транспортирование и хранение, комплект поставки, методы настройки, методы наладки.

5.2.2.3 Режим синхронного компенсатора

Для регулирования напряжения и реактивной мощности в энергосистеме ГА ГЭС могут работать в режиме синхронного компенсатора. Синхронный компенсатор представляет собой синхронный двигатель, работающий без нагрузки на валу; при этом по обмотке якоря проходит практически только реактивный ток.

Технологическая автоматика (САУ ГА) должна обеспечивать перевод гидроагрегата из генераторного режима в режим синхронного компенсатора и обратно, а также работу агрегата в режиме синхронного компенсатора.

В режиме синхронного компенсатора технологическая автоматика должна обеспечивать нормальное функционирование системы отжатия воды из отсасывающей трубы.

5.2.2.4 Управление агрегатами ГАЭС

АСУ ТП обеспечивает управление работой ГА в насосном и турбинном режимах. Система должна управлять коммутационной аппаратурой и вспомогательным оборудованием для пуска ГА в любом режиме. Несколько основных функций, легко осуществляемых в АСУ ТП, включают учет времени работы ГА в насосном режиме, автоматический перезапуск таймера, когда ГА не удается пустить в установленное время, определение какой ГА должен быть включен для оптимизации режима работы агрегатов многоагрегатой станции. Эти функции могут быть осуществлены на станционном уровне при прямом управлении ГА или с помощью средств *САУ ГА многоуровневой АСУ ТП*. Основные преимущества использования АСУ ТП для управления режимом работы агрегатами ГАЭС: простое техническое обслуживание, простая модификация и постоянный доступ к диагностической информации.

Технологическая автоматика (САУ ГА) должна обеспечивать управление процессом перевода агрегата ГАЭС из генераторного или компенсаторного режима в насосный и обратно, а также работой агрегата в каждом из указанных выше режимов. При этом управление должно осуществляться в следующих ситуациях:

- *нормальный пуск в генераторный режим;*
- *экстренный пуск в генераторный режим;*
- *пуск в режим холостого хода турбины;*
- *пуск в режим холостого хода генератора;*
- *нормальный пуск в режим синхронного компенсатора с генераторным вращением;*
- *перевод из генераторного режима в режим синхронного компенсатора с генераторным вращением и обратно;*
- *нормальный пуск в насосный режим;*
- *экстренный пуск в насосный режим;*
- *нормальный пуск в режим синхронного компенсатора с насосным вращением;*
- *перевод из насосного режима в режим синхронного компенсатора с насосным вращением и обратно;*
- *перевод в насосный режим из генераторного режима и обратно;*
- *перевод из генераторного режима в режим синхронного компенсатора с насосным вращением и обратно;*
- *перевод из насосного режима в режим синхронного компенсатора с генераторным вращением и обратно;*
- *перевод из режима синхронного компенсатора с генераторным вращением в режим синхронного компенсатора с насосным вращением и обратно;*
- *нормальный останов из генераторного режима;*
- *аварийный останов из генераторного режима;*
- *нормальный останов из режима синхронного компенсатора с генераторным вращением;*
- *аварийный останов из режима синхронного компенсатора с генераторным вращением;*
- *нормальный останов из насосного режима;*
- *аварийный останов из насосного режима;*
- *нормальный останов из режима синхронного компенсатора с насосным вращением;*

- *аварийный останов из режима синхронного компенсатора с насосным вращением.*

5.2.2.5 Оптимизация работы гидротурбины

Под оптимизацией работы гидротурбины понимается выбор режима ее работы, при котором будут удовлетворяться критерии:

а) работы турбины в области максимума КПД;

б) работы турбины с минимальными потерями напора и мощности;

в) работы турбины в области допустимой по величине вибрации, биения вала;

г) работы турбины с минимальной кавитацией.

Для управления режимом работы турбины необходима информация от датчиков уровня верхнего и нижнего бьефов о величине потерь напора в водопроводящих сооружениях, значениях расхода воды в водопроводящем тракте турбины, значения вибрации и биения вала, а также энергетические и кавитационные характеристики турбины.

5.2.2.6 Контроль состояния сороудерживающих решеток

Технологическая автоматика (САУ ГА) агрегата должна обеспечивать информацию о степени засоренности сороудерживающих решеток, измеряя уровень воды до и после сороудерживающих сооружений. Эта информация используется для планирования мероприятий по очистке сороудерживающих решеток, а также при оптимизации работы гидротурбин и выборе состава работающих агрегатов и распределении между ними активной и реактивной мощности.

5.2.2.7 Управление затворами водосливной плотины, управление выборочным водозабором напорного бассейна

Одной из задач управления режимами ГЭС является поддержание заданного расхода, уровня и температуры воды в нижнем бьефе, что определяется требованиями неэнергетических водопользователей.

При использовании многосекционных плоских затворов водосливной плотины можно обеспечивать забор воды с допустимой глубины водохранилища, если имеется оперативная информация о значениях температуры воды в верхнем и нижнем бьефе. Управление многосекционными затворами может быть так же полезно для регулирования растворенного в воде кислорода.

5.2.2.8 Управление пуском при потере питания (Black start control)

При отключении питания ГЭС со стороны энергосистемы и потере собственных нужд станции необходимо осуществить так называемый «темный» пуск агрегатов.

Управление пуском агрегата должно осуществляться как автоматически (при подаче питания на устройства автоматики), так и вручную с подачей команды с центрального или местного пульта управления.

5.2.3 Централизованное управление

Централизованное управление осуществляется на верхнем (станционном) уровне иерархии управления АСУ ТП. Централизованно решаются задачи управления агрегатами и агрегатными блоками, оборудованием распределительных устройств, станционным масляным хозяйством, компрессорными высокого и низкого давления, насосными станциями откачки воды из проточной части турбины, насосными питьевого водоснабжения, затворами водосливной плотины, а также задачи контроля, диагностики и защиты общестанционного оборудования, измерения и расчета общестанционных параметров, измерения и расчета параметров состояния ГТС, сбора, накопления, хранения, архивирования и представления информации о режиме и состоянии оборудования и сооружений станции, передачи данных по технологическим и диспетчерским каналам связи.

5.2.3.1 Управление агрегатами

При централизованном управлении ГА решаются задачи группового регулирования частоты, активной и реактивной мощности, выбора состава работающего оборудования (агрегатов) и распределения активной и реактивной мощности между ними. Так же должны решаться задачи запуска программ технологической автоматики, в частности пуска и остановки агрегатов, проверка работоспособности систем автоматики агрегатного уровня (САУ ГА).

Примечание — Более подробно задачи группового уровня определяются стандартами организаций, проектирующих и эксплуатирующих ГЭС.

5.2.3.2 Управление распределительным устройством, водосливом и вспомогательным оборудованием

Управление распределительными устройствами должно осуществлять функции:

- защиты;

- противоаварийной автоматики;

- сигнализации, измерений и оперативного управления;

- контроля и управления оборудованием и средствами автоматизации.

Автоматическое управление водосливными сооружениями должно обеспечивать функции:

- контроля и управления затворами и гидроприводами затворов береговых водосливных сооружений (при их наличии);

- контроля положения и состояния затворов водосбросной части плотины.

Автоматическое управление электроснабжением собственных нужд должно осуществлять функции:

- защиты;

- сигнализации, измерений и оперативного управления;

- контроля и управления оборудованием и средствами автоматизации.

Автоматическое управление станционным маслохозяйством должно обеспечивать управление процессами вывода маслонаполненного оборудования в ремонт и из ремонта, процессами маслоподготовки, маслонасосами и запорной арматурой.

Автоматическое управление пневматическим хозяйством станции обеспечивает автоматизацию управления пневматическим оборудованием машинного зала высокого и низкого давления. В частности должны решаться задачи автоматического управления компрессорами и запорной арматурой, контроля состояния параметров режима работы оборудования пневмохозяйства (температуры, давления, уровня масла и воды) и защиты от возникновения нештатных ситуаций.

Автоматическое управление техническим водоснабжением и системой пожаротушения должно осуществлять функции контроля состояния оборудования и пожарной обстановки, управление устройствами и запорной арматурой систем пожаротушения.

Автоматическое управление откачкой дренажных и артезианских вод должно обеспечить автоматизацию процесса откачки воды, поступающей из дренажных скважин, от протечек воды через тело плотины, здание ГЭС, уплотнения затворов нижнего и верхнего бьефов, с монтажной площадки и крышек турбин гидроагрегатов.

Полный перечень общестанционных систем автоматизации, зависящий от конструктивных особенностей ГЭС и ее оборудования, должен быть конкретизирован в стандартах эксплуатирующих ГЭС организаций и задан в техническом задании на разработку АСУ ТП.

5.2.3.3 Групповое регулирование активной и реактивной мощности электростанции

Система ГРАМ должна выполнять функции:

- автоматического ведения графика плановой мощности станции;

- организации информационного обмена с системными средствами автоматического регулирования частоты и активной мощности для получения внепланового задания мощности;

- расчета задания мощности частотной коррекции;

- расчета суммарного задания мощности для гидроагрегатов;

- автоматического распределения нагрузки между подключенными агрегатами;

- автоматического пуска и отключения агрегатов (если это необходимо для выполнения планового задания мощности и поддержания нормативного диапазона вторичного регулирования).

Автоматическое распределение нагрузки между подключенными к центральному регулятору ГРАМ агрегатами должно производиться с учетом наличия нежелательных зон работы агрегатов по одному из критериев:

- равенство значений активной мощности или положений основного регулирующего органа ГА;

- минимум суммарных потерь мощности или расхода воды через агрегаты ГЭС при учете различий в энергетических характеристиках ГА.

При распределении нагрузки между ГА по критерию максимального КПД ГРАМ должен учитывать определенный (рациональный) состав агрегатов.

Задания центрального регулятора должны выполняться индивидуальными регуляторами частоты вращения агрегатов. Прямое действие центрального регулятора на исполнительные органы агрегата, в том числе для изменения режима его работы, не допускается.

Групповое регулирование напряжения и реактивной мощности должно осуществляться при помощи центрального регулятора напряжения, обеспечивающего:

- автоматическое ведение графика напряжения на шинах станции;

- автоматическое распределение реактивной мощности между подключенными генераторами;

- автоматическое изменение режимов работы генераторов (если это необходимо для поддержания заданного уровня напряжения на шинах станции).

Автоматическое распределение реактивной мощности между подключенными к центральному регулятору генераторами должно производиться по одному из критериев:

- равенство токов ротора;

- равенство суммарных значений реактивной мощности генераторов.

Задания центрального регулятора напряжения должны выполняться индивидуальными регуляторами возбуждения генераторов.

Прямое действие центрального регулятора на регулирование тока ротора генератора или исполнительные органы, обеспечивающие изменение режима работы агрегата, не допускается.

Задание по реактивной мощности, формируемое для каждого генератора центральным регулятором напряжения, не должно препятствовать форсированию возбуждения.

5.2.3.4 Оптимизация режима по воде и активной мощности

Оптимизация режима работы ГЭС осуществляется при выборе оптимального по заданному критерию составу работающих агрегатов и распределению между заданной ими активной мощности. При выборе состава агрегатов должна быть обеспечена работа станции с заданными значениями рабочей и резервной мощности, а также выполнение заданных ограничений по производительности вспомогательного оборудования. При этом должен выполняться заданный критерий экономичности работы станции в заданном интервале времени при заданных режимных и технологических ограничениях.

Особое значение при оптимизации режима ГЭС имеют ограничения, обеспечивающие надежность работы оборудования и сооружений ГЭС, а также ограничения со стороны водохозяйственного комплекса. Эти ограничения задаются органами управления водным хозяйством и природными ресурсами и отражают потребности в воде промышленных, сельскохозяйственных, транспортных, и других водопотребителей.

Водохозяйственные ограничения являются строгими и оптимизация режима ГЭС по мощности и выработке возможна только при условии их обязательного выполнения.

5.2.3.5 Управление обводным каналом (береговым водосбросом)

Ограничения по минимуму расхода воды в нижний бьеф ГЭС часто продиктованы требованиями орошения и окружающей среды. Автоматически управляемый пропуск воды через обводной канал будет более эффективным, чем простое управление открытием и закрытием затворов, так как АСУ ТП может более точно в реальном времени определять требуемый расход попуска воды в нижний бьеф с учетом действующих значений напора и других параметров.

5.2.4 Внешнее управление

Внешнее управление из одного или более центров управления, расположенных вдалеке от ГЭС, является одним из компонентов диспетчерского управления энергосистемой. Персонал в месте внешнего управления обычно ответственен за функционирование нескольких электростанций и возможно взаимодействует с другими центрами управления (региональными, другими поставщиками мощности).

К функциям диспетчерского управления, которые обычно выполняются внешними центрами, относятся:

а) согласование режимов электростанций в соответствии с требованиями и критериями, установленными координационными центрами *(системным оператором, операторами рынка электроэнергии и мощности и т. д.);*

б) управление резервом для поддержания устойчивости энергосистемы;

в) планирование перетоков мощности;

г) автоматическое управление генерацией, включая регулирование частоты (это требует согласования с другими участниками управления, с которыми система может взаимодействовать);

д) прогноз нагрузки на час вперед;

е) загрузка линий электропередачи (межсистемный переток);

ж) контроль сбыта электроэнергии.

Взаимосвязь электроэнергетических систем и необходимость управления генерацией и межсистемными перетоками электроэнергии привели к необходимости построения *автоматизированных систем диспетчерского управления, включающих АСУ ТП электростанций*. АСУ ТП ГЭС является частью автоматизированной системы диспетчерского управления энергосистемами.

Проектируемая АСУ ТП ГЭС должна взаимодействовать с АСУ, ведущими внешнее управление ГЭС. Для координации АСУ различных уровней иерархической схемы управления энергосистемой дол-

жны быть установлены основные принципы согласования работы этих систем управления. Должны быть определены функциональные ограничения и требования по обеспечению информацией для местного управления ГЭС.

Внешнее управление ГЭС осуществляется посредством участия ее в автоматическом регулировании напряжения и реактивной мощности, противоаварийной автоматике энергосистемы.

Должно быть предусмотрено подключение ГЭС к управлению от:

- *центральной координирующей системы АРЧМ единой энергосистемы;*
- *территориальной централизованной системы АРЧМ объединенной энергосистемы;*
- *региональной централизованной системы АРЧМ энергосистемы.*

Безопасность эксплуатации ГА при их участии в АРЧМ обеспечивается:

- *работой ГА в допустимых по условиям эксплуатации режимах, установленных инструкциями по эксплуатации оборудования на основе указаний завода-изготовителя на период установленного срока эксплуатации ГА или по результатам технического освидетельствования при продлении срока эксплуатации ГА;*
- *настройкой системы ГРАМ ГЭС, обеспечивающей изменение мощности ГА в пределах регулировочного диапазона ГА с допустимыми параметрами регулирования, с запретом автоматического перехода ГА через зоны ограниченной и недопустимой работы при отработке вторичного задания ГЭС от централизованной системы АРЧМ;*
- *блокировкой управления активной мощностью ГА от системы ГРАМ путем автоматического отключения ГА от управления ГРАМ при срабатывании технологических защит ГА, при выходе параметров эксплуатации ГА (в том числе вибрационных, тепловых и пр.) за допустимые пределы.*

Для ГЭС, привлекаемых к АРЧМ, задаются резервы ГЭС на загрузку и разгрузку, с учетом диапазона регулирования, заявленного собственником ГЭС.

При определении режимов и алгоритмов работы системы ГРАМ должны учитываться отклонения фактических технических параметров работы ГА, участвующего в АРЧМ, от его проектных параметров.

При участии ГЭС в АРЧМ величина диапазона, предоставляемая электростанцией для регулирования, должна определяться исходя из фактического состояния оборудования ГЭС.

Автоматическое противоаварийное управление в энергосистеме реализуется посредством противоаварийной автоматики, обеспечивающей выполнение следующих функций:

- *предотвращение нарушения устойчивости энергосистемы;*
- *ликвидация асинхронных режимов;*
- *ограничение снижения или повышения частоты;*
- *ограничение снижения или повышения напряжения;*
- *предотвращение недопустимых перегрузок оборудования.*

Автоматика предотвращения нарушения устойчивости организуется по иерархическому принципу и состоит из одного или нескольких уровней:

- *уровень единой энергетической системы Российской Федерации;*
- *уровень диспетчерского управления объединенной энергосистемы;*
- *уровень объектов электроэнергетики.*

Функции противоаварийного управления реализуются посредством следующих управляющих воздействий:

- *кратковременная (импульсная) и длительная разгрузка энергоблоков;*
- *отключение генераторов;*
- *отключение нагрузки потребителей электрической энергии;*
- *форсирование возбуждения генераторов;*
- *деление энергосистемы на несинхронно работающие части;*
- *автоматическая загрузка генераторов;*
- *электрическое торможение;*
- *изменение топологии электрической сети;*
- *изменение режимов работы и эксплуатационного состояния управляемых элементов электрической сети.*

5.2.4.1 Управление агрегатом и выбор функций централизованного управления

Число функций управления АСУ ТП ГЭС должно быть согласовано с функциями внешних систем управления. Число и тип функций управления ГЭС, доступных для внешнего управления, зависят от основных принципов управления энергосистемой, соглашений между ними и количества электростан-

ций, доступных внешнему управлению. Функции управления агрегатами и станциями, которые могут выполняться внешними системами управления, перечислены в 5.2.3.1 и 5.2.3.3—5.2.3.5.

5.2.4.2 Управление распределительным устройством, водосливом и вспомогательным оборудованием

Функции, доступные для внешнего управления, аналогичны перечисленным в 5.2.3.2.

5.2.4.3 Автоматическое управление генерацией

Автоматическое управление генерацией осуществляется в едином региональном центре управления и позволяет регулировать мощность выбранных генераторов или электростанции в реальном времени. Заданные значения мощности периодически устанавливаются системой для исправления зоны ошибки регулирования и других ограничивающих условий.

Распределение зон ошибки регулирования осуществляется на основе: прямого перетока, плановых значений генерации энергии; выдачи мощности электростанции; отклонения времени; отклонения частоты энергосистемы. Количество зон ошибки регулирования, установленных для каждой электростанции, зависит от уровня участия ее в их исправлении. Участие электростанции в свою очередь зависит от участия электростанции в системном графике нагрузки, маневренности, запасов воды, ограничения по скорости набора нагрузки электростанции и уровня напорного бассейна (водохранилища) и повышения уровня нижнего бьефа.

Количество, тип данных и частота их обновления должны быть установлены на этапе проектирования АСУ ТП ГЭС.

Распределение неплановой мощности для электростанции не должно нарушать ограничений по защите окружающей среды или безопасности оборудования. Однако, в случае недостаточности на ГЭС мощности для балансирования неплановой нагрузки ее придется передавать другим электростанциям, находящимся в зоне регионального центра управления. Такое перераспределение приводит к необходимости пересмотра плана генерации энергии и использования водных ресурсов.

Заданная мощность передается электростанциям как плановая мощность электростанции или плановая мощность отдельного агрегата.

5.2.4.4 Ремонтные схемы

Ремонтные схемы обычно задаются и контролируются внешними центрами управления. Типичные схемы включают следующее:

а) автоматический сброс нагрузки генераторов при изменении конфигурации электрической схемы (для обеспечения динамической устойчивости);

б) автоматический сброс нагрузки генераторов для регулирования частоты;

в) кратковременную поддержку напряжения для динамической устойчивости;

г) применение тормозного резистора для динамической устойчивости;

д) уменьшение мощности нагрузки для регулирования частоты.

Команды будут передаваться от центра управления на электростанцию. Обновление и время отклика системы управления ГЭС являются критическими и должны быть подробно рассмотрены при разработке ремонтных схем.

5.2.4.5 Целостность данных

Надежные данные о режиме ГЭС очень важны для системных действий. Ошибка в данных одной станции будет сказываться на действиях оператора системы до тех пор, пока проблема не будет определена и устранена с помощью ручной коррекции данных или путем введения альтернативного источника данных.

При проектировании АСУ ТП ГЭС должны оцениваться требования надежности информации и последствия ошибок для местных и внешней систем управления. АСУ ТП ГЭС должна быть отстранена от сбоев, которые влияют на режим работы станции и энергосистемы.

5.3 Возможности сбора данных

АСУ ТП ГЭС должна собирать и обрабатывать данные о режиме и состоянии ГЭС.

Данные могут запрашиваться непосредственно с локальных устройств, таких, как преобразователи и датчики, или с систем сбора данных нижележащих уровней управления. Эти данные могут отображаться персоналу, использоваться в логической схеме управления, передаваться на более высокий уровень управления или сохраняться и документироваться.

Информационный обмен между компонентами АСУ ТП должен быть организован на основе следующих принципов:

- централизация управления — формирование команд управления установкой или технологическим объектом допускается только средствами его локальной системы автоматического управления или местной автоматики, либо с верхних уровней управления;

- приоритетность управления — при осуществлении ручного местного или дистанционного централизованного управления высший приоритет должны иметь команды местного управления, низший приоритет — команды верхнего (станционного) уровня АСУ ТП;

- организация горизонтального обмена данными — ввод в локальные системы автоматического управления (агрегатного уровня) значений технологических параметров, сигнализации и блокировок, используемых в алгоритмах автоматического управления, должен осуществляться непосредственно из программно-технических комплексов смежных систем автоматического управления и информационно-измерительных систем, без предварительной передачи на верхний уровень АСУ ТП.

5.3.1 Сбор и обработка аналоговых сигналов

Аналоговые сигналы обычно собираются и обрабатываются с постоянной величиной интервала времени. Некоторые параметры, такие, как, например, температура подшипника, гидравлическое давление или вибрация могут измеряться более часто, чем параметры, которые не изменяются быстро (например, уровень воды).

К методам сбора аналоговых сигналов относятся:

а) периодический сбор данных с постоянным интервалом времени;

б) измерение по отклонению. При малом изменении контролируемого параметра запоминается только его начальное и конечное значение. Промежуточные значения не фиксируются. При выходе параметра за допустимый интервал (зона нечувствительности) все значения измеряются и фиксируются с максимальной частотой;

в) измерение по наступлению события. Процесс измерения запускается наступлением заданного события. Данные собираются с наименьшим допустимым интервалом времени от точки начала измерения до точки окончания. Появление нового события вызывает перезапись данных предыдущего измерения.

При сборе и обработке аналоговых сигналов в АСУ ТП ГЭС должны обеспечиваться:

- периодический опрос датчиков аналоговых сигналов с требуемой частотой опроса;

- проверка достоверности полученной информации;

- сглаживание измеренных значений в соответствии с требованиями технологических подсистем;

- формирование массивов достоверной аналоговой технологической информации;

- формирование инициативных сигналов при выходе измеряемых параметров за граничные значения.

Контроль достоверности аналоговой информации может 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;

- эталонным датчикам (периодический опрос).

По результатам контроля должен формироваться обобщенный признак достоверности. Должна быть предусмотрена возможность оперативного исключения из обработки сигналов от неисправных датчиков.

Контроль отклонения сигналов за допустимые значения выполняется для достоверных сигналов с циклом ввода аналоговых сигналов. Для каждого сигнала должна предусматриваться возможность задания до четырех уровней допустимости (уставок). Значения аналоговых параметров, для которых существуют уставки, должны контролироваться на выходе из области допустимых значений и возвращении в нее.

5.3.2 Сбор и обработка дискретных сигналов

Большинство автоматизированных систем предлагают регистрацию последовательности дискретных событий (вкл./выкл.). АСУ ТП должна давать отметку времени с достаточным разрешением, чтобы иметь возможность анализировать состояние и поведение оборудования и быстропротекающих процессов.

Дискретные события, точки тревоги и изменения состояния являются временными признаками и сохраняются в базе данных для будущего анализа. Примерами дискретных состояний являются:

а) точки событий, таких как срабатывание реле, выключение агрегата или иные действия оператора;

б) точки тревоги, такие как низкое давление, высокая температура;

в) точки состояния, такие как позиция прерывателя, позиция контрольного выключателя.

Дискретные сигналы разделяются 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.

Сбор инициативных дискретных сигналов производится по прерыванию, а их обработка — по специальной программе. При появлении любого достоверного инициативного сигнала он фиксируется с меткой времени.

Дискретными цепями постоянного тока должны быть выполнены:

- цепи сигнализации;

- цепи блокировки и управления.

5.3.3 Обнаружение пожара, пожаротушение и обеспечение безопасности людей

Современная модель и основные принципы управления ГЭС уделяют повышенное внимание к своевременному обнаружению пожара. АСУ ТП ГЭС может осуществлять текущий контроль параметров, позволяющих обнаружить пожар, имеет возможность запрашивать данные об обнаружении пожара, фильтровать их при помощи программного обеспечения и предоставлять персоналу станции обоснованный план действий.

Действия по управлению пожарной безопасностью, например, такие как автоматическое закрывание дверей и выключение вентиляторов, могут быть запущены АСУ ТП. Поскольку пожарные инструкции изменяются и могут требовать отдельного (противопожарного) управления, действующие правила противопожарной безопасности должны быть проверены прежде, чем они будут включены в состав АСУ ТП ГЭС.

Пожарная безопасность объекта обеспечивается системами предотвращения пожара и противопожарной защиты.

Система пожарной безопасности выполняет следующие задачи:

- предотвращение возникновения пожара;

- обеспечение пожарной безопасности людей и материальных ценностей.

Противопожарная защита достигается применением следующих способов:

- применением средств пожаротушения и соответствующих видов пожарной техники;

- применением автоматических установок пожарной сигнализации и пожаротушения;

- организацией своевременного оповещения и эвакуации людей.

Сигналы о пожаре, срабатывании и состоянии установки в дежурном режиме передаются в помещения центрального пульта управления (ЦПУ) ГЭС. В помещение ЦПУ выводится сигнал «Пожар» с расшифровкой по секциям.

Для пуска автоматических устройств пожаротушения главных генераторов используются выходные сигналы электрической защиты (дифференциальных защит обмотки статора) и сигнал от автоматических пожарных извещателей, устанавливаемых в «бочке» генератора.

Пуск пожаротушения трансформаторов осуществляется от обобщенного сигнала выходных реле защит трансформатора (газовая и дифференциальная защиты).

Для обнаружения пожара в помещениях должна быть предусмотрена установка специальных пожарных извещателей: дымовых, тепловых и пламени.

Система оповещения и управление эвакуацией людей при пожаре должна соответствовать требованиям СП 3.13130.2009.

5.3.4 Данные о безопасности электростанции

Безопасность электростанции становится все более важной для собственников, старающихся минимизировать вандализм, несанкционированное проникновение людей и воздействие природных событий, которые могут подвергать риску безопасность людей и нормальную работу предприятия. Информация о безопасности, представленная на центральном щите АСУ ТП, упрощает и делает безопаснее для персонала станции систему защиты.

Под безопасностью электростанции понимается безопасность работы людей, оборудования и сооружений.

Информация о безопасном состоянии оборудования, сооружений и технологических процессов собирается от всех контролируемых и управляемых объектов ГЭС автоматически или иными способами. Полученная информация должна быть внесена в соответствующие разделы баз данных АСУ ТП ГЭС и отчеты о безопасности функционирования ГЭС за отчетный интервал времени.

Для станций, работающих без оперативного персонала, информация должна включать в себя цифровую, аналоговую, аудио-визуальную информацию о ГЭС и окружающей ее территории с целью предотвращения возможных природных, техногенных или террористических факторов, влияющих на безопасность сооружений, оборудования или на объекты, расположенные вблизи ГЭС.

Информация должна позволять определять факт, причину, процесс аварийной работы ГЭС, оценить возможные последствия возникновения аварии и пути ее локализации и ликвидации.

5.4 Сигнализация и диагностика

Сбор большого объема информации о состоянии станции и сигналов тревоги не является полезным, когда эта информация не может быть обработана соответствующим образом. Возможности АСУ ТП должны быть использованы для сортировки, отбора и отображения информации.

Экспертные системы (программы, основанные на использовании знаний) могут фильтровать информацию для оператора и интерпретировать степень тревоги события, которое может произойти. *Экспертная система может помочь персоналу в определении места возникновения нештатной ситуации и помочь найти пути решения проблемы.*

Отображение всего потока измеряемой информации оперативному персоналу станции не нужно, так как создает информационную перегрузку персонала. АСУ ТП должна обладать средствами отбора, сортировки, классификации, ранжирования и обобщения информации. Оперативный персонал должен получать информацию после обработки, которая может производиться в том числе экспертными системами предварительной обработки информации.

5.5 Отчетная информация

Необработанные данные, собранные АСУ ТП, являются необходимыми для отчетной информации. Базы данных и системы подготовки документации являются мощным инструментом повышения эффективности управления ГЭС. Многозадачный режим АСУ ТП позволяет обрабатывать отчетную информацию во время выполнения задач управления в реальном времени и текущих контрольных функций.

Возможности документации включают следующее:

а) регистрация последовательности событий. События фиксируются с точностью до миллисекунды для анализа аварийных ситуаций и других событий, протекающих с высокой скоростью;

б) автоматизированная регистрация событий (оператора). Электрические и механические параметры автоматически регистрируются на каждый час *(полчаса)*, за *смену,* сутки, неделю, *месяц*;

в) регистрация статистических данных. Важные данные записываются так, чтобы их анализ проходил в приоритетном режиме. Статистические данные используются для формирования решающих правил, например, для совершенствования алгоритма оптимизации режима ГЭС в энергосистеме;

г) отчет о тенденциях. Данные записываются для определения развития ситуаций и планирования технического обслуживания и ремонта. Также эти данные могут быть использованы в системе планирования и оперативного управления.

АСУ ТП верхнего (станционного) уровня обеспечивает хранение, накопление, обработку, документирование информации и обмен данными с уровнями внешнего управления.

Формируемая база данных о текущем режиме ГЭС позволяет подготовить большой объем информации для использования при планировании и управлении режимами на высших по отношению к ГЭС уровнях управления.

Для использования при планировании на верхний уровень передаются оперативные данные, а также отчетная документация.

Состав и вид отчетных документов определяется действующими стандартами и регламентами. В обязательном порядке в состав отчетной документации должны входить данные о:

- безопасности ГЭС, случаях возникновения аварийных режимов с указанием времени его начала, хронографии и последствиях, включая человеческие жертвы, и другой информации, необходимой для анализа причин возникновения аварийного режима и оценки правильности действий персонала ГЭС;

- состоянии оборудования и сооружений, режимные параметры за каждый отчетной (часовой или получасовой) интервал времени в рамках сменных и суточных ведомостей;

- выполнении планового режима, которые позволят оценить качество планирования и эффективность оптимизации режима ГЭС при планировании режима энергосистемы;

- состоянии оборудования и сооружений, необходимые для оценки тенденций сохранения их работоспособности и уточнения графика проведения ремонтных работ.

5.6 Интерфейс управления техническим обслуживанием

Данные, собранные АСУ ТП, могут использоваться для работы более сложной системы управления ГЭС в целом. Автоматизированная система управления предприятием, управляющая деятельностью станции на основе данных контроля или прогноза состояния, нуждается в текущей информации о состоянии оборудования электростанции. *Более подробно автоматизированные системы управления предприятием рассматриваются в других нормативных документах.*

5.7 Архивирование и восстановление данных

Архивирование и восстановление данных о работе ГЭС являются очень важными. Полные, точные, хорошо организованные данные по уровню воды и притоку, по выработке электроэнергии требуются для целей управления станцией и целей сохранения окружающей среды.

Восстанавливать утерянную информацию трудно и дорого. АСУ ТП может собирать, сопоставлять, хранить и обрабатывать данные без дополнительных затрат. Для проектирования систем долгосрочного хранения данных необходимо определить цель их использования, ожидаемое количество данных, формат и способ хранения.

Программное обеспечение и данные должны сохраняться при авариях, сбоях и отказах оборудования, в том числе при потере электроснабжения.

Прерывание связи локальных САУ со станционной базой данных на время до 24 часов не должно приводить к полной или частичной потере текущей аналоговой и цифровой информации и сигнализации. На время потери связи данные должны сохраняться в оперативной базе данных локальной САУ, организованной по принципу, например, кольцевого архива. Восстановление связи должно автоматически приводить к передаче сохраненной информации в общесистемный архив.

Перечень учитываемых аварий, сбоев и отказов оборудования должен быть уточнен на стадии проектирования локальных САУ АСУ ТП.

5.8 Планирование и прогнозирование режима

Автоматически собранные гидрометеорологические данные могут использоваться для планирования и прогнозирования. Такая информация, как данные погоды и стока рек могут использоваться для краткосрочных и долгосрочных прогнозов режима работы энергосистемы.

Собранные автоматикой гидрометеорологические данные могут использоваться для анализа и прогноза режима ГЭС. Информация о погоде может использоваться для долговременного прогнозирования выработки энергии, располагаемой и рабочей мощности ГЭС на основе:

- информации о времени нахождения ГА и другого оборудования в работе и ремонте, в том числе в соответствии с плановым графиков отключений оборудования;

- данных о технологических и оперативных ограничениях режима работы ГА, а также измерений напора;

- фактических значений располагаемой и рабочей мощности за заданный период времени, в том числе перспективный, на основе плановых графиков отключений;

- формирования на основе расчета за отчетный период сводной ведомости расчетной и располагаемой мощности.

Персоналу должна быть доступна возможность формирования сводной ведомости по запросу в любой момент времени за ретроспективный период любой длительности и перспективный период длительностью до одного года.

5.9 Доступ к данным

Персонал ГЭС имеет прямой доступ к данным АСУ ТП *в соответствии с утвержденным правом доступа к информации*. Право доступа предназначено защитить целостность и данные АСУ ТП.

Проектными решениями по построению АСУ ТП должны быть предусмотрены меры по недопущению несанкционированного доступа к информации системы с целью ее искажения, уничтожения либо использования.

Защита информации в АСУ ТП от несанкционированного доступа должна обеспечиваться комплексом программно-технических средств и организационных мер, включая:

- идентификацию и проверку подлинности субъектов доступа при входе в систему;

- регистрацию событий входа/выхода субъектов доступа в систему/из системы с меткой времени, учетной записью, под которой осуществлялась попытка входа, результатом попытки;

- регистрацию событий программного останова, загрузки и инициализации операционной системы узлов АСУ ТП с меткой времени;

- физическую охрану устройств и носителей информации, контроль доступа в серверные АСУ ТП и хранилище носителей информации;

- периодическое тестирование функций системы защиты от несанкционированного доступа с помощью тестовых программ, имитирующих попытки такого доступа.

Технические меры должны предусматривать размещение технических средств АСУ ТП в помещениях, защищенных от доступа лиц, не имеющих допуска к работе с ПТК.

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.

Защита должна обеспечиваться на всех технологических этапах обработки информации и во всех режимах функционирования, в том числе при проведении ремонтных и регламентных работ.

Необходимость использования внешних электронных носителей информации в ПТК АСУ ТП должна быть минимизирована.

Защита информации от несанкционированного доступа должна обеспечиваться в соответствии с ГОСТ Р 50739 и руководящим документом [1].

5.10 Требования к квалификации и обучение персонала

АСУ ТП ГЭС предполагает работу с подготовленным персоналом станции. Так как АСУ ТП позволяет моделировать аварийные режимы, система может улучшить действия персонала в условиях реальной чрезвычайной ситуации. Управление нормальным режимом станции на основе данных о текущем состоянии, взаимодействие с персоналом других подразделений и служб внешнего управления могут быть изучены во время практики/обучения персонала *с использованием* средств АСУ ТП.

Допуск персонала к эксплуатации программных и технических средств должен производиться после проведения обучения в сертифицированном производителем оборудованном учебном центре.

В объеме курса обучения эксплуатационного персонала должно быть предусмотрено:

- базовое обучение;

- обучение при производстве монтажных и наладочных работ.

Базовое обучение персонала должно проводиться в период, предшествующий началу монтажных работ.

Предметом обучения должно являться изучение технических характеристик компонентов АСУ ТП, методов их проверки и диагностики, обслуживания, наладки и программирования, компоновки технических средств в соответствии с проектной документацией, архитектуры и организации взаимодействия компонентов АСУ ТП, методов управления режимами ГЭС и состоянием оборудования и сооружений с использованием средств АСУ ТП.

Обучение при производстве монтажных и наладочных работ должно включать практическую проверку знаний, полученных в ходе базового обучения.

Обучение оперативного персонала должно предусматривать базовое профессиональное обучение.

5.11 Типичные параметры управления

В таблице 2 приведены примеры типичных параметров ввода и вывода, необходимых для выполнения функций управления. Этот список не является завершенным или всесторонним, он просто иллюстрирует некоторые ситуации, которые следует предусмотреть при проектировании АСУ ТП.

Таблица 2 — Типичные параметры, необходимые для выполнения автоматизированного управления

Управляющее воздействие	Входные данные	Выводы
Пуск/остановка агрегата	Ограничитель открытия Открытие направляющего аппарата Состояние выключателя Гидравлика регулятора Скорость агрегата Защитные реле агрегата Напряжение генератора	Снятие с тормоза Открытие направляющего аппарата Клапан охлаждающей воды Задающий генератор Цепь (схема) пуска Выключение/отключение выключателя

Окончание таблицы 2

Управляющее воздействие	Входные данные	Выводы
Синхронизация агрегата	Скорость вращения агрегата Открытие направляющего аппарата Состояние выключателя Напряжение генератора Напряжение на шинах	Выбор выключателя Отключение выключателя Выбор агрегата Регулятор частоты вращения Регулятор напряжения
Ведение нормального режима(автоматическое управление генерацией)	Состояние агрегата Активная и реактивная мощность Защита агрегата Заданное значение (контрольная точка)	Выбор агрегата Регулятор частоты вращения
Перевод в режим синхронного компенсатора	Отжатие воды из отсасывающей трубы Активная и реактивная мощность	Регулятор частоты вращения Намагничивание Отжатие воды из отсасывающей трубы Выбор агрегата
Оптимизация турбины	Водозабор Угол поворота лопастей турбины Открытие направляющего аппарата Активная и реактивная мощность Расход	Открытие затвора верхнего бьефа Регулирование мощности ГА Распределение мощности между ГА
Управление сороудерживающей решеткой	Перепад уровня (относительное давление)	Система очистки сороудерживающей решетки Регулятор частоты вращения Открытие направляющего аппарата
Запуск из остановленного состояния («Черный» старт)	Реле защиты Напряжение на шинах Состояние генератора Состояние выключателя Напряжение генератора Удельная мощность	Запуск генератора Синхронизация агрегата Отключение выключателя Регулятор частоты вращения Регулятор напряжения Выбор агрегата Выбор выключателя
Управление базисной нагрузкой	Состояние агрегата Активная и реактивная мощность Открытие направляющего аппарата Ограничение открытия Заданное значение (контрольная точка)	Регулятор частоты вращения Открытие затвора Выбор агрегата
Управление напряжением	Состояние агрегата Состояние выключателя Активная и реактивная мощность Напряжение на шинах Заданное значение (контрольная точка) Напряжение генератора	Регулятор напряжения Выбор агрегата
Схемы устранения неисправностей	Инициирование сервиса удаленного доступа Выбор генератора Состояние выключателя Состояние агрегата Системная частота	Отключение выключателя Выбор выключателя

6 Архитектура системы, коммуникации и базы данных

6.1 Общие положения

Архитектура системы определяет расположение и взаимосвязи компонентов АСУ ТП ГЭС, включая интерфейсы связи с оперативным персоналом.

Архитектура АСУ ТП описывает аппаратные и программные компоненты, конфигурацию сети, производительность, надежность и ремонтопригодности системы.

Производительность, надежность и ремонтопригодность системы рассматриваются в других пунктах настоящего стандарта. Эти аспекты зависят от архитектуры системы. Архитектура системы для ГЭС должна учитывать такие факторы, как количество, параметры и типы турбин и генераторов; работа в генераторном или в генераторном и насосном режимах (для ГАЭС); вспомогательное оборудование станции; работа с или без оперативного персонала.

Широкий выбор аппаратных, сетевых компонентов, программного обеспечения, баз данных позволяют выбрать экономичную архитектуру АСУ ТП, удовлетворяющую цели автоматизации станции.

Архитектура открытых систем обладает такими преимуществами, как возможность расширения без полного перепроектирования системы, использования новых технологий и технологических элементов, устойчивость к преждевременному моральному и физическому старению.

6.2 Классификация систем

6.2.1 Краткий обзор

Достижения в области компьютерных технологий предоставляют широкий выбор различных архитектур АСУ ТП ГЭС. В настоящем стандарте не рассматриваются все возможные конфигурации автоматизированных систем управления. Рассматриваются только современные или проектируемые для применения в ближайшем будущем АСУ ТП ГЭС.

6.2.2 Классификация архитектур АСУ ТП ГЭС

Есть два основных типа системных архитектур, используемых в АСУ ТП ГЭС.

Первый предполагает использование собственных (уникальных) аппаратных средств и программного обеспечения, протоколов обмена и сети передачи данных. Такие системы принято называть замкнутыми.

Второй ориентирован на использование совместимых аппаратных и программных средств, протоколов обмена и сетей передачи данных и т. д. Такие системы называют открытыми.

Примеры применения и основные компоненты двух основных классов системы показаны в таблице 3.

Таблица 3 — Классификации систем автоматического управления гидроэлектростанций

Типы систем	Примеры использования	Основные компоненты
Традиционное супервизорное управление	Система диспетчерского управления	Универсальные станции, непрограммируемые удаленные терминалы
Закрытые	Автономные системы (состоящие из локальных однофункциональных контроллеров)	Уникальные контроллеры, уникальные операторские станции
Открытые	Контроллеры управления ГЭС, крупномасштабные системы управления энергосистемами, системы сбора данных и диспетчерского управления (SCADA)	Программируемые контроллеры в коммуникационной сети, сетевые персональные компьютеры или рабочие станции, программируемые средства дистанционного управления

6.2.3 Функциональное и территориальное распределение

Функциональное и территориальное распределение является одной из характеристик АСУ ТП. Территориальное распределение описывает физическое размещение оборудования АСУ ТП. Функциональное распределение показывает использование устройств для решения задач управления технологическими элементами ГЭС (агрегатом, распределительным устройством и т. д.).

6.3 Характеристики структуры системы

6.3.1 Общие положения

Характеристики архитектуры систем автоматизации ГЭС требуют базового понимания структуры передачи данных (и связанных с ними стандартов), которые обеспечивают связь между компьютерами. Коммуникационная сеть обеспечивает связь вычислительных ресурсов так, чтобы информация была передана туда, где она необходима. Хотя физически схема связи компьютеров зависит от конкретных

условий и приложений, которые организуют ее, компьютерная сеть может быть представлена так, как показано на рисунке 1.

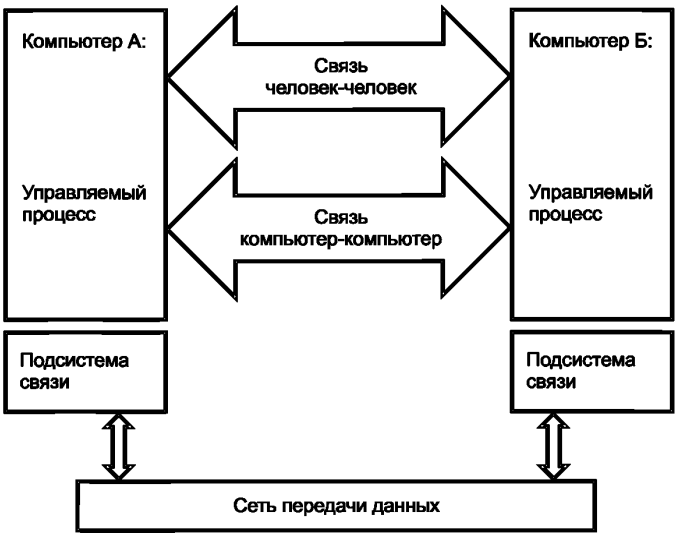


Рисунок 1 — Компьютерная коммутационная сеть

В основе любой сети компьютерной связи находится объект передачи данных.

В разных системах различаются управляемые процессы (разные языки описания, разные операционные системы и т. д.) и технические средства управления.

Для согласования описаний сетей ISO в сотрудничестве с Международным союзом электросвязи разработали стандарт взаимодействия открытых систем OSI в виде базовой эталонной модели.

Базовая эталонная семиуровневая абстрактная модель OSI стала важным шагом в развитии концепции современных сетей. Она популяризировала идею общей модели протоколов, расположенных на различных уровнях и определяющих взаимодействие между сетевыми устройствами и программами.

Примечания

1 Описание базовой эталонной модели приведено в ГОСТ 28906.

2 Серия [8] — семейство стандартов для двух нижних уровней – физического и канального — эталонной модели ISO OSI. Эти стандарты описывают связь между уровнями и их связь с эталонной моделью OSI.

6.3.2 Стандарты открытых систем

Стандарты взаимосвязанности оборудования применяются к системной коммуникационной плате и периферийным устройствам.

Существуют стандарты подключения периферийных устройств связи с параллельным и последовательным интерфейсом. Примером параллельного соединения является интерфейс малых компьютерных сетей (Small Computer System Interface — SCSI), примером последовательного интерфейса — серии стандартов RS232, RS422 и RS485.

Американский институт энергетических исследований (Power Research Institute — EPRI) применил эталонную модель OSI к электрическим системам и назвал ее архитектурой инженерных коммуникаций (Utility Communications Architecture — UCA). UCA устанавливает стандарт для каждого слоя эталонной модели OSI, что требуется для соглашений о применении Спецификации производственных сообщений (Manufacturing Message Specification — MMS), которая используется в UCA для управления и сбора данных.

6.3.3 Организация коммуникаций в сети

6.3.3.1 Общие положения

Разработка устройств автоматики АСУ ТП ГЭС требует использования описаний на более высоком уровне OSI — коммуникационном.

6.3.3.2 Коммуникации и электрическая сеть

Наиболее важными принципами для успешного функционирования сети передачи данных АСУ ТП ГЭС являются следующие:

- каналы связи: элементы системы должны связываться последовательными поразрядными линиями связи;

- соответствие отраслевым стандартам: сеть передачи данных должна соответствовать формальным и неформальным (фактическим — «де-факто») отраслевым стандартам, чтобы включать широкий набор совместимого оборудования, и гарантировать достаточный срок его службы;

- коэффициент готовности: сеть передачи данных должна быть спроектирована для обеспечения максимального коэффициента готовности. Для этого сеть должна обладать высокой отказоустойчивостью и, возможно, функциональной и аппаратной избыточностью;

- корректная работа: сеть передачи данных должна, как минимум, использовать методы обнаружения ошибок, чтобы предотвратить получение и использование искаженных данных. Обнаружение ошибок без исправления подразумевает исключение данных из цикла управления или запрос о повторной передаче данных;

- скорость передачи: проект системы должен предусматривать количество и тип передаваемых данных, а также ограничения на время передачи со стороны, например, чувствительных алгоритмов управления. Временные ограничения включают рассмотрение худших случаев работы системы передачи данных, таких как полное обновление базы данных станции в период максимальной загрузки системы управления, выход из строя оборудования, нарушение электроснабжения, или сочетание этих событий;

- экологические требования: управляющая система должна нормально работать в окружающей операционной среде. Оборудование может подвергаться воздействию электромагнитных помех, радиочастотных помех, а также воздействию температуры и влажности. Сети передачи данных с физически длинными каналами могут иметь наведенный потенциал между терминалами сети в аварийных условиях;

- работа сети передачи данных: есть несколько протоколов управления сетью передачи данных, которые рассматриваются при проектировании. Каждый имеет преимущества и недостатки, которые сравниваются и оцениваются по объему передачи данных, необходимому быстродействию, и выполнению простых операций;

- передача данных на большие расстояния: проект длинных линий передачи данных должен определять тип и объем передаваемых данных и располагаемые технические средства связи. При этом должны соблюдаться отраслевые стандарты, позволяющие обеспечить совместимость оборудования.

6.3.3.3 Функции передачи данных

6.3.3.3.1 Проверка и управление

Мониторинг оборудования. В цифровой системе управления данные от контролируемого оборудования по линии связи (или линиям связи) передаются в узлы контроля в одной из двух форм: дискретные данные, такие как сигналы тревоги и / или иных событий, положения выключателей или текущие данные о состоянии оборудования и аналоговые данные.

Дискретные данные передают информацию о состоянии оборудования в управляющие программы, программы интерфейса оператора и используются для записи последовательности событий. Дискретные данные могут включать информацию о положении датчиков, изменения состояния трансформатора и замыкание контактов или импульсный вход с измерительных приборов.

Аналоговые данные представляют собой измерения параметров процессов, которые преобразовываются в цифровую (дискретную) форму, хронометрируются (сопровождаются данными о времени измерения) и передаются для хранения в соответствующие базы данных. Аналоговые данные используются для проверки допустимости параметров состояния или режима оборудования и, в случае выхода параметра за пределы допустимых значений, для формирования сигналов аварийной и предупредительной сигнализации.

Управление (контроллинг). В цифровых управляющих системах управляющие воздействия могут генерироваться прикладными программами средств местного управления (вблизи контролируемого процесса или объекта) или средствами централизованного управления. Сеть передачи данных не используется, если контрольные действия инициируются средствами местного управления. Если управляющее воздействие инициируется оператором или средствами централизованного управления, сеть передачи данных используется.

Примерами управляющих воздействий являются команды на пуск и остановку агрегата, отключение выключателей, открытие или закрытие затворов водосливной плотины и т. д.; управляющее воз-

действие передается через интерфейс оператора или генерируется средствами централизованного управления со станционного уровня иерархии управления.

6.3.3.3.2 Конфигурация и инициализация узла управления

Прикладные программы узлов АСУ ТП могут задаваться как программно, так и аппаратно (в виде прошивки). Программы могут использовать пропорциональный, интегральный, изодромный (пропорционально-интегрально-дифференциальный) и другие алгоритмы регулирования.

Конфигурация программного обеспечения, или параметры регулирования, должны быть недоступны для несанкционированного изменения. Изменение программного обеспечения может осуществляться только с разрешения ответственного за это руководителя. Все изменения и другие вмешательства должны документироваться.

6.3.3.4 Требования к обмену данными управления

6.3.3.4.1 Общие положения

Требования к обмену данными управления включают: временные ограничения; надежность; безопасность; прозрачность сети передачи данных; диагностику и техническое обслуживание. Следующие положения относятся главным образом к распространенным типам систем управления с узлами, связанными друг с другом одной или несколькими связями. Оно применимо к замкнутым системам, поскольку эти системы используют сети передачи данных с различными элементами.

6.3.3.4.2 Реакции связи времени

6.3.3.4.2.1 Готовность к обработке данных

Данные от каждого процессного входа, аналоговые или дискретные, должны быть мгновенно доступны запрашиваемой прикладной программе. На практике неизбежны задержки между временем появления данных на терминале ввода и временем, когда они появляются в базе данных с объекта управления.

6.3.3.4.2.2 Задержки передачи данных

Для дискретных данных первая задержка времени связана с их вводом и передачей в базу данных ближайшего к управляемому процессу (локальный узел) узла системы. Для аналоговых данных первая задержка связана с фильтрацией и аналого-цифровым преобразованием. Для отдельных дискретных входных сигналов процесс считывания является первым, и обычно наименее важным (кроме фильтра вибрации контактов) источником задержки. Если локальный узел выполняет управление замкнутым контуром, другие задержки передачи данных становятся менее важными, или менее критическими для процесса управления.

Другие задержки происходят при обмене данными между локальным узлом и любым другим узлом, использующим эти данные. Эти задержки включают время форматирования данных для использования системой связи, время ожидания данных для передачи и время (для локального узла) выполнения системой передачи данных, передачи протокола и собственно данных.

Происходят также задержки при передаче данных внешней системе управления. Протокол связи с внешними системами может вызвать задержки непредсказуемой продолжительности.

6.3.3.4.2.3 Выполнение управляющей команды

Безопасность устройства требует безошибочной передачи управляющих воздействий. Отклонение сомнительной команды лучше, чем выполнение ошибочной команды. Для повышения безопасности используются сложные коды обнаружения ошибок и автоматическая повторная проверка подтверждения обоснованности команды.

Если повторная проверка используется перед выполнением команды, время передачи управляющей команды удваивается. Время передачи может быть непредсказуемым, если принимающий узел одновременно передает данные. Если управляющая команда требует контроля повторной проверкой, возникают новые задержки.

6.3.3.4.2.4 Полное время задержки системы управления

Реакция электростанции на внешние управляющие команды, такие как команды системы автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ), требует учета количества и типа данных с объекта управления, которые используются внешней управляющей системой для определения его потребности в управлении. Задержка передачи данных к сторонним системам от базы данных электростанции есть сумма всех задержек получения данных от локальных узлов до узла базы данных электростанции.

6.3.3.4.3 Надежность

Надежность системы передачи данных — широкое понятие, охватывающее надежность и работоспособность аппаратуры, обнаружение и исправление ошибок передачи данных и надежность программного обеспечения. Для критически важных систем используются резервированные системы передачи данных и/или другие отказоустойчивые сети. Отказоустойчивые сети передачи данных должны быть разработаны так, чтобы авария какого-либо одного элемента сети передачи данных не стала причиной выхода всей сети из строя. Аппаратное обеспечение должно иметь высокий коэффициент готовности и быть способным быстро восстанавливаться и возвращаться к работе после сбоя.

Искажение данных из-за помех или других влияний передающей среды должно быть обнаружено и исправлено, или эти данные должны быть быстро переданы заново. Множественные ошибки увеличивают время передачи данных и приводят к неадекватной работе сети передачи данных.

6.3.4 Безопасность

Обеспечение безопасной работы сети передачи данных требует надежности ее работы и способности самостоятельно обнаруживать ошибки. Сети различной топологии (см. 6.4.2) имеют достоинства и недостатки в смысле безопасности их работы. Существуют методы обеспечения надежности передачи данных независимо от типа используемой топологии сети. Сбой какого-либо специфического звена передачи данных не должен вызывать нарушение работы всей сети. Система должна быть способна автоматически менять конфигурацию, переналаживать себя и продолжать передачу данных с использованием действующих компонентов. Критические данные, которые требуются для обеспечения безопасности станции (например, о состоянии затворов водосливной плотины и т. д.) должны иметь приоритет в схемах реконфигурации.

6.3.4.1 Прозрачность сети передачи данных

Работа сети передачи данных должна быть прозрачной для оперативного персонала станции и для внешних терминалов. Все функции передачи данных, включая обнаружение и исправление ошибок, форматирование и подготовку к передаче данных узлам управляющей системы, должны быть выполнены оборудованием сети без участия управляющей системы.

6.3.4.2 Диагностика

Сеть передачи данных должна включать диагностическое программное обеспечение для проверки функций линий, работающих автономно и интерактивно. Проверка интерактивных функций включает в себя проверку производительности сети передачи данных и опасные по величине ошибки каналы связи. Проверка автономных функций должна включать в себя проверку каждого элемента аппаратного обеспечения системы, проверку среды передачи данных, обнаружение ошибок передачи данных и параметры их исправления.

6.3.4.3 Техническое обслуживание

Сеть передачи данных должна быть легкой для обслуживания, предпочтительно без прерывания функции передачи данных. Предпочтительны избыточные, полностью независимые сети передачи данных, обеспечивающие работоспособность АСУ ТП, даже если одна из сетей выйдет из строя. Сбой одного элемента не должен вызывать сбой всей системы. Аппаратная избыточность обеспечивает возможность ремонта ее компонентов, а также ее тестирование или проведение тренировки персонала.

6.4 Сети данных систем управления

6.4.1 Общие положения

Существует два класса сетей передачи данных, использующихся в АСУ ТП ГЭС. Это ЛВС, строящиеся на основе известных стандартов, например Ethernet, и сети, имеющие собственную (индивидуальную) топологию шины.

6.4.2 Топология ЛВС

6.4.2.1 Общие положения

Локальная сеть имеет несколько существенных отличий от обычной многоузловой сети передачи данных. По многоузловым каналам связи компьютер связывается с относительно простыми терминалами. Связью управляет компьютер, и передача данных происходит только между терминалом и компьютером при относительно небольшом быстродействии сети. Каждый прибор, соединенный со средой коммуникации, — интеллектуальная машина, и любой прибор, присоединенный к ЛВС, может общаться с любым другим прибором в сети с очень высокой скоростью. Рисунок 2 иллюстрирует физические различия между многоточечными каналами связи и локальными сетями.

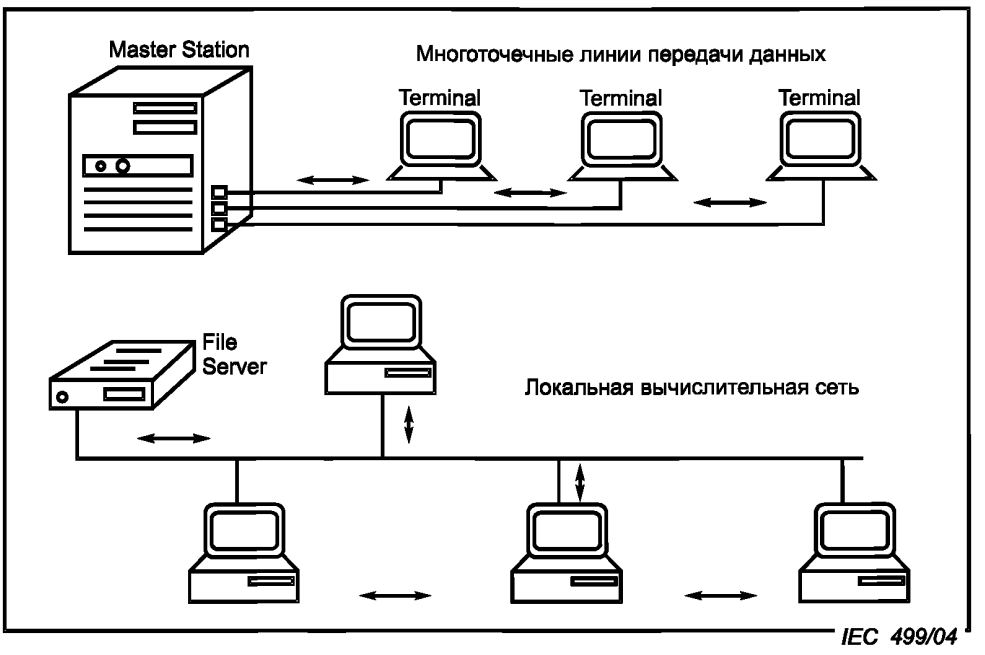


Рисунок 2 — Различие между многоточечными линиями передачи данных и локальной вычислительной сетью

6.4.2.2 Характеристики ЛВС

Взаимосвязь станций. В типичной ЛВС все станции являются равными: нет никакого различия между станциями первичными и подчиненными вторичными станциями.

Обмен сообщениями. ЛВС разрабатывается так, чтобы обмен данными между различными парами станций мог осуществляться в любое время, хотя на практике только единственное сообщение может быть послано в данный момент.

Скорость передачи данных. Скорость передачи данных очень высокая, измеряется в миллионах бит в секунду.

Расстояние. ЛВС должна поддерживать связь в ограниченной географической зоне, например в пределах диспетчерского пункта управления или станции.

Передающая среда. ЛВС использует обычно в качестве передающей среды частную, установленную пользователем сеть.

Расширяемость. ЛВС может быть частью глобальной сети. Это делает возможным связь в неограниченной географической зоне.

6.4.2.3 Классификация локальных сетей

Множество аппаратных и программных средств доступны для построения локальных сетей. Они строятся по общим принципам, но реализуются различными способами.

ЛВС классифицируются по следующим показателям:

- топология;
- передающая среда;
- методы передачи;
- протоколы.

6.4.2.4 Классификация топологии сети

6.4.2.4.1 Общие положения

Топология сети связана со способом, которым взаимодействуют станции. Наиболее важными топологиями являются кольцевая топология, звездообразная топология, шинная топология, описанные в 6.4.2.4.2—6.4.2.4.4.

6.4.2.4.2 Топология «звезда»

При топологии «звезда», как показано на рисунке 3, все станции связаны через центральную точку. Многоточечный канал связи, показанный на рисунке 2, является примером топологии «звезда».

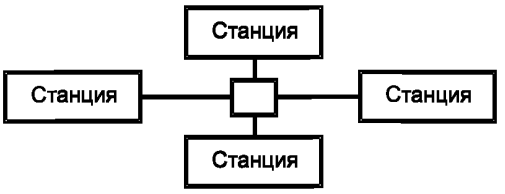


Рисунок 3 — Топология «звезда»

6.4.2.4.3 Топология «кольцо»

При кольцевой схеме (см. рисунок 4) каждая станция связана со следующей так, чтобы образовать замкнутый контур. Каждая станция имеет передатчик и приемник, и данные пересылаются в одном направлении по окружности. В систематической кольцевой конфигурации станции соединены по принципу «точка-к-точке» в каждом узле, действующем как повторитель. Расположение станций устраняет двунаправленную связь, так как передатчик одного узла связан с получателем следующего узла. Это свойство делает кольцевую топологию благоприятной для волоконно-оптической среды.

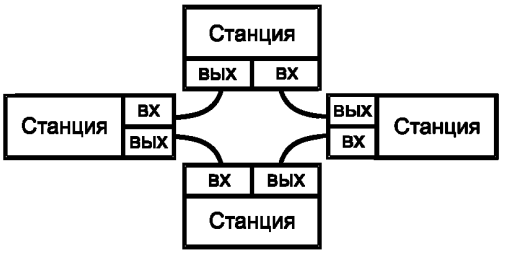


Рисунок 4 — Топология «кольцо»

6.4.2.4.4 Топология «шина»

При топологии «шина» (см. рисунок 5) все станции присоединены к одножильному кабелю. Стандартная сеть и сеть с тонким кабелем являются примерами топологии шины.

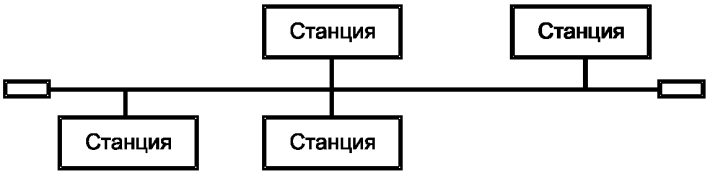


Рисунок 5 —Топология «шина»

6.4.2.4.5 Топологии, используемые в АСУ ТП ГЭС

Топологии, используемые в АСУ ТП ГЭС, обычно основаны на системах, составляющих собственность изготовителя (описание стандартов системной платы представлено в 6.3.2). Общие характеристики типичных систем, составляющих собственность, описаны в 6.4.2.6. Топология шины, кольцевая топология и звездообразная топология применяются в системах управления. Сравнение сетей передачи данных, используемых при создании АСУ ТП ГЭС, приведено в таблице 4.

Таблица 4 — Характеристики систем передачи данных АСУ ТП ГЭС

Традиционное диспетчерское управление	Центральный компьютер (главный), обменивающийся информацией с непрограммируемым дистанционным терминалом по проводу, стекловолокну, радио- или СВЧ-связи; выделенным каналам связи звездообразной топологии
Закрытая	Маломасштабные системы Собственные (патентованные) сети Собственные (патентованные) каналы связи
Открытая	Неограниченно-масштабные системы Открытая архитектура системы (сети серии [8])

6.4.2.4.6 Собственные (патентованные) шинные топологии

Некоторые поставщики цифровых систем управления оснащают их собственными (патентованными) каналами связи для изготавливаемых ими модулей оборудования. Они могут поставлять полные системы с устройствами ввода-вывода и регуляторами, контроллерами и иными устройствами управления, включенными в собственный (патентованный) сетевой канал связи. Большинство, однако, предоставляют стандартный шлюз для сопряжения собственных каналов связи с системами промышленного стандарта, таких как стандарты Международной организации по стандартизации и Международной электротехнической комиссии или другие протоколы, разработанные другими лицами или организациями.

Собственные сети передачи данных (и в некоторых случаях конструкции шины) используются в некоторых закрытых распределенных системах управления. Пользователи таких закрытых систем управления обычно не интересуются производительностью сети; так как поставщик гарантирует нормальную совместную работу всех устройств. Однако, если поставщик предлагает закрытую систему новой конструкции без каких-либо данных о ее производительности, пользователь должен убедиться, что сеть передачи данных имеет проектную мощность для выполнения проектных функций и получить от поставщика соответствующие гарантии.

Если закрытая система управления должна связываться с другими устройствами, установленными на станции, поставщик должен гарантировать, что его собственная сеть передачи данных имеет соответствующий интерфейс с этими устройствами или может быть подключена к ним через мост или шлюз. Для интерфейсных устройств скорость передачи данных должна быть согласована.

Протокол собственной сети передачи данных может позволять повторное использование существующих периферийных устройств (выносных терминалов) для частичной замены или расширения существующей системы управления. Более ранние системы почти всегда использовали собственные форматирование данных и протокол коммуникации. В таком случае использование шлюза между этими двумя системами весьма вероятно.

6.4.3 Физическая среда передачи данных

Сети рассмотренных топологий выполняются в виде неэкранированной витой пары, экранированной многожильной витой пары, коаксиального кабеля, двойного аксиального кабеля или волоконно-оптического кабеля. Выбор среды для АСУ ТП ГЭС зависит от характеристик изоляции, полосы пропускания, затухания сигнала, методов доступа, стоимости и помехоустойчивости.

Использование металлического установочного оборудования оказывает существенное влияние на помехоустойчивость каналов связи (например, использование кабельных поддонов, предназначенных только для кабелей цепи управления, значительно увеличивает невосприимчивость к помехам поврежденных контуров). В таблице 5 приведено сравнение некоторых критических параметров различных сред. Стоимость волоконно-оптического кабеля и оборудования понижается относительно других физических передающих сред. В целом хорошие характеристики оптоволокна, в совокупности с его изоляционными свойствами, делают оптоволокно наиболее пригодным для применения в АСУ ТП ГЭС.

Таблица 5 — Характеристики кабельных носителей

Тип кабеля	Помехоустойчивость	Скорость передачи	Зоны передачи
Экранированная, многожильная витая пара	Слабая	Самая маленькая	Короткая
Коаксиальный кабель, монополосный и широкополосный	Хорошая	Высокая	Длинная
Двухпроводный экранированный аксиальный кабель	Хорошая	Высшая	Длинная
Волоконно-оптический кабель	Лучшая	Наивысшая	Длинная

6.5 Базы данных и состав программного обеспечения

6.5.1 Открытые устройства и базы данных

Поскольку открытые системы стали основным видом структур АСУ ТП ГЭС, системы управления базами данных потребовали интенсивного изучения. Прежде системы управления базами данных были данностью, они поставлялись с системой, были собственностью продавца и не могли работать совместно с программным обеспечением других поставщиков.

Существует четыре основных типа систем управления базами данных, которые отличаются способом организации данных: иерархические, сетевые, реляционные и объектно-ориентированные:

- иерархические: в иерархической базе данных связи между записями ограничены. Если требуются более обширные связи для использования прикладных программ, то прикладная программа должна управлять путем программного обращения, что делает систему трудно поддерживаемой;

- сетевые: в сетевой базе данных любая запись может быть связана с любой другой записью. Модель сети разрешает комплексные соединения среди данных при высоком КПД, поддерживая большой объем пользователей. Работа сетевой базы данных зависит от идентификации и организации связей в период ее разработки. Модель сети достаточно негибка для внесения изменений после завершения ее разработки;

- реляционные: реляционная модель осуществляет связь между данными в виде строк, столбцов и таблиц. Новые поля и изменения в базе данных могут быть внесены с минимальными переделками. Соотношения типов записей установлены динамически, разрешая размещать новые. Достоинством реляционной модели является ее хорошее теоретическое описание;

- объектно-ориентированные: эти базы данных основаны на развивающейся технологии, которая должна заполнить пробелы реляционной модели. Объектно-ориентированные базы данных допускают внешний доступ к данным во время их работы, обеспечивая превосходное быстродействие и простоту. Объектно-ориентированные базы данных не так хорошо разработаны теоретически, как реляционные.

6.5.2 Реальное время против нереального времени в разработке баз данных

АСУ ТП ГЭС требуют разработки баз данных в реальном и нереальном времени. Управление в реальном времени должно поддерживать доступ к данным с помощью пользовательского интерфейса (ПИ) оператора, системы сбора данных (SCADA), задач автоматического управления генерацией, записи событий и т. д. Все эти задачи должны быть выполнены с большим быстродействием, в течение нескольких миллисекунд.

Базы данных нереального времени должны поддержать функции ретроспективного анализа и анализа тенденций, документирования и других задач, не связанных с реальным временем. Эти функции требуют обработки огромного объема данных, что обычно нереально сделать в реальном времени, т. е. их разработка предполагает работу в нереальном времени.

К сожалению, коммерчески доступные базы данных не могли удовлетворить потребности АСУ ТП ГЭС в работе в реальном времени. Это вынудило продавцов разработать специализированные (собственные, патентованные) базы данных для соединения с ограниченным набором внешних аппаратных средств и систем управления. Эти системы могут быть описаны как закрытые системы, не допускающие интерфейс с другими аппаратными и программным средствами. Любое расширение или модификация системы должны быть сделаны поставщиком или собственными силами, для чего нужно иметь собственные людские ресурсы.

В то время как поставщики автоматизированных систем полагаются на собственные (патентованные) базы данных реального времени, для решения задач нереального времени все большее внимание привлекают коммерчески доступные открытые базы данных. Составление отчетов и графиков ремонта и технического обслуживания, анализ тенденций и другие автономные функции могут быть обеспечены данными, реализованными в среде популярных баз данных, имеющих разнообразные характеристики и желаемые пользователем интерфейсы.

Достаточно часто реляционные базы данных модифицируют к существующей на объекте собственной системе управления для обеспечения гибкости общения с другими задачами управления. Связь коммерческой базы данных нереального времени и собственной базы данных автоматизированной системы реального времени должна предусматривать двухсторонний обмен данными.

К преимуществам использования коммерчески доступных баз данных АСУ ТП относят:

- доступность прямого соединения с поддерживающими реляционными базами данных;

- доступность данных эксплуатации установки (с помощью служебных программ глобальной сети) для других групп пользователей;

- форматы отчетности могут быть легко изменены при изменении состава и структуры эксплуатационных данных ГЭС.

6.5.3 Конфигурация программного обеспечения

6.5.3.1 Специальное программное обеспечение

Специальное программное обеспечение с точки зрения использования его на станции может быть:

- узкоспециализированным: изменения программного обеспечения закрыты для конечного пользователя;

- конфигурируемым: программное обеспечение допускает изменение техническим персоналом пользователя, отвечающим за обслуживание программного обеспечения. Эти изменения обычно имеют форму включения или исключения возможностей, которые включены в программное обеспечение его разработчиком;

- программируемым: программное обеспечение допускает изменения или добавления, которые могут быть сделаны собственными силами технического персонала пользователя, отвечающего за обслуживание программного обеспечения.

6.5.3.2 Серийно-выпускаемое программное обеспечение

Специальное программное обеспечение, описанное в предыдущем пункте, обычно является доступным только как часть АСУ ТП, поставляемой «под ключ». Серийно-выпускаемое (доступное для приобретения) ПО может приобретаться поставщиком АСУ ТП как часть системы, поставляемой «под ключ», или непосредственно пользователем АСУ ТП. В последнем случае, пользователь должен иметь оснастку для монтажа и конфигурации программного обеспечения. Электронные таблицы, системы управления базами данных, интерфейс оператора системы являются примерами серийно-выпускаемого (доступного для приобретения) программного обеспечения, используемого как часть АСУ ТП электростанции.

Серийно-выпускаемое (доступное для приобретения) ПО гибко и многовариантно. Благодаря этому пользователь может получать поддержку не только поставщика АСУ ТП, но и других пользователей и возможно других продавцов. Наиболее общие варианты серийного ПО следующие:

- конфигурируемое пользователем: пользователь имеет всю документацию, необходимую для внесения изменений в работу ПО или для добавления новых кодов, связанных с остальным ПО. Пользователь может добавлять характеристики или изменять опции, но не может изменить характеристики в первоначальном коде без помощи поставщика АСУ ТП;

- программируемое пользователем: пользователь имеет исходный текст ПО и документацию к нему, и может модифицировать его или добавить собственное ПО собственными силами или привлекая подрядчика, не являющегося поставщиком АСУ ТП;

- полная графика: пользователь может генерировать любой элемент (пиксель) или вектор изображения. Программное обеспечение обрабатывает изображения и управляет отображением его в реальном времени. Часто полнографические устройства работают в многооконной операционной среде;

- он-лайн конфигурируемое: (конфигурируемое в интерактивном режиме) — упомянутые выше характеристики могут быть реализованы соответствующим персоналом станции в интерактивном режиме на работающем оборудовании. Персонал может так же изменить конфигурацию работающей системы.

7 Пользовательские и станционные интерфейсы

7.1 Пользовательские интерфейсы

Самый важный интерфейс для АСУ ТП ГЭС — пользовательский интерфейс. Станционные интерфейсы важны для АСУ ТП, так как принимают участие в мониторинге, оповещении, управлении и т. д., но пользовательский интерфейс является решающим для успеха системы. Если оператор не в состоянии использовать АСУ ТП легко и удобно, то она никогда не будет использоваться должным образом или рентабельно. Потребности оператора являются важными для успешной работы и использования проекта автоматизированной станции.

Пользовательский интерфейс должен быть выполнен по принципу распределения функций контроля и управления технологическим оборудованием и системами между органами ручного управления (ключи, кнопки и т.д.) оборудованием, локальными САУ, программно-техническими средствами АСУ ТП различного уровня. Все применяемые показывающие приборы должны отвечать требованиям ГОСТ 30012.1.

Органами управления локальных САУ ГА должны осуществляться следующие действия:

- *нормальное включение/отключение (пуск/останов);*
- *экстренное включение (пуск);*
- *аварийное отключение (останов);*
- *выбор режима управления (индивидуальное/групповое);*
- *квитирование сигнализации;*
- *апробация (проверка работоспособности) системы сигнализации.*

7.1.1 Устройства ввода

Устройства ввода могут быть органами ручного управления, средствами ввода данных в АСУ ТП ГЭС и ее локальные системы. Типичными устройствами ввода данных в АСУ ТП являются:

- шаровые манипуляторы (трекболы): обычно используются в соединении со стандартной клавиатурой и/или цифровой вспомогательной клавиатурой и занимают очень небольшое место на столе;
- «мыши»: подобны шаровым манипуляторам. Обычно также используются в соединении со стандартной клавиатурой и/или цифровой вспомогательной клавиатурой. «Мышь» требует большего пространства стола, чем шаровой манипулятор, так как «мышь» должна перемещаться, чтобы переместить курсор на экране;
- световое перо: *манипулятор, с помощью которого ввод данных осуществляется прикосновениями или проведением линий над поверхностью экрана монитора. Принцип действия светового пера основан на определении областей экрана с повышенной и пониженной яркостью с помощью фотоэлемента.* Световые перья обычно используются вместе с клавиатурой ASCII и/или цифровой вспомогательной клавиатурой для ввода данных, они не требуют пространства стола;
- клавиатура: обычно устанавливается на всех рабочих местах для ввода данных и управления системой. Желательные характеристики клавиатуры и цифровых вспомогательных клавиатур включают стандартное расположение клавиш и осязательную обратную связь. Они должны выдерживать длительную эксплуатацию. Они должны быть водонепроницаемыми и пыленепроницаемыми;
- сенсорный экран: хорошо подходит для позиционирования курсора, но не вполне подходит для ввода данных;
- распознавание речи: этот метод ввода данных является наиболее передовым. Однако в настоящее время он имеет много недостатков, таких как зависимость от спектра голоса говорящего, имеет большой процент ошибок или неверного толкования команд, требует запоминающее устройство большой емкости и большое время обработки.

7.1.2 Устройства вывода

Как и устройства ввода, различные устройства вывода могут быть следующих типов:

- принтеры: диапазон этих устройств от точечных матричных до качественных построчных черных и цветных принтеров. Они используются для вывода данных компьютера для отчетов или архивных записей;
- экраны дисплея: этими устройствами оснащается большинство устройств вывода первичной информации компьютера. Они бывают одноцветными и цветными с миллионами цветовых комбинаций;
- синтезатор речи: предоставляет оператору фонетически внятные выходные сообщения;
- мнемонические панели: графические дисплеи или электронные световые панели, используемые для представления схем и данных о режиме и состоянии станции или системы.

7.2 Станционные интерфейсы

Станционный интерфейс АСУ ТП является важнейшим условием успешной работы АСУ ТП ГЭС. Существует много типов аппаратных интерфейсов, каждый с особыми требованиями, которые должны быть согласованы во время разработки, монтажа и испытаний системы.

7.2.1 Типы

Примерами станционных интерфейсов являются аналоговый преобразователь сигналов, сухие контакты (контакт, не имеющий гальванической связи с цепями электропитания) и цифровые данные. Эти примеры не охватывают все возможные типы связи, так как оборудование пользователя может иметь специфические требования к решению своих уникальных проблем.

7.2.1.1 Цифровой, контактный и импульсный вход

Цифровые или контактные входы должны соответствовать минимальным критериям по напряжению и току нагрузки. Ток входной цепи, необходимый для управления, должен быть достаточным для того, чтобы исключить ложное срабатывание из-за шума. Ток должен быть как можно меньше, чтобы снизить энергопотребление и сократить выделение тепла. Напряжение сухого контакта (напряжение, необходимое для считывания сигнала с сухих контактов) может быть подано с источника питания системы управления или иного устройства.

«Дребезг контактов» (многократное замыкание и размыкание контактов) во входном сигнале может вызвать ошибочное срабатывание системы. Цифровые вводы должны иметь фильтры, чтобы пропускать только устойчивые входные сигналы. Эти фильтры могут быть аппаратными или программными. Фильтры должны быть настроены в соответствии с точностью времени срабатывания. Простые низкочастотные фильтры могут приводить к нежелательным задержкам. Уровень напряжения для обнаружения должен быть достаточным, чтобы предотвратить ошибочное считывание.

Цифровые вводы могут также иметь функцию аккумулятора или счетчика импульсов. Эта функция обычно реализуется программно или «прошивается» в устройствах ввода — вывода. Точность, объем и темп накопления данных определяются назначением устройства.

Другая разновидность цифровых вводов двоично-десятичные входы. Для их установки нужно оценить количество проволочных проводников, их помехоустойчивость, вибрацию.

Последовательные цифровые входы часто используются в качестве интерфейса для новых датчиков. Вопросы взаимодействия с такими входами рассмотрены в 7.3. В качестве индикаторов состояния цифрового входа обычно используются светодиоды. Эти индикаторы обеспечивают легкость контроля ввода / вывода и обнаружение неполадок в цепях управления.

7.2.1.2 Цифровые и контактные выходы

Цифровые или контактные выходы обеспечивают данные и управление контактами для внешних цепей. Эти контакты должны иметь достаточный ток и максимально допустимое напряжение для внешней нагрузки. Эти величины необходимо рассматривать как для всей группы ввода/вывода, так и для индивидуальных схем. Подача напряжения на сухие контакты обычно обеспечивается внешней цепью. Ток, потребляемый твердотельными полупроводниковыми устройствами вывода (без тепловой неустойчивости устройств) является функцией температуры (тепловыделения).

Для обеспечения большего тока в цепи обычно устанавливается промежуточное реле.

Цифровые выходы могут быть замкнуты мгновенно или разомкнуты. Эти функции могут быть осуществлены программно или выходным реле. Индикаторы состояния цифрового вывода — обычно светодиоды — могут быть использованы аналогично цифровому входу.

Неисправное состояние цифровых выходов должно быть определено и причина его установлена. Неисправное состояние цифрового вывода может быть критическим для некоторых прикладных программ.

7.2.1.3 Аналоговые входы

На аналоговые входы могут поступать малые ток или напряжение (например, постоянный ток 0—1 мА, 4—20 мА, 1—5В и т. д.), сопротивление или сигналы термопар. Входы сопротивления или термопар могут быть измерены процессором ввода/вывода или отдельным термометром сопротивления, или термопарой через преобразователь тока или напряжения, расположенный на входе/выходе.

Устройство ввода-вывода может обеспечить электропитание для устройств аналогового ввода. Для этого необходимо оценить величину и допустимое отклонение напряжения, величину колебаний нагрузки.

Точность, разрешающая способность, величина зоны нечувствительности и температурной устойчивости должны соответствовать потребностям прикладных программ. Дублирование термопар и термометров сопротивления должно обеспечивать стандартную точность измерений. В нештатных ситуациях должны быть определены общие и частные причины отказов.

Аппаратные средства мультиплексирования (многократной передачи) должны быть твердотельными, а не полупроводниковыми и электромеханическими. Схема мультиплексирования должна быть достаточно быстрой, чтобы обеспечивать доступность данных для всех контуров управления.

7.2.1.4 Аналоговые выходы

С аналоговых выходов обычно снимается напряжение или ток. Точность, разрешающая способность, зона нечувствительности и температурная устойчивость должны быть четко определены. Подобно цифровым выходам, состояние или значение аналоговых выходов в аварийной ситуации может быть критическим для некоторых прикладных программ.

7.2.1.5 Аналого-цифровое/цифроаналоговое преобразование

Точность любого аналогового ввода или вывода зависит от преобразования цифровых данных компьютера АСУ ТП в аналоговую форму и обратно. Преобразование обычно выполняется многоразрядными аналого-цифровыми преобразователями. Точность и разрешающая способность преобразования должны быть четко определены, так как на них влияет разрешающая способность и температурная устойчивость аналого-цифрового преобразователя и усилителя ввода/вывода.

7.2.1.6 Стандарты полевых устройств и шин

Источниками сигналов интерфейса являются также сигналы интеллектуальных электронных устройств и интеллектуальных полевых устройств (полевое устройство способно измерять более одного параметра и передавать измеренные параметры по одной паре проводов). Интеллектуальные полевые устройства и системы полевых шин позволяют заменить традиционные 4—20 мА приборы систем связи и передачи данных, сохраняя существующий монтаж приборов. Уменьшение числа полевых

устройств и проводки уменьшает затраты монтажа. Стандарты для интеллектуальных полевых устройств и полевой шины разработаны несколькими организациями, включая IEEE и МЭК. *ГОСТ Р МЭК 60079-27 содержит требования к электрооборудованию, системам и методам его установки с применением искробезопасной системы полевой шины (FISCO), основанной на принципах манчестерского кодирования систем с питанием от шины, сконструированных в соответствии с требованиями МЭК 61158-2.*

7.2.2 Источники информации

Источники информации, связанные с системами управления, являются многочисленными, и не все упомянуты в этом подпункте. Наиболее распространены:

- цифровой ввод управляющего сигнала: считывает положение контактов реле, используя для определения положения контактов источник питания — станционную аккумуляторную батарею или иной источник. Устройства вывода — обычно твердотельные полупроводниковые или электромеханические реле, на которые подает или снимает питание система управления;
- устройства аналогового ввода: преобразователи, которые преобразуют сигналы измерительных трансформаторов напряжения и тока;
- параллельные устройства ввода: обычно круговые датчики положения или щитовые цифровые измерительные приборы. Устройства вывода являются щитовыми цифровыми измерительными приборами или модулями контроллера управления технологическим процессом. Эти источники во многих случаях двунаправлены (реверсивны), т. е. они являются устройствами и ввода и вывода. Как правило, эти устройства используют двоично-десятичный код и шину от 4-битовой (1 двоично-десятичный разряд) до 32-битовой (8 двоично-десятичных разрядов) плюс контрольный знак;
- последовательные источники: двунаправленные устройства со встроенным интеллектом, имеющие характеристики и ввода и вывода. Устройства включают интеллектуальные ваттметры, круговые датчики положения, термопреобразователи и т. д.

7.2.3 Защита ввода — вывода

Все устройства ввода-вывода должны проходить тест на устойчивость к импульсной перегрузке без ложных срабатываний. Другие тесты приведены в 10.1.1.

7.2.4 Процесс сбора

Процесс сбора данных включает в себя обсужденные выше вопросы, а также некоторые вопросы, которые не имеют отношения к интерфейсу.

7.2.4.1 Скорость сканирования

Скорость сканирования — это скорость, с которой данные перемещаются от интерфейса до базы данных, или от базы данных до интерфейса.

7.2.4.2 Частота архивирования данных

Частота архивирования данных АСУ ТП ГЭС определяется назначением и типом данных, которые сохраняются длительное время. Эта величина изменяется в зависимости от использования данных для восстановления баз данных системы, времени поиска и интенсивности использования. Например, частота обновления архивных данных по температуре окружающей среды будет меньше, чем частота пополнения архива электрических параметров режима ГЭС.

8 Характеристики системы

8.1 Общие положения

Характеристики системы управления оцениваются как совокупность характеристик аппаратных средств и программного обеспечения. Так как характеристики программного обеспечения зависят от аппаратного обеспечения, по характеристике программного обеспечения оценивается полная характеристика системы.

Характеристика системы оценивается по следующим четырем критериям:

- безопасность: характеризуется способностью системы к предупреждению нежелательных действий, неверных коммуникаций и вычислительных ошибок. Безопасность системы является функцией числа ошибок, проверок и коррекции, резервирования и протоколов связи;
- надежность: характеризуется числом аварий аппаратных средств, невыполнения системных функций и сбоев программного обеспечения. Количественно оценивается коэффициентом готовности системы;

- быстродействие: характеристика скорости выполнения системой своих функций. Она включает скорость реакции на входные сигналы, команды оператора и системные события;

- работоспособность ввода-вывода: характеристика точности обнаружения входных данных и передачи их во внутрисистемные базы данных, передачи данных из внутренних баз в каналы передачи выходных данных.

Часто эти критерии зависят от разработчика системы, а не от поставщика АСУ ТП. Они могут зависеть от коммуникационного оборудования, системы энергоснабжения, экологических факторов, программного обеспечения или других элементов системы. Критерии должны быть разработаны и детализированы для системы так, чтобы ими могли пользоваться все стороны, связанные разработкой и реализацией системы.

Прикладные программы системы управления, реализующие задачи управления ГЭС, имеют собственные уникальные требования. Их диапазон — от специфических прикладных программ оптимизации режима работы, определения экологических ограничений, планирования ремонтов, обеспечения ремонтным персоналом и запасными частями до автоматического управления. Каждая из них должна быть учтена при проектировании прикладных программ и разработке критериев производительности системы. Существует множество противоречивых факторов, которые должны быть выявлены и учтены при разработке прикладных программ. К таким факторам относятся:

- устойчивость регулирования и скорость реакции;
- надежность и сложность;
- точность и трудность настройки;
- капиталовложения и эксплуатационные издержки.

Кроме того, стоимостная оценка должна быть включена как одно из требований к любым характеристикам системы. Как правило, чем выше требуемые характеристики системы, тем больше сложность системы, и выше ее стоимость.

Другими рассматриваемыми основными показателями производительности системы являются:

- реакция на нарушение энергоснабжения: нарушение энергоснабжения может вызвать потерю памяти или сбой программы, которые вызывают необходимость перезапуска системы. При отключении и перезагрузке необходимо не допустить ошибочные команды, изменение загрузочных параметров и т. д. Хранение программ и баз данных в энергонезависимой памяти предотвращает необходимость перезагрузки при пуске, что сокращает время ликвидации отказа или время перезагрузки;

- сохранение управляемости: необходимо сохранять управляемость ГА при сбое системы управления. Большинство ГА работают в нормальном режиме с малым числом команд от АСУ ТП. Управление ГА по заданным установкам и их перезапуск при условии нормальной работы технологической автоматики и защиты могут выполняться независимо от состояния системы управления. При выполнении функций управления ГА САУГ должна сохранять работоспособность при отказе остальных частей АСУ ТП и необходимости ее перезапуска;

- коммуникации с другими уровнями управления: важная задача АСУ ТП. Необходимо обеспечивать быстрое получение и выполнение команд, например, диспетчерской системы более высокого уровня управления, которые обладают приоритетом перед системой сбора данных или сигналами задач контроля состояния (кроме задач контроля безопасности);

- избыточность /отказоустойчивость: повышение надежности АСУ ТП иногда достигается двойным и тройным резервированием функциональных элементов системы управления. В дублированных системах основные и резервные элементы работают вместе. В распределенной системе могут резервироваться часть или все элементы. Аппаратное и программное обеспечение должно обеспечить «мягкую», т. е. без потери данных и управления, передачу управления от основной системы к резервирующей;

- техническое обслуживание: в избыточных системах управления резервные функциональные элементы должны выводиться из работы для технического обслуживания без нарушения работы АСУ ТП;

- расширяемость: система должна позволять вводить в нее дополнительные функциональные элементы, такие, например, как вычислительный сопроцессор, дополнительная память или памяти, или медиаустройства. В больших системах расширяемость достигается добавлением устройств для создания или развития распределенных вычислительных систем.

8.2 Резервирование ГА

Для резервного управления ГА должно быть возможным вручную запустить все вспомогательное оборудование, открыть направляющий аппарат и раскрутить ГА до номинальной скорости, подать возбуждение и синхронизировать ГА с сетью. После синхронизации возможны набор активной и реактивной мощности.

9 Рекомендуемые испытания и критерии приемки

Соответствие требованиям спецификации достигается путем проведения осмотра и приемочных испытаний. Осмотр должен подтвердить правильность монтажа и установки оборудования. Испытания должны подтвердить работоспособность установленного оборудования, информационного и программного обеспечения, соответствие проекту метрологического обеспечения. Испытания проводятся поставщиком АСУ ТП при участии получателя системы.

9.1 Требования к конкретным испытаниям

9.1.1 Заводские приемочные испытания

Заводские приемочные испытания должны быть проведены до отправки оборудования получателю. Заводские испытания должны демонстрировать правильность работы всего поставляемого программного обеспечения и аппаратных средств. Методика испытаний должна быть разработана поставщиком (изготовителем) и согласована с получателем и проектировщиком. В состав заводских испытаний должны включаться:

- испытание на защиту от перенапряжений каждого типа точек ввода и вывода (предназначено для подтверждения того, что условия работы на электростанции не будут отрицательно влиять на работу средств АСУ ТП);
- испытание на чувствительность к электромагнитным помехам (предназначено для демонстрации помехоустойчивости средств АСУ ТП);
- испытание на испускание радиошума, которое показывает, что АСУ ТП не будет генерировать шумы, ухудшающие работу соседнего оборудования;
- проверка работоспособности каждой точки ввода данных;
- запуск программ, соответствующих сигналу от каждой точки вывода для демонстрации способности системы возвращаться к указанной конфигурации в случае сбоя;
- демонстрация характеристик основных системных компонентов (мониторы, принтеры, дисководы и т. д.);
- демонстрация достаточности и работоспособности баз данных;
- демонстрация работы системы при запуске всех приложений программного обеспечения в худших эксплуатационных условиях;
- демонстрация работы системной диагностики;
- демонстрация действий в случае отказа системы;
- демонстрация пользовательского интерфейса системы;
- демонстрация каждого приложения системного программного обеспечения.

9.1.2 Полевые испытания

Полевые испытания должны подтвердить работоспособность системы после ее доставки к месту монтажа. Они могут также использоваться для проверки выполнения технического задания проекта. Методика испытаний должна быть разработана поставщиком (изготовителем) и согласована с получателем (пользователем) до начала полевых испытаний.

Рекомендуется проведение следующих испытаний:

- подача соответствующих сигналов в каждой точке ввода для подтверждения их работоспособности;
- запуск программ для проверки правильности работы каждой точки вывода;
- демонстрация основных характеристик системных компонентов (мониторы, панели отображения информации, принтеры, дисководы и т. д.);
- демонстрация системной диагностики;
- демонстрация пользовательского интерфейса;
- демонстрация всех приложений ПО;
- демонстрация готовности системы к эксплуатации.

9.2 Обеспечение качества

Качество системы должно быть обеспечено при изготовлении системы и подтверждено приемочными испытаниями. Гарантию качества должны обеспечить процедуры производственного контроля:

- входной контроль;
- инженерный контроль вносимых в проект изменений;
- выборочная проверка элементов и функций;
- качество испытаний и отчетности;
- калибровка испытательного оборудования;

- проверка конфигурации программного обеспечения.

9.3 Приемка

АСУ ТП принимается в эксплуатацию после определения соответствия поставленной документации, успешного проведения полевых и приемочных испытаний.

10 Управление системой

10.1 Обслуживание

Техническое обслуживание может проводиться либо владельцем, либо изготовителем или технической службой. Выбор способа обслуживания зависит от:

- рекомендаций изготовителя;
- времени, необходимого для получения технического обслуживания от сторонней организации;
- оценки последствий простоя оборудования ГЭС;
- действия в случае, если сторонняя организация отказывается от обслуживания;
- действия в случае, если собственный обслуживающий персонал отсутствует.

10.2 Обучение

Поставщик должен провести необходимое обучение персонала пользователя. Это обучение позволит пользователю стать самостоятельным во всех аспектах работ, технического обслуживания программного обеспечения, развития и технического обслуживания аппаратных средств. При обучении целесообразно вести видеозапись, которая может быть эффективно использована при тренировке персонала в период эксплуатации.

10.3 Документация

Документация должна давать полное описание системы и должна соответствовать проектному заданию. Документация должна содержать сведения, необходимые для проведения монтажно-наладочных работ, испытаний, начального запуска системы в работу, эксплуатации и технического обслуживания аппаратных средств (комплекса технических средств), технического обслуживания программного обеспечения. В документации также могут содержаться сведения о развитии системы.

Состав и содержание проектной документации определяются Постановлением Правительства [2].

Приложение ДА
(справочное)

Сведения о соответствии ссылочных национальных и межгосударственных стандартов региональным и международным стандартам, использованным в качестве ссылочных в примененном международном стандарте

Таблица ДА.1

Обозначение ссылочного национального, межгосударственного стандарта	Степень соответствия	Обозначение и наименование ссылочного регионального и/или международного стандарта
ГОСТ 15971—90	NEQ	IEEE Std 100-1996, The IEEE Standard Dictionary of Electrical and Electronics Terms
ГОСТ Р МЭК 61056-1—99 ГОСТ Р МЭК 896-1—95 ГОСТ Р ИСО/МЭК 17025—2009	NEQ	IEEE Std 485-1997, IEEE Recommended Practice for Sizing Lead-Acid Batteries for Stationary Applications (ANSI)
ГОСТ Р 8.654—2009	NEQ	IEEE Std 610-1990, IEEE Standard Glossary of Software Engineering Terminology (ANSI)
ГОСТ 24.104—85 ГОСТ 5616—89	NEQ	IEEE Std 1010-1987 (Reaffirmed 1992), IEEE Guide for Control of Hydroelectric Power Plants (ANSI)
ГОСТ Р МЭК 61142—2001	NEQ	IEEE Std 1014-1987 IEEE Standard for A Versatile Backplane Bus: VMEbus
ГОСТ 24.104—85 ГОСТ 5616—89	NEQ	IEEE Std 1020-1988 (Reaffirmed 1994), IEEE Guide for Control of Small Hydroelectric Power Plants. (ANSI)
ГОСТ 24.104—85 ГОСТ 5616—89	NEQ	IEEE Std 1046—1991 (Reaffirmed 1996), IEEE Guide for Distributed Digital Control and Monitoring for Power Plants (ANSI)
ГОСТ 28842—90 ГОСТ 28446—90	NEQ	IEEE Std 1147—1991 (Reaffirmed 1996), IEEE Guide for the Rehabilitation of Hydroelectric Power Plants (ANSI)
ГОСТ 34.003—90	NEQ	IEEE Std C37.1-1994, IEEE Standard Definition, Specification, and Analysis of Systems Used for Supervisory Control, Data Acquisition, and Automation Control (ANSI)
ГОСТ Р 50571.26—2002 ГОСТ Р 51317.4.5—99	NEQ	IEEE Std C37.90.1—2002, IEEE Standard for Surge Withstand Capability (SWC) Tests for Protective Relays and Relay Systems (ANSI)
ГОСТ Р 50648—94 ГОСТ Р 51317.4.5—99	NEQ	IEEE Std C37.90.2—1995, IEEE Trial Use Standard Withstand Capability of Relay Systems to Radiated Electromagnetic Interference from Transceivers (ANSI)
ГОСТ Р МЭК 60870-5-101—2006	NEQ	IEEE 1379: 2000, IEEE Recommended Practice for Data Communications Between Remote Terminal Units and Intelligent Electronic Devices in a Substation (ANSI)
ГОСТ Р МЭК 60870-5-101—2006 ГОСТ Р ИСО МЭК ТО 10032—2007	NEQ	ISO/IEC 8802-3:2000, Information technology — Telecommunications and information exchange between systems — Local and metropolitan area networks — Specific requirements — Part 3: Carrier sense multiple access with collision detection (CSMA/CD) access method and physical layer specifications3 (ANSI/IEEE Std 802.3, 1996 Edition)

Окончание таблицы ДА.1

Обозначение ссылочного национального, межгосударственного стандарта	Степень соответствия	Обозначение и наименование ссылочного регионального и/или международного стандарта
ГОСТ Р МЭК 60870-5-101—2006	IDT	IEC 60870-5-101(2003) Telecontrol equipment and systems — Part 5-101: Transmission protocols — Companion standard for basic telecontrol tasks
ГОСТ Р ИСО МЭК ТО 10032—2007	IDT	ISO/IEC TR 10032:2003 Information technology — Reference Model of Data Management
П р и м е ч а н и е — В настоящей таблице использованы следующие условные обозначения степени соответствия стандартов: - IDT — идентичные стандарты; - NEQ — неэквивалентные стандарты.		

Приложение ДБ
(справочное)

Термины и определения, приведенные в МЭК 62270

аналого-цифровое преобразование (а/ц): Преобразование из аналоговой формы в цифровую.

автоматическое управление: Способ управления, который обеспечивает переключение или управление, или то и другое, оборудования в заранее заданных последовательности и условиях без вмешательства оператора.

автоматизированное управление ГЭС: Использование компьютерных средств, таких как логические контроллеры, контроллеры последовательности, модулирующие контроллеры и микропроцессоры, чтобы ввести оборудование электростанции в работу, оптимизировать параметры в установившемся режиме, и выключать оборудование в надлежащей последовательности в безопасном эксплуатационном режиме.

автоматическое управление выработкой (электроэнергии): Возможность регулировать выработку электроэнергии выбранных агрегатных блоков в зависимости от полной выходной мощности электростанции, потокораспределения мощности по межсистемным линиям электропередачи и частоты энергосистемы.

автоматическое регулирование напряжения (АРН): Возможность регулировать конкретное напряжение системы посредством регулировки возбуждения агрегата в пределах напряжения на зажимах агрегата и реактивной мощности.

иерархия автоматизации управления: Проектирование и реализация функций многоуровневой автоматизации управления, т. е. для автоматизации локального уровня, уровня группы, уровня блока и т. д.

коэффициент готовности: Отношение времени работы ко времени работы и простоя системы.

объединительная панель: Монтажная плата с разъемами или гнездами, которая обеспечивает стандартный метод передачи сигналов между съемными системными платами (платами модульной конструкции).

мост сетевой: Устройство, позволяющее осуществить связь двух сетей одинаковой или схожей топологии.

централизованное управление: Удаленное от оборудования или агрегатного блока, но находящееся в пределах границ электростанции (например, средства управления, расположенные в машинном зале электростанции).

регулирование (по замкнутому циклу): Тип автоматического управления, при котором управляющее воздействие определяется сигналами обратной связи с управляемым оборудованием (объектом). Например, система управления электростанции может управлять выходной мощностью многоагрегатной гидроэлектростанции, контролируя полное значение мощности электростанции и, соответственно, регулируя мощность турбин каждого агрегатного блока, изменяя выходную мощность электростанции в соответствии с потребностями системы.

иерархия управления: Организация системы, содержащей много уровней управления.

философия/принцип управления: Концепция, на которой базируется система управления электростанции.

система сбора данных: Централизованная система, которая получает данные от одной или более удаленных точек. Данные могут передаваться в аналоговой или цифровой форме.

базы данных: Коллекция сохраненных данных, относящихся к переменным параметрам процесса и технологическим операциям.

шина данных: Технология сети управления, при которой различные станции совместно используют общую среду коммуникаций. Сообщения распространяются во всей среде, и все станции обработки данных получают их одновременно.

приборы (электрооборудование): Рабочие элементы, такие как реле, пускатель, прерыватель, переключатель или затвор, используемые для реализации предназначенной функции при работе электрооборудования.

цифро-аналоговое преобразование (ц/а): Преобразование из цифровой формы в аналоговую, выработка аналогового сигнала, пропорционального по величине значению входного цифрового сигнала.

распределенная обработка: Конфигурация, при которой обработка данных выполняется несколькими процессорами. Функции обработки могут быть распределены между процессорами при помощи системы управления.

событие: Дискретное изменение состояния (статус) системы или аппарата.

экспертная система: Компьютерные программы, которые позволяют находить оценочные решения и экспериментальные знания для приложений. Экспертные системы способны получать решения по новой, сомнительной и неполной информации с обозначенной степенью достоверности. Возможности экспертной системы включают: создание логических выводов для непредвиденных условий, использование субъективных и формальных (официальных) знаний, объяснение процедур, используемых для получения заключения.

программно-аппаратные средства (программно-технический комплекс): Аппаратное обеспечение, используемое для энергонезависимого сохранения программ или данных, которые могут быть считаны только компьютером. Сохраненная информация не может быть изменена никакой компьютерной программой.

шлюз: Устройство, позволяющее объединить две сети, использующие различные технологии (протоколы) обработки данных.

локальное управление: Средства управления, расположенные рядом с оборудованием, включенные в его состав или находящиеся в прямой видимости от оборудования. Для электростанции это средства управления, которые располагаются на блочном распределительном щите / главном пульте управления.

логика/логическая часть: Логическая схема реле или управляющих устройств, предустановленная последовательность выполнения операций реле и управляющих устройств.

ручное управление: Управление, при котором непосредственное воздействие или воздействие с использованием электропривода на управляемый объект осуществляет оператор.

наработка на отказ: Временной интервал (в часах), который можно ожидать между сбоями оборудования.

среднее время до ремонта: Временной интервал (в часах), который можно ожидать между отказом оборудования и возвратом его в надлежащее рабочее состояние.

модем: Модулирующее/демодулирующее устройство, которое преобразовывает последовательные двоичные цифровые данные в- и из- формы, соответствующей форме передачи по аналоговым каналам связи.

контроль: средства обеспечения автоматического контроля работы и сигнализации состояния процесса для персонала и управляющих программ.

внешнее управление: Средство управления, находящиеся вне электростанции (например, на трансформаторной подстанции, другой электростанции и т. д.).

управление в разомкнутой системе: Форма управления без обратной связи.

пропорционально-интегрально-дифференциальное [ПИД-] регулирование: Система регулирования, в которой управляющее воздействие (выходной сигнал) пропорционален линейной комбинации входного сигнала, интеграла по времени входного сигнала и производной по времени входного сигнала. Обычно используется для регулирования активной или реактивной мощности генератора.

пиксель: В обработке изображений наименьший элемент цифрового изображения, которое может быть назначено полутоном.

программируемый логический контроллер: Программируемое твердотельное устройство управления, которое выполняет функции подобные релейно-контактной логической схеме.

протокол: Структурированный формат данных, требующийся для запуска и осуществления обмена данными.

реле, промежуточное реле: Прибор, который позволяет выполнять коммутацию цепи большой мощности сигналом управления малой мощности.

дистанционное управление: Управление устройством из удаленной точки.

надежность: Характеристика элемента (единицы оборудования) или системы, выражаемая вероятностью выполнения функциональной задачи при заданных условиях в течение заданного для выполнения задачи времени.

время отклика: Время от момента возникновения сигнала на входе устройства до момента появления сигнала на выходе устройства (устройств) после соответствующей обработки при заданных условиях загрузки системы.

резистивный датчик температуры: Резистор, для которого электрическое удельное сопротивление является известной функциональной зависимостью от температуры.

считывание (запрос): Процесс, при котором система сбора информации последовательно запрашивает у удаленных станций данные с определенной частотой.

цикл/период считывания: Время в секундах, требующееся, чтобы осуществить сбор данных (например, все данные от одного контроллера, все данные от всех контроллеров, все данные определенного типа от всех контроллеров).

последовательная коммуникация: Метод передачи информации между устройствами, посредством последовательного направления данных по одному каналу связи.

последовательное управление: Режим управления, при котором операции управления выполняются последовательно.

диспетчерское управление и сбор данных (SCADA-система): Система, передающая кодированные сигналы по каналам связи, обеспечивая таким образом управление удаленным оборудованием и получая информацию о состоянии удаленного оборудования для отображения или запоминания.

интерфейс пользователя: Функциональное устройство, используемое специально для обеспечения взаимодействия автоматизированной системы управления с оператором, обслуживающим персоналом, инженерами и т. д.

Приложение ДВ
(обязательное)

Замененный текст МЭК 62270:2004 «Автоматизация гидроэлектростанций. Руководство по компьютерному регулированию»

ДВ.1 Текст, замененный в 7.1

Автоматизация с использованием вычислительной машины улучшила работу и техническое обслуживание электростанций. Многие действия, совершаемые прежде персоналом станции, сейчас могут выполняться автоматизированными системами более точно, безопасно. Также новые задачи существуют в рамках возможностей вычислительных систем.

Операторы электростанции долгое время были ответственны за ручное исполнение управления и задачу сбора данных. Релейно-контактные логические схемы были долгое время единственными средствами автоматического управления. Они ограничивались управлением пуском/остановкой агрегата и не допускали изменения. Качество сбора данных зависело от квалификации персонала и в значительной степени зависело от человеческих ошибок.

Автоматизированные системы управления и сбора данных значительно изменили качество управления. Ручное управление оператора электростанции было дополнено компьютерными системами, которые обеспечивали управление пуском/остановкой оборудования и регистрацию данных. Компьютерные системы частично заменили оператора при выполнении задач контроля, диагностики и защиты.

Автоматизированные системы в настоящее время позволяют владельцам электростанций поддерживать их работу способами, которые не были возможны прежде. Алгоритмы контроля, основанные на таких критериях, как эффективность автоматического управления мощностью и напряжением, позволяют обеспечить экономичную и безопасную работу электростанции в электроэнергетической системе. В настоящее время можно собирать и обрабатывать больше данных, чем прежде; автоматически готовить отчеты о состоянии и режиме работы станции в целом. Управление улучшилось за счет способности компьютера локализовывать проблемы, оценивать тренды и хранить данные о предшествующих режимах.

Автоматизированные системы также позволяют управлять электростанцией, распределительным устройством и водосбросом (затвор водослива, задвижки и вентили байпаса, рыбопропускные сооружения и т. д.) из одного пункта управления, который может быть местным, централизованным или удаленным. Такое централизованное управление имеет много преимуществ, включая сокращение персонала, соблюдение технологических процессов и возможность иметь достаточное количество данных для управления нормальными и аварийными режимами.

ДВ.2 Текст, замененный в 7.2.2.1

Наиболее очевидно использование компьютерных автоматизированных систем на электростанциях для автоматизации пуска/остановки оборудования. Старые электромеханические реле пуска/остановки заменяются современными компьютерными автоматизированными системами. Программа пуска/остановки оборудования запускается более высоким уровнем управления или оператором. Компьютерная система управляет вспомогательными системами, необходимыми для пуска и остановки оборудования. Входными данными компьютера являются параметры состояния оборудования и агрегатов, которые обрабатываются по мере их поступления. Компьютер может обрабатывать и отображать больше информации о состоянии оборудования, чем может усваивать оператор, поэтому такие управляющие действия, как например, аварийный останов, могут быть выполнены автоматически без ожидания реакции оператора. Так как компьютер является программируемым устройством, то программы могут быть сделаны относительно просто, даже в процессе эксплуатации электростанции. Компьютерные управляющие пуском/остановкой агрегатов системы более экономичны, надежны и более легки в управлении по сравнению с электромеханическими релейными системами. Для некоторых владельцев гидроэлектростанций полная автоматизация операций пуска/остановки может быть не удобна. В этих случаях, управление операциями пуск/остановка может предусматривать прерывания в установленной последовательности действий для того, чтобы оператор мог вмешаться или выполнить какое-либо действие по своему усмотрению.

Компьютерная система также может производить мониторинг процесса управления и предоставлять информацию о возникновении и устранении неисправностей, определяя, где в процессе произошел сбой. В этом случае компьютер может временно прервать процесс, чтобы обеспечить возможность вмешательства оператора или выполнить корректирующие действия. Эта возможность диагностики может ускорить исправление ошибок и возвращение оборудования в работу. Системы с малым периодом опроса датчиков информации могут предоставлять данные, которые могут использоваться для работы средств релейной защиты.

Одной из наиболее важных функций автоматизированной системы является способность диагностировать причины ситуаций, возникших в процессе пуска агрегата. Диагностическая информация позволяет быстро устранить возникшие проблемы работы оборудования и обеспечить его нормальный запуск с минимальной задержкой.

Примерами оборудования и параметров, контролируемых в процессе пуска/остановки, являются следующие:

а) направляющий аппарат или впускной вентиль;
б) маслонапорная установка;
в) максимальное открытие направляющего аппарата;
г) положение направляющего аппарата (заслонки, затвора);
д) давление масла в подпятнике;
е) механические тормоза;
ж) система охлаждения;
и) система возбуждения;
к) регулятор скорости вращения;
л) релейная защита;
м) сигнал тревоги агрегата;
н) состояние тормоза агрегата.

ДВ.3 Текст, замененный в 7.2.2

В некоторых случаях функция синхронизации выполняется заводской автоматической системой (синхронизатор). Синхронизация является критической функцией, требующей аккуратного и надежного наблюдения за величиной напряжения, частоты и угла сдвига фаз. Не все поставляемые заводами системы имеют встроенный синхронизатор. Преимущества встроенного синхронизатора — меньшее количество проводных соединений, меньший объем технического обслуживания, меньшая стоимость монтажа и лучшие возможности диагностики.

ДВ.4 Текст, замененный в 7.2.8

ГЭС играют важную роль в восстановлении режима энергетических систем после длительных отключений.

При отключении питания ГЭС со стороны энергосистемы и потере собственных нужд станции необходимо осуществить так называемый «темный» пуск агрегатов.

На ГЭС требуется сравнительно небольшая мощность внешнего (автономного) источника для запуска одного агрегата: на открытие затворов, открытие направляющего аппарата и подачу возбуждения на генератор. В качестве источника этой мощности должны использоваться резервные (аварийные) источники питания: аккумуляторные батареи или дизельные генераторы.

Управление пуском агрегата должно осуществляться как автоматически (при подаче питания на устройства автоматики), так и вручную с подачей команды с центрального или местного пульта управления.

ДВ.5 Текст, замененный в 7.2.3.2

Часть функций местных систем управления распределительным устройством, водосливом и вспомогательным устройством должны дублироваться при централизованном управлении. Объем дублирования определяется проектирующей и эксплуатирующей организациями. Типичными функциями централизованного управления являются:

а) управление выключателями;
б) управление разъединителями;
в) управление переключателем ответвлений трансформатора;
г) управление затворами водослива;
д) управление активной мощностью ГЭС.

АСУ ТП может использоваться для поддержания заданных значений станционной или агрегатной выдачи мощности, определяющихся различными критериями. Если ГЭС или ГА необходимо поддерживать заданную выдачу мощности, АСУ ТП будет управлять загрузкой отдельных агрегатов и выдача мощности будет выдержана на заданном уровне независимо от причин, вызывающих ее изменение.

Подобным образом АСУ ТП ГЭС будет обеспечивать устойчивость работы ГА, используя групповые системы управления.

ДВ.6 Текст, замененный в 7.2.3.4

Так как максимальное использование водных ресурсов становится все более важным для поставщиков электроэнергии, операторы электростанций стремятся оптимизировать использование воды и электроэнергии. Автоматическое управление расходом воды ГЭС с учетом потребностей рыбного хозяйства является прекрасным

применением АСУ ТП. Точная, своевременная и документированная информация о расходе воды извлекается из автоматизированной системы.

Также можно оптимизировать использование воды для достижения заданной мощности за счет оптимального распределения мощности между ГА, электростанциями и энергосистемами. Например, зная КПД генератора, турбины и напорного водопровода и гидравлический напор и расход, местный компьютер может обеспечить оптимальную загрузку агрегатов в соответствии с требованиями по нагрузке электростанции. Так как гидравлический напор меняется, КПД будет также меняться, и АСУ ТП будет перераспределять нагрузку между агрегатами для повышения эффективности работы ГЭС при соблюдении графика нагрузки.

Приложение ДГ
(обязательное)

Текст МЭК 62270:2004 «Автоматизация гидроэлектростанций. Руководство по компьютерному регулированию», не включенный в настоящий стандарт

ДГ.1 Перечень невключенных пунктов

7.2 Аппаратные средства;
7.2.1 Подсистема ввода-вывода;
7.2.2 Управление системой обработки данных;
7.3 Коммуникации;
7.4 Выполнение измерений;
7.4.1 Надежность;
7.4.2 Время реагирования системы;
7.4.2.1 Отклик;
7.4.2.2 Реакция оператора или команд программы;
7.4.2.3 Внутренняя реакция программы;
7.4.2.4 Инициализация начальной загрузки системы и время обработки отказа;
8 Характеристика резервной (дублирующей) системы;
8.1 Общее;
8.2 Основы конструирования;
8.3 Основные функции;
8.4.1 ГА турбины/генератора;
8.4.2 Автоматические выключатели и разъединители;
8.4.3 Водосливы, водосброс;
8.5 Управление сигнализацией;
8.6 Функция защиты;
9 Внутренние системы интеграции и поддержки Сайта интеграции и поддерживающие системы;
9.1 Интерфейс для существующего оборудования;
9.2 Условия окружающей среды;
9.3 Источник питания;
9.4 Контроль существующего контактного состояния точек;
9.5 Контроль существующих преобразователей датчиков;
9.6 Контроль существующих выводных управляющих точек;
9.7 Заземление;
9.8 Статическое управление;
11.2.1 План тренировки;
11.2.2 Курсы;
11.3.1 Конструкторская документация;
11.3.2 Документация системной поддержки.

ДГ.2 Текст, не включенный в настоящий стандарт

7.2 Аппаратные средства
7.2.1 Подсистема ввода-вывода

Характеристики ввода-вывода являются критическими для правильности работы, монтажа, надежности и простоты поддержания системы управления в рабочем состоянии. Подсистема ввода-вывода является буфером между жесткой технологической средой преобразования энергии на ГЭС и чувствительной средой цифровой системы обработки данных.

Подсистема ввода-вывода должна точно преобразовывать цифровые и аналоговые сигналы в компьютере, и обеспечивать цифровыми и аналоговыми параметрами агрегаты ГЭС. Система ввода-вывода может выполнять переключение по времени, масштабирование и преобразования единиц измерения параметров. Функции развязки и защиты — также часть ввода-вывода. Устройства ввода-вывода имеют один или несколько процессоров на плате ввода-вывода или внутри корпуса системного блока. Эти процессоры управляют взаимодействием с центральной

частью системы и выполняют функции службы времени, масштабирования и преобразования данных в системе ввода-вывода.

Обзор характеристик для различных прикладных программ включает следующее:

- мобильность и взаимозаменяемость плат ввода-вывода. Это снижает потребность в запасных элементах;
- возможность замены плат ввода-вывода под напряжением. Это позволяет не производить отключение всей системы ввода-вывода для замены одной платы;
- последовательность событий (ПС) — переключение ввода-вывода по времени; точность и разрешающая способность;
- типы и уровни сигналов ввода-вывода совместимы с сигналами полевой шины;
- поддержка совместимости резервных устройств, производительность резервных вводов-выводов от полевой шины до базы данных и интерфейса оператора;
- самодиагностика плат ввода-вывода, например, сигнализация о сбое ввода на светодиодном указателе или при помощи программ подсистемы сигнализации.

7.2.2 Управление системой обработки данных

Система обработки данных может быть частью однокристального микрокомпьютера или комплектов микросхем, поддерживающих микропроцессорную систему. Они представляют собой набор специализированных блоков управления (встроенный микропроцессор), программируемых логических контроллеров, или микрокомпьютеров. Эти процессоры — центральное устройство в системе управления.

При оценке процессора принимается во внимание: быстродействие процессора, пропускная способность шины и тип памяти. Эти параметры определяют быстродействие системы управления. Характеристики работы системы, рассматриваемые в настоящем руководстве, являются функциями этих параметров.

Память — важнейшая часть системы обработки данных. Память может быть изготовлена на основе чипа или на основе носителя. Носители могут быть стационарными или съемными (диски, магнитные ленты или CD-ROM). Объем памяти программ и баз данных влияет на скорость обработки данных. Объем данных или архивной памяти оказывает воздействие на количество данных, которое может быть накоплено, и в меньшей степени на быстродействие доступа к данным оценки тенденций, сигнализации и архивирования. Память должна быть достаточна для хранения программ, баз и архивов данных. Желательно иметь наибольший резерв памяти.

Многие системы обработки данных работают в среде многозадачности и с разделением времени. Эти процессоры быстрее реагируют на изменения параметров и управление процессами. Подобную реакцию имеют системы, управляемые прерываниями, но они могут иметь более медленные, низкоприоритетные процессы. Как правило, процессам управления присваивается заданный приоритет, который определяет приоритет остальных функций.

7.3 Коммуникации

Коммуникации между центральными или распределенными процессорами, устройствами ввода-вывода и другими компьютерными системами являются основным показателем производительности системы. Тип коммуникаций и выбранных сред влияет на то, как быстро могут быть собраны данные и выполнены управляющие функции. Скорость передачи данных, безопасность сообщения, проверка ошибок и их исправление обеспечиваются системой коммуникаций.

Коммуникации между центральным процессором и процессором ввода-вывода могут быть отделены от коммуникаций с другими компьютерными системами или могут рассматриваться в общей сети. Метод коммуникаций для дистанционного ввода-вывода, возможно, должен быть более защищенным и быстрым, чем типичные сети передачи данных. Это зависит от системных прикладных программ.

Аппаратные средства должны поддерживать выбранный метод коммуникаций. К аппаратным средствам относятся интерфейсные платы процессора, платы ввода-вывода, средства связи: волоконно-оптические линии, кабели или радиосвязь. Аппаратные средства и программное обеспечение коммуникаций требуются в каждой точке ввода-вывода и на центральном пункте систем с распределенным вводом-выводом.

Аппаратно-коммуникационные системы могут быть полностью избыточными, единственно-избыточными или безизбыточными. В избыточных системах сбой любого устройства не должен прервать коммуникации. Системы без избыточности или системы с избыточными аппаратными средствами с общей средой должны иметь функцию автоматического определения сбоя и переключения каналов на другой тип оборудования.

Коммуникации должны быть прозрачными для пользователя. Проверка и исправление ошибок должны выполняться автоматически, без участия пользователя, за исключением аварийных сигналов и статистики ошибок. Системы коммуникации должны учитывать и анализировать следующие факторы:

- расстояние между кабелями с использованием и без использования повторителя;
- доступные варианты аппаратных сред и использование множественных сред в пределах системы;
- возможность отключать линии просмотра данных без прерывания системы;
- возможность выполнять обслуживание и ремонт отдельных компонент с минимальными потерями для системы связи в целом. Для неизбыточных систем это, как правило, допускается только в одной точке системы;

- сообщение и безопасность данных в открытых сетях или системах со свободным доступом посредством общедоступных средств связи.

7.4 Выполнение измерений

При первичном измерении рабочих характеристик системы определяется обеспечивает ли она выполнение заданных функций. Это отражено, например, в МЭК 62270 (раздел 10), где рассматриваются различные параметры и функции, которые могут быть определены и проверены, чтобы обеспечить заданный уровень рабочих характеристик.

7.4.1 Надежность

Надежность системы — функция времени средней наработки между сбоями (СНМС) и среднего времени ремонта (СВР). На СНМС влияет избыточность аппаратных средств и надежность каждого компонента.

Как правило, данные СНМС для компьютерных систем вводятся с помощью плат или панелей плат, пультов, реже — с помощью компонентов системы. Время СВР определяется готовностью запасных частей, ремонтного персонала и временем ремонта, перевозки и хранения. Готовность данной системы или подсистемы обычно определяется следующим образом:

Готовность = СНМС / (СНМС + СВР)

7.4.2 Время реакции системы

Реакция системы управления на команды, введенные оператором или программой, является наиболее важным параметром системных прикладных приложений. Если требуемое действие должно быть выполнено быстро, задержки в его выполнении вызывают серьезные проблемы. Реакция системы управления на команды оператора является основным показателем выполнения действий оператора. Слишком долгое ожидание реакции на управляющее воздействие вызывает беспокойство оператора.

Время реакции зависит от нагрузки системы во время поступления команды или управляющего действия. Наибольшая и нормальная нагрузки должны быть учтены при проектировании прикладных задач системы управления. Критерием должно быть максимальное время ожидания, при котором обеспечивается адекватное управление. При проектировании наивысшей и нормальной нагрузки системы рассматриваются следующие возможные условия:

- число или процент требующих ввода-вывода параметров, которые одновременно изменяются. Это особенно важно в аварийных ситуациях, когда изменяются многие параметры режима, и аварийные сигналы, такие как сигналы на отключение оборудования, могут поступать одновременно;
- число команд, которые запрашивают или обновляют информацию, выводимую на экран в одно время;
- число записей о событиях или отчетов, которые печатаются в одно время.

7.4.2.1 Отклик

Это период времени от изменений на устройствах ввода-вывода, включая удаленные, до обработки и запоминания данных в центральном процессоре (включая обнаружение, локальную обработку, передачу данных). В распределенных системах управления время отклика может включать в себя и время установления связи с одним или более операторскими станциями и время отображения информации об изменении.

Для отдельных событий к отклику может относиться время, требуемое для сканирования всех вводов и обновления базы данных системы. В общем, время отклика отражает быстродействие подсистем обмена, обработки и хранения данных.

7.4.2.2 Отклик оператора или программных команд

Отклик оператора включает как локальные, так и глобальные действия. Глобальные действия совершаются также с использованием системы коммуникаций. Обычно время такого отклика включает в себя:

- время подтверждения системой приема информации или действие оператора, или других действий устройства ввода;
- время от внесения данных в интерфейс оператора до завершения их поступления в устройстве вывода;
- время обновления информации на экране дисплея или создания нового экрана;
- обновление изменяемых данных на экране дисплея.

7.4.2.3 Внутренний отклик программы

Критерии устанавливаются для работы внутренних программ. Они включают скорость вычислений, время операций пуск/остановка, время создания отчета, выполнения специальных вычислений или программ управления, которые являются ключевыми для работы системы.

7.4.2.4 Инициализация начальной загрузки системы и время обработки отказа

Время, требуемое системе, чтобы начать загрузку после пуска, потери мощности, и/или обработки отказа, является критическим. Это время характеризует среду, в которой хранится рабочая программа, случаи отключения и способность поддержания режима ожидания системы. К этому можно отнести время «холодного пуска» (полностью выключенной системы) или повторного запуска уже работающей системы (например, «теплый старт» (программный рестарт)).

8 Характеристика резервной (дублирующей) системы

8.1 Общее

Данный подраздел касается резервного оборудования, которое предназначено для выполнения основных функций управления станцией в то время, когда компьютерная система управления не функционирует. Резервные системы отличаются от дублирующих систем управления тем, что отображают только аварийные ситуации. Вопросы резервирования компьютерной системы, такие, как резервирование процессоров двойного управления, описаны в 7.2.2.

Поскольку современное компьютерное управление имеет очень высокую надежность, очевидно, что оборудование резервного управления должно иметь ограниченные функции, которые являются существенными для обеспечения безопасности станции, и функции, которые необходимы для работы агрегатов в аварийных условиях.

8.2 Основы конструирования

Хотя разработка оборудования для требований резервного управления зависит в значительной степени от проектных решений для конкретной станции, общие понятия резервирования элементов систем управления, описанные в 4.2.1, являются основой для принятия решений. Ручное управление нормальным режимом служит для контроля и поддержания работоспособности основного и вспомогательного оборудования станции. Ручное управление, резервирующее функции автоматизированного управления, является основным методом резервирования автоматизированной системы. Даже учитывая затраты и сложность автоматизированной системы, эти затраты и сложности могут быть минимизированы благодаря качеству разработки проекта и выбора оборудования.

В нормальном режиме работы управляющие и контрольные функции осуществляются компьютерным оборудованием и аппаратурой защиты. При использовании резервного контура управления предполагается, что оборудование защиты работоспособно. В предаварийной ситуации защита отключит или остановит соответствующее технологическое оборудование.

Резервное управление дает возможность управлять станцией вручную. Оператор управляет технологическим оборудованием с помощью местных устройств управления, расположенных вблизи оборудования. Часто (особенно на существующих станциях) средства ручного управления агрегатным и общестанционным оборудованием устанавливаются в агрегатных щитах. При проектировании системы управления с целью экономии оборудования и кабелей часто блокировки от неисправности исключаются. Тогда готовность устройств управления перед началом операций управления должен проверять оператор. Правила проверки должны быть описаны в Инструкции по эксплуатации.

8.3 Основные функции

Важно, чтобы ГЭС выполняли следующие функции при любых условиях:

- аварийная остановка;
- работа водосливов;
- работа выключателей высокого напряжения и разъединителей;
- пуск и остановка генератора;
- включение тормоза турбины (при отключении).

Для обеспечения безопасности гидроэлектростанции наиболее важно, чтобы была обеспечена возможность работы затвора водослива в случае сбоя в компьютерном оборудовании. Должно быть обеспечено резервное управление для выключателей и разъединителей распределительного устройства. Для обеспечения надежности работы оборудования в аварийных условиях должны быть предусмотрены возможности ручного пуска и остановки гидроагрегатов.

8.4.1 Гидроагрегат (турбина/генератор)

Вспомогательное оборудование, такое как насосы, компрессоры, затворы и т. д. должны быть снабжены устройствами контроля их состояния. Управляющее устройство — это обычно кнопки включения или выключения, которые установлены близко к управляемому оборудованию; никаких отдельных указателей их расположения не требуется. Перед пуском и после остановки агрегата оператор будет работать со вспомогательным оборудованием согласно инструкциям по эксплуатации.

Порядок действий при раскрутке гидроагрегата (ГА) до номинальной скорости и для его синхронизации с сетью четко определен. По этой причине устройства управления для выполнения следующих функций группируются в блок-коммутатор вблизи ГА:

- открыть/закрыть соленоид для пуска/остановки;
- открыть/закрыть направляющий аппарат турбины;
- включить/выключить автомат гашения поля;
- увеличить/уменьшить возбуждение;
- включить/выключить генераторный выключатель;
- включить/выключить тормоза;
- включить вентиль/стопорный клапан турбины (отключение);
- измерение активной и реактивной мощности, напряжения и скорости вращения.

Указатели положения должны устанавливаться для управления оборудованием, работающим от распределительного щита оборудования. Синхронизация измерительных приборов может быть автономной, мобильной или мультиплексированной с использованием переключателя выбора. Оператор должен иметь возможность запускать и останавливать оборудование и устанавливать активную и реактивную мощность посредством местного распределительного щита.

8.4.2 Автоматические выключатели и разъединители

Для автоматических выключателей и разъединителей высокого напряжения резервное управление должно осуществляться с панели, в которой размещены местные устройства управления автоматическими выключателями и разъединителями. При резервном управлении устройства ручного управления связаны напрямую с выключателями или разъединителями.

Панель управления должна иметь вид аналогичный панели управления ГА. Размещение панели зависит от местных условий, но удобнее закрепить панель или близко к ячейке защиты управляемых выключателей и разъединителей распределительного устройства.

8.4.3 Водослив, водосброс

Для водосливов резервное управление должно быть устроено согласно тем же правилам, что и для другого оборудования. Однако при проектировании оборудования необходимо учитывать местные условия, такие как расстояние между зданием ГЭС (пультом управления) и водосливами; время открытия при сбросе нагрузки и т. д.

Резервное управление должно включать аппаратуру для открытия и закрытия затворов, индикатор положения для затворов, и также индикатор уровня напора на гребне водослива.

8.5 Управление сигнализацией

Управление сигнализацией компьютерного оборудования может быть дорогостоящим. Из-за высокой доступности компьютерных систем управления резервное управление будет использоваться нечасто и только в течение коротких периодов. Поэтому резервная система сигнализации должна быть настолько простой, насколько возможно, и получать только ограниченное число групповых аварийных сигналов. Например, два групповых аварийных сигнала могут быть расценены как достаточные для одного ГА.

Общая проблема, с которой сталкиваются при проектировании резервной системы сигнализации, — это то, что большинство устройств-индикаторов имеют один контакт, по которому передается сигнал. Хорошо спроектированная резервная система должна иметь возможность использовать один ввод для включения и первичной и вторичной систем ввода-вывода, чтобы избежать необходимости установки дополнительных реле и преобразователей.

8.6 Функция защиты

Любая защитная функция, предоставляемая компьютерной системой управления, должна быть отражена в резервной системе, если это существенно для безопасной работы станции и ГА.

9 Внутренние системы интеграции и поддержки системы

До ввода в эксплуатацию автоматизированной системы на существующей станции проектант должен изучить условия на месте установки системы и гарантировать, что существующие интерфейсы совместимы с интерфейсами автоматизированной системы. В этом разделе отмечены некоторые позиции, которые нуждаются в изучении.

9.1 Интерфейс существующего оборудования

При оценке существующего оборудования нужно обратить особое внимание на интерфейсное оборудование для связи с автоматизированной системой. Например, если повышение напряжения и понижение уровня выходного сигнала из автоматизированной системы будут связаны с активизацией оборудования ГА, то характеристики оборудования активизации должны быть подробно изучены. Например, должен быть выявлен интервал времени между запуском команды изменения напряжения и вызываемого им изменения состояния генератора. Должны быть получены эксплуатационные ограничения режима работы оборудования (например, пределы кавитации турбины, пределы производительности генератора и т. д.) и гидравлические характеристики (например, затвора водослива и турбины). Часто такая информация является частично доступной для персонала. Однажды собранная информация должна быть включена, как справочный материал в требования к автоматизированной системе.

9.2 Условия окружающей среды

Условия работы оборудования в разных частях здания ГЭС различны.

Определенные элементы (такие как оборудование передачи данных) автоматизированной системы часто разрабатываются для удовлетворительной работы в широком диапазоне условий окружающей среды. Другие элементы (например, дисководы) могут быть особенно чувствительными к таким условиям, как пыль и вибрация. Необходимо проявлять осторожность, определяя местоположение каждого элемента автоматизированной системы.

В некоторых случаях необходимо обеспечить кондиционирование воздуха и другую защиту. Спецификации автоматизированной системы должны ясно описывать пределы температуры окружающей среды, в которых должно работать оборудование. Необходимо расположить все элементы системы в местах со свободным доступом к оборудованию. Нужно избегать зон с экстремальными условиям (пыль, вибрация или влажность). Следует избегать также помещений повышенной опасности, за исключением тех случаев, когда подтверждено, что оборудование может нормально функционировать в таких условиях.

Менее очевидный источник влияния окружающей среды — это электромагнитные помехи (ЭМП) и радиопомехи (РП). Оборудование не должно быть расположено в зонах с существенными ЭМП и РП. Дополнительно должны быть приняты меры для предотвращения распространения этих помех через соединительную кабельную сеть, заземление (заземляющее устройство) и подобные устройства.

Раннее компьютерное оборудование было, как правило, дорогостоящим и трудно заменяемым. Для предотвращения пожара в таком компьютерном оборудовании часто разрабатывалось специальное оборудование противопожарной защиты. Более современные компьютерные системы не так дорогостоящи, они не имеют специальной противопожарной защиты. Конструктор должен оценить потребность в противопожарном оборудовании и включить в систему такое оборудование, если это необходимо.

Экологические требования к месту размещения автоматизированной системы должны учитываться при проектировании сооружений станции и размещении в них оборудования. Например, если в месте размещения оборудования предусмотрен более широкий диапазон изменения температуры чем нормальный для оборудования автоматизированных систем, то затраты на увеличение помещений для поддержания допустимой температуры оборудования АСУ, должны быть сравнимы со стоимостью и сложностью дополнительного оборудования, обеспечивающего возможность работы самой автоматизированной системы в более широком температурном диапазоне.

9.3 Источник питания

Наличие источника бесперебойного питания — важный фактор надежной работы автоматизированной системы. Обычно таким источником мощности является аккумуляторная батарея. Некоторые элементы автоматизированной системы (такие как оборудование передачи данных) могут получать энергию непосредственно от батареи.

Компоненты автоматизированной системы часто включают стандартные компьютерные устройства, которые работают только на переменном токе. На случай возможной потери питания переменного тока, следует предусмотреть надежный резервный источник переменного тока, чтобы не потерять жизненно важные для управления данные (такие, как оперативные измерения параметров режима). Для обеспечения надежного питания устройств автоматизированной системы используется преобразователь тока, преобразующий постоянный ток станционной аккумуляторной батареи в переменный ток. Зарядные устройства переменного тока должны обеспечивать достаточную мощность зарядки батарей, предназначенных для работы на преобразователь. В случае отказа преобразователя питание автоматизированной системы должно быть автоматически переключено на другой станционный источник переменного тока. Также преобразователь должен обладать средствами контроля синусоидальности переменного тока, обеспечивающими совместимость с требованиями подключаемой нагрузки. При обнаружении отказа преобразователя дежурный персонала должен получить соответствующий сигнал.

Станционная батарея должна иметь достаточную емкость, чтобы работать в определенные периоды времени со всеми потребителями переменного тока станции, включая автоматизированную систему управления. Время работы от станционной батареи должно быть не менее получаса, хотя общего требования к времени работы автоматизированной системы после потери питания переменного тока не существует. Для этого должна быть предусмотрена определенная емкость батареи. Также должны быть предусмотрены нужные параметры зарядного устройства батареи. Зарядные устройства должны быть способными подавать постоянный ток системным нагрузкам в то время, как батарея заряжается. Если требования к батарее или зарядным устройствам слишком велики, нужно рассмотреть возможность использования более эффективной автоматизированной системы или сокращение других нагрузок постоянного тока.

9.4 Контроль состояния контактов

Большинство автоматизированных систем имеет большое число входов с контактными устройствами. Это могут быть реле защиты, выключатели с ручным управлением, реле уровня, схемные переключатели и другие устройства. По возможности входы автоматизированной системы не должны иметь вспомогательных релейных контактов. Если реле защиты работают параллельно с оборудованием системы сигнализации, необходимо гарантировать, что между автоматизированной системой и оборудованием сигнализации нет никаких взаимных помех.

Соединения автоматизированной системы со станционной аккумуляторной батареей должно иметь гальваническую развязку.

9.5 Входы автоматизированной системы управления

Хотя автоматизированная система может конфигурироваться так, чтобы приспособиться почти к любому входному электрическому сигналу, стандартизированные входы являются приоритетными. Точность существующих преобразователей должна соответствовать требованиям, предъявляемым к точности системы. Хотя нет никаких универсальных стандартов для выходов датчиков, обычно используются преобразователи энергосистемы, обеспечивающие точность (0 – (±1)) мА. В АСУ производственными процессами в промышленности стандартный выход преобразователя имеет характеристику: от 4 до 20 мА. Оба эти диапазона допустимы для прикладных программ гидроэлектростанций.

Выходы различных преобразователей подключаются к различным входным цепям автоматизированной системы. Поэтому стандартизация типов выходов преобразователя, как минимум уменьшает сложность автоматизированной системы и облегчает ее конфигурирование после ввода оборудования в эксплуатацию.

9.6 Выходы автоматизированной системы управления

Характеристики каждой выходной точки должны контролироваться. Выходные сигналы подаются на исполнительные механизмы операций закрыть/отключить, поднимать/понижать, пуск/остановка. При изменении скорости двигателей отключение элементов исполнительной схемы может происходить при относительно высоком уровне индукционного тока. Выходные цепи автоматизированной системы должны позволять надежное отключение этого тока в течение всего срока службы системы. Одним из возможных методов снижения индуктивного тока является использование промежуточных вспомогательных реле.

9.7 Заземление

Каждая аппаратная стойка, в которой расположены компоненты автоматизированной системы, должна быть отдельно заземлена при помощи большого калибровочного провода (проволочная межзубная лигатура). При неисправности системы питания может возникнуть большая разность потенциалов между различными точками электрической схемы электростанции из-за большого тока заземления. Так как это явление может обнаружиться между различными элементами оборудования, схемы соединения элементов должны быть спроектированы так, чтобы противостоять увеличению разности потенциалов между элементами оборудования. Использование волоконно-оптического кабеля в качестве канала связи между элементами оборудования — один из методов, при котором могут быть устранены проблемы, получающиеся от повышения потенциала.

Часто используются экраны на аналоговых сигнальных кабелях между преобразователями и автоматизированной системой. Для максимальной эффективности каждый экран должен быть связан с общим потенциалом в конце кабеля. При отключении или переключении между преобразователем и системой автоматизации, каждый контур должен быть собран отдельно. В некоторых ситуациях шкафы с устройствами должны быть заземлены со стороны системы автоматизации.

9.8 Статическое электричество

Многие компоненты автоматизированных систем могут быть повреждены статическими разрядами. Правильно разработанное оборудование в рабочей конфигурации должно быть устойчивым к проблемам, связанным со статическим электричеством. Повреждение от статических разрядов наиболее часто случается во время технического обслуживания системы. Для минимизации снятия статического заряда существует специальное оборудование, которое должно быть использовано при проектировании системы.

Хотя риск удара оператора статическим электричеством в результате контакта с элементами оборудования обычно отсутствует, желательно принять меры, чтобы избежать его полностью. Типичными мерами в этом направлении является использование неэлектризующихся контактных поверхностей и правильного заземления всех устройств, с которыми может контактировать оператор.

11.2.1 Учебный план тренировки персонала

Учебный план должен включать следующую информацию по каждому из курсов:

- структура курса;
- продолжительность;
- место проведения (например, у пользователя, у изготовителя);
- уровень тренеров;
- цели и задачи изучения, технические требования к изучаемому материалу;
- предпосылки, необходимые условия;
- содержание;
- учебный материал (раздаточные материалы, конспект);
- аудиовизуальные вспомогательные средства;
- специальное оборудование, инструменты и т. д.;
- соотношение часов лекционных и практических или лабораторных занятий.

11.2.2 Курсы

Акцент для каждого курса должен делаться на взаимоотношениях между обучаемыми и компьютерной системой управления. Целесообразно включить в учебный план следующие курсы:

- *работа системы.* Инструкция по работе с оборудованием, включая средства интерактивного управления, дисплей, периферийное оборудование; инструкция по распознаванию системных сбоев и выполнению корректирующих воздействий, в том числе по ручному управлению в случае отказа системы;

- *техническое обслуживание аппаратных средств.* Инструкции по поддержанию работоспособности оборудования, выявлению неисправностей, ремонту и наладке оборудования;

- *программное обеспечение центрального процессора.* Инструкции по эффективному использованию программного обеспечения, поставляемого с оборудованием центрального процессора, предъявляемого с системой, включая систему управления в реальном времени, языки, систему команд, загрузчики, ассемблеры, компиляторы, макроязыки и их использование, алгоритмические языки высокого уровня, функции, обслуживание, конструкция используемых устройств и отладка программ;

- *программное обеспечение системы.* Инструкции по эффективному использованию и поддержке системного программного обеспечения, поставляемого с оборудованием системы, включая связи программного обеспечения, формирование сообщений, формирование изображения, модификацию базы данных и программное обеспечение обнаружения сбоев;

- *прикладное программное обеспечение.* Инструкция по эффективному использованию и поддержке прикладных программ, поставляемых как часть системы;

- *курсы повышения квалификации.* Формируются с учетом опыта эксплуатации системы и потребностей пользователей.

11.3.1 Конструкторская документация

На начальной фазе разработки системы поставщик должен подготовить спецификацию, которая определяет состав аппаратных средств и программного обеспечения, конфигурацию и производительность системы. Спецификация должна содержать функциональные и технические требования к системе. Конструкторская документация должна включать детальное описание взаимодействия человека и машины, рабочие чертежи схем аппаратных средств и любую иную информацию, необходимую для описания соединения оборудования системы с оборудованием пользователя. Элементы, которые должны быть включены в описания.

a) Операторский интерфейс:

1) компоновка клавиатуры и работа с ней;

2) формат данных на дисплеях;

3) принципы управления курсором;

4) принципы дисплейного вызова;

5) использование цвета, мигания, инвертированного видео и т. д.;

6) компоновка дисплея;

b) функциональная документация:

1) рабочие чертежи, включая размеры и размещение;

2) блок-схемы системы, показывающие номенклатуру, типы оборудования, серийные номера, обеспечение ввода-вывода;

3) список протоколов ввода-вывода с интервалами, метками, и другой связанной специфической информацией.

11.3.2 Документация системной поддержки

Документация системной поддержки должна обеспечить пользователю возможность поддержки работоспособности оборудования в течение всего срока службы системы. В дополнение к требованиям, описанным в 11.3.1, следует рассмотреть такие типичные позиции:

a) Чертежи аппаратных средств:

1) внешние схемы соединений, детально показывающие соединение с пользовательским оборудованием;

2) требования по мощности и к окружающей среде для каждого элемента оборудования;

3) процедура подготовки места установки, включая: заземление оборудования, кабельную трассу, средства управления монтажом и т. д.;

4) список запасных частей.

б) документация программного обеспечения:

1) иерархический перечень программного обеспечения;

2) стандарты разработки программ;

3) управление конфигурацией;

4) перечень программных требований;

5) описания программы;

6) программа управления интерфейсами;

7) процедура приемо-сдаточных испытаний и формы отчетов об испытаниях;

8) аннотированная опись исполняемых программ, сводный список;

9) техническое обслуживание, рекомендации и справочники пользователя;

c) Документация по эксплуатации и техническому обслуживанию:

1) эксплуатационная документация, включая специальные эксплуатационные инструкции, функциональное описание частей системы и правила безопасной работы;

2) эксплуатационная документация, включая инструкции по демонтажу, сборке, восстановлению, наладке, поиску и устранению неисправностей механического и электрического оборудования; каталоги деталей; принципиальные и коммутационные схемы; блок-схема системы управления и системы блокировки; список требуемых специальных инструментов. Инструкции для демонтажа, сборки, восстановления, испытания и наладки должны включать рекомендованные значения напряжения и тока, процедуру нахождения и устранения неисправностей для печатных плат и других элементов, необходимых для технического обслуживания оборудования. Процедуры нахождения и устранения неисправностей должны включать пошаговые описания диагностических процедур для каждой выполняемой функции. Электрические параметры должны включать форму волны, идентификацию компонентов, фотографии, точки проверки и перечни элементов.

Библиография

[1] Руководящий документ «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации» (Утвержден решением председателя Государственной технической комиссии при Президенте Российской Федерации от 30 марта 1992 г.)

[2] Постановление Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

[3] IEEE 802.3u Fast Ethernet: 100Mbps Ethernet.

[4] IEEE 802.3z 1000BASE-X Gbit/s Ethernet over Fiber-Optic at 1 Gbit/s (125 MB/s).

[5] IEEE 802.5Token Ring.

[6] IEEE 802.12 Demand Priority and multimedia.

[7] ANSI X3T9-5 technical definition.

[8] IEEE 802 LAN/MAN.

[9] IEEE Std 485-1997. IEEE Recommended Practice for Sizing Lead-Acid Batteries for Stationary Applications.

УДК 621.22:006.354 ОКС 27.140

Ключевые слова: АСУ ТП ГЭС, ГЭС, гидроагрегат, пуск, остановка, управление, регулирование, диагностика, контроль, автоматическое управление, автоматизированное управление, защита, программно-технический комплекс, АРЧМ, резервирование

Редактор *Н.А. Аргунова*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *М.В. Бучная*
Компьютерная верстка *А.Н. Золотаревой*

Сдано в набор 12.05.2014. Подписано в печать 28.05.2014. Формат 60 × 84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 6,51. Уч.-изд. л. 6,25. Тираж 57 экз. Зак. 2170.

Издано и отпечатано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123995 Москва, Гранатный пер., 4.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru