

Приложение 2
к распоряжению ПАО «РусГидро»
от 19.01.2017 № 17р

ВРЕМЕННЫЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ. ТИПОВОЙ
ПЕРЕЧЕНЬ СИГНАЛОВ, РЕГИСТРАЦИЯ,
АРХИВИРОВАНИЕ, ОТОБРАЖЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ
ИНФОРМАЦИИ. ТИПОВЫЕ ФОРМЫ. НОРМЫ И
ТРЕБОВАНИЯ

Содержание

1 Общие положения.....	1
2 Нормативные ссылки.....	2
3 Термины и определения.....	4
4 Сокращения.....	7
5 Требования к источникам и видам технологической информации, регистрируемой в АСУ ТП. Перечень типовых режимов и параметров регистрации.....	9
6 Требования к составу и объемам регистрируемой в АСУ ТП ГЭС информации.....	10
6.1 Требования к составу и характеристикам технологической информации.....	10
6.2 Требования к источникам сигналов и составу информации, необходимым для выполнения задач диспетчерского и технологического управления ГЭС.....	11
6.3 Требования к типовому составу сигналов и оценке объемов информации, используемой для целей технологического и диспетчерского управления ГЭС.....	14
7 Требования к архивам в ПТК АСУ ТП ГЭС.....	14
7.1 Требования к составу и объемам архивируемой информации.....	14
7.2 Требования к режимам архивирования и временным характеристикам архивов данных.....	15
7.3 Требования к защите архивных данных от несанкционированного доступа.....	17
7.4 Требования к организации доступа и просмотра архивов.....	18
8 Технические требования, определяющие количество, вид и информационную наполняемость АРМ персонала ГЭС.....	18
8.1 Требования к системе графического отображения информации на средствах индивидуального и коллективного пользования посредством ПТК АСУ ТП.....	18
8.2 Требования к составу типовых графических форм отображения информации.....	19
8.3 Требования к информационному наполнению типовых графических форм отображения информации.....	21
8.4 Единые требования к графическому исполнению мнемосхем.....	30
8.5 Типовой состав исходных данных предоставляемых Заказчиком для разработки системы графического отображения информации.....	36
Приложение А (рекомендуемое) Типовой состав сигналов АСУ ТП ГЭС.....	37

**АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ. ТИПОВОЙ
ПЕРЕЧЕНЬ СИГНАЛОВ, РЕГИСТРАЦИЯ,
АРХИВИРОВАНИЕ, ОТОБРАЖЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ
ИНФОРМАЦИИ. ТИПОВЫЕ ФОРМЫ. НОРМЫ И
ТРЕБОВАНИЯ**

Дата введения _____

1 Общие положения

1.1 Настоящие Временные методические указания (далее – Методические указания) являются локальным нормативным документом ПАО «РусГидро», устанавливающим требования к автоматизированным системам управления технологическими процессами гидроэлектростанций (АСУ ТП ГЭС) в части перечня сигналов, поступающих в АСУ ТП ГЭС, состава и объема сигналов для архивирования и отображения информации, типовых форм представления персоналу ГЭС информации, необходимой для контроля и управления работой гидроэлектростанции и для принятия управленческих решений в нормальных и аварийных режимах.

1.2 Методические указания предназначены для обязательного применения в ПАО «РусГидро» и в его филиалах.

1.3 Требования Методических указаний обязаны выполнять любые сторонние организации и физические лица, выполняющие работы (оказывающие услуги) в области их применения по договорам с ПАО «РусГидро» и (или) с его филиалами.

1.4 Обязательность применения требований и норм Методических указаний для всех поименованных выше субъектов ограничена их деятельностью на объектах, расположенных в Российской Федерации, владельцами или инвесторами (застройщиками) которых являются ПАО «РусГидро».

1.5 Требования Методических указаний обязательны к применению при проектировании АСУ ТП ГЭС, ее изготовлении, вводе в действие при новом строительстве и реконструкции объектов ГЭС.

1.6 При расхождении требований Методических указаний с требованиями иных локальных нормативных документов ПАО «РусГидро», выпущенной до их утверждения, необходимо руководствоваться требованиями Методических указаний.

1.7 При вводе в действие (внесении изменений) в нормативные правовые и (или) нормативные технические акты, требования которых отличаются от приведенных в Методических указаниях, следует руководствоваться требованиями вновь введенных (измененных) документов до внесения в Методические указания соответствующих изменений.

2 Нормативные ссылки

В настоящих Методических указаниях использованы нормативные ссылки на следующие федеральные законы, законодательные акты, стандарты:

Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»

Федеральный закон от 21.07.1997 № 117-ФЗ «О безопасности гидротехнических сооружений»

Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»

Постановление Правительства Российской Федерации от 28.10.2009 № 846 «Об утверждении Правил расследования причин аварий в электроэнергетике»

Правила устройства электроустановок, утвержденные Главтехуправлением и Госэнергонадзором Минэнерго СССР 10.12.1979 (6-ое издание)

ГОСТ 2.601-2013 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы

ГОСТ 15467-79 Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения

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

ГОСТ 17703-72* Аппараты электрические коммутационные. Основные понятия. Термины и определения

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

ГОСТ 19431-84 Энергетика и электрификация. Термины и определения

ГОСТ 19919-74 Контроль автоматизированный технического состояния изделий авиационной техники. Термины и определения

ГОСТ 20911-89 Техническая диагностика. Термины и определения

ГОСТ 23887-79 Сборка. Термины и определения

ГОСТ 25866-83 Эксплуатация техники. Термины и определения

ГОСТ 28853-90 Установки, приборы, устройства, блоки, модули функциональные агрегатного комплекса технических средств для локальных информационно-управляющих систем (КТС ЛИУС). Общие технические требования

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

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

ГОСТ Р 56303-2014 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению

СТО 17330282.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения

СТО 17330282.27.140.009-2008 Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 17330282.27.140.010-2008 Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования

СТО РусГидро 02.02.87-2013 Автоматизированные системы управления технологическими процессами. Условия создания. Представление информации персоналу. Нормы и требования

Примечание - при пользовании Методическими указаниями целесообразно проверить действие ссылочных документов в информационной системе общего пользования; стандартов – на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю "Национальные стандарты", который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании Методическими указаниями следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ

отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящих Методических указаниях применены понятия в соответствии с их значениями, установленными Федеральным законом от 26.06.2008 № 102-ФЗ, Федеральным законом от 21.07.1997 № 117-ФЗ, Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ, Постановлением Правительства РФ от 28.10.2009 № 846, термины – по ГОСТ 2.601-2013, ГОСТ Р 27.002-89, ГОСТ 34.003-90, ГОСТ 15467-79, ГОСТ 16504-81, ГОСТ 17703-72, ГОСТ 18322-78, ГОСТ 19431-84, ГОСТ 19919-74, ГОСТ 20911-89, ГОСТ 28853-90, ГОСТ 25866-83, ГОСТ 23887-79, СТО 17330282.27.010.001-2008, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 аварийный режим работы оборудования: Режим работы оборудования, характеризующийся параметрами, выходящими за пределы требований технических регламентов и иных обязательных требований, и ведущий к угрозе повреждения оборудования.

3.2 аварийный (или предупредительный) сигнал: Сигнал, которому присвоен статус аварийного (или предупредительного).

3.3 аварийное событие: Изменение состояния совокупности сигналов, характеризующих состояние технической системы, и опознаваемое логикой автоматизированной системы управления как аварийное.

П р и м е ч а н и е - аварийное событие характеризуется совокупностью аварийных и предупредительных сигналов.

3.4 авария: Технологические нарушения на объекте электроэнергетики, приведшие к разрушению или повреждению зданий, сооружений и (или) технических устройств (оборудования) объекта электроэнергетики, неконтролируемому взрыву, пожару и (или) выбросу опасных веществ, отклонению от установленного технологического режима работы объектов электроэнергетики, нарушению в работе релейной защиты и автоматики, автоматизированных систем оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике или оперативно-технологического управления либо обеспечивающих их функционирование систем связи, полному или частичному ограничению режима потребления электрической энергии (мощности), возникновению или угрозе возникновения аварийного электроэнергетического режима работы энергосистемы.

3.5 автоматизированная система: Система, состоящая из персонала и комплекса средств автоматизации его деятельности, реализующая информационную технологию выполнения установленных функций.

3.6 автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП): Автоматизированная система, объектом управления которой является технологический процесс.

3.7 автоматизированное рабочее место (АРМ): Программно-технический комплекс автоматизированной системы, предназначенный для автоматизации деятельности определенного вида.

3.8 архивированная (архивная) информация (архив): Сохраненная в базе данных информация зарегистрированных параметров и событий АСУ ТП для обеспечения возможности оперативного и ретроспективного анализа состояния и режимов работы оборудования.

3.9 база данных (БД): Совокупность специально организованных хранимых данных, относящихся к определенному объему или кругу деятельности, обновляемых и логически связанных между собой.

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

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

3.12 диалог: Последовательность диалоговых окон, выводимых на экран монитора и предназначенных для вывода информации и (или) получения ответа от пользователя

Примечание - диалоговое окно это специальный элемент интерфейса, окно в графическом пользовательском интерфейсе, предназначенное для вывода информации и (или) получения ответа от пользователя

3.13 квитирование: Подтверждение приема аварийного или предупредительного сигнала оператором путем нажатия на соответствующий этому сигналу мнемознак.

3.14 коммутационный аппарат (КА): Электрический аппарат, предназначенный для коммутации электрической цепи и проведения тока

3.15 мнемознак: Условное статическое или динамическое графическое изображение на мнемосхеме контролируемого оборудования (объекта).

3.16 мнемосхема (схема в мнемонической форме): Графическая модель, отображающая динамически изменяющуюся схему управляемого оператором объекта на АРМ или на средствах отображения коллективного пользования (мнемошит, видеостена).

3.17 мониторинг: Непрерывное наблюдение и регистрация параметров состояния и функционирования контролируемого объекта с помощью средств автоматизации.

3.18 оперативный персонал гидроэлектростанции: Штатные дежурные работники организации собственника (эксплуатирующей организации), уполномоченные на выдачу и выполнение команд по управлению энергетическим режимом конкретной ГЭС, а также на непосредственное воздействие на органы управления гидроагрегатами этой ГЭС.

3.19 оператор: Работник из числа оперативного персонала, управляющий техническими средствами и оборудованием АСУ ТП.

3.20 программно-технический комплекс (ПТК): Совокупность средств вычислительной техники, программного обеспечения и средств создания и заполнения машинной информационной базы при вводе автоматизированной системы в действие, достаточных для выполнения одной или более задач системы.

3.21 сигнал: Материальный носитель информации, используемый для передачи сообщений (событий).

Примечание - сигналом может быть любой физический процесс, параметры которого изменяются в соответствии с передаваемым сообщением. К примеру, существуют аналоговые сигналы, дискретные сигналы.

3.22 система: Совокупность элементов, объединенная связями между ними и обладающая определенной целостностью.

3.23 система регистрации аварийных событий и процессов (РАС): Функциональная подсистема АСУ ТП или автономная система для станций, не оснащенных АСУ ТП, обеспечивающая выполнение функций регистрации, архивирования и отображения информации о процессах возникновения, развития и ликвидации аварийных ситуаций в главной схеме станции и прилегающих участках сетей.

3.24 событие: Изменение состояния сигнала или совокупности сигналов, характеризующих состояние технической системы.

Примечание - к событиям относятся команды управления, действия оператора, изменения состояний объектов управления, моменты выхода параметров за допустимые пределы, действия устройств сигнализации, неисправности, действия

устройств релейной защиты и автоматики, переключения режимов работы оборудования и автоматических устройств с помощью оперативных элементов управления и ПТК АСУ ТП, работа АВР и др.

4 Сокращения

АБ – аккумуляторная батарея;
АВР – автоматический ввод резерва;
АИИС КУЭ – автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрэнергии;
АПТ – автоматическое пожаротушение;
АРМ – автоматизированное рабочее место;
АРВ – автоматический регулятор возбуждения;
АРЗ – аварийно-ремонтный затвор;
АРЧМ – автоматическое регулирование частоты и мощности;
АС – аварийное событие;
АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическими процессами;
АТ – автотрансформатор;
АТС – автоматические телефонные станции;
АУВ – автоматика управления выключателем;
ВЛ – воздушная линия;
ВН, СН, НН – (высшее, среднее, низшее) напряжение;
ВОЛС – волоконно-оптическая линия связи;
ВЧ – высокая частота;
ГА – гидроагрегат;
ГАЭС – гидроаккумулирующая электростанция;
ГРАМ – групповое регулирование активной мощности;
ГРНРМ – групповое регулирование реактивной мощности и напряжения;
ГЩУ – главный щит управления;
ГЭС – гидроэлектростанция;
ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
ЗУ – зарядное устройство;
ИБП – источник бесперебойного питания;
КА – коммутационные аппараты;
КИВ – контроль изоляции вводов;
КРУ – комплектное распределительное устройство;
КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;

КПД – коэффициент полезного действия;
КСТСБ – комплекс систем технических средств безопасности;
ЛЭП – линия электропередачи;
МП – микропроцессорное;
МП РЗА – микропроцессорное устройство релейной защиты и автоматики;
ОБ – оперативная блокировка;
ОДС – оперативно-диспетчерская связь;
ОДУ – объединенное диспетчерское управление;
ОМП – определение места повреждения;
ОПУ – общестанционный пульт управления;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
ОС – охранная сигнализация;
ОТС – оперативное технологическое событие;
ПА – противоаварийная автоматика;
ПБВ – переключение без возбуждения;
ПКЭ – показатели качества электроэнергии;
ППУ – подстанционный пульт управления;
ПС – предупредительное событие;
ПТК – программно-технический комплекс;
ПТС – производственно-техническая служба;
РАС – регистрация аварийных событий;
РДУ – региональное диспетчерское управление;
РЗА – релейная защита и автоматика;
РПН – регулирование под нагрузкой;
РУ – распределительное устройство;
САУ – система автоматизированного управления;
СОЕВ – система обеспечения единого времени;
СКУД – система контроля и управления доступом;
СМО – служба мониторинга оборудования;
СМНР - система мониторинга переходных режимов;
СОП – система охранной сигнализации периметра;
СОПТ – система оперативного постоянного тока;
СОС – система охранной сигнализации зданий;
СПС – система пожарной сигнализации;
СТСУ – служба технологических систем управления;
Т – трансформатор;
ТГ – блок трансформатор-гидроагрегат(ы);

ТИ – телеизмерения;
ТН – трансформатор напряжения;
ТС – телесигнализация;
ТСН – трансформатор собственных нужд;
ТТ – трансформатор тока;
ТУ – телеуправление;
УАТС – учрежденческая автоматическая телефонная станция;
УПАСК – устройство передачи аварийных сигналов и команд;
УСО – устройство связи с объектом;
УСПД – устройство связи и передачи данных;
ШАОТ – шкаф автоматического управления охлаждением трансформатора;
ШОН – шкаф отбора напряжения;
ЩПТ – щит постоянного тока;
ЩСН – щит собственных нужд;

5 Требования к источникам и видам технологической информации, регистрируемой в АСУ ТП. Перечень типовых режимов и параметров регистрации

5.1 Состав технологической информации, обрабатываемой АСУ ТП ГЭС в общем виде, должен включать следующие данные:

- измеряемые и вычисляемые параметры, характеризующие текущий режим и состояние контролируемого и управляемого оборудования, зданий, сооружений, водного объекта;
- измеряемые и вычисляемые параметры, характеризующие параметры вырабатываемой электроэнергии, включая данные коммерческого и технического учёта электроэнергии, контроля качества электроэнергии, измеряемые счетчиками (при наличии технической возможности);
- параметры, характеризующие текущий режим и состояние технических средств подсистем и систем АСУ ТП и других автономных технических систем;
 - статусные сигналы (недостоверность выдаваемой информации, неисправности, потеря сигнала единого времени и т.д.);
 - специальная информация (осциллограммы, информация об уставках, временные срезы и т.п.);
 - директивы управления (включая плановые графики, диспетчерские команды), изменения органов настройки, квитирования

сигнализации;

– отчётная информация (суточные ведомости, сводные макеты и т.д.).

Состав получаемых сигналов должен определяться и согласовываться с техническими службами Главного инженера ГЭС на этапе проектирования.

5.2 От МП устройств РЗА, не интегрированных в САУ ОРУ/ЗРУ/КРУЭ/ГА/ТГ, в АСУ ТП должна передаваться цифровая информация, включающая данные о срабатывании, пуске, неисправности, самодиагностике, осциллограммы и результаты ОМП.

6 Требования к составу и объемам регистрируемой в АСУ ТП ГЭС информации

6.1 Требования к составу и характеристикам технологической информации

6.1.1 Состав и характеристики технологической информации должны обеспечивать наблюдаемость и управляемость контролируемой ГЭС в объеме, определяемом конкретными задачами оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления.

6.1.2 Средства АСУ ТП ГЭС при сборе информации и управлении, должны иметь возможность обработки трех типов сигналов:

– сигналы событий и сигнализации – ТС. К сигналам событий относятся команды управления, действия оператора, изменения состояний объектов управления, моменты выхода параметров за допустимые пределы, действия устройств сигнализации, неисправности, действия устройств релейной защиты и автоматики, переключения режимов работы оборудования и автоматических устройств с помощью оперативных элементов управления и ПТК АСУ ТП, работа АВР и др. К сигналам сигнализации относятся сигналы событий, которым присвоен статус аварийных или предупредительных в АСУ ТП;

– сигналы телеизмерений текущих значений параметров, характеризующих режим ГЭС и состояние оборудования ГЭС – ТИ;

– сигналы телеуправления (команды управления) коммутационными аппаратами и устройствами ГЭС – ТУ.

Каждый сигнал должен быть снабжен меткой единого времени его возникновения, синхронизированной с СОЕВ АСУ ТП.

6.1.3 Средства АСУ ТП ГЭС должны обеспечивать сбор технологической информация, формируемой в виде файлов (графики, отчёты, макеты, осциллограммы и т.д.).

6.2 Требования к источникам сигналов и составу информации, необходимым для выполнения задач диспетчерского и технологического управления ГЭС

6.2.1 Источники аналоговых сигналов.

6.2.1.1 Источниками сигналов режимных параметров должны являться непосредственно измерительные трансформаторы тока и трансформаторы напряжения. Информация от этих источников (ТТ и ТН) должна оцифровываться в устройствах АСУ ТП с присвоением метки единого времени, синхронизированной с СОЕВ АСУ ТП.

6.2.1.2 Сигналы от датчиков технологических величин (например, неэлектрической природы - температура масла, температура воды, давление элегаза, температурный контроль в помещениях, метеоданные и т.п.), а также специализированные сигналы от электрооборудования допускается вводить при помощи унифицированных аналоговых сигналов постоянного тока (4 – 20 мА) или напряжения (+/-10 В). При этом для измерений токов в системе оперативного постоянного тока используются соответствующие шунты. В отдельных случаях, по согласованию с Заказчиком, допускается применять датчики, использующие для выдачи сигналов другие диапазоны, в том числе выдающие унифицированные аналоговые сигналы постоянного тока (0 – 5 мА, +/- 5 мА).

6.2.1.3 Предусматривается два способа подключения сигналов в АСУ ТП:

- контрольным кабелем – непосредственно в устройства нижнего уровня АСУ ТП (модули УСО контроллеров);
- в цифровом виде – посредством информационного обмена с локально-автономными комплексами, отдельными устройствами и системами.

6.2.1.4 Класс точности измерительных преобразователей должен быть не хуже 0,5, точность измерителей частоты должна быть $\pm 0,01$ Гц.

6.2.1.5 Ввод аналоговых сигналов в АСУ ТП ГЭС допускается двумя способами: по аппертуре и периодически. Период обновления информации на АРМ пользователей должен составлять не более 1с.

6.2.1.6 Апертуры аналоговых сигналов должны составлять не более 0,5% от номинала измерительных трансформаторов для тока, напряжения и мощности 0,01% от номинала для частоты.

Средства измерений электрических величин должны удовлетворять основным требованиям в соответствии с гл. 1.6 Правил устройства электроустановок.

6.2.1.7 Для аналоговых сигналов, в том числе и расчетных (виртуальных), должны иметься возможности выставления уставок по действующему значению для формирования предупредительной и аварийной сигнализации. Срабатывание по уставке должно фиксироваться в архиве событий.

6.2.1.8 Аналоговые сигналы должны сопровождаться признаком достоверности. Недостоверность должна фиксироваться отдельно по каждому измерительному каналу и квалифицироваться как событие.

6.2.1.9 Аналоговые сигналы могут иметь признак «канал отключен». Признак должен фиксироваться, когда значение сигнала не может быть получено, так как измерительный канал или источник параметра отключен вручную.

6.2.1.10 Аналоговые сигналы могут сопровождаться признаком ручного ввода. Признак должен фиксироваться, когда значение сигнала введено вручную в системе.

6.2.2 Источники сигналов событий и сигнализации (ТС).

6.2.2.1 Источниками сигналов событий и сигнализации (ТС) должны являться:

- блок-контакты и концевые выключатели силовых коммутационных аппаратов (высоковольтных выключателей, отделителей, короткозамыкателей, разъединителей и заземляющих ножей, тележек выкатных элементов КРУ, автоматических выключателей ЩСН и ЩПТ);

- контакты реле схемы управления и автоматики коммутационных аппаратов;

- контакты выходных реле автономных устройств и подсистем (РЗА, инженерных и вспомогательных систем ГЭС).

6.2.2.2 Источниками сигналов событий и сигнализации могут быть также интеллектуальные МП устройства информационно-технологических систем, установленные на ГЭС, в том числе терминалы РЗА, средства систем контроля и управления, мониторинга и диагностики основного оборудования, оборудование связи, телемеханики и т.д.

6.2.2.3 Предупредительная и аварийная сигнализация предназначена для инициативного извещения оперативного персонала о возникновении нарушений в ходе технологического процесса (авария, аварийная ситуация). Все сигналы должны автоматически выводиться на экраны мониторов, наиболее важные могут дублироваться на индивидуальных табло в виде соответствующих мнемознаков на экранах процессов.

К сигналам сигнализации относятся:

- сигналы выхода за установленные пределы значений технологических параметров;
- сигналы срабатывания устройств РЗА;
- сигналы обнаружения неисправностей технических средств, исчезновения электропитания и т.п.;
- сигналы о действии блокировок, АВР источников электропитания, об изменении положения коммутационных аппаратов, происходящем без команд от оперативного и диспетчерского персонала;
- сигналы от инженерных и вспомогательных систем ГЭС, в том числе срабатывания охранной и пожарной сигнализации.

6.2.2.4 Дискретные сигналы могут поступать в устройства АСУ ТП ГЭС как в виде «сухого» контакта, так и в цифровом коде, при этом в первом случае метка времени сигналам присваивается при оцифровывании в устройствах (модулях, контроллерах) АСУ ТП, во втором - может быть получена от источника сигнала в цифровом коде. В обоих случаях, метка времени должна быть синхронизированной с СОЕВ АСУ ТП.

6.2.2.5 Дискретные сигналы должны сопровождаться признаками, характеризующими качество сигнала, такими как: недостоверность, неисправность, неопределенность. Число признаков может быть увеличено.

6.2.2.6 Дискретные сигналы могут иметь признак «канал отключен». Признак должен фиксироваться, когда значение сигнала не может быть получено, так как измерительный канал или источник параметра отключен вручную.

6.2.2.7 Дискретные сигналы могут сопровождаться признаком ручного ввода. Признак должен фиксироваться, когда значение сигнала введено вручную в системе.

6.2.2.8 В АСУ ТП ГЭС должна быть обеспечена возможность групповой сигнализации, сигналы которой формируются по какому-либо признаку, например, обобщающие заранее заданный набор сигналов,

относящихся к одному присоединению, одному распределительному устройству и т.п.

6.2.2.9 Обобщенные сигналы аварийно-предупредительной сигнализации должны формироваться либо в устройствах нижнего уровня АСУ ТП ГЭС путем логической обработки вводимых в ПТК первичных сигналов, либо путем сборки в цепях вторичной коммутации схем типа «ИЛИ».

6.2.2.10 Должна быть обеспечена возможность дублирования информационных каналов для передачи аварийных сигналов. Аварийные сигналы, передающиеся в цифровом виде, могут быть дублированы передачей контрольным кабелем при техническом обосновании такой возможности.

6.2.3 Должен быть предусмотрен ручной ввод информации о выведении оборудования в ремонт, об установке диспетчерских плакатов, плакатов безопасности, об установке переносных заземлений.

6.3 Требования к типовому составу сигналов и оценке объемов информации, используемой для целей технологического и диспетчерского управления ГЭС

Типовой состав сигналов, регистрируемый в АСУ ТП ГЭС для целей технологического и диспетчерского управления ГЭС, должен предоставлять пользователю системы полную информацию о состоянии и режиме работы ГЭС.

Типовой состав сигналов, вводимых в ПТК АСУ ТП, приведен в Приложении А.

Приведенные в приложении объемы сигналов не являются исчерпывающими и должны уточняться и дополняться на этапе проектирования в зависимости от технических характеристик и режимов работы конкретной ГЭС, типа оборудования и архитектуры построения АСУ ТП, а также других локально-автономных комплексов и систем, интегрируемых в АСУ ТП.

7 Требования к архивам данных в ПТК АСУ ТП ГЭС

7.1 Требования к составу и объемам архивируемой информации

Архивирование и хранение информации является одной из основных функций программно-технического комплекса автоматизированной системы управления технологическим процессом ГЭС.

Данная функция предназначена для накопления и последующего представления оперативному и другому персоналу данных об истории протекания технологических процессов, работе автоматики, действиях оператора. Все регистрируемые в АСУ ТП ГЭС параметры и события, в соответствии с пунктом 6 настоящих Методических указаний, подлежат длительному хранению в виде баз данных (архивов) для ретроспективного анализа состояния и режимов работы оборудования ГЭС, в том числе:

- значения измеряемых аналоговых сигналов;
- значения дискретных сигналов;
- изменение состояния (дискретные события) дискретных сигналов;
- выход параметров за аварийные и предупредительные уставки и вхождение их в норму;
- осциллограммы аварийных процессов;
- команды управления;
- диагностическая информация по силовому электрооборудованию;
- информация от смежных систем (АИИС КУЭ, РЗА, инженерных систем и других);
- работа устройств технологических защит;
- переключения режимов работы оборудования и автоматических устройств с помощью оперативных элементов управления;
- системные события, формируемые внутри АСУ ТП (в том числе информация самодиагностики по программным и техническим средствам ПТК);
- команды на снятие и восстановление блокировки;
- все действия персонала по управлению оборудованием ГЭС и обслуживанию ПТК АСУ ТП со всех средств управления, в том числе:
 - история изменения мнемосхем;
 - история внесения изменений в контуры управлений, в алгоритмы последовательного управления, алгоритмы защит и блокировок, в отчеты и расчетные алгоритмы;
 - истории изменений уставок сигнализации, блокировок и защит;
 - история загрузок прикладного программного обеспечения в контроллеры, комплектные системы автоматического управления.

7.2 Требования к режимам архивирования и временным характеристикам архивов данных

7.2.1 Общие положения.

Объем архива в БД должен обеспечивать хранение всей перечисленной в 7.1 информации не менее пяти лет по всем регистрируемым параметрам.

Информация, записываемая в архив, должна иметь метку времени с разрешающей способностью не хуже чем 1 мс и присвоенной в месте ввода информации в АСУ ТП.

Информация, записываемая в архив, должна сопровождаться сопутствующими признаками (недостоверности, выхода за предупредительные и аварийные уставки и т.д.).

Должна быть обеспечена возможность как событийной записи в архив, так и периодической.

Архив АСУ ТП ГЭС должен иметь циклическую структуру с автоматизированным затиранием наиболее старой информации для исключения переполнения устройств хранения информации (жестких дисков), с обязательным копированием данных на долговременные носители (DVD, ленточные накопители и т.д.).

Объем дискового пространства должен определяться, исходя из перечисленных выше условий.

7.2.2 Архивирование аналоговых сигналов.

Дискретность для режимных электрических параметров (ток, напряжение, мощность, частота) не должна превышать 1 секунду.

При записи в архив по апертуре, величина апертury должна составлять 0,75 значения номинальной погрешности измерительной системы по каждому параметру. При этом дополнительно должна реализовываться периодическая запись в архив режимных параметров с дискретностью не более 1 минуты.

7.2.3 Архивирование дискретных сигналов.

Дискретные сигналы должны регистрироваться по событиям (по факту изменения значения сигнала или по факту изменения качества сигнала), а также периодически (рекомендуемый период обновления 1-3 минуты).

7.2.4 Архивирование осциллограмм аварийных процессов.

К автоматически архивируемой информации должна относиться вся аварийная информация, регистрируемая средствами РЗА, в том числе:

- информация, поступающая от МП устройств РЗА и автономных регистраторов;
- информация, поступающая от смежных систем и устройств;
- сигналы диагностики технических средств РЗА и каналов связи.

Информация, записываемая в архив, должна сопровождаться сопутствующими признаками (недостоверности, неисправности каналов и т.д.).

В составе ПТК АСУ ТП должен быть организован единый архив осциллограмм для всех используемых устройств регистрации. Программное обеспечение АСУ ТП ГЭС должно позволять экспортировать осциллограмму в формате *COMTRADE*.

7.3 Требования к защите архивных данных от несанкционированного доступа

7.3.1 Требования к программно-аппаратным средствам архивации данных.

Программные средства архивирования информации должны быть построены на базе системы управления базами данных с поддержкой *SQL*, кластеризации, разграничением прав доступа пользователей (*Microsoft SQL Server, Oracle* и аналогичные).

Аппаратные средства архивирования информации должны быть резервированными.

7.3.2 Требования к структуре архива.

Структура архива должна быть круговой с автоматической перезаписью наиболее старой информации для защиты от переполнения устройств хранения информации. Должен быть предусмотрен механизм быстрого архивирования и восстановления для анализа данных за интересующий интервал времени.

7.3.3 Требования к защите архивной информации.

Программно-технические средства подсистемы архивирования должны обеспечивать:

- защиту информации от несанкционированного доступа;
- сохранность информации в процессе ее хранения на машинных носителях.

Защита информации от несанкционированного доступа должна обеспечиваться с помощью системы паролей, которые проверяются программным обеспечением при попытке записи, коррекции или удаления информации. Защищенность информации от несанкционированного доступа организуется программно-аппаратными средствами защиты, которые обеспечивают:

- гарантированное разграничение доступа к информации (по уровням ответственности);

– регистрацию событий, имеющих отношение к защищенности информации.

Сохранность информации в процессе ее хранения на машинном носителе должна обеспечиваться путем копирования информации на резервный носитель. При записи информации в оперативный архив должна быть обеспечена синхронная запись информации на резервный носитель, в качестве которого должен использоваться массив дисков (RAID массив).

К работе с архивом должен допускаться квалифицированный обслуживающий персонал, прошедший специальное обучение.

Должно обеспечиваться хранение ведомости в электронном виде с подписью и защитой от модификации.

С целью обеспечения безопасности архивной информации, хранящейся в ПТК АСУ ТП, должны быть заблокированы программно и/или физически USB-порты, не используемые для экспорта данных. Политикой безопасности объекта должны быть введены правила блокировки портов Ethernet в целях исключения несанкционированного доступа.

7.4 Требования к организации доступа и просмотра архивов

Доступ к архивам должен осуществляться со всех АРМ верхнего уровня АСУ ТП ГЭС.

8 Технические требования, определяющие количество, вид и информационную наполняемость АРМ персонала ГЭС

8.1 Требования к системе графического отображения информации на средствах индивидуального и коллективного пользования посредством ПТК АСУ ТП

8.1.1 Система графического отображения информации должна предусматривать вывод мнемосхем на АРМ персонала ГЭС и средства отображения коллективного пользования.

8.1.2 Система графического отображения информации на ГЭС должна обеспечивать:

- доступ только для зарегистрированных пользователей, имеющих персональный логин и пароль;
- возможность блокирования АРМ вручную оператором и автоматически, по прошествии времени, в случае покидания оператором рабочего места (переход в состояние «пользователь не определен») с запретом воздействия на систему;

- визуализацию технологических объектов, фактических параметров и сигналов, поступающих в систему контроля и управления;
- навигацию по видеокадрам по принципу «от общего к частному» и наоборот;
- отображение состояний дискретных сигналов, событий, предупредительных и аварийных сигналов, а также наличие возможности квитирования этих сигналов;
- отображение неготовности аппаратуры к управлению и потерю достоверности информации;
- поддержку диалога для выполнения функций управления с отображением ответной информации, поступающей от управляемого объекта.

8.1.3 Информация должна отображаться посредством динамических (меняющих свое состояние) мнемознаков на мнемокадрах и текстовой информации на русском языке, содержащейся в графических видеокадрах, таблицах, графиках, меню, гистограммах, индикаторных приборах и т.д. с возможностью выбора мнемосхемы или фрагмента.

8.1.4 Для оперативного отображения информации должны использоваться экраны процесса (мнемосхемы, видеокадры).

Экраны процесса должны отражать:

- состояние оборудования ГЭС;
- значения технологических и электрических параметров режима;
- возникновение технологических нарушений;
- отклонения параметров режима от заданных значений;
- квитирование сигналов событий и изменение состояний;
- ремонтное состояние оборудования.

8.2 Требования к составу типовых графических форм отображения информации

Программный комплекс АСУ ТП ГЭС должен предоставлять возможность отображать получаемую информацию в виде мнемосхем, таблиц, графиков (трендов), панелей управления, журналов событий и журналов сигнализации, гистограмм, индикаторных приборов и т.д. На АРМ должна быть выведена аналоговая и дискретная информация, необходимая для адекватной оценки ситуации и управления объектом. Вызов графической формы для просмотра должен осуществляться оператором.

В рамках системы должна быть предусмотрена возможность максимально гибкой перенастройки средств отображения под конкретного пользователя. Состав типовых графических форм, которые должны быть реализованы на АРМ в составе АСУ ТП ГЭС, приведен в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Состав типовых графических форм

Уровень детализации	Состав типовых графических форм
Контроль состояния ГЭС	Главная схема электрических соединений в мнемонической форме
	Схемы электрических соединений ОРУ, ЗРУ, КРУ в мнемонической форме
	Генеральный план расположения оборудования с территориальной привязкой
	Схемы подсистем ГА, затворов, ГТС, ведения водно-энергетического режима
	Мнемосхема диагностики состояния основного оборудования
	Журнал сигнализации. Журнал событий
	Таблицы технологических и технико-экономических показателей функционирования основного оборудования
	Графики представления технологических и технико-экономических показателей функционирования основного оборудования в нормальных и аварийных режимах
Оперативное управление ГЭС	Главная схема электрических соединений в мнемонической форме
	Схемы электрических соединений ОРУ, ЗРУ, КРУ в мнемонической форме
	Генеральный план расположения оборудования с территориальной привязкой, схемой кабельных линий
	Схемы подсистем ГА, затворов, ГТС, ведения водно-энергетического режима
	Планы расположения оборудования и узлов системы управления на объекте управления с территориальной привязкой
	Электрические и технологические схемы отдельных объектов управления в мнемонической форме
	Мнемосхема диагностики состояния основного оборудования
	Журнал сигнализации. Журнал событий
	Таблицы, гистограммы, индикаторные приборы представления технологических показателей функционирования объектов управления
	Графики представления технологических показателей функционирования объектов управления в нормальных и аварийных режимах
	Окна, из которых вызываются диалоги управления

Продолжение таблицы 2

Детализация информации о	Главная схема электрических соединений в мнемонической форме
	Схемы электрических соединений ОРУ, ЗРУ, КРУ и т.д.

состоянии ГЭС	в мнемонической форме
	Генеральный план расположения оборудования с территориальной привязкой, схемой кабельных линий
	Схемы подсистем ГА, затворов, ГТС, ведения водно-энергетического режима
	Планы расположения оборудования и узлов системы управления на объекте управления с территориальной привязкой
	Мнемосхемы участков электрических и технологических схем, содержащих элементы, функционально связанные с работой рассматриваемого узла или участка
	Таблицы, гистограммы, индикаторные приборы представления основных технологических показателей объекта управления
	Графики представления основных технологических показателей объекта управления в нормальных и аварийных режимах
	Журнал сигнализации. Журнал событий
	Таблицы критичных параметров функционирования отображаемого узла или участка в реальном времени и в режиме просмотра архивной информации
	Графики критичных параметров функционирования отображаемого узла или участка в реальном времени и в режиме просмотра архивной информации
	Окна настройки контролируемых элементов, узлов и участков средств и систем автоматизации и управления, конфигурирования различных микропроцессорных устройств и комплексов, просмотра и анализа осциллограмм аварийных процессов

8.3 Требования к информационному наполнению типовых графических форм отображения информации

8.3.1 Требования к информационному наполнению мнемосхем.

8.3.1.1 На всех экранах процесса необходимо отобразить:

- текущее время и дату – в правом верхнем углу главного окна. Допускается также выводить температуру наружного воздуха в правом верхнем углу;

- кнопки перехода к необходимым формам – верхняя и нижняя (при необходимости) часть главного окна;

- имя пользователя – верхняя часть главного окна;

- категорию пользователя – верхняя часть главного окна.

8.3.1.2 Мнемосхемы, выводимые на экраны процесса должны предусматривать достаточное количество уровней детализации, с которых возможно производить управление:

- первый уровень – «гидроэлектростанция»;

- второй уровень – «технологическая подсистема ГЭС»;

- вспомогательные схемы и экранные формы.

8.3.1.3 Требования к мнемосхемам уровня «гидроэлектростанция».

Данный уровень должен представлять собой (обзорную) главную схему станции и генеральный план расположения оборудования с территориальной привязкой.

Информация мнемосхем первого уровня должна позволять оценить режим работы ГЭС в целом.

На АРМ должна выводиться следующая информация:

- сигнализация режимных отклонений и нарушений работы оборудования;

- электрические параметры;
- технологические параметры.

Электрические параметры:

- а) план балансирующего рынка;
- б) уточненный диспетчерский график;
- в) частота сети на каждой системе шин высшего напряжения;
- г) значения генерации активной и реактивной мощности по генераторам и суммарно для всей станции;

- д) положение выключателей от 35 до 750 кВ (для небольших электростанций на мнемосхеме первого уровня может отображаться и положение выключателей от 6 до 10 кВ);

- е) напряжение (U_{AB}) на шинах, секциях от 35 до 750 кВ (для небольших электростанций на мнемосхеме первого уровня может отображаться напряжение от 6 до 10 кВ);

- ж) напряжение (U_{AB}) на ЛЭП 220 кВ и выше – при наличии ТН, ШОН ЛЭП;

- з) значения токов (I_A), генерации активной и реактивной мощности по блочно;

- и) значение токов (I_A), активной и реактивной мощности присоединений;

- к) значение тока (I_A) и реактивной мощности в цепи устройства компенсации реактивной мощности 6 кВ и выше;

- л) значение тока (I_A) и активной мощности на остальных присоединениях от 6 до 110 кВ;

Технологические параметры:

- а) температура воды и воздуха;
- б) уровень воды верхнего бьефа;

- в) уровень воды нижнего бьефа;
- г) напор ГЭС;
- д) суммарный расход ГЭС;
- е) расход воды через каждую гидротурбину;
- ж) уровень воды в отсасывающей трубе;
- и) режимные параметры работы ГА;
- к) другая информация, по согласованию с ГЭС.

8.3.1.4 Требования к мнемосхемам уровня «технологическая подсистема ГЭС».

На данном уровне должны реализовываться как информационные, так и управляющие функции.

Информация мнемосхем второго уровня должна позволять оценить режим работы различных систем и подсистем. Ко второму уровню должны быть отнесены следующие экранные формы:

- планы расположения оборудования и узлов системы управления на объекте управления с территориальной привязкой;
- полная схема распредустройства (ОРУ, ЗРУ, КРУ, ТГ) со всеми коммутационными аппаратами, заземляющими ножами, трансформаторами тока и трансформаторами напряжения;
- мнемосхема диагностики состояния основного оборудования, в том числе схема гидроагрегата, с возможностью отображения как электрических, так и технологических параметров;
- схема ЩСН переменного тока с возможностью производства операций с вводными и секционными автоматами, на которых должны быть отображены ТСН, положение их ПБВ, кнопка перехода в РУ питающего напряжения, шины 0,4 кВ и значение напряжения на них (пофазно), вводные и секционные автоматы со значениями токов (пофазно).
- схема ЩСН постоянного тока (ЩПТ) с возможностью производства операций с вводными и секционными автоматами (при наличии такой возможности), на которой должны быть отображены напряжения на шинах первой и второй секций, ток нагрузки, сопротивления на землю положительного и отрицательного полюсов, выпрямительные агрегаты, зарядно-подзарядные устройства, вводные и секционные автоматы со значениями токов.
- схема системы пожаротушения (водяного, пенного, газового) с возможностью дистанционного запуска системы пожаротушения и управления запорной арматурой с электродвигательным приводом: должны

быть отображены мнемознаки насосов (включен, отключен, недостоверное, ремонт), запорной арматуры (открыта, закрыта, недостоверное, ремонт) подачи огнетушащего средства с электродвигательным приводом систем пожаротушения, уровень воды в пожарном резервуаре, давление воды пожарного коллектора, АВР насосов;

- электрическая схема КРУЭ, совмещенная со схемой заполнения КРУЭ элегазом (используется для визуализации элегазового отсека при срабатывании сигнализации понижения в нем давления элегаза). Газовая схема должна быть одним из основных мнемокадров электроустановок КРУЭ;

- схемы расположения устройств АСУ ТП, релейной защиты, противоаварийной автоматики, технологических защит и других устройств автоматики и управления с их привязкой к расположению на станции и к шкафам микропроцессорных устройств, с возможностью вызова диалога для просмотра установленных уставок;

- схема расположения регистраторов аварийных процессов;

- схемы различных локально-автономных комплексов ГЭС, интегрированных в АСУ ТП (ГРАМ, ГРНРМ, АИИС КУЭ, ПКЭ, и т.д.)

8.3.1.5 Требования к информационному наполнению мнемосхем режима работы ГА.

На мнемосхемы режима работы ГА должна выдаваться информация, обеспечивающая графическую визуализацию нахождения ГА в различных зонах эксплуатационной характеристики, а также отображение в цифровом виде следующих текущих значений основных технологических характеристик и данных статистического учёта работы ГА:

- активной мощности генератора;
- расхода воды через гидротурбину;
- КПД гидротурбины;
- напора;
- открытия направляющего аппарата и угла разворота лопастей (для ПЛ-турбин).

Основную площадь мнемосхемы должно занимать графическое изображение эксплуатационной характеристики ГА с отложенными по оси абсцисс отметками мощности на валу гидротурбины, по оси ординат отметками напора гидротурбины.

В указанном координатном поле должны быть изображены выделенные цветом области, границы которых определяются в соответствии

с заводской эксплуатационной характеристикой ГА, в том числе линий ограничения мощности, линий границ зон запрещённой/ограниченной работы гидроагрегата, при этом:

- зоны, в которых эксплуатация ГА разрешается без ограничений, должны иметь оттенки зелёного цвета, либо не закрашиваться;
- зоны ограниченной работы должны иметь оттенки жёлтого цвета;
- зоны, в которых эксплуатация ГА не допускается, должны иметь оттенки красного цвета.

На том же координатном поле должны быть показаны изолинии КПД турбины с шагом, заданным в эксплуатационной характеристике.

Границы зон и изолинии КПД должны строиться по табличным данным эксплуатационной характеристики. По ним же должно определяться текущее значение КПД.

Указатель текущей рабочей точки гидротурбины на эксплуатационной характеристике должен выполняться графическим элементом «круг», цвет которого должен быть принят белым или черным, по условию максимальной контрастности с цветами зон эксплуатационной характеристики (базовый цвет). Координаты указателя на характеристике определяются текущим расчётным значением мощности на валу гидротурбины и текущим измеренным значением напора гидротурбины.

На координатном поле эксплуатационной характеристики, с периодичностью один раз в 5 минут, должны обновляться отметки рабочей точки гидротурбины, составляя в итоге последовательность точек или кривую, показывающую смещение рабочей точки за предшествующие три часа. При этом, для отображения точки, наиболее отстоящей по времени, должен использоваться цвет, инверсный к базовому, а для отображения элементов кривой на характеристике должны использоваться оттенки базового цвета с градиентом от текущей рабочей точки до рабочей точки, наиболее отстоящей по времени.

На мнемосхеме следует предусмотреть отображение в цифровом виде показателей работы гидроагрегата в соответствии с требованиями разделов 8.11 СТО РусГидро 02.02.87-2013. На мнемосхеме должен быть реализован элемент управления, предназначенный для вывода на экран в табличном виде ретроспективных значений за последние три часа следующих величин:

- активной мощности гидрогенератора;
- открытия направляющего аппарата;
- угла разворота лопастей рабочего колеса;
- величины напора;

- КПД гидротурбины;
- расхода воды через гидротурбину.

Рассчитанные и сохраненные в технологической базе данных параметры и показатели режима работы ГА должны быть доступны оперативному персоналу в виде отчетов в формате, согласованном с оперативной службой филиала. При запросе ретроспективных значений показателей из базы данных, программными средствами должна предоставляться возможность усреднения сохраненных значений на интервалах от 1 минуты до 1 часа.

8.3.1.6 Требования раздела 10.4.1.5 носят рекомендательный характер и в большей степени определяют интерфейс АРМ комплексной АСУ ТП ГЭС. В то же время на АРМ локальных САУ, а также локальные операторские панели гидроагрегатов может выводиться ограниченный набор информации.

8.3.2 Требования к информационному наполнению диалогов управления.

8.3.2.1 В общем случае с помощью диалогов управления должны производиться следующие управляющие воздействия, выполняемые оперативным персоналом ГЭС:

- операции перевода агрегата из режима в режим;
- операции нормального останова агрегата;
- установка заданий по активной и реактивной мощности;
- управления режимами группового регулирования напряжения и активной мощности;
- операции регулирования активной мощности и регулирования частоты при отсутствии ГРАМ;
- операции регулирования напряжения и реактивной мощности при отсутствии ГРАМ;
- управления выключателями, разъединителями и заземляющими ножами КРУЭ 500 кВ и 220 кВ;
- управления выключателями КРУ 6 кВ и щитов КТП 0,4 кВ собственных нужд ГЭС;
- управление затворами водоприемника и водосброса;
- установка на мнемосхемы, с которых производится управление, диспетчерских плакатов, плакатов безопасности, вывод оборудования в ремонт.

8.3.2.2 Мнемосхема второго уровня должна позволять воздействовать с неё на коммутационные аппараты для изменения их положения, управлять

режимом работы гидроагрегатов, управлять режимами регулирования, переключать положение РПН, изменять параметры и состояние устройств АСУ ТП, РЗА и иных систем.

Управление должно выполняться только из диалога управления. При этом с мнемосхемы второго уровня должен вызываться одновременно только один диалог управления. Диалог инициируется для реализации управления конкретным устройством по выбору оперативного персонала с контролем прав доступа оперативного персонала к функции управления.

8.3.2.3 В диалоге управления должны быть предоставлены следующая данные:

- диспетчерское наименование аппарата, устройства или группы устройств, управление которым происходит в данном диалоге;
- наименование контроллера, с которого реализуется управление;
- сигналы, характеризующие состояние объекта управления и режима управления (см. таблицу 3).

Т а б л и ц а 3

Наименование сигнала	Состояние сигнала
Состояние	Отключен/Включен/Ремонт/Недостоверно
Управление	Разрешено/Запрещено
Состояние цепей сигнализации	Исправны/Неисправны
Положение нормально-замкнутые контакты	Отключен/Включен/ Недостоверно
Положение нормально-разомкнутые контакты	Отключен/Включен/ Недостоверно
Положение ключа местное/дистанционное АСУ	Местное/Дистанционное
Положение ключа местное/дистанционное шкаф управления	Местное/Дистанционное
Состояние ОБ	Управление разрешено/Управление заблокировано

Кнопка управления должна быть активна только в режиме «Управление разрешено».

Из диалога управления должен быть предусмотрен выход в режим просмотра состояния оперативных блокировок.

8.3.2.4 Диалог отображения оперативных блокировок (ОБ).

В диалоге ОБ должны быть представлены следующие данные:

- диспетчерское наименование аппарата, устройства или группы устройств, управление которым происходит в данном диалоге;
- диспетчерское наименование контроллера, с которого реализуется управление;
- состояние (Отключен/Включен/Ремонт/Недостоверно);
- результат алгоритма ОБ (Управление разрешено/Управление заблокировано);
- сигналы, характеризующие состояние и алгоритм ОБ:
 - а) диспетчерские наименования сигналов, участвующих в алгоритмах ОБ;
 - б) текущее состояние сигналов (Отключен/Включен/Ремонт/Недостоверно);
 - в) состояние сигналов (Отключен/Включен), при которых разрешено управление.

Кроме того, в диалоге ОБ должен быть представлен алгоритм блокировки в виде, понятном оперативному персоналу (с использованием блок-схем, алгоритмов И и ИЛИ), а также результат работы алгоритма – выход алгоритма ОБ.

Отклонение значений текущих сигналов от заданного диапазона значений, приведшее к блокированию управления, должно выделяться красным цветом. Значения сигналов, которые попадают в заданный диапазон значений, при котором разрешено управления должны выделяться зеленым цветом.

8.3.3 Требования к информационному наполнению журнала событий и журнала сигнализации.

На всех АРМ должны быть представлены журнал событий и журнал сигнализации. Общие требования к представлению информации в журналах событий и журналах сигнализации приведены в 8.4 СТО РусГидро 02.02.87-2013.

8.3.3.1 Требования к информационному наполнению журналов событий.

Журнал событий предназначен для вывода информации о событиях по всем подсистемам АСУ ТП. Журнал событий представляет собой хронологическую ведомость изменения всех контролируемых дискретных

сигналов с метками времени и признаками принадлежности к группам сигналов.

Обязательным является присутствие в журнале событий следующих полей:

- символ группы события (АС, ПС, ОТС);
- дата/время события;
- идентификатор объекта (от общего к частному): название зоны объекта (ОРУ, ЗРУ, ТГ, генераторная группа и т.д.), название присоединения, устройства (УСО, МПРЗА, контроллер присоединения);
- описание сигнала – описание события.

8.3.3.2 Требования к информационному наполнению журнала сигнализации.

Журнал сигнализации предназначен для вывода аварийной и предупредительной сигнализации от АСУ ТП и от интегрированных смежных систем и подсистем.

Обязательным является присутствие в журнале сигнализации следующих полей:

- символ группы события (АС, ПС);
- символ состояния события (активный/неактивный, квитированный/неквитированный);
- дата/время события;
- идентификатор объекта (от общего к частному): название зоны объекта (ОРУ, ЗРУ, КРУ), название присоединения, название устройства (УСО, МПРЗА, контроллер присоединения);
- описание события – описание сигналов.

Журнал сигнализации должен предоставлять следующие возможности:

- квитирование событий оператором с автоматическим архивированием времени квитирования событий;
- отображение событий с обозначением признаков (группа события, активный/неактивный, квитированный/неквитированный, идентификатор объекта);
- отображение времени возникновения события;
- отображение времени квитирования события;
- фильтрация по заданному интервалу времени;
- фильтрация по принадлежности к группе (АС, ПС);
- фильтрация по идентификатору объекта;
- фильтрация по описанию сигнала;

- скрывание из зоны отображения журнала сквитированных неактивных событий;
- появление аварийной или предупредительной сигнализации должно сопровождаться звуковым сигналом, различающимся по длительности, громкости и тембру для групп АС, ПС;
- рекомендации по диагностике и устранению причин (дополнительно по запросу оператора).

8.3.4 Требования к информационному наполнению экранных форм для отображения и анализа аналоговых сигналов.

Текущие измерения аналоговых сигналов для анализа и выявления тенденций изменения должны быть отображены в сводных таблицах, гистограммах, индикаторных приборах и графиках, которые выполняются на отдельных видеокадрах или в виде всплывающего окна для выбранного измерения. Должна быть предусмотрена возможность создания экранных форм по всем аналоговым сигналам, поступающим в систему. Аналоговые сигналы должны выводиться на экран как в режиме реального времени, так и в режиме просмотра архива. Должна быть предусмотрена возможность распечатки экранной формы.

При построении графиков аналоговых сигналов должны быть так же реализованы возможности:

- вывода на один график до 12 любых различных сигналов (по выбору оператора) со своей шкалой по оси ординат;
- изменения временного шага построения графика от минимально возможного до пяти лет;
- просмотра графика в архивном режиме по всей глубине архива;
- изменения масштаба графического отображения сигналов по временной оси и амплитуде;
- вывода легенды, наименования, размерности и численного значения сигнала;
- форматирования графиков процессов (фон, цвет, толщина линии, точки регистрации и т.д.).

8.3.5 Окончательный состав графических форм отображения и их информационное наполнение должны определяться на этапе рабочего проектирования и согласовываться с ГЭС.

8.4 Единые требования к графическому исполнению мнемосхем

8.4.1 Для мнемосхем должны быть реализованы следующие функции:

- наглядного отображения схемы управляемого объекта и информация о его состоянии (ОРУ, РУ, АТ, ТГ, генератор и т.д.);
- масштабирования (увеличение/уменьшение размеров мнемосхемы), перемещения мнемосхемы с помощью панели прокрутки;
- контекстного окна с всплывающей информацией о выбранном элементе – для вывода подсказок, дополнительной и уточняющей информации, в том числе для вывода полных диспетчерских наименований коммутационных аппаратов, которые на мнемосхеме могут иметь сокращенный вид;
- контекстного меню для любого элемента на мнемосхеме, позволяющего просматривать дополнительную информацию по выбранному элементу (значение параметров режима, график, состояние выделенного элемента схемы, технические данные и т.д.), а также производить управление коммутационными аппаратами, заземляющими ножами, изменять параметры и состояние устройств релейной защиты и автоматики, устанавливать диспетчерские плакаты, плакаты безопасности, признак вывода оборудования в ремонт и т.д.;
- цветовое оформление топологических элементов мнемосхем;
- сигнализации о всех существенных нарушениях в работе объекта;
- распечатки мнемосхем на принтере с фиксацией времени, которому соответствует представленная на ней информация, и времени печати.

8.4.2 Для обеспечения наглядности схемы должны соблюдаться следующие правила:

- электрические соединения оборудования электростанции выполняются вертикальными и горизонтальными линиями с минимальным числом пересечений;
- взаимное расположение и ориентация друг относительно друга распределительных устройств высшего и среднего напряжения на нормальной схеме электростанции, как правило, должны соответствовать проектному плану размещения оборудования. Распределительные устройства высшего напряжения следует располагать в верхней части листа нормальной схемы электростанции;
- чередование ячеек в каждом распределительном устройстве на нормальной схеме электростанции должно соответствовать проектному плану размещения оборудования;

- для обеспечения отображения взаимного расположения распределительных устройств высшего и среднего напряжения на нормальной схеме электростанции допускается расположение РУ собственных нужд на свободном месте мнемосхемы;

- расположение силовых трансформаторов и автотрансформаторов (кроме трансформаторов собственных нужд) на нормальной схеме электростанции должно быть вертикальным. Отвод связи обмотки среднего напряжения автотрансформаторов допустимо указывать как со стороны касания дуги, так и с противоположной стороны;

- взаимное расположение оборудования и распределительных устройств на мнемосхеме должно учитывать их расположение в пространстве;

- на нормальной схеме у каждого распределительного устройства должно быть нанесено его наименование (например: ОРУ 500 кВ, КРУЭ 110 кВ, ЗРУ 10 кВ и т.п.), расположенное таким образом, чтобы однозначно определялась принадлежность к нему соответствующего оборудования;

- соединительные линии на мнемосхемах должны быть сплошными, простой конфигурации, минимальной длины и иметь наименьшее число пересечений.

8.4.3 Требования к диспетчерским наименованиям.

Наименования всего отображаемого на мнемосхемах оборудования ГЭС, должны соответствовать утвержденным диспетчерским наименованиям.

Расположение диспетчерских наименований на схеме, а также постоянно отображаемой на экране информации, не должно заслонять линии схемы электрических соединений.

По согласованию на схеме могут быть приведены сокращенные наименования, при этом в контекстном меню наименования приводятся в строгом соответствии с диспетчерскими наименованиями. Сокращенный вид наименований должен определяться на этапе рабочего проектирования и согласовываться с ГЭС.


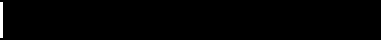












На мнемосхемах должны отображаться:

- диспетчерские наименования всех единиц обозначенного на схеме оборудования ГЭС;


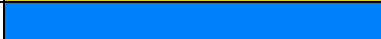


- номинальные мощности автотрансформаторов, трансформаторов, устройств компенсации реактивной мощности.

8.4.4 Элементы и линии нормальной схемы ГЭС отображаются на мнемосхемах цветом, в соответствии с классом напряжения отображаемых объектов, на котором они работают. Характеристики цветовой модели отображаемых объектов приведены в таблицах 4 и 5.

Т а б л и ц а 4 – Характеристики цветовой модели

Наименование фона, класс напряжения	Значение RGB	Пример
Фон мнемосхемы	100:100:100	
Фон мнемосхемы ЭКП	0:0:0	
1150 кВ	205:138:255	
800 кВ; 750 кВ	0:0:200	
500 кВ	165:15:10	
400 кВ	240:150:30	
330 кВ	0:140:0	
220 кВ	200:200:0	
150 кВ	170:150:0	
110 кВ	0:180:200	
35 кВ; 20 кВ	130:100:50	
10 кВ и генераторное напряжение	100:0:100	
6 кВ	200:150:100	
до 1 кВ	190:190:190	

Т а б л и ц а 5 – Цветовое отображение на мнемосхеме схем технологического оборудования

Наименование	Значение RGB	Пример
Маслосистема	220:200:40	
Воздушная сеть	0:130:250	
Техводоснабжение	0:0:254	
Пожарная и технологическая сеть	0:150:0	

8.4.5 Условные графические обозначения коммутационных аппаратов, используемые для отображения на мнемосхемах, должны соответствовать ГОСТ Р 56303-2014.

8.4.6 Обмотки (авто)трансформаторов и генераторов должны отображаться цветом соответствующего класса напряжения подключения. Способы соединения обмоток (авто)трансформаторов следует отображать символами внутри обмоток черным цветом. Возможность регулировки напряжения с помощью РПН следует отображать стрелкой.

8.4.7 На средствах коллективного и индивидуального пользования измеряемые величины и другие параметры должны отображаться в следующих единицах:

– значения токов (I), перетоков активной (P) и реактивной (Q) мощности ЛЭП – в амперах (А), мегаваттах (МВт), мегаварах (Мвар) соответственно;

– значение токов (I), перетоков активной (P) и реактивной (Q) мощности всех обмоток силовых (авто)трансформаторов – в амперах (А), мегаваттах (МВт), мегаварах (Мвар) соответственно;

– значение токов (I), перетоков реактивной (Q) мощности в цепи устройств компенсации реактивной мощности 6 кВ и выше по каждому присоединению – в амперах (А), мегаварах (Мвар) соответственно;

– значение напряжений (U), частоты (F) сети на шинах, секциях 6 кВ и выше – в киловольтах (кВ), герцах (Гц) соответственно;

– температура наружного воздуха (t) – в градусах Цельсия ($^{\circ}\text{C}$);

– положение РПН (авто)трансформатора – «единица измерения» РПН («единица измерения» РПН выбирается в зависимости от варианта исполнения РПН. Как правило, в качестве единицы измерения используется номер отпайки);

– положение силового (авто)трансформатора и трансформатора собственных нужд – «единица измерения» ПБВ («единица измерения» ПБВ выбирается в зависимости от варианта исполнения ПБВ. Как правило, в качестве единицы измерения используется номер отпайки); («единица измерения» ПБВ);

– значение токов (I), напряжений (U) на ЩСН постоянного и переменного тока – в амперах (А), вольтах (В) соответственно;

– значение активной (P) и реактивной (Q) мощности на ЩСН переменного тока – в киловаттах (кВт), киловарах (квар) соответственно.

8.4.8 В качестве разделителя целой и дробной частей следует использовать запятую.

Разрядность при отображении числовых значений (показываются только действующие значения) при выводе их на мнемосхему должна составлять:

– в сети выше 110 кВ:

а) частота – два разряда до запятой, два после запятой;

б) напряжение, ток – четыре разряда до запятой, один разряд после запятой;

в) мощность (активная, реактивная) – четыре разряда до запятой. Должен быть выделен дополнительный разряд на знак минус (–) при направлении перетоков от шин. Выражается целым числом;

– в сети 6 – 35 кВ:

а) частота, напряжение – два разряда до запятой, два разряда после запятой;

б) ток – три разряда до запятой, один разряд после запятой;

в) мощность (активная, реактивная) – два разряда до запятой. Должен быть выделен дополнительный разряд на знак минус (–) при направлении перетоков от шин, один разряд после запятой;

– в сети до 1 кВ:

а) напряжение – три разряда до запятой. Выражается целым числом;

б) ток – три разряда до запятой, один разряд после запятой;

в) мощность (активная, реактивная) – три разряда до запятой. Должен быть выделен дополнительный разряд на знак минус (–) при направлении перетоков от шин, один разряд после запятой.

8.4.9 Данные телеизмерений должны выводиться в непосредственной близости от объекта измерения.

8.4.10 Для отображения данных телеизмерений используется тип шрифта Arial полужирный. Цвет подложки соответствует фону. Значения данных телеизмерений, которые не выходят за диапазоны заданных значений уставок аварийной и предупредительной сигнализации, отображаются зеленым цветом (значение RGB 0:255:0). Значения данных телеизмерений, которые выходят за диапазоны заданных значений уставок предупредительной сигнализации, но не выходят за диапазон аварийных уставок отображаются желтым цветом (значение RGB 255:255:0). Значения данных телеизмерений, которые выходят за диапазоны заданных значений аварийных уставок отображаются красным цветом (значение RGB 255:0:0). При отсутствии телеинформации в течение заданного времени или при получении заведомо недостоверной информации значения данных телеизмерений отображаются белым цветом (значение RGB 0:0:0).

8.4.11 Использование на мнемосхемах плакатов

Плакаты должны вывешиваться на мнемосхемах непосредственно рядом с мнемознаками КА. Плакаты в обязательном порядке должны размещаться на мнемосхемах, с которых возможен переход на выполнение функции управления. Размещение плакатов на мнемосхемах, с которых не выполняется переход на управление оборудованием, не требуется. Действие по установке/снятию плакатов должно фиксироваться в АСУ ТП с указанием наименования плаката.

8.4.12 Использование на мнемосхемах мнемознаков переносного заземления

Места возможной установки мнемознака на мнемосхемах должны быть согласованы с Заказчиком. Мнемознак установки переносного заземления выводится на мнемосхему в форме квадрата коричневого цвета (значение RGB 150:140:85). Оператору должна быть предоставлена возможность записи номера переносного заземления на мнемознаке. Номер выводится черным цветом. Отображение на мнемосхеме установленного переносного заземления должно учитываться программной логической блокировкой. Возможные места установки мнемознака должны быть отображены на экране при нажатии кнопки «ПЗ» (переносное заземление).

8.5 Типовой состав исходных данных предоставляемых Заказчиком для разработки системы графического отображения информации

Типовой состав предоставляемых заказчиком материалов для разработки системы графического отображения информации на средствах индивидуального и коллективного пользования АСУ ТП ГЭС должен включать:

- однолинейную схему ГЭС с необходимой степенью детализации;
- перечень диспетчерских и проектных наименований оборудования.

Приложение А (рекомендуемое)

Типовой состав сигналов АСУ ТП ГЭС

Т а б л и ц а А.1 – Типовой состав дискретных сигналов, вводимых в АСУ ТП ГЭС от коммутационных аппаратов в виде «сухого контакта»

Оборудование	Событие	Источник данных	Примечание
Коммутационный аппарат (КА)	Положение включено и отключено любого КА ячейки. Для КА с пофазным приводом - для каждой фазы, а для КА с числом элементов (приводов в фазе) более одного - также и для каждого элемента	Шкаф привода	В КРУЭ должны быть предусмотрены релейные выходы для сигналов в САУ (при заказе КРУЭ)
	Ключ в положении «местное» управление	Шкаф привода, шкаф дистанционного управления	
Выключатель	Низкая плотность элегаза в выключателе	Шкаф привода выключателя	
	Аварийная плотность элегаза в выключателе-выключатель заблокирован	Шкаф привода выключателя	
	Неисправность оперативного тока (для каждого отдельно запитанного соленоида)	Шкаф терминала управления	
	Неисправность обогрева шкафа управления выключателя	Шкаф дистанционного управления	Датчик температуры в шкафу управления выключателя
	Неисправность обогрева привода	Шкаф привода выключателя	Датчик температуры в шкафу привода выключателя
	Положение тележки для КРУ или выкатной части для выключателей с выкатной конструкцией и выключателей-разъединителей	Шкаф привода выключателя	Для компактных РУ с воздушной изоляцией
Разъединитель, заземляющий разъединитель	Неисправность питания привода	Шкаф привода	
	Неисправность обогрева привода	Шкаф привода	Датчик температуры в шкафу привода выключателя

Т а б л и ц а А.2 – Типовой состав дискретных сигналов от устройств РЗА, ПА, технологической автоматики, инженерных и вспомогательных систем, вводимых в АСУ ТП ГЭС «сухим контактом»

Оборудование	Событие	Источник информации	Примечание
Микропроцессорные РЗА, ПА, РАС, ОМП. Система мониторинга (контроля) оборудования, система связи УПАСК (ВЧ, ВОЛС), КСТСБ, АИИС КУЭ, ПКЭ и др.	Обобщенный сигнал неисправности технических средств (выход из строя устройства в целом)	Терминал, контроллер, системный блок, мультиплексор, концентратор, маршрутизатор источник питания и др.	
Автотрансформатор, трансформаторы, реакторы. Сигналы состояния системы охлаждения.	Отключение двигателей вентиляторов	Схема ШАОТ	
	Отключение двигателей насосов		
	Отключение основного и резервного источника питания		
	Отключение цепей управления		
	Включение резервного охлаждения		
	Потеря охлаждения		
Автотрансформаторы трансформаторы, реакторы. Сигналы технологические	Уровень масла в баке минимальный, максимальный	Датчики	
	Уровень масла в баке РПН минимальный, максимальный		
	Температура верхних слоев масла - сигнал		
	Температура верхних слоев масла - отключение		
	Срабатывание предохранительного клапана		
	Срабатывание отсечного клапана		
ТН	Неисправность ТН (отключение автоматических выключателей)	Шкаф ТН	
Система автоматического пожаротушения (водяного)	Положение включен/отключен насоса	Шкаф привода	При применении других типов пожаротушения состав сигналов определяется проектом. При наличии по проекту контроллера (или терминала) АПТ данные сигналы подключаются к нему. В АСУ ТП сигналы поднимаются в цифровом коде
	Положение открыто/закрыто задвижки	Шкаф привода	
	Отключение насоса от защиты	Шкаф автоматики пожаротушения	
	Срабатывание АВР насосов		
	Пуск АПТ		
	Срабатывание АПТ направления		
	Давление в пожарном трубопроводе отсутствует		
	Неисправность АПТ		
	Сигналы работы устройств пожаротушения в зданиях		
Уровень воды в резервуарах	Датчик		

Продолжение таблицы А.2

Оперативная блокировка присоединения	Аварийное деблокирование КА присоединения (при неисправности контроллера присоединения)	Ключ в шкафу контроллера присоединения	Сигнал подключается в соседний контроллер
Элегазовая схема КРУЭ (каждый отсек)	Давление элегаза низко	Шкаф управления ячейкой	При заказе КРУЭ должны быть предусмотрены релейные выходы
	Давление элегаза аварийно низко	Шкаф управления ячейкой	
	Наличие элегаза в помещении КРУЭ	Газоанализаторы	
СОПТ, ЩПТ	Положение включено (отключено) вводных КА	ЩПТ	При наличии контроллера ЩПТ сигналы подключаются в цифровом виде
	Обобщенный сигнал аварийного отключения отходящих линий секции (перегорел предохранитель)	Блок предохранителей	
	Отключение АБ секции	ЩПТ	
	Обрыв цепи АБ (нарушение симметрии АБ)		
	Повышенный уровень пульсации АБ на секции		
	Аварийный сигнал снижения изоляции СОПТ		
	Предупредительный сигнал снижение изоляции СОПТ		
	Напряжение СОПТ выше допустимого		
	Напряжение СОПТ ниже допустимого		
	Неисправность устройства контроля сопротивления изоляции сети постоянного тока		
	Отключение ЗУ		
	Отключение питания ЗУ		
	Неисправность ЗУ		
ЩСН	Вводные и секционный автоматы включены (отключены), тележки вкачены (выкачены).	ЩСН	При наличии контроллера ЩСН сигналы подключаются в цифровом виде
	Аварийное отключение		
	Неисправность цепей управления		
	АВР включён/выключен		
	Работа АВР		

Продолжение таблицы А.2

ПА, связь	Срабатывание		
	Положение переключателей		
	Неисправность		
Система ВЧ связи передачи и приема сигналов РЗА и ПА	Прием команды № (Номер и назначение команды)	Шкафы (устройства) фиксации приёма и передачи сигналов	При отсутствии возможности цифрового информационного обмена
	Передача команды № (Номер и назначение команды)		
	Сигнал «Неисправность канала»	УПАСК	
	Сигнал «неисправность устройства»		
Система связи по ВОЛС	Сигнал неисправности аппаратуры транспорта	Аппаратура организации канала ВОЛС	При отсутствии возможности цифрового информационного обмена
	Сигнал неисправности аппаратуры доступа (Мультиплексор)		
	Сигнал неисправности аппаратуры питания (ИБП)		
	Сигнал неисправности аппаратуры преобразования (Конвертор протокола)		
Система оповещения	Обобщенный сигнал неисправности	Аппаратура организации оповещения	При отсутствии возможности цифрового информационного обмена
УАТС	Обобщенный сигнал неисправности	АТС	При отсутствии возможности цифрового информационного обмена
Система охранной сигнализации периметра (СОП)	Срабатывание охранной сигнализации в охранной зоне периметра.	Программно-релейный модуль в составе СОП	По количеству охраняемых зон периметра
	Неисправность СОП	Контрольный прибор	
Система охранной сигнализации зданий (СОС)	Срабатывание охранного извещателя внутри защищаемого здания.	Программно-релейный модуль в составе СОС	По количеству защищаемых ОС этажей внутри защищаемого здания
	Неисправность СОС	Контрольный прибор	

Окончание таблицы А.2

Система пожарной сигнализации (СПС)	Срабатывание пожарного извещателя внутри защищаемого здания.	Программно-релейный модуль в составе СПС	По количеству защищаемых АПС этажей внутри защищаемых зданий.
	Неисправность СПС	Контрольный прибор	
Система контроля и управления доступом (СКУД)	Вход в помещения	Программно-релейный модуль в составе СКУД	По количеству контролируемых помещений
	Неисправность	Контроллер СКУД	
Система видеонаблюдения	Неисправность	Сервер системы	
Система вентиляции зданий	Неисправность	Шкаф управления	обобщённый сигнал по помещению
Маслоприёмник	Уровень недопустимо высок	Датчик	При необходимости датчик предусмотреть в составе АСУ ТП
Очистные сооружения	Неисправность	Системы управления и питания	
Насосные станции, скважины			
Электрокотельные			

Т а б л и ц а А.3 – Типовой состав аналоговых параметров, вводимых в АСУ ТП ГЭС унифицированным сигналом тока/напряжения

Присоединение (оборудование)	Параметры	Источник информации	Примечание
Автотрансформатор, трансформатор реактор	Напряжение U_{ao}, U_{bo}, U_{co} (сторон высокого, среднего, низкого напряжения)	Измерительная обмотка ТН	При наличии СУМТО параметры вводятся по цифровому интерфейсу
	Ток ВН/СН/НН/общей обмотки	Измерительная обмотка ТТ	При наличии СУМТО параметры вводятся по цифровому интерфейсу
	Температура верхних слоев масла	Датчики	
	Температура масла на входе охладителя		
	Температура масла на выходе охладителя		
	Температура масла в баке РПН		
	Давление масла вводов		При отсутствии цифрового интерфейса у датчика
	Содержание газов в масле		
Содержание влаги в масле			
Регулировочный трансформатор	Текущий номер отпайки РПН	Датчики	При отсутствии цифрового интерфейса у датчика или терминала управления
ВЛ, АТ, Т, ячейка КРУ, секционный выключатель, выключатель	Токи фаз А, В, С	Измерительная обмотка ТТ	Прямой ввод в контроллеры. Допускается использование цифровых измерительных преобразователей в составе ПТК САУ
	Напряжение U_{ao}, U_{bo}, U_{co}	Измерительная обмотка ТН	
Шины	Напряжение U_{ao}, U_{bo}, U_{co}	Измерительная обмотка ТН	
РЗА с ВЧ УПАСК	Ток приемника и ток усилителя мощности ВЧ поста	ВЧ УПАСК	С функцией осциллографирования
СОПТ, ЩПТ	Напряжение секций шин (+), (-) относительно земли	Измерительные приборы в составе ЩПТ	
	Напряжение между полюсами (+), (-)		
	Ток заряда АБ		
	Ток зарядно-подзарядного агрегата		
	Напряжение АБ		
ЩСН	Напряжение секции шин (линейное) U_{ab}, U_{bc}, U_{ca}	Измерительные приборы в составе ЩСН	
	Ток фаз А, В, С вводных и секционного выключателей		
Система водяного автоматического пожаротушения	Уровень в резервуаре пожаротушения	датчик	Датчик предусматривается в составе АПТ
Климат-контроль окружающей среды, помещений	Температура наружного воздуха	датчик	Контролируются все отапливаемые помещения. Датчики предусматриваются в составе АСУ ТП
	Температура в помещении АСУ	датчик	
	Температура в помещении связи	датчик	
	Температура в ОПУ	датчик	
	Температура в камере задвижек	датчик	
	Температура в насосной	датчик	
	Температура в помещении панелей РЩ	датчик	
	Температура в машинном зале	датчик	

Т а б л и ц а А.4 – Типовой состав измеренных параметров, вводимых в АСУ ТП цифровым кодом

Присоединение (оборудование)	Параметры	Источник информации
ЛЭП, АТ, Т, генератор, ячейка КРУ, фидер ЩСН	Токи ф. <i>A, B, C</i>	Контроллер присоединения, МП РЗА, СУМТО, АИИС КУЭ, цифровые измерительные преобразователи
	Напряжение <i>U_{ао}, U_{во}, U_{со}</i>	
	Мощность активная <i>P</i>	
	Мощность реактивная <i>Q</i>	
Присоединения	Данные коммерческого учёта	АИИС КУЭ
Параметры качества электроэнергии	Установившееся отклонение напряжения	ПКЭ, АИИС КУЭ
	Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности	
	Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности	
	Отклонения частоты	
	Глубина провала напряжения	
	Длительность временного перенапряжения	
СОПТ, ЩПТ	Ток АБ	Система мониторинга ЩПТ (при наличии)
	Ток выпрямительного агрегата	
	Напряжение секции	
	Напряжение секции «+» относительно «земли»	
	Напряжение секции «-» относительно «земли»	
	Сопротивление изоляции (секции)	
ЩСН	Ток вводов фаз <i>A, B, C</i>	Система мониторинга ЩСН (при наличии) или АИИС КУЭ
	Напряжение секции шин (фазное) <i>U_{ао}, U_{во}, U_{со}</i>	
МП метеостанция	Температура воздуха	Метеосистема (при наличии)
	Влажность воздуха	
	Скорость ветра	
	Атмосферное давление	

Т а б л и ц а А.5 – Типовой состав сигналов управления

Оборудование	Наименование управляющего воздействия	Исполнительный механизм	Подключение
Выключатель	Включить Отключить	Электромагниты отключения и включения	«Сухой контакт»
Разъединитель, Заземляющий разъединитель	Включить Отключить	Магнитные пускатели приводов	«Сухой контакт»
	Разблокировать (разрешить управление)	Реле и (или) электромагнит блокировки	«Сухой контакт»
РПН трансформатора	Прибавить Убавить	Электропривод РПН	«Сухой контакт»
Вводные и секционные автоматические выключатели 0,4 кВ ЩСН	Включить Отключить	Приводы	«Сухой контакт»
Насосы пожаротушения	Включить Отключить	Приводы	«Сухой контакт»
Задвижки пожаротушения	Открыть Закрыть	Приводы	«Сухой контакт»
Выбор рабочего/ резервного насоса	Рабочий Резервный	Сборка управления насосами	«Сухой контакт»
Останов/пуск пожаротушения	Останов Пуск	Терминал автоматики пожаротушения	«Сухой контакт»
Изменение состояния программных оперативных элементов систем РЗА	переключение групп уставок	Терминал РЗА	Цифровой интерфейс
	отключение-включение отдельных функций	Терминал РЗА	Цифровой интерфейс

Т а б л и ц а А.6 – Типовой состав сигналов от систем управления или мониторинга технического состояния основного оборудования

Оборудование	Сигнал
Гидротурбина	Расход воды через турбину
	Давление в спиральной камере
	Давление-разряжение под рабочим колесом
	Давление в камере рабочего колеса (под крышкой турбины)
	Уровень верхнего бьефа
	Уровень нижнего бьефа
	Напор
	Потери напора на сороудерживающих решетках
	Частота вращения (реле оборотов)
	Величина открытия направляющего аппарата
	Величина разворота лопастей рабочего колеса
	Положение турбинного затвора
	Уровень воды на крышке турбины
	Вибрация крышки турбины (вертикальная)
	Концевые выключатели срезных элементов направляющего аппарата гидротурбины
Режим синхронного компенсатора	Давление воздуха в магистрали отжатия режима синхронного компенсатора
	Расход воды на водокольцевой компрессор
Подшипник турбины (водяная смазка)	Расход воды
	Давление воды перед подшипником
Подшипник турбины (масляная смазка, с циркуляцией)	Расход масла на смазку
	Уровень масла
	Температура сегментов подшипника
	Температура масла
Подшипник турбины (масляная смазка, с маслованной)	Расход воды через маслоохладители
	Давление воды перед маслоохладителями
	Уровень масла в маслованне
	Температура сегментов подшипника
Подшипник турбины (все типы)	Температура масла
	Биение вала у турбинного подшипника
	Вибрация корпуса турбинного подшипника
	Высокая температура сегментов
Лекажный бак	Аварийно высокая температура сегментов
	Уровень масла в лекажном баке
Маслонапорная установка	Давление в масловоздушном котле
	Уровень масла в масловоздушном котле
	Уровень масла в сливном баке
	Давление воздуха в магистрали высокого давления питания котла
	Температура масла в сливном баке
	Время работы насоса МНУ
	Время стоянки насоса МНУ
	Аварийно низкое давление в системе регулирования
	Аварийно низкий уровень масла в котле МНУ
	Техническое водоснабжение
Давление воды в магистрали	
Потери давления на фильтре	
Температура охлаждающей воды	

Продолжение таблицы А.6

Регулятор	Давление в системе регулирования
	Положение золотника аварийного закрытия
	Положение золотника фиксатора
	Положение главного золотника направляющего аппарата
	Положение главного золотника разворота лопастей рабочего колеса
	Давление в полости открытия сервомотора направляющего аппарата
	Давление в полости сервомотора направляющего аппарата
	Давление в полости открытия сервомотора разворота лопастей рабочего колеса
	Разгон >115%
	Разгон >140%
	Разгон >150%
	Обрыв троса обратной связи
Система осушения проточного тракта	Уровень воды в сливной галерее
Гидрогенератор (механическая часть)	Вибрация сердечника статора (горизонтальная)
	Величина воздушного зазора между ротором и статором гидрогенератора
	Отметчик фазы ротора
Подшипник генератора	Уровень масла в ванне
	Температура сегментов
	Температура масла
	Расход охлаждающей воды
	Давление охлаждающей воды
	Высокая температура сегментов
	Аварийно высокая температура сегментов
	Биение вала у генераторного подшипника
	Вибрация корпуса генераторного подшипника (горизонтальная)
	Подпятник генератора
Температура сегментов	
Температура масла	
Расход охлаждающей воды	
Давление охлаждающей воды	
Биение зеркальной поверхности диска	
Биение упругой камеры подпятника	
Высокая температура сегментов	
Аварийно высокая температура сегментов	
Проседание упругой камеры	
Вибрация опоры подпятника (вертикальная)	
Система торможения	
	Давление в системе торможения
	Время от момента закрытия направляющего аппарата до начала включения торможения
	Концевые выключатели тормозных колодок
Гидрогенератор	Активная мощность
	Реактивная мощность
	Ток статора, фаза А
	Ток статора, фаза В
	Ток статора, фаза С

Продолжение таблицы А.6

Гидрогенератор	Напряжение статора, междуфазное AB	
	Напряжение статора, междуфазное BC	
	Напряжение статора, междуфазное CA	
	Напряжение нулевой последовательности, $3U_0$	
	Ток обратной последовательности, I_2	
	Ток ротора	
	Напряжение на обмотке ротора	
	Частота напряжения генератора	
	Пробой разрядника на роторе	
Тепломеханические параметры гидрогенератора	Неисправность на гидрогенераторе	
	Температура вкладышей подшипников генератора	
	Температура обмоток статора гидрогенератора	
	Температура активной стали гидрогенератора	
	Температура обмотки ротора	
	Температура охлаждающего воздуха в гидрогенераторе	
	Температура охлаждающей воды воздухоохладителя	
	Температура охлаждающей воды теплообменника	
	Температура охлаждающей воды активной части	
	Температура охлаждающей воды обмоток	
	Расход дистиллята в гидрогенераторах с непосредственным охлаждением обмотки статора	
	Прекращение циркуляции воды в маслоохладителях подпятника и подшипников гидрогенератора	
	Расход дистиллята у гидрогенераторов с водяным охлаждением	
	Температура в машинном зале	
	Величину продувки (потерь) дистиллята в контуре охлаждения	
	Объем охлаждающего дистиллята в системе охлаждения обмоток статора гидрогенераторов с водяным охлаждением	
	Удельное сопротивление дистиллята в обмотках гидрогенератора	
	Параметры обмоток возбуждения гидрогенераторов	Ток возбуждения основного возбудителя
		Ток возбуждения возбудителя (вспомогательный генератор)
		Температура трансформатора возбуждения
Напряжение основного возбудителя		
Напряжение резервного возбудителя		
Ток статора электродвигателя резервного возбудителя		
Напряжение возбуждения возбудителя (вспомогательного генератора)		
Работа в режиме ограничения минимального возбуждения		
Работа в режиме ограничения перегрузки по току ротора		
Режим с $\cos \phi \geq 1$ при неисправностях в преобразователях		
Работа возбуждения без АРВ		
Работа возбуждения без одной из групп вентилях или одного преобразователя		
Работа возбудителя при перегорании одного предохранителя в плече преобразователя		
Работа возбудителя при перегорании двух (и более) предохранителей в плече преобразователя		

Продолжение таблицы А.6

Параметры обмоток возбуждения гидрогенераторов	Режим отсутствия питания цепей управления (отключение автоматов, исчезновение напряжения)
	Неисправность цепей трансформаторов напряжения системы возбуждения
	Режим неуспешного начального пуска в системах самовозбуждения
	Повышение напряжения на статоре вспомогательного генератора
	Неисправность системы возбуждения
Тепломеханические параметры системы возбуждения	Температура меди и стали статора возбудителя генератора
Силовые двухобмоточные трансформаторы и с числом обмоток более двух, работающие в блоке с гидрогенераторами	Ток, (одной фазы) (сторона высшего напряжения)
	Токи на стороне линии (блока трансформатор-линия), фазы <i>A</i> (<i>B</i> , <i>C</i>)
	Прекращение принудительной циркуляции масла
	Прекращение принудительной циркуляции охлаждающей воды
	Включение резервного источника питания
	Включение резервного охладителя
	Температура верхних слоев масла в баке трансформатора
Силовые трансформаторы (автотрансформаторы)	Активная мощность на стороне среднего напряжения
	Реактивная мощность на стороне среднего напряжения
	Ток одной (одноименной) фазы на сторонах всех напряжений
	Ток общей части обмотки автотрансформатора блоке генератор-трансформатор. Силовые трансформаторы (автотрансформаторы) связи шин генераторного напряжения с энергосистемой
	Токи на стороне линии (блока трансформатор-линия), фазы <i>A</i> (<i>B</i> , <i>C</i>)
	Температура верхних слоев масла в баке трансформатора (автотрансформатора)
	Прекращение принудительной циркуляции масла
	Прекращение принудительной циркуляции охлаждающей воды
	Включение резервного источника питания
	Включение резервного охладителя
	Трансформаторы собственных нужд
Токи в обмотке генераторного напряжения, фазы <i>A</i> (<i>B</i> , <i>C</i>)	
Ток в одной (одноименной) фазе каждой из расщепленных обмоток, подключенных к секциям собственных нужд (при наличии на стороне потребления разделения на секции)	
Прекращение принудительной циркуляции масла	
Прекращение принудительной циркуляции охлаждающей воды	
Включение резервного источника питания	
Включение резервного охладителя	
Температура верхних слоев масла в баке трансформатора	
Трансформаторы (автотрансформаторы) с регулированием под нагрузкой (РПН)	Поддержание напряжения на стороне потребления в установленных пределах
	Число срабатываний РПН
	Неисправность цепей управления РПН
	Работа РПН заблокирована (при недопустимых температурных режимах масла контактора и недопустимых перегрузках)
	Положение переключателя ответвлений устройства РПН
	Температура верхних слоев масла
	Прекращение принудительной циркуляции масла

Окончание таблицы А.6

Трансформаторы (автотрансформаторы) с регулированием под нагрузкой (РПН)	Прекращение принудительной циркуляции охлаждающей воды
	Отключение вентиляторов обдува для системы охлаждения с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла
	Включение резервного источника питания
	Включение резервного охладителя
	Прекращение работы системы охлаждения с принудительной циркуляцией воздуха и масла
	Включение резервного охладителя системы с принудительной циркуляцией воздуха и масла
	Включение резервного источника питания системы охлаждения с принудительной циркуляцией воздуха и масла
	Неисправность системы охлаждения с принудительной циркуляцией воды и масла
	Включение резервного источника питания системы охлаждения с принудительной циркуляцией воды и масла
	Прекращение работы всех рабочих электронасосов системы охлаждения с принудительной циркуляцией воды и масла
	Срабатывание газовой защиты
	"Работа КИВ" для трансформаторов (автотрансформаторов), реакторов напряжением 500, 750 кВ
	Длительность переключения РПН
	Управление РПН "автомат"
	Неисправность насосов
ВО гидроагрегата	Неисправность задвижки
	Неисправность насоса
	Неисправность компрессора
Система управления АРЗ	Затвор на пороге
	Просадка затвора выше нормы
	Нет питания электромагнитов
	Аварийный сброс затвора
	Неисправность датчика «Давление масла на затворе»
	Неисправность датчика «Давление воды в водоводе»
	Неисправность энкодера
	Давление масла выше допустимого
Низкое давление масла	

Т а б л и ц а А.7 – Типовой состав сигналов от систем контроля и управления насосами откачки потерны

Оборудование	Сигнал
Двигатель	Температура обмотки статора двигателя
	Ток статора двигателя
Задвижка (сигналы состояния)	Задвижка открыта
	Задвижка закрыта
	Аварийное отключение задвижки
Задвижка (сигналы управления)	Открыть задвижку
	Закрыть задвижку
	Стоп задвижка
Ключ выбора режима работы насоса (положение)	Автоматический режим
	Ручной режим
	Насос отключен
Насос (сигналы состояния)	Насос пущен
	Насос остановлен
	Аварийная защита
Насос (сигналы управления)	Пустить насос
	Остановить насос
Потерна	Давление в мокрой потерне (аналоговый)
	Давление (дискретный предупредительный)
	Давление (дискретный аварийный)
	Уровень воды в сухой потерне (аналоговый)
	Уровень (дискретный предупредительный)
	Уровень (дискретный аварийный)
Сигнализация	Аварийная/предупредительная

Т а б л и ц а А.8 - Количественные показатели мониторинга состояния ГТС

Объект	Контролируемые показатели
Гидрология и гидравлика	уровни верхнего и нижнего бьефов
	расходы воды как в целом по гидроузлу, так и по отдельным элементам (пропускаемые расходы, безвозвратные отборы)
	скорости потока в каналах и отводящих руслах
	скорость подъема и снижения уровней
	давление льда (ледяных торосов) на сооружение
	температурный режим водотока
Основания сооружений	напряжения в различных точках оснований
	пьезометрические напоры в различных точках основания (в том числе на выходах фильтрационного потока в нижнем бьефе, на противофильтрационных завесах и т.д.)
Грунтовые сооружения	напряжения в различных точках плотин