ПАО «РусГидро»

ТИПОВЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ВЕРХНЕГО УРОВНЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ГЭС

(ТПР ВУ АСУТП ГЭС)

Пояснительная записка

1026300970123.28.99.39.190.226.ПЗ.М

2024

Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | Инв. № дубл. | Подп. и дата

СОДЕРЖАНИЕ

1 Общие требования к ВУ АСУТП 5
1.1 Цели создания ТПР ВУ АСУТП 5
1.2.1 Структурные решения 5
1.2.2 Аппаратные решения 6
1.2.3 Программные решения 6
1.2.4 Функциональные решения 6
1.2.5 Решения по определению перечней сигналов 7
1.2.6 Решения по визуализации 8
1.2.7 Решения по архивации 8
1.2.8 Решение по информационной безопасности 8
1.2.9 Порядок и мероприятия по созданию ВУ АСУТП 8
1.2 Нормативные документы 9
2 Назначение системы 14
2.1 Краткие сведения о назначении ВУ АСУТП 14
3 Структурные решения 15
3.1 Соглашение по структурным уровням АСУТП 15
3.1.1 Структура системы управления 15
3.1.2 Решения по нижнему уровню 15
3.1.3 Решения по верхнему уровню 15
3.1.4 Решения по инфраструктуре 15
3.1.5 Устройства РЗА 15
3.2 Структурные решения ВУ АСУТП 16
3.2.1 Типовая структура ТСПД ВУ АСУТП 16
3.2.2 Организация ЦОД ВУ АСУТП 16
3.2.3 Организация технологической сети передачи данных (ТСПД) ВУ АСУТП 19
3.2.4 Резервированное подключение компонентов ВУ АСУТП к ТСПД 20
3.2.5 Резервированное подключение систем, интегрируемых с ВУ АСУТП 22
3.2.6 Логическое сетевое взаимодействие интегрируемых систем с ВУ АСУТП 23
3.2.7 Интеграция с ВУ АСУТП существующих систем 24
3.2.8 Логическое взаимодействие компонентов ВУ АСУТП 25
3.2.9 Решения по подключению СОЕВ к ТСПД ВУ АСУТП и организация синхронизации времени компонент ВУ АСУТП 27
3.2.10 Решения по мониторингу и администрированию ТСПД 29
3.3 Особенности реализации структуры ВУ АСУТП для малых ГЭС 30
3.3.1 Применение типовой структуры ВУ АСУТП для малых ГЭС 30
3.3.2 Типовая структура ТСПД ВУ АСУТП для малых ГЭС 30
3.3.3 Организация ЦОД малой ГЭС 30
3.3.4 Резервированное подключение компонентов ВУ АСУТП к ТСПД 31
3.3.5 Резервированное подключение систем, интегрируемых с ВУ АСУТП малой ГЭС 33
3.3.6 Логическое сетевое взаимодействие интегрируемых систем с ВУ АСУТП малой ГЭС 33

3.3.7 Логическое взаимодействие компонентов ВУ АСУТП малой ГЭС 33
3.3.8 Решения по подключению СОЕВ к ТСПД ВУ АСУТП и организация синхронизации времени компонент ВУ АСУТП малой ГЭС 36
3.3.9 Решения по мониторингу и администрированию ТСПД 36
4 Аппаратные решения 38
4.1 Требования к аппаратному обеспечению ВУ АСУТП 38
4.2 Размещение оборудования ВУ АСУТП на объектах ПАО "РусГидро" 38
4.3 Решение по организации питания ЦОД 39
4.4 Особенности аппаратных решений для ВУ АСУТП малой ГЭС 40
5 Программные решения 41
5.1 Состав программного обеспечения ВУ АСУТП 41
5.2 Программное обеспечение среды виртуализации 41
5.3 Операционная система 42
5.4 Промышленный антивирус 42
5.5 Программное обеспечение резервного копирования 42
5.6 SCADA-система 43
5.7 Особенности ПО для ВУ АСУТП малой ГЭС 46
5.7.1 Программное обеспечение среды виртуализации 46
5.7.2 Операционная система 46
5.7.3 Промышленный антивирус 46
5.7.4 Программное обеспечение резервного копирования 46
5.7.5 SCADA-система 47
6 Функциональные решения 48
6.1 Общие сведения 48
6.2 Обмен оперативной технологической информацией и командами управления с интегрированными системами 49
6.3 Обработка оперативной информации 52
6.4 Описание потоков оперативной информации 54
6.5 Описание передачи оперативной технологической информации в корпоративную сеть 55
6.6 Обмен оперативной технологической информацией и командами управления с внешними системами 55
6.7 Организация дистанционного управления 55
6.8 Описание процесса при работе с оперативной технологической информацией 59
6.9 Обмен неоперативной технологической информацией 63
6.10 Обмен информацией синхронизированных векторных измерений 64
6.11 Обмен конфигурационной информацией с интегрированными системами 66
6.12 Графическое представление информации на АРМ 67
6.13 Диагностика интегрированных систем 68
6.14 Диагностика оборудования ВУ АСУТП 70
6.15 Самодиагностика ВУ АСУТП 71
6.16 Ведение архивов оперативной информации 72
6.17 Оперативные сообщения и журналы событий 73
6.18 Электронные плакаты безопасности 75
6.19 Мониторинг ОПРЧ/НПРЧ 76
6.20 Разделение ролей пользователей 77
6.21 Внесение изменений 78
6.22 Синхронизация времени 80
6.23 Особенности функционирования ВУ АСУТП малой ГЭС 80
6.23.1 Условия применения общих функциональных решений 80
6.23.2 Информационный обмен с АСТУ ЦУГ 81
6.23.3 Организация дистанционного управления малыми ГЭС 83

7 Решения по информационной безопасности ВУ АСУТП 85
8 Решения по созданию ВУ АСУТП 86
8.1 Порядок и мероприятия по созданию ВУ АСУТП..... 86
8.2 Решения по требованиям к обслуживанию ВУ АСУТП 87
8.3 Требования к качественному составу эксплуатируемого персонала ВУ АСУТП 92
8.4 Требования к количественному составу эксплуатируемого персонала ВУ АСУТП 93
8.4.1 Исходные данные для расчета (в полной конфигурации).....93
8.4.2 Расчет (в полной конфигурации).....93
8.4.3 Исходные данные для расчета (в конфигурации для малой ГЭС) 96
8.4.4 Расчет (в конфигурации для малой ГЭС) 96
8.5 Регламент обслуживания ВУ АСУТП 99
9 Перечень принятых сокращений, терминов и определений 100
10 Перечень источников разработки 102

1 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ВУ АСУТП

1.1 Цели создания ТПР ВУ АСУТП

Основные цели разработки ТПР ВУ АСУТП – уменьшение трудоемкости и стоимости проектирования и/или разработки, выработка единых подходов к реализации ВУ АСУТП ГЭС, повышение надежности, создание условий для обеспечения надежного функционирования ВУ АСУТП и снижение эксплуатационных издержек.

Для создания и реализации выбираются имеющиеся на рынке решения отечественных производителей оборудования и программного обеспечения, применение которых способно обеспечить потребности конкретного заказчика, а именно ПАО "РусГидро", соответствие его технической политике и нормативной документации.

Оборудование и программное обеспечение, применяемое в составе ВУ АСУТП ГЭС, для подтверждения российского происхождения должно быть включено в реестры:

– для оборудования:
  - реестр российской промышленной продукции;
  - единый реестр российской радиоэлектронной продукции;
– для программного обеспечения:
  - реестр российского программного обеспечения.

Типовое проектное решение (ТПР) – это тиражируемое (пригодное к многократному использованию) проектное решение. ТПР охватывает и взаимоувязывает технические и организационные решения (Структурные, Аппаратные, Программные, и т.д.).

Настоящие типовые проектные решения необходимо применять при создании и модернизации систем ВУ АСУТП ГЭС/ГАЭС установленной мощностью 5 МВт и более. Для малых ГЭС установленной мощностью менее 5 МВт приведены типовые проектные решения для ВУ АСУТП МГЭС в разделах «Особенности ВУ АСУТП малой ГЭС».

1.1.1 Структурные решения

1 Разработка решений по составу и организации ЦОД и применению среды виртуализации вычислительных ресурсов с соблюдением требований нормативных документов в целях обеспечения унифицированного исполнения ПО независимо от применяемых аппаратных средств.

2 Разработка решений по типовой структуре ТСПД ВУ АСУТП.

3 Разработка решений для подключения смежных и вышестоящих систем к ТСПД ВУ АСУТП.

4 Разработка решений по типовой схеме логического взаимодействия компонентов ВУ АСУТП и компонентов интегрируемых систем.

5 Разработка решений по построению информационного обмена (определение или формулирование требований к протоколам, формулирование вариантов их использования).

6 Разработка решений по подключению СОЕВ к ТСПД ВУ и организация синхронизации времени компонент ВУ АСУТП.

7 Разработка решений по безопасному доступу к информации ВУ АСУТП из корпоративной сети филиала, на котором размещено оборудование.

8 Разработка решений по безопасному доступу к информации ВУ АСУТП от внешних систем АО "СО ЕЭС".

1.1.2 Аппаратные решения

1 Разработка решений по определению типового перечня оборудования с указанием требований к каждой используемой номенклатуре.

2 Разработка решений по типовому составу и виду шкафного оборудования для размещения оборудования ВУ АСУТП (включая принципиальные схемы и компоновки).

3 Разработка типовых требований по размещению оборудования ВУ АСУТП на объектах ПАО "РусГидро".

1.1.3 Программные решения

1 Разработка решений по типовому составу программного обеспечения (включая требования к системному, прикладному, инженерному ПО).

2 Разработка решений по типовым сценариям жизненного цикла прикладного ПО ВУ АСУТП (использование, обновление, доработка, переустановка, лицензирование).

3 Разработка решений по определению требований к операционным системам ВУ АСУТП – специального назначения с обязательной сертификацией ФСТЭК.

1.1.4 Функциональные решения

1 Разработка решений по типовому составу функций системы ВУ АСУТП, с описанием назначения, описанием распределения по компонентам системы.

2 Разработка решений по диагностике и самодиагностике ВУ АСУТП и интегрированных систем.

3 Разработка решений в части обмена технологической информацией, в том числе формирование требований по организации взаимодействия по обмену оперативными данными (включая передачу метки времени, признаков срабатывания уставок, флагов подмены значений, неисправности).

4 Разработка решений в части формирования требований по организации взаимодействия по обмену конфигурационной информацией (настройки параметров, алгоритмические уставки, определяющие ветвление в алгоритмах управления и визуализацию).

5 Разработка решений в части формирования требований по организации взаимодействия по обмену неоперативной технологической информацией (исторической, осциллограммы и т.п.).

6 Разработка решений в части формирования требований к минимальному перечню поддерживаемых протоколов для организации сбора технологической информации ВУ АСУТП и интегрируемых систем.

7 Разработка решений в части возможности реализации "докачки" информации после восстановления связи – получение буфера, накопленного в локальных устройствах.

8 Разработка решений по повышению достоверности на основе сопоставления одного физического параметра, полученного от нескольких САУ (качество, метка времени и т.д.).

9 Разработка решений в части передачи оперативной и неоперативной информации внешним потребителям по перечню (АО "СО ЕЭС", исполнительный аппарат Группы РусГидро и т.п.).

10 Разработка решений по управлению объектов Группы Русгидро от внешних систем АО "СО ЕЭС".

11 Разработка решений по применению и использованию электронных бланков переключений.

12 Разработка решений по применению и использованию электронных плакатов безопасности.

13 Разработка решений по определению типового перечня отчетных форм документов, определения состава отчетов с протоколированием ручного ввода, подписью документов.

14 Разработка решений по изменению в ВУ АСУТП состояния выведенного оборудования, а именно: избыточного воздействия на систему сообщений, индикацию, логику формирования отчетов по состоянию оборудования.

15 Разработка решений по разделению ролей пользователей, протоколированию действий пользователей, определение прав доступности информации и прав исполнения команд управления оборудованием.

16 Разработка решений по блокированию ошибочных действий пользователей.

1.1.5 Решения по определению перечней сигналов

1 Разработка решений по определению перечня технологической информации.

1.1.6 Решения по визуализации

1 Разработка решений по организации мнемосхем, правил отображения элементов, правил динамической раскраски элементов (транспарантов, плакатов).

2 Разработка решений по типовой иерархии навигации с привязкой технологической иерархии (или CIM-модели).

3 Разработка решений по работе с трендами, в том числе разработка правил отображения, сценарии работы, отображение осциллограмм.

4 Разработка решений по работе с сообщениями, в том числе правила отображения, панель оперативных сообщений, сценарии квитирования, расшифратор, отображение в зависимости от зоны (ГЭС, ОРУ и т.п.), описание формирования статистики сообщений по заданным группам.

5 Разработка решений по работе сигнализации, а именно:

– правила отображения (статусы АС, ПС, технологической сигнализации, с учетом иерархии (технологической);

– правила формирования звуковой сигнализации.

6 Разработка решений по определению объема предоставления информации и функций управления, функций изменения уставок (для РЗА – только чтение уставок), изменения режима работы оборудования с АРМ ОП, ЭКП, АРМ инженера.

1.1.7 Решения по архивации

1 Разработка решений по организации архивов (оперативной информации, неоперативной информации, отчетной информации).

2 Разработка решений по прореживанию данных для краткосрочных и долгосрочных архивов.

3 Разработка решений по быстродействию, надежности, объему при ведении архивов.

1.1.8 Решение по информационной безопасности

1 Разработка решений по информационной безопасности для объектов критической инфраструктуры в соответствии с требованием федерального закона № 187-ФЗ от 26.07.2017 "О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации".

1.1.9 Порядок и мероприятия по созданию ВУ АСУТП

1 Решения по описанию процесса создания ВУ АСУТП (этапы создания, в соответствии с ГОСТ Р 59793).

2 Решения по типовому составу документации на ВУ АСУТП.

3 Решения по описанию поэтапного ввода в работу компонентов системы.

4 Решения по параллельному режиму работы ВУ АСУТП с интегрированными системами до этапа вывода существующих систем из работы (при модернизации ВУ АСУТП).

5 Решения по требованиям к обслуживанию ВУ АСУТП.

6 Решения по требованиям к количественному и качественному составу эксплуатируемого персонала.

7 Решения по типовому регламенту обслуживания ВУ АСУТП.

8 Решения по определению типовых методик испытания ВУ АСУТП (в том числе при повышенной информационной нагрузке).

9 Решения по определению методик применения ТПР ВУ АСУТП.

1.2 Нормативные документы

Перечень документов, на основании которых создается типовая система:

– ГОСТ 27300-87 "Информационно-измерительные системы. Общие требования, комплектность и правила составления эксплуатационной документации";

– ГОСТ 34.201-2020 "Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем";

– ГОСТ 34.602-2020 "Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы";

– ГОСТ Р 59792-2021 "Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды испытаний автоматизированных систем";

– ГОСТ Р 59793-2021 "Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания";

– ГОСТ Р 59853-2021 "Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения";

– ГОСТ Р 58601-2019 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования";

– ГОСТ Р 57114-2016 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения";

– ГОСТ Р 55890-2013 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования";

– ГОСТ Р 56969-2016 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно диспетчерское управление. Обеспечение согласованной работы централизованных систем автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности и автоматики управления активной мощностью гидравлических электростанций. Нормы и требования";

– ГОСТ Р 59947-2021 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление. Требования к информационному обмену при организации и осуществлении дистанционного управления";

– ГОСТ Р 59948-2021 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление. Требования к управлению электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики";

– ГОСТ Р 59550-2021 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Сбор, хранение и передача в диспетчерские центры в автоматическом режиме файлов с данными регистрации аварийных событий. Нормы и требования";

– ГОСТ Р 59950-2021 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление. Требования к управлению активной мощностью генерирующего оборудования гидравлических электростанций, подключенных к централизованным системам автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности";

– ГОСТ Р МЭК 60870-2-2-2001 "Устройства и системы телемеханики. Часть 2. Условия эксплуатации. Раздел 2. Условия окружающей среды (климатические, механические и другие неэлектрические влияния)";

– ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004 "Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 104. Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей";

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

– ГОСТ Р 58651, серия стандартов "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики";

– ГОСТ Р 53195.2-2008 "Безопасность функциональная связанных с безопасностью зданий и сооружений систем. Часть 2. Общие требования";

– ГОСТ 12.1.004-91 "ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования;

– ГОСТ 12.1.030-81 "ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление";

– ГОСТ 15150-69 "Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды";

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

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

– СТО 17330282.27.140.011-2008, стандарт Группы РусГидро, "Гидроэлектростанции. Условия создания. Нормы и требования";

– СТО РусГидро 02.01.80-2012 "Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Правила эксплуатации. Нормы и требования";

– СТО 01.01.78-2012, стандарт Группы РусГидро, "Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования";

– СТО 02.02.060-2011, стандарт Группы РусГидро, "Гидроэлектростанции. Технические и автоматизированные системы. Условия поставки. Нормы и требования" (с учетом изменений, внесенных приказом № 515 от 18.07.2018);

– СТО 01.02.132-2015, стандарт Группы РусГидро, "Гидроэлектростанции. Контроль качества производства работ в процессе строительства. Нормы и требования";

– СТО РусГидро 02.02.105-2022 "Гидроэлектростанции. Системы оперативного постоянного тока. Технические требования, типовые технические решения";

– СТО РусГидро 02.02.106-2019 "Гидроагрегаты. Автоматизированный мониторинг и диагностирование. Функциональные и технические требования";

– Правила устройства электроустановок" (действующее издание);

– "Методические указания по технологическому проектированию гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих станций", утвержденные Приказом Минэнерго от 16.08.2019 №857;

– "Требования к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты", утвержденные Приказом Минэнерго РФ от 09.01.2019 №2;

– Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденные приказом Минэнерго России № 229 от 19.06.2003;

– Положение о Технической политике ПАО "РусГидро";

– Проект ГОСТ Р "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Устройства автоматического регулирования частоты и активной мощности гидроагрегатов гидравлических электростанций. Системные технические требования и методика испытаний";

– ТУ 4282-001-75782411-2019 "Система обеспечения единого времени";

– Федеральный закон № 187-ФЗ от 26.07.2017 "О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации";

– Указ Президента Российской Федерации от 30.03.2022 № 166 "О мерах по обеспечению технологической независимости и безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации" и приказ ПАО "РусГидро" от 22.04.2022 №307 "Об исполнении Указа Президента Российской Федерации от 30.03.2022 №166";

– Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей", утвержденные приказом Минэнерго РФ № 6 от 13.01.2003;

– Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 года № 937;

– "Общие технические требования к ВУ АСУТП ГЭС/ГАЭС", утвержденные Приказом ПАО "РусГидро" от 13.03.2020 №201;

– РД 34.45-51.300-97 "Объем и нормы испытаний электрооборудования", изд. 6;

– Договор возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике №РДУ-339 от 23.07.2015 между АО "СО ЕЭС" и ПАО "РусГидро";

– Приложение № 1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка "Регламент допуска к торговой системе оптового рынка", утвержден 26.11.2009 (протокол № 30/2009 заседания Наблюдательного совета НП "Совет рынка") с последующими изменениями;

– СН 512-78 "Инструкция по проектированию зданий и помещений для электронно-вычислительных машин (с Изменением №2)";

– TIA/EIA-942 "Telecommunications Infrastructure Standard for Data Centers" (Телекоммуникационная инфраструктура центров обработки данных);

– Временные методические указания "Автоматизированные системы управления технологическими процессами. Условия создания. Представление информации персоналу. Нормы и требования";

– Временные методические указания "Автоматизированные системы управления технологическими процессами. Типовой перечень сигналов, регистрация, архивирование, отображение технологической информации. Типовые формы. Нормы и требования";

– АО "СО ЕЭС". Технические Требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка, утвержденные 19.02.2021 г.;

– АО "СО ЕЭС". Методика мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты, утвержденная 07.10.2021 г.;

– АО "СО ЕЭС". Организация каналов информационного обмена между объектами электроэнергетики, центрами управления сетями сетевых организаций, центрами управления ветровыми электростанциями, центрами управления солнечными электростанциями и диспетчерскими центрами АО "СО ЕЭС" в сетях связи с коммутацией пакетов (СТО 59012820.35.110.002-2022). Утвержден и введен в действие 25.03.2022 г.;

– Технические требования к АСУТП и СОТИАССО для осуществления функций дистанционного управления оборудованием распределительных устройств электростанций Группы РусГидро, утвержденные 08.12.2021 г.;

– действующие ЕСПД и ЕСКД.

2 НАЗНАЧЕНИЕ СИСТЕМЫ

2.1 Краткие сведения о назначении ВУ АСУТП

2.1.1 ВУ АСУТП создается с целью организации общего информационного пространства верхнего уровня путем интеграции уже существующих подсистем и планируемых к внедрению в единую АСУТП, а также для:

– сбора информации о состоянии оборудования, отображения информации на АРМ ОП, АРМ инженера, АРМ в КИС, и т.д., формирования световой и звуковой сигнализации о состоянии оборудования контролируемого объекта;

– сбора в ВУ АСУТП и передачи информации во внешние системы (Группы РусГидро, АО "СО ЕЭС") фактического состояния оборудования и систем ГЭС, ГАЭС и т.д.

2.1.2 ВУ АСУТП предназначена для решения следующих основных технологических, организационных и экономических задач:

– повышения эффективности диспетчерско-технологического управления оперативного персонала;

– оптимизации режимов работы оборудования и увеличения сроков его эксплуатации;

– повышения надежности и безаварийности работы основного и вспомогательного оборудования;

– снижения эксплуатационных затрат;

– повышения эффективности использования ресурсов ГЭС, ГАЭС и т.д.;

– улучшения информационной обеспеченности персонала и уменьшение его ошибочных действий;

– увеличения производства электроэнергии.

3 СТРУКТУРНЫЕ РЕШЕНИЯ

3.1 Соглашение по структурным уровням АСУТП

3.1.1 Структура системы управления

Структура системы управления должна включать:

– нижний уровень – полевое оборудование: датчики и исполнительные механизмы, кабельные связи и промежуточные клеммники, иное оборудование; устройства автоматики в составе программно-технических комплексов локальных САУ: программируемые логические контроллеры с набором сигнальных и информационных модулей, устройства сбора сигналов, панель оператора (при необходимости). Работоспособность вышеуказанных систем не зависит от верхнего уровня АСУТП;

– верхний уровень – комплекс программных средств, обеспечивающий реализацию общестанционных функций управления;

– инфраструктура – аппаратное обеспечение ЦОД ВУ АСУТП, системное программное обеспечение ЦОД ВУ АСУТП, сетевое оборудование (коммутаторы, маршрутизаторы, а также кроссовые шкафы и панели и другое оборудование построения ТСПД), СОЕВ, СГЭ, инженерные системы серверных помещений.

3.1.2 Решения по нижнему уровню

Решения по нижнему уровню рассматриваются в рамках отдельных проектов.

3.1.3 Решения по верхнему уровню

Верхний уровень АСУТП рассматриваются в рамках настоящего ТПР ВУ АСУТП.

3.1.4 Решения по инфраструктуре

Решения по организации ЦОД ВУ АСУТП и ТСПД рассматриваются в рамках настоящего ТПР ВУ АСУТП. Остальная инфраструктура (СОЕВ, СГЭ, инженерные системы серверных помещений) организуется по отдельным проектам, при этом в рамках настоящих ТПР ВУ АСУ ТП определяются технические условия на подключение к данной инфраструктуре.

3.1.5 Устройства РЗА

В рамках настоящих ТПР ВУ АСУТП к РЗА отнесены устройства и комплексы в соответствии с классификацией по ГОСТ Р 59909-2021. При этом системы и комплексы РЗА не включаются в состав АСУТП ГЭС (ГАЭС) и рассматриваются как внешние и автономные по отношению к АСУТП ГЭС (ГАЭС) системы и комплексы.

Решения по созданию систем и комплексов РЗА рассматриваются в рамках отдельных проектов.

В рамках настоящих ТПР ВУ АСУТП рассматриваются вопросы подключения устройств РЗА к ВУ АСУТП ГЭС.

3.2 Структурные решения ВУ АСУТП

3.2.1 Типовая структура ТСПД ВУ АСУТП

3.2.1.1 Технологическая сеть передачи данных (ТСПД) строится как мультисервисная (одновременная передача по сети всех видов технологического трафика: голос, данные, видео, кроме охранного телевидения) двухуровневая (уровень ядра, уровень доступа) сеть передачи данных по технологии пакетной передачи, описанной в группе стандартов IEEE 802.3 "Industrial Ethernet".

3.2.1.2 Топологией ТСПД ВУ АСУТП является топология "дублированная звезда".

3.2.1.3 Структурные решения представлены в документах:

– 1026300970123.28.99.39.190.226.С1.М "Структурная схема комплекса технических средств";

– 1026300970123.28.99.39.190.226.С1.02.М "Структурная схема сети L2";

– 1026300970123.28.99.39.190.226.С1.03.М "Структурная схема сети L3".

3.2.2 Организация ЦОД ВУ АСУТП

3.2.2.1 Инфраструктура ЦОД ВУ АСУТП строится на основе дублированных комплектов серверного оборудования – основной комплект и резервный комплект. Оборудование комплектов географически распределяется. Схема организации ЦОД отображена на структурной схеме 1026300970123.28.99.39.190.226.С1.02.М "Структурная схема сети L2".

3.2.2.2 ЦОД создается с применением виртуализации вычислительных ресурсов в целях обеспечения унифицированного исполнения ПО независимо от применяемых аппаратных средств. Аппаратные вычислительные серверы (хосты виртуализации) каждого комплекта ЦОД АСУТП объединяются в кластер высокой доступности для обеспечения минимального времени восстановления работы всех виртуальных машин в одном комплекте в случае отказа как минимум одного аппаратного сервера в данном комплекте. Количество аппаратных серверов уточняется при проектировании исходя из количества сигналов, обрабатываемых SCADA, и виртуальных машин.

3.2.2.3 На этапе проектирования каждого кластера виртуализации ЦОД ВУ АСУТП учитывается резерв вычислительной мощности и дискового пространства для проведения всех регламентных работ по обновлению системного и прикладного программного обеспечения (в том числе вывода из работы одного из аппаратных серверов комплекта), без простоя кластера.

3.2.2.4 На базе кластеров виртуализации предусмотрена работа следующих виртуальных станций и серверов:

– одна или несколько резервированных пар виртуальных серверов SCADA (количество резервированных пар серверов определяется при конкретном проектировании исходя из условий равномерного распределения нагрузки на инфраструктуру ЦОД ВУ АСУТП в соответствии с указаниями раздела);

– дублированные серверы СУБД;

– дублированные центральные приемо-передающие станции (ЦППС);

– дублированные виртуальные серверы АИИСК(Т)УЭ;

– виртуальные станции АРМ, включая инженерную станцию;

– дублированные серверы мониторинга оборудования АСУТП;

– дублированные виртуальные серверы системы резервного копирования;

– концентратор синхронизированных векторных измерений СМПР.

3.2.2.5 Дисковое хранилище ЦОД АСУТП организовано с применением выделенной СХД комплекта и аппаратным дублированием контроллеров СХД с наличием четырех независимых сетевых интерфейсов в каждом контроллере СХД.

3.2.2.6 Для функционирования кластера виртуализации хосты виртуализации объединены сетью кластера, которая представляет собой резервированную локальную вычислительную сеть стандарта Ethernet со скоростью передачи данных 10 Гбит/сек. В качестве коммутаторов сети кластера используются неблокирующие коммутаторы виртуализации DCS1(2)-BB-SW1(2) (см. схему 1026300970123.28.99.39.190.226.С1.02.М "Структурная схема сети L2") с поддержкой интерфейсов со скоростью взаимодействия 10 Гбит/сек. Кластер виртуализации основного комплекта и кластер виртуализации резервного комплекта имеют независимые, физически несвязанные сети.

3.2.2.7 Резервирование сети кластера выполнено с применением технологии агрегирования каналов передачи данных. Агрегирование каналов выполняется на уровне гипервизора. Схема резервирования сети кластера отражена на структурной схеме подключения хоста виртуализации к ВУ АСУТП (1026300970123.28.99.39.190.226.С1.02.М "Структурная схема сети L2", лист 3).

Для этого на уровне гипервизора создается виртуальный коммутатор кластера, которому назначается выделенная пара физических интерфейсов хоста виртуализации. Один физический интерфейс подключается к основному коммутатору виртуализации (DCS1-BB-SW1), второй – к резервному коммутатору виртуализации (DCS2-BB-SW2). Данные интерфейсы функционируют в режиме Trunk.

Коммутаторы виртуализации соединяются между собой двумя каналами агрегации посредством протокола LACP.

3.2.2.8 В сетях основного и резервного кластеров посредством VLAN выделяются отдельные сегменты сетей (1026300970123.28.99.39.190.226.С1.02.М "Структурная схема сети L2", лист 3).

Для сети кластера основного комплекта выделяются следующие сегменты:

– сегмент «гипервизора кластера» – VLAN 2040, предназначенный для взаимодействия хостов виртуализации и контроллера гипервизора.

– сегмент «серверов» - VLAN 2004, предназначенный для подключения к серверу USB ключей (Dongle Server) виртуальных машин серверов SCADA, серверов СУБД, серверов мониторинга, АИИСТ(К)УЭ, АРМ инженера.

– сегмент «администрирования» - VLAN 2051, предназначенный для административного подключения к виртуальной машине СРК, интерфейсам управления - IPMI серверов и СХД, интерфейсам MGMT СХД и маршрутизатора, интерфейсам управления коммутаторов виртуализации, интерфейса управления сервера USB ключей, а также для мониторинга серверов основного комплекта (выделенный интерфейс на хостах виртуализации).

– сегмент «iSCSI» - VLAN 2140 и VLAN 2240, предназначенный для подключения хостов виртуализации к СХД.

Для кластера резервного комплекта выделяются следующие сегменты:

– сегмент «гипервизора кластера» – VLAN 2041, предназначенный для взаимодействия хостов виртуализации и виртуальной машины контроллера гипервизора.

– сегмент «серверов» - VLAN 2005, предназначенный для подключения к серверу USB ключей (Dongle Server) виртуальных машин серверов SCADA, серверов СУБД, серверов мониторинга, серверов АИИСТ(К)УЭ, АРМ инженера.

– сегмент «администрирования» - VLAN 2052, предназначенный для административного подключения к виртуальной машине СРК, интерфейсам управления - IPMI серверов и СХД, интерфейсам MGMT СХД и маршрутизатора, интерфейсам управления коммутаторов виртуализации, интерфейса управления сервера USB ключей, а также для мониторинга серверов основного комплекта (выделенный интерфейс на хостах виртуализации).

– сегмент «iSCSI» - VLAN 2141 и VLAN 2241, предназначенный для подключения хостов виртуализации к СХД.

3.2.2.9 Для функционирования кластера виртуализации хосты виртуализации и СХД объединены сетью, которая представляет собой резервированную локальную вычислительную сеть стандарта Ethernet со скоростью передачи данных 10 Гбит/сек. В качестве коммутаторов сети доступа к СХД используются неблокирующие коммутаторы виртуализации DCS1(2)-BB-

SW1(2). СХД подключается к каждому коммутатору виртуализации. Подключения СХД к хостам виртуализации отражено на схеме 1026300970123.28.99.39.190.226.С1.02.М "Структурная схема сети L2".

3.2.2.10 Резервированное подключение СХД к хостам виртуализации выполняется посредством подключения контроллеров СХД и выделенной пары физических интерфейсов хостов виртуализации к коммутаторам виртуализации двумя независимыми интерфейсами Ethernet со скоростью передачи данных 10 Гбит/сек. Функции резервирования каналов (переключение между основным и резервным каналом) выполняет протокол iSCSI (iSCSI поддерживает собственный эффективный механизм резервирования – многопутевой доступ), работающий поверх TCP/IP.

3.2.2.11 Взаимодействующие независимые интерфейсы контроллеров СХД и хостов виртуализации на коммутаторах виртуализации DCS1(2)-BB-SW1(2) (см. схему 1026300970123.28.99.39.190.226.С1.02.М "Структурная схема сети L2") выделены в отдельный сегмент «iSCSI» – VLAN 2140 (основной канал) и VLAN 2240 (резервный канал) для основного кластера, VLAN 2141 (основной канал) и VLAN 2241 (резервный канал) для резервного кластера.

3.2.2.12 На общей платформе ЦОД ВУ АСУТП также реализована система резервного копирования данных (СРК). Для ее функционирования выделена отдельная виртуальная машина (для каждого кластера виртуализации), на которой организован сервер СРК, подключенный в сегмент «iSCSI». Для хранения данных СРК выделен отдельный дублированный сервер СХД. Схема подключения инфраструктуры СРК отражена на схеме L2 в документе 1026300970123.28.99.39.190.226.С1.02.М "Структурная схема сети L2".

3.2.2.13 Один сервер СХД СРК (DCS2-BAKUP1) двумя интерфейсами iSCSI подключается к коммутаторам виртуализации основного комплекта (DCS1-BB-SW1, DCS1-BB-SW2) в VLAN2140 и VLAN2240, второй сервер – к коммутатору виртуализации резервного комплекта (DCS2-BB-SW1, DCS2-BB-SW2) в VLAN2141, VLAN2241.

3.2.3 Организация технологической сети передачи данных (ТСПД) ВУ АСУТП

3.2.3.1 Технологическая сеть передачи данных (ТСПД) предназначена для:

– передачи информации между устройствами автоматики нижнего уровня АСУТП ГЭС (ГАЭС) (цифровых измерительных преобразователей, контроллеров локальных САУ и т.п.), устройствами и комплексами РЗА и ВУ АСУТП ГЭС (ГАЭС);

– передачи информации между устройствами автоматики нижнего уровня (при наличии информационного обмена по технологии пакетной передачи);

– передачи технологического трафика: (голос, данные, видео, кроме охранного телевидения) подсистем СДТУ, работающих по технологии пакетной передачи;

– передачи данных с уровня приборов учета электрической энергии на верхний уровень АИИСКУЭ, АИИСТУЭ;

– передачи данных в смежные системы в соответствии с п.6.6.

3.2.3.2 В устройствах активного сетевого оборудования ТСПД и сети виртуализации ВУ АСУТП должны быть выполнены настройки, снижающие риски отказа функционирования сетей по общей причине, в том числе:

– настройка контроля сетевого шторма;

– разделение широковещательных доменов;

– запрет на использование динамических протоколов обеспечения связанности сети (VRRP, (x)STP) в ТСПД и в сети виртуализации ВУ АСУТП;

– запрет на использование технологии объединения сетевых портов (teaming/bonding) при подключении устройств и комплексов РЗА к разным полукомплектам дублированной ТСПД АСУТП.

3.2.4 Резервированное подключение компонентов ВУ АСУТП к ТСПД

3.2.4.1 Схема подключения компонентов ВУ АСУТП к ТСПД отражена на схеме 1026300970123.28.99.39.190.226.С1.02.М "Структурная схема сети L2".

3.2.4.2 ТСПД ВУ АСУТП строится на основе дублированных комплектов активного сетевого оборудования (коммутаторов, межсетевых экранов) – основной комплект и резервный комплект. Оборудование комплектов географически распределяется.

3.2.4.3 ТСПД ВУ АСУТП представляет собой резервированную локальную вычислительную сеть стандарта Ethernet.

3.2.4.4 В состав ТСПД дублированных комплектов входят коммутаторы ТСПД, коммутаторы ядра и маршрутизаторы.

3.2.4.5 Коммутаторы ТСПД обеспечивают объединение в сеть хостов виртуализации, коммутаторов ядра и коммутаторов доступа сети агрегации.

3.2.4.6 Резервированное подключение виртуальных машин ВУ АСУТП к ТСПД выполняется посредством двух независимых интерфейсов Ethernet.

3.2.4.7 Схема организации резервированного подключения виртуальных машин ВУ АСУТП к ТСПД отражена на структурной схеме подключения хоста виртуализации к ВУ АСУТП (см. схему 1026300970123.28.99.39.190.226.С1.02.М "Структурная схема сети L2", лист 3).

3.2.4.8 Для реализации резервированного подключения виртуальных машин кластера двумя независимыми интерфейсам на уровне гипервизора создаются два независимых виртуальных коммутатора – основной сети (DCS1(2)-vSW1) и резервной сети (DCS1(2)-vSW2).

Каждому виртуальному коммутатору назначается своя пара физических интерфейсов хоста виртуализации.

Виртуальный коммутатор основной сети (DCS1(2)-vSW1) посредством назначенной пары физических интерфейсов в режиме Trunk подключается к коммутатору ядра ТСПД основного комплекта (DCS1(2)-SW1), пара интерфейсов объединяется в один логический канал посредством протокола агрегации LACP.

Виртуальный коммутатор резервной сети (DCS1(2)-vSW2) посредством назначенной пары физических интерфейсов в режиме Trunk подключается к коммутатору ядра ТСПД резервного комплекта (DCS2(1)-SW1), пара интерфейсов объединяется в один логический канал посредством протокола агрегации LACP.

На виртуальных машинах кластера создаются виртуальные интерфейсы основной и резервной сетей, которые подключаются к виртуальным коммутаторам основной и резервной сети соответственно.

При взаимодействии серверов SCADA с устройствами систем НУ АСУТП функцию переключения между интерфейсами основной и резервной сети серверов SCADA выполняют собственные механизмы SCADA-системы.

Для изоляции трафика виртуальных машин на виртуальных коммутаторах создаются отдельные сегменты сети – отдельные VLAN. Распределение VLAN с описанием назначения сегментов сети представлено в документе 1026300970123.28.99.39.190.226.ПС1.М "Таблица VLAN".

3.2.4.9 Опционально для непосредственного подключения виртуальных серверов SCADA к ТСПД посредством интерфейсов технологии параллельного резервирования IEC 62439-3 PRP (PRP) на уровне гипервизора создаются два независимых виртуальных коммутатора – сети «А» (DCS1(2)-vSW-A) и сети «В» (DCS1(2)-vSW-B). Каждому виртуальному коммутатору назначается свой физический интерфейс хоста виртуализации. Виртуальные коммутаторы посредством назначенных физических интерфейсов в режиме Trunk подключаются к коммутаторам ТСПД основного комплекта (SW1-A) и коммутаторам ТСПД резервного комплекта (SW1-B) соответственно.

Также на уровне гипервизора создается виртуальный маршрутизатор (DCS1(2)-vR1), на котором посредством ОС (маршрутизатора) создаются два виртуальных интерфейса, осуществляющих программную реализацию протокола PRP. Эти виртуальные интерфейсы подключаются к виртуальным коммутаторам сети «А» и «В» соответственно.

Виртуальный маршрутизатор основного комплекта (DCS1-vR1) подключается к виртуальному коммутатору основной сети (DCS1-vSW1) в VLAN 2100.

Виртуальный маршрутизатор резервного комплекта (DCS2-vR1) подключается к виртуальному коммутатору резервной сети (DCS2-vSW2) в VLAN 2201.

Виртуальные маршрутизаторы (DCS1(2)-vR1) обеспечивают взаимодействие интегрируемых систем, подключенных к ТСПД по технологии PRP с серверами SCADA.

Для взаимодействия серверов SCADA с интегрируемыми системами применяется технология трансляции адресов (NAT).

3.2.4.10 Для обеспечения портовой доступности коммутаторов ядра ТСПД в каждом комплекте используются L2 коммутаторы (коммутаторы SW1,2..N-A и SW1,2..N-B). L2 коммутаторы одного комплекта объединяются друг с другом и подключаются к коммутатору ядра резервированными каналами посредством протокола LACP.

3.2.5 Резервированное подключение систем, интегрируемых с ВУ АСУТП

3.2.5.1 Подключение к ВУ АСУТП устройств автоматики нижнего уровня АСУТП ГЭС (ГАЭС), устройств и комплексов РЗА выполняется дублированными коммутаторами доступа ТСПД систем.

3.2.5.2 Коммутаторы доступа ТСПД размещаются в отдельных шкафах узла доступа или совместно с интегрируемым оборудованием нижнего уровня АСУТП ГЭС (ГАЭС) или оборудованием РЗА и подключаются к коммутаторам ТСПД сети «А» и сети «В» ВУ АСУТП Ethernet интерфейсами в режиме Trunk.

3.2.5.3 Резервированное подключение систем к коммутаторам доступа ТСПД выполняется посредством следующих способов:

– технологии параллельного резервирования IEC 62439-3 PRP (PRP);

– подключения двумя независимыми интерфейсами Ethernet.

Способ резервирования для каждой конкретной интегрируемой системы определяется в соответствии со способом ее подключения к ТСПД ВУ АСУТП, представленной на схеме 1026300970123.28.99.39.190.226.С1.02.М "Структурная схема сети L2".

3.2.5.4 В целях обеспечения информационной безопасности АСУТП подсистемы изолированы друг от друга применением VLAN. Распределение VLAN с описанием назначения сегментов сети представлено в документе 1026300970123.28.99.39.190.226.ПС1.М "Таблица VLAN".

3.2.5.5 Подключаемые к ВУ АСУТП устройства РЗ (КП, ПА) могут использовать в работе сигналы, получаемые по цифровым каналам связи посредством GOOSE-сообщений. При подключении к ВУ АСУТП таких устройств информационный обмен с ВУ АСУТП и информационный обмен GOOSE-сообщениями разделяется (выполняется либо аппаратно

раздельными сетями, либо в разных VLAN в зависимости от технических возможностей устройств автоматики).

3.2.6 Логическое сетевое взаимодействие интегрируемых систем с ВУ АСУТП

3.2.6.1 Взаимодействие интегрируемых систем, подключенных к ТСПД двумя независимыми интерфейсами Ethernet и принадлежащих разным VLAN, а также взаимодействие систем с ВУ АСУТП осуществляется посредством статической маршрутизации трафика L3 коммутаторами ядра ТСПД. Схема логического взаимодействия интегрируемых систем с ВУ АСУТП представлена на схеме 1026300970123.28.99.39.190.226.С1.03.М "Структурная схема сети L3".

3.2.6.2 Системы, подключенные к ТСПД двумя независимыми интерфейсами Ethernet для маршрутизации трафика по основному и резервному каналу, используют таблицы маршрутизации.

3.2.6.3 Взаимодействие интегрируемых систем, подключенных к ТСПД по технологии PRP, с ВУ АСУТП осуществляется посредством технологий трансляции адресов (NAT), выполняемых маршрутизаторами основного и резервного комплектов (DCS1(2)-R1). Взаимодействие таких систем, принадлежащих разным VLAN, возможно только при использовании на устройствах систем шлюза маршрутизации либо, основного либо резервного комплекта.

3.2.6.4 Для взаимодействия серверов SCADA (основной/резервный комплекты) подключенных к ТСПД двумя независимыми интерфейсами Ethernet с интегрируемыми системами (нижнего уровня АСУТП ГЭС (ГАЭС), системами и комплексами РЗА), подключенными к сети ТСПД двумя независимыми интерфейсами серверы SCADA и устройства систем НУ АСУТП используют собственную таблицу маршрутизации. Функции маршрутизации выполняют L3 коммутаторы ядра основного и резервного комплекта, на которых терминируются сегменты сетей (VLAN) ВУ АСУТП и соответствующие (дублированные) сегменты нижнего уровня АСУТП ГЭС (ГАЭС), сегменты устройств и комплексов РЗА. На коммутаторах ядра для каждой VLAN созданы L3 интерфейсы с IP адресами в соответствии с адресами сегментов (VLAN), где последний октет равен 251 для коммутатора основного комплекта и 252 – для коммутатора резервного комплекта (например, для VLAN 2100 на коммутаторе ядра основного комплекта создан L3 интерфейс 172.21.100.251/24). Шлюзом маршрутизации для интерфейса основной сети серверов ВУ АСУТП (основной/резервный комплекты) и устройств НУ АСУТП является L3 интерфейс коммутатора ядра основного комплекта (DCS1-SW1) в соответствующем сегменте сети (VLAN). Шлюзом маршрутизации для интерфейса резервной сети серверов ВУ

АСУТП (основной/резервный комплекты) и устройств НУ АСУТП является L3 интерфейс коммутатора ядра резервного комплекта (DCS2-SW1) в соответствующем сегменте сети (VLAN).

3.2.6.5 Для взаимодействия серверов SCADA (основной/резервный комплекты) подключенных к ТСПД двумя независимыми интерфейсами Ethernet с интегрируемыми системами (нижнего уровня АСУТП ГЭС (ГАЭС), системами и комплексами РЗА), подключенными к сети ТСПД посредством технологии PRP, серверы SCADA используют собственную таблицу маршрутизации. Для таких сегментов сетей согласно таблице маршрутизации, в качестве шлюза маршрутизации используется маршрутизаторы основного и резервного комплекта (DCS1(2)-R1), на которых терминируются сегменты сетей (VLAN) верхнего уровня и соответствующие (не дублированные) сегменты сетей НУ АСУТП. На маршрутизаторах для каждой VLAN созданы L3 интерфейсы с IP адресами в соответствии с адресами сегментов (VLAN) (Router on a stick), где последний октет равен 253 для маршрутизатора основного комплекта и 254 – для маршрутизатора резервного комплекта (например, для VLAN 2100 на маршрутизаторе основного комплекта создан L3 интерфейс 172.21.100.253/24). Шлюзом маршрутизации для интерфейса основной сети серверов ВУ АСУТП (основной/резервный комплекты) является L3 интерфейс маршрутизатора основного комплекта (DCS1-R1) в соответствующем сегменте сети (VLAN). Шлюзом маршрутизации для интерфейса резервной сети серверов ВУ АСУТП (основной/резервный комплекты) является L3 интерфейс маршрутизатора резервного комплекта (DCS2-R1) в соответствующем сегменте сети (VLAN).

При этом серверы SCADA в качестве IP адреса назначения (устройства системы НУ АСУТП) используют не реальный IP адрес устройства системы, а виртуальный IP адрес из сегмента «NAT» (см. документ 1026300970123.28.99.39.190.226.ПС1.М "Таблица VLAN"). Далее выполняется трансляция IP адресов виртуальной сети в IP адреса сети НУ АСУТП (NAT1:1) с последующей подменой IP адреса источника на IP адрес маршрутизатора в соответствующем сегменте системы (Source NAT). Ответный трафик от устройства системы отправляется на IP адрес соответствующего маршрутизатора, с которого трафик пришел в систему. Т.е. по сети «PRP-A», если трафик пришел от маршрутизатора основного комплекта и по сети «PRP-B», если от маршрутизатора резервного комплекта.

3.2.6.6 IP адресация компонентов АСУТП представлена в документе 1026300970123.28.99.39.190.226.ПС1.02.М "Таблица IP-адресов".

3.2.7 Интеграция с ВУ АСУТП существующих систем

3.2.7.1 Частным случаем интеграции систем с ВУ АСУТП является необходимость интеграции существующей системы без возможности изменения адресного пространства, маршрутов и основного шлюза, установленных на компонентах системы.

3.2.7.2 Решением в данном случае является подключение интегрируемой системы к маршрутизаторам основного и резервного комплектов с применением технологии трансляции адресов (NAT) (см. п. 3.2.6.5).

3.2.8 Логическое взаимодействие компонентов ВУ АСУТП

3.2.8.1 Информационные взаимодействия между виртуальными машинами серверов и станций ВУ АСУТП представлены в документе 1026300970123.28.99.39.190.226.С2.М "Схема функциональной структуры".

3.2.8.2 В целях обеспечения информационной безопасности виртуальные машины серверов и станций выделены в различные сетевые сегменты посредством маршрутизаторов основного и резервного комплекта.

3.2.8.3 Маршрутизаторы в составе АСУТП обеспечивают:

– сегментацию сети ТСПД ВУ АСУТП;

– трансляцию IP адресов и маршрутизацию трафика между сегментами сети интегрируемых систем НУ АСУТП и ВУ АСУТП;

– маршрутизацию трафика между сегментами сети ВУ АСУТП;

– выполнение фильтрации трафика, проходящего между разными сетевыми сегментами.

3.2.8.4 В ТСПД ВУ АСУТП выделены следующие сегменты:

– сегмент «серверов» – включает одну или несколько (в зависимости от конкретной реализации) резервированных пар виртуальных серверов SCADA, два дублированных виртуальных сервера СУБД, виртуальный сервер АИИСК(Т)УЭ, виртуальный сервер мониторинга оборудования АСУТП, виртуальный файловый сервер;

– сегмент АРМ – включает виртуальные машины станций АРМ, включая инженерную станцию и тонкие клиенты;

– сегмент DMZ – включает две резервированные виртуальные ЦППС, серверы USB ключей USB Dongle Server (DCS1(2)-DS-DMZ).

– сегмент администрирования – включает сетевое оборудование ТСПД, сервер мониторинга, АРМ инженера, серверы USB ключей (USB Dongle Server).

3.2.8.5 Для взаимодействия виртуальных машин из разных сетевых сегментов применяется маршрутизация трафика маршрутизаторами основного и резервного комплекта.

3.2.8.6 Схема логического взаимодействия компонентов ВУ АСУТП представлена на схеме 1026300970123.28.99.39.190.226.С1.03.М "Структурная схема сети L3".

3.2.8.7 Для виртуальных машин, подключенных к ТСПД по двум независимым интерфейсам (два IP адреса), прописаны маршруты – к подсети основного интерфейса сегмента

через интерфейс шлюза (маршрутизатор основного комплекта DCS1-R1), к подсети резервного интерфейса сегмента через интерфейс шлюза (маршрутизатор резервного комплекта DCS2-R1).

При технологическом взаимодействии виртуальных машин ВУ АСУТП между собой (взаимодействие между серверами SCADA, серверами СУБД, ЦППС, АРМ) функцию переключения между интерфейсами основной и резервной сети виртуальных машин ВУ АСУТП выполняют собственные механизмы SCADA-системы.

3.2.8.8 Функции информационного обмена с ДЦ АО "СО ЕЭС" осуществляются SCADA-системой через ЦППС.

3.2.8.9 ЦППС – один или несколько программных продуктов, объединенных в группу по принципу функционального назначения: организации информационного обмена оперативной и неоперативной технологической информацией с внешними по отношению к ВУ АСУТП системами.

3.2.8.10 Так как станции ЦППС участвуют в информационном обмене с внешними системами и, как следствие, более подвержены риску информационной атаки, они размещаются на общей платформе виртуализации с ВУ АСУТП в отдельном сегменте DMZ, организованным средствами межсетевых экранов в составе ПОБИ АСУТП. (см. схему 1026300970123.28.99.39.190.226.С1.02.М "Структурная схема сети L2", лист 3).

3.2.8.11 ЦППС реализуется в виде двух виртуальных станций, разворачиваемых на инфраструктуре ЦОД АСУТП основного и резервного комплектов. Для подключения виртуальных станций ЦППС к сети DMZ на уровне гипервизора каждого кластера созданы два виртуальных коммутатора (DCS1(2)-vSW1-DMZ). Каждому виртуальному коммутатору назначается свой физический интерфейс хоста виртуализации. Виртуальные коммутаторы посредством назначенных физических тегированных интерфейсов сегмента «DMZ» - VLAN 2160, VLAN 2260 подключаются к коммутатору DMZ основного комплекта (DCS1-SW1-DMZ) и коммутатору DMZ резервного комплекта (DCS2-SW1-DMZ) соответственно. Виртуальная станция ЦППС каждого комплекта подключается к виртуальным коммутаторам DMZ двумя независимыми виртуальными интерфейсами.

3.2.8.12 Взаимодействие серверов SCADA со станциями ЦППС реализуется посредством маршрутизации трафика маршрутизаторами основного и резервного комплекта (DCS1(2)-R1). Маршрутизатор основного комплекта подключен в сегмент «транзитной сети к СО» - VLAN 3145 с адресом сети 172.21.245.0/24, маршрутизатор резервного комплекта - в сегмент «транзитной сети к СО» - VLAN 3245 с адресом сети 172.22.245.0/24.

3.2.8.13 Маршрутизаторы через транзитную сеть перенаправляют трафик на межсетевые экраны ПОБИ основного и резервного комплекта, которые обеспечивают маршрутизацию трафика в сегмент DMZ.

3.2.8.14 Шлюзом маршрутизации для интерфейса основной сети виртуальных станций ЦППС основного и резервного комплекта является межсетевой экран ПОБИ основного комплекта. Шлюзом маршрутизации для интерфейса резервной сети виртуальных станций ЦППС основного и резервного комплекта является межсетевой экран ПОБИ резервного комплекта.

3.2.8.15 Каждая виртуальная станция ЦППС отдельными виртуальными интерфейсами в сегменте «администрирования» DMZ - VLAN 2054 и VLAN2055 подключена к серверам USB ключей (DCS1-DS, USB Dongle Server) основного и резервного комплекта для организации доступа к USB портам и обеспечения функций административного управления.

3.2.8.16 Функции информационного обмена с оборудованием корпоративной сети филиала, с САЦ "РусГидро" осуществляются дублированной системой однонаправленной передачи информации, в которую входит станция ЦППС, устройство однонаправленной передачи информации (инфодиод, DCS1(2)-DataDiode1), станция приема данных в корпоративной сети (далее – ЦППС КИС).

3.2.8.17 Взаимодействие ЦППС с ЦППС КИС реализуется посредством перенаправления трафика на инфодиоды основного и резервного комплекта, которые обеспечивают однонаправленную передачу трафика в корпоративную сеть филиала.

3.2.8.18 Инфодиод используется для физического разделения сетей в условиях сохранения однонаправленного канала передачи информации. Физическое разделение сегментов сети базируется на принципе "гальванической развязки", что полностью исключает возможность послать через инфодиод какой-либо сигнал внутрь защищаемого сегмента ТСПД. Основное отличие такого решения от простого "воздушного зазора", то есть полной изоляции сегментов, состоит в том, что в случае установки инфодиода сохраняется возможность передачи сигналов и данных только в одном направлении. Это позволяет виртуальным машинам в защищаемом сегменте ТСПД эффективно и оперативно "делиться" данными с внешними потребителями без угрозы со стороны корпоративной сети филиала.

3.2.8.19 Схема логического взаимодействия компонентов ВУ АСУТП представлена в документе 1026300970123.28.99.39.190.226.С1.03.М "Структурная схема сети L3".

3.2.9 Решения по подключению СОЕВ к ТСПД ВУ АСУТП и организация синхронизации времени компонент ВУ АСУТП

3.2.9.1 В качестве источника единого времени для всех устройств АСУТП ГЭС (ГАЭС) (устройств автоматики нижнего уровня, верхнего уровня, сетевого оборудования), устройств и комплексов РЗА используется общестанционная СОЕВ.

3.2.9.2 Синхронизация устройств АСУТП и оборудования интегрируемых устройств, предусматривающих синхронизацию времени по протоколам, работающим по сети "Ethernet" (SNTP, NTP, PTPv2), выполняется по ТСПД. Применение SNTP не рекомендуется, но является допустимым.

Для каждого подключаемого к ВУ АСУТП устройства автоматики доступен способов синхронизации по любому из перечисленных протоколов. Используемый способ синхронизации определяется проектными решениями в части интегрируемого устройства.

3.2.9.3 СОЕВ строится как резервированная система: каждый сервер СОЕВ подключается к основному и резервному комплектам ЦОД ВУ АСУТП.

3.2.9.4 Схема подключения СОЕВ к ТСПД ВУ АСУТП представлена в документах 1026300970123.28.99.39.190.226.С1.02.М "Структурная схема сети L2", 1026300970123.28.99.39.190.226.С1.03.М "Структурная схема сети L3".

3.2.9.5 Каждый сервер СОЕВ подключается к сети ТСПД посредством интерфейса PRP, к сети виртуализации и ПОБИ посредством двух независимых интерфейсов.

3.2.9.6 Интерфейс PRP каждого СОЕВ подключается к коммутаторам ТСПД ВУ АСУТП в сегмент «СОЕВ» - VLAN 1080.

3.2.9.7 Интерфейс основной сети СОЕВ основного комплекта подключается к L3 коммутатору СОЕВ основного комплекта в сегмент «СОЕВ» - VLAN 180. Интерфейс резервной сети СОЕВ основного комплекта подключается к L3 коммутатору СОЕВ резервного комплекта в сегмент «СОЕВ» - VLAN 280.

3.2.9.8 Интерфейс основной сети СОЕВ резервного комплекта подключается к L3 коммутатору СОЕВ резервного комплекта в сегмент «СОЕВ» - VLAN 180. Интерфейс резервной сети СОЕВ резервного комплекта подключается к L3 коммутатору СОЕВ основного комплекта в сегмент «СОЕВ» - VLAN 280.

3.2.9.9 Синхронизация устройств сети виртуализации кластеров осуществляется L3 подключением коммутаторов СОЕВ основного и резервного комплектов к коммутаторам виртуализации основного и резервного комплектов соответственно. Подключение выполняется посредством транзитных сетей сегмента «СОЕВ» – VLAN 181 с адресом сети 172.21.81.0/24 для основного комплекта и VLAN 281 с адресом сети 172.22.81.0/24 для резервного комплекта.

3.2.9.10 Для обеспечения синхронизации устройств ПОБИ выполнено подключение ПОБИ основного комплекта к коммутатору СОЕВ основного комплекта, ПОБИ резервного комплекта – к коммутатору СОЕВ резервного комплекта.

3.2.9.11 Синхронизация времени компонентов АСУТП и оборудования интегрируемых устройств, подключенных к разным подсетям VLAN ТСПД, с применением протокола PTPv2 (здесь и далее под PTPv2 понимается протокол IEEE 1588-2008, Power Profile IEEE C37.238-2011)

выполняется с использованием аппаратной поддержки протокола PTPv2 в коммутаторах ядра ТСПД.

3.2.9.12 Синхронизация времени компонентов АСУТП и оборудования интегрируемых устройств, подключенных к разным сегментам (VLAN) ТСПД, с применением протоколов SNTP и NTP требует передачи TCP/IP-трафика между сегментом «СОЕВ» (VLAN 1080) и сегментами (VLAN) компонентов АСУТП и оборудования интегрируемых устройств, которая обеспечивается посредством трансляции адресов, настроенной в маршрутизаторах DCS1(2)-R1.

3.2.10 Решения по мониторингу и администрированию ТСПД

3.2.10.1 Для обеспечения передачи необходимой информации о работоспособности АСУТП в централизованную систему мониторинга ИА ПАО "РусГидро" для оперативного реагирования на внештатные ситуации на платформе виртуализации ЦОД основного полукомплекта развернут виртуальный сервер мониторинга оборудования АСУТП. Передача необходимой диагностической информации с сервера мониторинга в централизованную систему мониторинга ИА Общества выполняется через систему однонаправленной передачи данных.

3.2.10.2 Для мониторинга оборудования АСУТП на виртуальных серверах мониторинга основного и резервного комплектов созданы виртуальные интерфейсы из сегмента серверов – VLAN 2100, 2200, сегментов администрирования - VLAN 2150, 2250, 2051, 2052.

3.2.10.3 Для администрирования сетевого оборудования ТСПД интерфейсы управления сетевого оборудования ТСПД изолированы в сегмент «администрирования» - VLAN2150 для основного комплекта и VLAN2250 для резервного комплекта.

3.2.10.4 Для административного управления оборудованием сети основного кластера интерфейсы управления - IPMI серверов и СХД, интерфейсам MGMT СХД и маршрутизатора, интерфейсы управления коммутаторов виртуализации, интерфейс управления сервера USB ключей выделены в отдельный сегмент «администрирования» - VLAN 2051.

3.2.10.5 Для административного управления оборудованием сети резервного кластера интерфейсы управления - IPMI серверов и СХД, интерфейсам MGMT СХД и маршрутизатора, интерфейсы управления коммутаторов виртуализации, интерфейс управления сервера USB ключей выделены в отдельный сегмент «администрирования» - VLAN 2052.

3.2.10.6 Для обеспечения административного управления оборудованием ТСПД на виртуальных машинах АРМ инженера основного и резервного кластеров созданы виртуальные интерфейсы VLAN 2150, 2250, 2051, 2052.

3.2.10.7 Подключения к оборудованию ТСПД контролируются коммутаторами ядра ТСПД посредством списков доступа на уровне L3 (ACL) и разрешены только с АРМ инженера ВУ АСУТП. Подключения для мониторинга по SNMP контролируются коммутаторами ядра

ТСПД посредством списков доступа на уровне L3 (ACL) и разрешены только с серверов мониторинга ВУ АСУТП.

3.3 Особенности реализации структуры ВУ АСУТП для малых ГЭС

3.3.1 Применение типовой структуры ВУ АСУТП для малых ГЭС

3.3.1.1 Для малых ГЭС установленной мощностью менее 5 МВт вследствие сокращения объемов обрабатываемой информации следует рассматривать упрощенные решения построение ВУ АСУТП описанные в настоящем разделе.

3.3.2 Типовая структура ТСПД ВУ АСУТП для малых ГЭС

3.3.2.1 Структурные решения для малых ГЭС представлены в документах:

– 1026300970123.28.99.39.190.226.С1.04.М "Структурная схема комплекса технических средств для малых ГЭС";

– 1026300970123.28.99.39.190.226.С1.05.М "Структурная схема сети L2 для малых ГЭС";

– 1026300970123.28.99.39.190.226.С1.03.М "Структурная схема сети L3 для малых ГЭС".

3.3.3 Организация ЦОД малой ГЭС

3.3.3.1 Вместо решений, изложенных в разделе 3.2.2, применяются адаптированные для малых ГЭС решения, приведенные в настоящем разделе.

3.3.3.2 Инфраструктура ЦОД малой ГЭС строится на основе двух полукомплектов серверного оборудования – основной комплект и резервный комплект. Оборудование комплектов географически распределяется. Схема организации ЦОД малой ГЭС отображена на структурной схеме 1026300970123.28.99.39.190.226.С1.05.М "Структурная схема сети L2 для малых ГЭС".

3.3.3.3 ЦОД малой ГЭС создается без применения виртуализации вычислительных ресурсов. В составе ЦОД малой ГЭС предусмотрена работа следующих станций и серверов:

– резервированные серверы SCADA;

– резервированные центральные приемо-передающие станции (ЦППС);

– АРМ, включая инженерную станцию;

– инфраструктурный сервер;

– сетевое хранилище данных (NAS) технологического сегмента;

– сетевое хранилище данных (NAS) сегмента DMZ.

3.3.3.4 В составе комплектов ЦОД малых ГЭС предусмотрена сеть администрирования комплекта, которая представляет собой локальную вычислительную сеть стандарта Ethernet со

скоростью передачи данных 10 Гбит/сек. В качестве коммутаторов сети администрирования используются неблокирующие коммутаторы DCS1(2)-SW3-SRC (см. схему 1026300970123.28.99.39.190.226.C1.05.M "Структурная схема сети L2 для малой ГЭС") с поддержкой интерфейсов со скоростью взаимодействия 10 Гбит/сек. Основной и резервный комплекты ЦОД малой ГЭС имеют независимые, физически несвязанные сети администрирования комплекта.

Для сети администрирования основного комплекта ЦОД малой ГЭС назначается сегмент VLAN 2051, для сети администрирования резервного комплекта ЦОД малой ГЭС – сегмент VLAN 2052.

Сегменты администрирования комплектов ЦОД малой ГЭС (VLAN 2051 и VLAN 2052) предназначены для административного подключения к инфраструктурному серверу, интерфейсам управления IPMI/MGMT серверного оборудования и маршрутизаторов комплектов, а также организации доступа к сетевому файловому хранилищу технологического сегмента сети DCS1-NAS.

3.3.3.5 В составе комплектов ЦОД малых ГЭС предусмотрена установка сетевого хранилища DCS2-NAS сегмента DMZ, с прямым подключением к ЦППС основного и резервного комплектам ЦОД малой ГЭС. Подключение выполняется прямыми линиями к интерфейсам со скоростью взаимодействия 10 Гбит/сек.

3.3.3.6 В составе ЦОД малой ГЭС реализована система резервного копирования.

Для функционирования системы резервного копирования технологического сегмента сети используются инфраструктурный сервер DCS1-SRC и файловое хранилище DCS1-NAS. Сетевые взаимодействия необходимые для создания и передачи данных резервного копирования строятся с использованием сети администрирования ЦОД малой ГЭС (VLAN 2051 и VLAN 2052).

Для функционирования системы резервного копирования сегмента сети DMZ используется файловое хранилище DCS2-NAS. Сетевые взаимодействия необходимые для передачи данных резервного копирования строятся с использованием прямого подключения к файловому хранилищу DCS2-NAS.

3.3.4 Резервированное подключение компонентов ВУ АСУТП к ТСПД

3.3.4.1 Вместо решений, изложенных в разделе 3.2.4, применяются адаптированные для малых ГЭС решения, приведенные в настоящем разделе.

3.3.4.2 Схема подключения компонентов ВУ АСУТП малой ГЭС к ТСПД отражена на схеме 1026300970123.28.99.39.190.226.C1.05.M "Структурная схема сети L2 малой ГЭС".

3.3.4.3 ТСПД ВУ АСУТП строится на основе дублированных комплектов активного сетевого оборудования (коммутаторов, межсетевых экранов) – основной комплект и резервный комплект. Оборудование комплектов географически распределяется.

3.3.4.4 ТСПД ВУ АСУТП представляет собой резервированную локальную вычислительную сеть стандарта Ethernet.

3.3.4.5 В состав ТСПД дублированных комплектов входят коммутаторы ТСПД, коммутаторы ядра и маршрутизаторы.

3.3.4.6 Коммутаторы ТСПД обеспечивают объединение в сеть серверов, коммутаторов ядра и коммутаторов доступа сети агрегации.

3.3.4.7 Резервированное подключение серверов и станций к ТСПД выполняется посредством двух независимых интерфейсов Ethernet.

3.3.4.8 Подключение серверов SCADA выполняется к коммутаторам ядра ТСПД (DCS1-SW1 – основного комплекта, DCS2-SW1 – резервного комплекта). Сервера SCADA к каждому из коммутаторов ядра подключаются с использованием двух физических интерфейсов Ethernet, объединенных в логический канал посредством протокола агрегации LACP.

3.3.4.9 Подключение инфраструктурного сервера выполняется к коммутаторам ядра ТСПД (DCS1-SW1 – основного комплекта, DCS2-SW1 – резервного комплекта). Инфраструктурный сервер к каждому из коммутаторов ядра подключаются отдельным физическим интерфейсом Ethernet без использования технологии агрегации каналов.

3.3.4.10 Подключение ЦППС выполняется к коммутаторам сегмента DMZ (DCS1-SW2-DMZ – основного комплекта, DCS2-SW2-DMZ – резервного комплекта). ЦППС к каждому из коммутаторов сегмента DMZ подключаются с использованием отдельного физического интерфейса Ethernet без использования технологии агрегации каналов.

3.3.4.11 При взаимодействии серверов SCADA с интегрируемыми устройствами функцию переключения между интерфейсами основной и резервной сети серверов SCADA выполняют собственные механизмы SCADA-системы.

3.3.4.12 Для изоляции трафика серверов на коммутаторах ТСПД создаются отдельные сегменты сети – отдельные VLAN. Распределение VLAN с описанием назначения сегментов сети представлено в документе 1026300970123.28.99.39.190.226.ПС1.М "Таблица VLAN".

3.3.4.13 Опционально для непосредственного подключения серверов SCADA к ТСПД посредством интерфейсов технологии параллельного резервирования IEC 62439-3 PRP (PRP) предусматривается подключение серверов SCADA двумя отдельными независимыми интерфейсам в режиме Trunk к коммутаторам ТСПД основного комплекта (SW1-A) и коммутаторам ТСПД резервного комплекта (SW1-B) соответственно.

3.3.4.14 Протокол PRP на уровне сервера SCADA реализуется аппаратно (при наличии сетевой карты с поддержкой технологии параллельного резервирования PRP) или программно на уровне ОС сервера SCADA.

3.3.4.15 Для каждого отдельного сегмента сети VLAN, функционирующего с использованием технологии параллельного резервирования PRP на уровне сервера SCADA назначается отдельный логический сетевой интерфейс.

3.3.4.16 Прямое подключение серверов SCADA к сегментам PRP ТСПД является потенциальной причиной одновременного отказа (ограничения функционирования) двух резервированных серверов SCADA по одному условию – сбоях в сегментах сети PRP. При использовании такого решения должно подтверждаться:

– отсутствие значимого увеличения загрузки CPU серверов SCADA при наличии «сетевого шторма» как в одном (PRP A или PRP B), так и сразу в двух (PRP A и PRP B) сегментах сети PRP – обязательное требование;

– отсутствие падения качества связи по независимым сетевым интерфейсам серверов SCADA при наличии «сетевого шторма» как в одном (PRP A или PRP B), так и сразу в двух (PRP A и PRP B) сегментах сети PRP – обязательное требование;

– отсутствие падения качества связи по интерфейсам с поддержкой PRP при наличии «сетевого шторма» в одном (PRP A или PRP B) сегменте сети PRP – рекомендуемое требование.

3.3.4.17 Для обеспечения портовой доступности коммутаторов ядра ТСПД в каждом комплекте используются L2 коммутаторы (коммутаторы SW1,2..N-A и SW1,2..N-B). L2 коммутаторы одного комплекта объединяются друг с другом и подключаются к коммутатору ядра резервированными каналами посредством протокола LACP.

3.3.5 Резервированное подключение систем, интегрируемых с ВУ АСУТП малой ГЭС

3.3.5.1 Решения по подключению систем, интегрируемых с ВУ АСУТП малой ГЭС, аналогичны решениям, описанным в разделе 3.2.5.

3.3.6 Логическое сетевое взаимодействие интегрируемых систем с ВУ АСУТП малой ГЭС

3.3.6.1 Решения по логическому сетевому взаимодействию систем, интегрируемых с ВУ АСУТП малой ГЭС аналогичны решениям, описанным в разделе 3.2.6 и 3.2.7.

3.3.7 Логическое взаимодействие компонентов ВУ АСУТП малой ГЭС

3.3.7.1 Вместо решений, изложенных в разделе 3.2.8, применяются адаптированные для малых ГЭС решения, приведенные в настоящем разделе.

3.3.7.2 Информационные взаимодействия между серверами и станциями ВУ АСУТП малой ГЭС представлены в документе 1026300970123.28.99.39.190.226.С2.02.М "Схема функциональной структуры малой ГЭС".

3.3.7.3 В целях обеспечения информационной безопасности сервера и станции выделены в различные сетевые сегменты посредством маршрутизаторов основного и резервного комплекта.

3.3.7.4 Маршрутизаторы в составе АСУТП обеспечивают:

– сегментацию сети ТСПД ВУ АСУТП;

– трансляцию IP адресов и маршрутизацию трафика между сегментами сети интегрируемых систем НУ АСУТП и ВУ АСУТП;

– маршрутизацию трафика между сегментами сети ВУ АСУТП;

– выполнение фильтрации трафика, проходящего между разными сетевыми сегментами.

3.3.7.5 В ТСПД ВУ АСУТП выделены следующие сегменты:

– сегмент «серверов» – включает пару серверов SCADA и инфраструктурный сервер;

– сегмент АРМ – включает станции АРМ, включая инженерную станцию;

– сегмент DMZ – включает две резервированные ЦППС.

– сегмент администрирования – включает сетевое оборудование ТСПД, инфраструктурный сервер, инженерную станцию.

3.3.7.6 Для взаимодействия серверов и станций из разных сетевых сегментов применяется маршрутизация трафика маршрутизаторами основного и резервного комплекта.

3.3.7.7 Схема логического взаимодействия компонентов ВУ АСУТП представлена на схеме 1026300970123.28.99.39.190.226.С1.06.М "Структурная схема сети L3 малой ГЭС".

3.3.7.8 Для серверов и станций, подключенных к ТСПД по двум независимым интерфейсам (два IP адреса), прописаны маршруты – к подсети основного интерфейса сегмента через интерфейс шлюза (маршрутизатор основного комплекта DCS1-R1), к подсети резервного интерфейса сегмента через интерфейс шлюза (маршрутизатор резервного комплекта DCS2-R1).

При технологическом взаимодействии серверов и станций ВУ АСУТП между собой (взаимодействие между серверами SCADA, ЦППС, АРМ) функцию переключения между интерфейсами основной и резервной сети серверов и станций ВУ АСУТП выполняют собственные механизмы SCADA-системы.

3.3.7.9 Функции информационного обмена с ДЦ АО "СО ЕЭС" осуществляются SCADA-системой через ЦППС.

3.3.7.10 ЦППС – один или несколько программных продуктов, объединенных в группу по принципу функционального назначения: организации информационного обмена оперативной

и неоперативной технологической информацией с внешними по отношению к ВУ АСУТП системами.

3.3.7.11 Так как станции ЦППС участвуют в информационном обмене с внешними системами и, как следствие, более подвержены риску информационной атаки, они размещаются в отдельном сегменте DMZ, организованным средствами межсетевых экранов в составе ПОБИ АСУТП. (см. схему 1026300970123.28.99.39.190.226.С1.05.М "Структурная схема сети L2 для малой ГЭС", 1026300970123.28.99.39.190.226.С1.06.М "Структурная схема сети L3 для малой ГЭС").

3.3.7.12 ЦППС реализуется в виде двух физических станций. ЦППС подключаются к коммутаторам сегмента DMZ в соответствии с решениями раздела 3.3.4 в выделенные отдельные логические сегменты DMZ – VLAN 2160 (для коммутатора DMZ DCS1-SW2-DMZ основного комплекта), VLAN 2260 (для коммутатора DMZ DCS2-SW2-DMZ резервного комплекта).

3.3.7.13 Взаимодействие серверов SCADA со станциями ЦППС реализуется посредством маршрутизации трафика маршрутизаторами основного и резервного комплекта (DCS1(2)-R1). Маршрутизатор основного комплекта подключен в сегмент «транзитной сети к DMZ» - VLAN 3145 с адресом сети 172.21.245.0/24, маршрутизатор резервного комплекта - в сегмент «транзитной сети к DMZ» - VLAN 3245 с адресом сети 172.22.245.0/24.

3.3.7.14 Маршрутизаторы через транзитную сеть перенаправляют трафик на межсетевые экраны ПОБИ основного и резервного комплекта, которые обеспечивают маршрутизацию трафика в сегмент DMZ.

3.3.7.15 Шлюзом маршрутизации для интерфейса основной сети станций ЦППС основного и резервного комплекта является межсетевой экран ПОБИ основного комплекта. Шлюзом маршрутизации для интерфейса резервной сети станций ЦППС основного и резервного комплекта является межсетевой экран ПОБИ резервного комплекта.

3.3.7.16 Каждая ЦППС отдельными физическими интерфейсами в сегменте «администрирования» DMZ (VLAN 2054 и VLAN2055) подключена к сетевому файловому хранилищу DMZ (DCS2-NAS) для организации хранения резервных копий сегмента сети DMZ.

3.3.7.17 ВУ АСУТП малой ГЭС не предусматривает непосредственного информационного обмена с оборудованием корпоративной сети филиала или САЦ ПАО "РусГидро". Информационное взаимодействие с оборудованием корпоративной сети филиала или САЦ ПАО "РусГидро" строится через АСТУ центра управления малыми ГЭС (ЦУГ) с использованием системы однонаправленной передачи информации.

3.3.7.18 Взаимодействие серверов SCADA с серверами в составе АСТУ ЦУГ реализуется посредством маршрутизации трафика маршрутизаторами основного и резервного комплекта (DCS1(2)-R1). Маршрутизатор основного комплекта подключен в сегмент «транзитной сети к

ЦУГ» - VLAN 3146 с адресом сети 172.21.246.0/24, маршрутизатор резервного комплекта - в сегмент «транзитной сети к ЦУГ» - VLAN 3246 с адресом сети 172.22.246.0/24.

3.3.7.19 Маршрутизаторы через транзитную сеть перенаправляют трафик на межсетевые экраны ПОБИ основного и резервного комплекта, которые обеспечивают маршрутизацию трафика в направлении ПОБИ ЦУГ (основного и резервного комплектов) и далее в направлении назначенного сегмента сети АСТУ ЦУГ.

3.3.7.20 Для приведения адресации серверов малой ГЭС к адресному пространству АСТУ ЦУГ предусматривается технология трансляции адресов (NAT) реализованная на маршрутизаторах АСТУ ЦУГ (в соответствии с решениями раздела 3.2.7).

3.3.7.21 Схема логического взаимодействия компонентов ВУ АСУТП представлена в документе 1026300970123.28.99.39.190.226.С1.06.М "Структурная схема сети L3 для малых ГЭС".

3.3.8 Решения по подключению СОЕВ к ТСПД ВУ АСУТП и организация синхронизации времени компонент ВУ АСУТП малой ГЭС

3.3.8.1 Решения по взаимодействию с СОЕВ и организации синхронизации времени компонент ВУ АСУТП малой ГЭС, аналогичны решениям, приведенным в разделе 3.2.9 в пунктах 3.2.9.1 – 3.2.9.8, 3.2.9.10 – 3.2.9.12 (пункт 3.2.9.9 не применяется для малых ГЭС).

3.3.8.2 Дополнительно синхронизация устройств сети администрирования комплектов ВУ АСУТП малой ГЭС осуществляется L3 подключением коммутаторов СОЕВ основного и резервного комплектов к коммутаторам сети администрирования (DCS1-SW3-SRC – основного комплекта, DCS2-SW3-SRC резервного комплекта). Подключение выполняется к сегменту администрирования – VLAN 2051 с адресом сети 172.21.151.0/24 для основного комплекта и VLAN 2052 с адресом сети 172.22.152.0/24 для резервного комплекта.

3.3.9 Решения по мониторингу и администрированию ТСПД

3.3.9.1 Вместо решений, изложенных в разделе 3.2.10, применяются адаптированные для малых ГЭС решения, приведенные в настоящем разделе.

3.3.9.2 Для обеспечения передачи необходимой информации о работоспособности АСУТП малой ГЭС в централизованную систему мониторинга ИА ПАО "РусГидро" для оперативного реагирования на внештатные ситуации предусмотрено использование инфраструктурного сервера (DCS1-SRC). Передача необходимой диагностической информации с инфраструктурного сервера в централизованную систему мониторинга выполняется через АСТУ ЦУГ.

3.3.9.3 Для мониторинга оборудования АСУТП инфраструктурный сервер собственными интерфейсами подключен к сегментам серверов (VLAN 2100, 2200), сегментам администрирования (VLAN 2150, 2250, 2051, 2052).

3.3.9.4 Подключения для мониторинга по SNMP контролируются коммутаторами ядра ТСПД посредством списков доступа на уровне L3 (ACL) и разрешены только с инфраструктурного сервера ВУ АСУТП.

3.3.9.5 Для администрирования сетевого оборудования ТСПД интерфейсы управления сетевого оборудования ТСПД изолированы в сегмент «администрирования» - VLAN 2150 для основного комплекта и VLAN 2250 для резервного комплекта.

3.3.9.6 Для административного управления оборудованием комплектов ЦОД малой ГЭС интерфейсы управления (IPMI серверов и станций, MGMT маршрутизатора) выделены в отдельный сегмент «администрирования» VLAN 2051 для основного комплекта и VLAN 2052 для резервного комплекта ЦОД малой ГЭС.

3.3.9.7 Для обеспечения административного управления оборудованием ТСПД на инфраструктурный сервер и инженерная станция собственными интерфейсам подключен к сегментам администрирования (VLAN 2150, 2250, 2051, 2052).

3.3.9.8 Подключения к оборудованию ТСПД контролируются коммутаторами ядра ТСПД посредством списков доступа на уровне L3 (ACL) и разрешены только с инфраструктурного сервера ВУ АСУТП малой ГЭС.

4 АППАРАТНЫЕ РЕШЕНИЯ

4.1 Требования к аппаратному обеспечению ВУ АСУТП

4.1.1 Типовой перечень оборудования приведен в документах 1026300970123.28.99.39.190.226.ПСБ.М "Шкаф серверов ЦОД. Типовой перечень элементов", 1026300970123.28.99.39.190.226.ПСБ.02.М "Шкаф коммутаторов ЦОД. Типовой перечень элементов".

4.1.2 Характеристики оборудования, необходимые для реализации решений ТПР ВУ АСУТП, приведены в документе 1026300970123.28.99.39.190.226.П9.М "Опросные листы на технические средства". При подборе аналогов оборудования необходимо руководствоваться требованиями, приведенными в данном документе.

4.1.3 Типовая структура комплекса технических средств приведена в документе 1026300970123.28.99.39.190.226.С1.М "Схема структурная комплекса технических средств", структура сети – в документе 1026300970123.28.99.39.190.226.С1.02.М "Схема структурная сети L2".

4.1.4 Решения по типовому составу и виду шкафного оборудования для размещения оборудования ВУ АСУТП (включая принципиальные схемы и компоновки) приведены в документах:

– 1026300970123.28.99.39.190.226.ВО.М "Шкаф серверов ЦОД. Типовая конструкция серверного шкафа";

– 1026300970123.28.99.39.190.226.СБ.М "Шкаф серверов ЦОД. Типовая схема электрическая принципиальная";

– 1026300970123.28.99.39.190.226.ВО.02.М "Шкаф коммутаторов ЦОД. Типовая конструкция серверного шкафа";

– 1026300970123.28.99.39.190.226.СБ.02.М "Шкаф коммутаторов ЦОД. Типовая схема электрическая принципиальная".

4.2 Размещение оборудования ВУ АСУТП на объектах ПАО "РусГидро"

4.2.1 Аппаратное обеспечение ЦОД АСУТП должно строиться на основе дублированных комплектов серверного оборудования (далее – комплекты). Каждый комплект состоит из двух шкафов: серверного (1026300970123.28.99.39.190.226.ВО.М, -СБ.М) и коммутаторов (1026300970123.28.99.39.190.226.ВО.02.М, -СБ.02.М).

4.2.2 Каждый комплект оборудования ЦОД АСУТП должны размещаться в двух независимых, разнесенных по разным зданиям (помещениям) серверных помещениях (далее –

Серверные помещения), отвечающих требованиям СН 512-78 "Инструкция по проектированию зданий и помещений для электронно-вычислительных машин (с Изменением №2)". При невозможности географического разнесения, решение должно согласовываться собственником объекта и ДИТ ИА ПАО "РусГидро".

4.3 Решение по организации питания ЦОД

4.3.1 Основным источником электропитания ВУ АСУТП является сеть переменного напряжения собственных нужд. В качестве резервного источника используется сеть постоянного напряжения собственных нужд (система оперативного постоянного тока).

4.3.2 Оборудование ЦОД (ВУ АСУТП) относится к I категории электроприемников. При этом (дополнительно к требованиям, предъявляемым к электроснабжению электроприемников I категории) должно быть предусмотрено нулевое время переключения на резервный источник электропитания.

4.3.3 Основным принципом организации электропитания должно быть распределение оперативного тока по группам потребителей таким образом, чтобы отдельная неисправность или ремонт элемента сети электропитания не приводили к выводу ВУ АСУТП из работы.

4.3.4 Электропитание дублированных устройств должно производиться от независимых источников, причем кабели электропитания прокладываются в различных лотках, по разным полкам.

4.3.5 Схемы питания должны иметь защиту от короткого замыкания, контроль напряжения. Исполнитель должен предусмотреть технические решения по разделению потребителей между блоками питания по функциональным соображениям с учетом требований надежности и резервирования.

4.3.6 Электропитание ЦОД от СГЭ объекта:

– система гарантированного электропитания (~220 В) для ЦОД (ВУ АСУТП) выполняется по одному из вариантов:

- комплекты СГЭ1 и СГЭ2. СГЭ1 и СГЭ2 идентичные комплекты, выполненные на базе АБП, обеспечивающие нулевое время переключение на резервный источник электропитания и состоящие (каждый из комплектов) из шкафа АБП и шкафа распределения электропитания (ШРП);
- комплект СГЭ и АВР СН ГЭС. СГЭ выполняется на базе АБП, обеспечивающий нулевое время переключение на резервный источник электропитания и состоит из шкафа АБП и шкафа распределения электропитания (ШРП). АВР СН ГЭС – схема автоматического ввода резерва электропитания ГЭС, выполняющий

переключение между двумя независимыми источниками переменного напряжения.

– от СГЭ1 и СГЭ2 (или СГЭ и АВР СН ГЭС) должны быть запитаны: комплекты оборудования ЦОД (ВУ АСУТП), АРМ ОП, АРМ инженера и т.д.;

– основными источниками питания СГЭ (СГЭ1 и СГЭ2) должны быть источники ~380В схемы СН ГЭС, с резервированием от ЩПТ. Аварийное время работы комплекта СГЭ от АКБ ЩПТ 30 минут (с учетом взаимного резервирования АКБ). Комплект СГЭ должен состоять из выпрямителя, инвертора, переключающего устройства (диода -ов), аварийного (статического) байпаса, ремонтного (ручного) байпаса. Комплект СГЭ должен иметь гальваническую развязку по входам переменного напряжения и по выходу. Переключение источников питания ~380 В / =220 В в комплектах СГЭ должно быть безударным. Сеть выходного напряжения комплектов СГЭ ~220 В должна быть выполнена по схеме TN-S.

– нормальная работа комплектов СГЭ должна обеспечиваться при изменении питающего напряжения на величину +10% / –15% от Uн;

– номинальная мощность СГЭ (каждой) должна превышать на 20 % суммарную нагрузку потребителей (определяется проектной организацией на этапе разработки проекта);

– на каждом шкафу распределения электропитания ШРП необходимо предусмотреть 20 % резерв двухполюсных автоматических выключателей.

4.4 Особенности аппаратных решений для ВУ АСУТП малой ГЭС

4.4.1 Типовой перечень оборудования для ЦОД ВУ АСУТП малой ГЭС приведен в документах 1026300970123.28.99.39.190.226.ПСБ.03.М "Шкаф серверов ЦОД малой ГЭС. Типовой перечень элементов".

4.4.2 Типовая структура комплекса технических средств для малой ГЭС приведена в документе 1026300970123.28.99.39.190.226.С1.04.М "Схема структурная комплекса технических средств для малой ГЭС", структура сети – в документе 1026300970123.28.99.39.190.226.С1.05.М "Схема структурная сети L2 для малой ГЭС".

4.4.3 Решения по типовому составу и виду шкафного оборудования для размещения оборудования ВУ АСУТП (включая принципиальные схемы и компоновки) приведены в документах:

– 1026300970123.28.99.39.190.226.ВО.03.М "Шкаф серверов ЦОД малой ГЭС. Типовая конструкция серверного шкафа";

– 1026300970123.28.99.39.190.226.СБ.03.М "Шкаф серверов ЦОД малой ГЭС. Типовая схема электрическая принципиальная".

5 ПРОГРАММНЫЕ РЕШЕНИЯ

5.1 Состав программного обеспечения ВУ АСУТП

5.1.1 Состав программного обеспечения ВУ АСУТП:

– системное программное обеспечение:

- программное обеспечение среды виртуализации (кроме ВУ АСУТП малых ГЭС);
- операционная система;

– сервисное программное обеспечение виртуальных машин ВУ АСУТП, АРМ ВУ АСУТП:

- промышленный антивирус;
- система резервного копирования;
- программное обеспечение мониторинга;

– прикладное программное обеспечение виртуальных машин ВУ АСУТП, АРМ ВУ АСУТП:

- SCADA-система (необходимые программные модули).

5.1.2 Программное обеспечение устройств автоматики нижнего уровня АСУТП ГЭС (ГАЭС) и устройств РЗА не входит в состав программного обеспечения ВУ АСУТП, но является функционально связанным с ним. Необходимые решения в части функций программного обеспечения устройств автоматики нижнего уровня АСУТП ГЭС (ГАЭС) и устройств РЗА приведены в пунктах 6.2.9 – 6.2.15.

5.2 Программное обеспечение среды виртуализации

5.2.1 ПО среды виртуализации обеспечивает создание виртуальной инфраструктуры на базе универсальных серверных платформ, обеспечивает одновременное, параллельное выполнение нескольких операционных систем на единой общей аппаратной базе (на группе физических серверов, объединенных средой виртуализации в кластер).

5.2.2 ПО среды виртуализации обеспечивает функционирование кластера виртуализации, который представляют собой группу физических серверов (хостов), объединенных локальной вычислительной сетью. Кластеры обеспечивают единую среду исполнения для виртуальных машин. Для хранения дисков виртуальных машин используются сетевые системы хранения данных, подключенные к серверам кластера. Для каждого кластера настраиваются параметры высокой доступности виртуальной машины и динамического распределения нагрузки между хостами. В составе ВУ АСУТП предусмотрена работа двух независимых кластеров виртуализации.

5.2.3 На уровне ПО среды виртуализации поддерживает механизмы построения виртуальных сетей (механизм виртуальных коммутаторов, поддержка VLAN).

5.2.4 ПО среды виртуализации включено в Единый Реестр российских программ для ЭВМ и БД.

5.3 Операционная система

5.3.1 Операционная система (ОС) применяется как гостевая ОС для запуска в среде виртуализации ВУ АСУТП, а также на АРМ АСУТП и формирует среду для исполнения прикладного программного обеспечения SCADA-системы, сервисного программного обеспечения, хранения необходимой информации средствами штатной файловой системы.

5.3.2 ОС совместима с выбранным ПО среды виртуализации.

5.3.3 ОС включена в Единый Реестр российских программ для ЭВМ и БД.

5.4 Промышленный антивирус

5.4.1 Программный антивирус (антивирус, заявленный производителем для защиты серверов и рабочих станций АСУТП промышленных предприятий от информационных угроз) устанавливается на виртуальных серверах ВУ и АРМ АСУТП для организации комплексной защиты серверов и АРМ от информационных угроз.

5.4.2 Промышленный антивирус предназначен для защиты узлов технологической сети от запуска вредоносного и нелегитимного ПО и несанкционированного подключения внешних устройств. Кроме этого промышленный антивирус обеспечивает контроль целостности произвольных SCADA-файлов, размещенных на контролируемых узлах.

5.4.3 Промышленный антивирус обеспечивает совместимость с выбранными ОС.

5.4.4 Промышленный антивирус включен в Единый Реестр российских программ для ЭВМ и БД.

5.5 Программное обеспечение резервного копирования

5.5.1 Программное обеспечение резервного копирования предназначено для автоматического создания резервных копий виртуальных машин ВУ и АРМ в составе АСУТП с возможностью их последующего восстановления при необходимости. Созданные резервные копии размещаются в специально предусмотренном для этого аппаратно-независимом хранилище данных.

5.5.2 ПО резервного копирования совместимо с выбранным ПО среды виртуализации и ОС.

5.5.3 Для виртуальных машин ПО резервного копирования обеспечивает создание резервных копий виртуальных серверов как минимум в одном из вариантов исполнения:

резервное копирование на уровне среды виртуализации, резервное копирование изнутри гостевой ОС.

5.5.4 Дополнительно ПО резервного копирования обеспечивает выполнение вспомогательных функций по управлению данными: каталогизирование архивов, поиск по их содержимому, доступ к отдельным файлам из резервных копий образов дисков, монтирование образов систем как внешних устройств.

5.5.5 ПО резервного копирования включено в Единый Реестр российских программ для ЭВМ и БД.

5.6 SCADA-система

5.6.1 SCADA-система выполняет основные функции ВУ АСУТП в части оперативного управления объектом, поддержания эксплуатационной и отчетной деятельности, а также информационного взаимодействия со смежными или внешними системами.

5.6.2 SCADA-система устанавливается и функционирует в распределенной архитектуре на виртуальных серверах и АРМ ВУ АСУТП согласно функциям и потокам данных, обозначенным в документе 1026300970123.28.99.39.190.226.С2.М "Схема функциональной структуры". Комплектность SCADA-системы для каждого из серверов и его участие в информационном обмене определяется разделом "Описание функций".

5.6.3 SCADA-система обеспечивает выполнение задач сбора и обработки информации:

– сбор данных в ходе мониторинга контролируемых объектов (оперативной и неоперативной информации);

– формирование команд управления технологическим процессом;

– логическую обработку данных;

– генерацию сообщений (на основе полученных данных);

– ведение технологического архива событий технологического процесса как в виде временных рядов, так и в виде сообщений;

– отображение оперативных и исторических данных о технологическом процессе в виде графических мнемосхем, таблиц;

– разграничение прав доступа пользователей к различным объектам и функциям системы;

– взаимодействие (предоставление данных и прием команд управления) с вышестоящим уровнем управления.

5.6.4 SCADA-система поддерживает кроссплатформенные стандартные протоколы оперативного информационного взаимодействия, включающие значение, метку времени и статус параметра: МЭК 61850-8-1 (MMS), МЭК 60870-5-104, ICCP/TASE.2, С37.118, SOAP.

5.6.5 SCADA-система обеспечивает сбор неоперативной технологической информации и организует ее хранения в виде файлов (в файловой системе ОС). Сбор неоперативной технологической информации организуется по протоколам, поддерживающим передачу файлов МЭК 61850-8-1 (MMS), МЭК 60870-5-104, SOAP, FTP (средствами ОС).

5.6.6 SCADA-система поддерживает распределенную архитектуру и масштабируется для оптимизации нагрузки на физические или виртуальные сервера посредством распределения информационных потоков на несколько серверов, не теряя при этом единства информационного пространства (с каждого сервера можно обратиться к параметрам другого сервера).

5.6.7 SCADA-система поддерживает резервирование и дублирование функций для повышения надежности.

5.6.8 SCADA-система поддерживает построение коммуникаций с настройкой двух альтернативных путей доступа (настройка двух IP-адресов) как при построении взаимодействий между узлами SCADA-системы в распределенной архитектуре, так и при подключении устройств нижнего уровня АСУТП ГЭС (ГАЭС) и устройств РЗА.

5.6.9 Оперативные данные SCADA-системы сохраняются в виде временных рядов (с меткой времени возникновения события, значением и статусом параметра) в архиве с настраиваемым регламентом доступности данных (включая глубину хранения) и резервного копирования. SCADA-система поддерживает резервированное хранение исторических данных.

5.6.10 SCADA-система включает компоненты работы с исторической информацией: представление исторической информации в виде временных рядов значений параметров технологического процесса (трендов) и в виде журнала событий.

5.6.11 SCADA-система поддерживает организацию полнофункционального автоматизированного рабочего места оператора (толстый клиент) с полной установкой всех необходимых компонентов и удаленного автоматизированного рабочего места (тонкий клиент), доступного с использованием стандартных браузеров через защищенный web-интерфейс на основе однократной разработки графического интерфейса.

5.6.12 SCADA-система организует представление информационных объектов предприятия в соответствии с информационной моделью, соответствующей серии стандартов ГОСТ Р 58651.

5.6.13 SCADA-система обеспечивает организацию доступа к данным (оперативной и неоперативной информации) в распределенных и резервированных системах с АРМ. При этом для взаимодействия с диспетчером (другим пользователем) используется графическое представление информации. SCADA-система обеспечивает графическое представление как минимум следующей информации: оперативной информации (графическими примитивами, табличными формами на мнемосхемах, в виде оперативных сообщений), исторической

информации (в виде трендов, журналов событий), неоперативной информации в формате COMTRADE (в виде трендов).

5.6.14 SCADA-система обеспечивает организацию доступа к данным (оперативным и неоперативным) в распределенных и резервированных системах из внешних систем по стандартным протоколам связи, таким как МЭК 60870-5-104, ICCP/TASE.2, SOAP и др. К неоперативным данным средствами SCADA-системы доступ осуществляется по протоколу SOAP. При работе по протоколам ICCP/TASE.2 и SOAP предусматривается идентификация информационных объектов SCADA-системы в соответствии с информационной моделью, соответствующей серии стандартов ГОСТ Р 58651.

5.6.15 SCADA-система имеет гибкую подсистему формирования отчетных документов (отчетов), основной функционал которой включает:

– наличие конфигуратора отчетов для свободного создания отчетов силами эксплуатирующего персонала без программирования;

– использование в отчетах данных из SCADA-системы и сторонних источников (для ВУ АСУТП – из АИИСК(Т)УЭ) как оперативной, так и исторической информации;

– использование в отчетах таблиц, графиков, столбиковых диаграмм;

– возможность математического и алгоритмического дорасчета параметров;

– отслеживание изменений по отчетам и их шаблонам с отображением в виде журнала;

– возможность ручного ввода отсутствующих данных в отчет, после которого все связанные расчетные параметры должны быть автоматически пересчитаны;

– возможность автоматического формирования отчетов по запросу, регламенту, событию;

– возможность экспорта отчетов в виде файлов документов для дальнейшего анализа офисными программами;

– автоматическая отправка отчетов заинтересованному кругу лиц посредством электронной почты, в том числе и в случае размещения почтового сервера за инфодиодом;

– поддержка ролей пользователей, возможность интеграции с настройками безопасности SCADA-системы.

5.6.16 SCADA-система обеспечивает расчет показателей наработки оборудования в соответствии с настраиваемыми описаниями режима.

5.6.17 SCADA-система обеспечивает поддержку ведения бланков переключений (создание и контроль выполнения). Проектом предусматривается возможность свободного создания новых бланков переключений, контроль выполнения переключений по бланку переключений в ручном и автоматизированном режиме.

5.6.18 SCADA-система обладает инструментами конфигурирования и разработки, позволяющими выполнить индивидуальную настройку программного проекта SCADA-системы, в том числе средствами массового параметрирования информационных объектов SCADA-системы (технологических параметров, параметров архивации, системы сообщений), средствами разработки графического представления информации (мнемосхем).

5.6.19 Все непрерывно функционирующее программное обеспечение SCADA-системы обладает свойствами кроссплатформенности и совместимо, в том числе, с разными операционными системами семейства Linux, так и может быть перенесено частично или полностью на другую операционную систему без необходимости повторной специализированной разработки программного обеспечения.

5.7 Особенности ПО для ВУ АСУТП малой ГЭС

5.7.1 Программное обеспечение среды виртуализации

5.7.1.1 ПО среды виртуализации не применяется для ВУ АСУТП малой ГЭС (не применяются решения, приведенные в разделе 5.2).

5.7.2 Операционная система

5.7.2.1 ОС в составе ВУ АСУТП малой ГЭС применяется на физических серверах, станциях и АРМ (без использования технологии виртуализации вычислительных ресурсов). Для ОС в составе ВУ АСУТП малой ГЭС применяются решения, приведенные в разделе 5.3 за исключением решений по функционированию ОС на базе среды виртуализации.

5.7.3 Промышленный антивирус

5.7.3.1 Промышленный антивирус в составе ВУ АСУТП малой ГЭС применяется на физических серверах, станциях и АРМ. Для промышленного антивируса в составе ВУ АСУТП малой ГЭС применяются решения, приведенные в разделе 5.4 за исключением решений по функционированию промышленного антивируса на базе среды виртуализации.

5.7.4 Программное обеспечение резервного копирования

5.7.4.1 Программное обеспечение резервного копирования в составе ВУ АСУТП малой ГЭС применяется на физических серверах, станциях и АРМ. Для ПО резервного копирования в составе ВУ АСУТП малой ГЭС применяются решения, приведенные в разделе 5.5 за исключением решений по функционированию ПО резервного копирования на базе среды виртуализации.

5.7.5 SCADA-система

5.7.5.1 SCADA-система в составе ВУ АСУТП малой ГЭС применяется на физических серверах, станциях и АРМ согласно функциям и потокам данных, обозначенным в документе 1026300970123.28.99.39.190.226.С2.02.М "Схема функциональной структуры для малой ГЭС". Для SCADA-системы в составе ВУ АСУТП малой ГЭС применяются решения, приведенные в разделе 5.6 за исключением решений по функционированию SCADA-системы на базе среды виртуализации.

6 ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1 Общие сведения

6.1.1 Функциональный состав ВУ АСУТП соответствует описанным ниже разделам.

6.1.2 Таблица доступности информации по типам приведена ниже (Таблица 1). Роль «Оператор» как правило назначается сотрудникам оперативной службы, в функциональные обязанности которых входит наблюдение и управление технологическим оборудованием. Роль «Технолог» подразумевает необходимость доступа к данным для осуществления анализа хода технологического процесса (без возможности управления) с целью формирования отчетной документации для принятия решений на вышестоящем уровне на среднесрочном горизонте. Роль «АСУТП» предназначена для сотрудников, которые обеспечивают конфигурирование и поддержание работоспособности средств АСУТП.

Таблица 1 – Доступность информации по типам

Информация по типам		**АРМ ВУ АСУТП в технологической сети**			**АРМ ВУ АСУТП корпоративной сети**		
		оператор	**технолог**	**АСУТП**	**оператор**	**технолог**	**АСУТП**
Оперативные	Оперативные технологические значения	да	да	да	да	да	да
	Диагностические оперативные значения	да	да	да	нет	нет	нет
	Команды управления	да	нет	нет	нет	нет	нет
	Команды изменения уставок (кроме уставок РЗА)	да	да	нет	нет	нет	нет
	Команды квитирования сообщений	да	нет	нет	нет	нет	нет
	Управление резервированием	нет	нет	да[1]	нет	нет	да[1]
Неоперативные	Осциллограммы терминалов защит и РАС (comtrade)	да	да	нет	да	да	нет
	Осциллограммы виброконтроля (comtrade)	нет	да	да	нет	да	да
	Архивные данные ВУ АСУТП	да	да	да	да[2]	да[2]	да[2]
	Архивные данные ВУ АСУТП (csv)	нет	да	да	да	да	да
	Архивные данные корпоративной сети ВУ АСУТП	нет	нет	нет	да	да	да

Информация по типам		АРМ ВУ АСУТП в технологической сети			АРМ ВУ АСУТП корпоративной сети		
		оператор	технолог	АСУТП	оператор	технолог	АСУТП
	Архивные данные корпоративной сети ВУ АСУТП(csv)	нет	нет	нет	да	да	да
	Отчеты (электронный вид)	да	да	да	нет	нет	нет
	Настройка шаблонов отчетов, событий и правил формирования	нет	да	да	нет	нет	нет
Неоперативные	Отчеты (офисные файлы)	да	да	да	да	да	да
	Отчеты (электронные письма)	нет	нет	нет	да[3]	да[3]	да[3]
	Плакаты	да	да	да	да	да	да
	Вывешивание плакатов	да	нет	нет	нет	нет	нет
	Диагностические неоперативные значения	нет	нет	да	нет	нет	нет
	Настроечные данные параметров	нет	да	да	нет	нет	нет

[1] В своей сети: АРМ технологической сети – сервера ВУ технологической сети, АРМ корпоративной сети – сервера ВУ корпоративной сети

[2] В объеме передаваемой информации из технологической в корпоративную сеть

[3] Через корпоративный почтовый сервер

6.2 Обмен оперативной технологической информацией и командами управления с интегрированными системами

6.2.1 Со стороны ВУ АСУТП взаимодействие с устройствами автоматики нижнего уровня АСУТП ГЭС (ГАЭС), устройствами РЗА выполняется с резервированной пары виртуальных серверов SCADA, которые функционируют на разных кластерах виртуализации ЦОД ВУ АСУТП.

6.2.2 Если устройство автоматики нижнего уровня АСУТП ГЭС (ГАЭС), устройство РЗА поддерживает одновременно несколько логических соединений к одному сетевому адресу, опрос ведется одновременно двумя виртуальными серверами SCADA.

6.2.3 Если устройство автоматики нижнего уровня АСУТП ГЭС (ГАЭС), устройство РЗА поддерживает только одно логическое соединение по одному сетевому адресу, опрос ведется одним сервером из резервированной пары, который в текущий момент выполняет роль ведущего, резервный сервер соединение не устанавливает.

6.2.4 Информационный обмен с устройствами автоматики нижнего уровня АСУТП ГЭС (ГАЭС), устройствами РЗА строится на основе стека коммуникационных протоколов TCP/IP с поддержкой передачи метки времени и информации о статусе сигнала, таких как МЭК 61850 (MMS), МЭК 60870-5-104.

6.2.5 Информационное взаимодействие SCADA-системы строится непосредственно с устройствами автоматики нижнего уровня АСУТП ГЭС (ГАЭС), устройствами РЗА.

6.2.6 В случае, если подключение устройства автоматики нижнего уровня АСУТП ГЭС (ГАЭС), устройства РЗА резервируется путем подключения двух независимых сетевых интерфейсов с разными IP-адресами, серверами SCADA выполняется поддержка резервирования на прикладном уровне методом назначения двух альтернативных адресов доступа к данному устройству (используются два альтернативных IP-адреса доступа к устройству). Сервера SCADA на уровне SCADA-системы организуют подключение по настроенным сетевым адресам доступа в соответствии с их текущей доступностью.

6.2.7 В случае, если подключение устройств автоматики нижнего уровня АСУТП ГЭС (ГАЭС), устройств РЗА резервируется по стандартам, обеспечивающим объединение интерфейсов связи в один логический интерфейс (например, по стандарту резервирования сети PRP) с назначением одного IP-адреса, сервера SCADA выполняют подключение к устройству по одному сетевому адресу доступа (настраиваются один IP-адреса доступа к устройству), а все функции по резервированию передачи трафика решаются на сетевом уровне (см. раздел 3).

6.2.8 Взаимодействие с устройствами автоматики нижнего уровня АСУТП ГЭС (ГАЭС), устройствами РЗА для оптимизации нагрузки на виртуальные и физические серверы распределяется между несколькими резервированными парами виртуальных серверов SCADA. Состав виртуальных серверов SCADA определяется проектом создания ВУ АСУТП, при этом должны учитываться возможности SCADA-системы (допустимое количество изменений параметров в секунду, общее количество сконфигурированных параметров процесса и т.п.) и выделенные для виртуального сервера SCADA ресурсы (объем оперативной памяти, объем дисков и т.п.).

6.2.9 Значение оперативного параметра технологического процесса, передаваемого с устройства автоматики нижнего уровня АСУТП ГЭС (ГАЭС), устройства РЗА (или другого источника), сопровождается меткой времени и статусом. Передача значения, статуса и метки времени изменения параметра должна осуществляться консистентно (единовременно в одном фрагменте одной посылки). Не допускается их разделение на разные адресные элементы, передача их в разное время, разными пакетами.

6.2.10 Статус сигнала передает как минимум следующие состояния:

– состояние достоверности сигнала, включая, но не ограничиваясь, признак исправности оборудования источника, признак соответствия диапазону измерения, признак наличия соединения с источником;

– признак подмены значения, ручного ввода;

– признаки срабатывания уставок (предупредительная, аварийная, верхняя, нижняя).

6.2.11 Основной способ передачи оперативных параметров – по инициативе устройств автоматики нижнего уровня АСУТП ГЭС (ГАЭС), устройства РЗА по изменению.

6.2.12 Режим передачи оперативных параметров по изменению предусматривает настройку апертур как по величине, так и по времени. Соблюдение апертур обеспечивается устройством автоматики нижнего уровня АСУТП ГЭС (ГАЭС), устройством РЗА. Рекомендуемая диаграмма работы апертур приведена на рисунке 1.

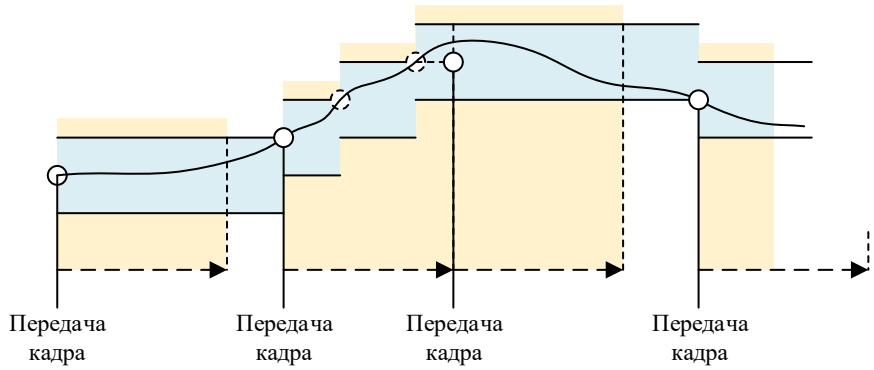


Рисунок 1 – Временная диаграмма работы апертур (рекомендованная)

6.2.13 Дополнительная передача оперативных параметров должна выполняться по инициативе устройств автоматики нижнего уровня АСУТП ГЭС (ГАЭС), устройств РЗА (источников информации) с использованием интегральных апертур. После передачи параметра посекундно с накопительным итогом считается сумма изменений параметра по модулю от переданного значения, при превышении установленного предельного значения для данного параметра, формируется внеочередная отправка параметра со статусом и меткой времени изменения. Выбор предельного значения интегральной апертуры для каждого параметра осуществляется так, чтобы обеспечить передачу значения не реже чем 1 раз в 30 секунд.

6.2.14 Дополнительная передача оперативных параметров должна выполняться по инициативе серверов SCADA командой опроса параметров для синхронизации, восстановления консистентности данных после потери и восстановления связи с устройством автоматики нижнего уровня АСУТП ГЭС (ГАЭС), устройством РЗА, а также периодически не чаще 1 раза в 20 минут. Ответ на опрос должен также содержать значение, статус и метку времени изменения всех оперативных параметров обмена.

6.2.15 Устройства автоматики нижнего уровня АСУТП ГЭС (ГАЭС), устройства РЗА (источник информации) не должны передавать значения оперативных параметров, сформированных до момента установки логического соединения по протоколу информационного обмена.

6.2.16 Сервера SCADA обеспечивают формирование и передачу в направлении устройств автоматики нижнего уровня АСУТП ГЭС (ГАЭС), устройств РЗА команд управления (дискретных и аналоговых), соответствующих используемому протоколу информационного обмена. Подтверждение получения и выполнения команды должны быть переданы отдельным сигналом и формироваться с уровня приложения.

6.2.17 Минимальный перечень поддерживаемых протоколов информационного обмена с устройствами автоматики нижнего уровня АСУТП ГЭС (ГАЭС), устройствами РЗА:

– МЭК 61850 (MMS);
– МЭК 60870-5-104.

Рекомендуемые дополнительные протоколы информационного обмена (для поддержки совместимости):

– Modbus TCP;
– Modbus RTU;
– Modbus RTU (через TCP/IP);
– МЭК 60870-5-101;
– МЭК 60870-5-101 (через TCP/IP).

6.3 Обработка оперативной информации

6.3.1 Аналоговые параметры в ВУ АСУТП должны иметь номинальные атрибуты:

– значение, статус и метка времени измерения от источника (не редактируемое);
– метка времени регистрации в сервере (не редактируемое);
– верхняя и нижняя граница значений для отображения на трендах (редактируемое);
– единицы измерения (редактируемое);
– диспетчерское наименование (редактируемое);
– идентификатор согласно модели предприятия (редактируемое);
– идентификатор в проекте (не редактируемое);
– верхнее аварийное, верхнее предупредительное, нижнее предупредительное, нижнее аварийное предельное значение для сигнализации (редактируемое);
– признаки срабатывания сигнализации: предупредительная, аварийная, неисправность канала измерения, имитация (не редактируемое).

6.3.2 Дискретные параметры в ВУ АСУТП должны иметь номинальные атрибуты:

– значение, статус и метка времени измерения от источника (не редактируемое);

– метка времени регистрации в сервере (не редактируемое);

– диспетчерское наименование (редактируемое);

– идентификатор согласно модели предприятия (редактируемое);

– идентификатор в проекте (не редактируемое);

– настройка типа события: технологическое, предупредительное, аварийное (редактируемое);

– признаки срабатывания сигнализации: предупредительная, аварийная, неисправность канала измерения, имитация (не редактируемое).

6.3.3 Атрибуты, отмеченные как "редактируемые", доступны для свободного изменения с АРМ технологического персонала при наличии соответствующих прав пользователя, при изменении должно формироваться сообщение об изменении атрибута с указанием метки времени, автора и АРМ, с которого было внесено изменение.

6.3.4 Предельные значения в источнике данных и на ВУ АСУТП должны быть идентичны, для этого должны быть предусмотрены механизмы взаимного обмена данными настроечными параметрами (см. раздел 6.10).

6.3.5 Система ВУ АСУТП с АРМ должна предоставлять возможность замещения оперативного технологического значения с соответствующим формированием статуса и сообщением.

6.3.6 Система ВУ АСУТП с АРМ должна предоставлять возможность изменения предельных значений конфигурационных и настроечных значений, технологических уставок, в том числе и в источнике информации (кроме устройств РЗА).

6.3.7 Параметры, поступающие от разных источников, но описывающие единую физическую величину техпроцесса, должны представляться на мнемосхемах одним параметром с возможностью выбора источника с АРМ.

6.3.8 Расчетные параметры, формирующиеся на основе других параметров, должны в своем статусе отразить статус всех участвующих в расчете параметров:

– при недостоверности (неисправности системы измерения, источника) одного из участвующих в расчете параметров, статус расчетного параметра – недостоверен;

– при ручном задании (замещении) одного из участвующих в расчете параметров, статус расчетного параметра – замещен.

6.4 Описание потоков оперативной информации

6.4.1 Виртуальные сервера SCADA обеспечивают прием оперативной информации от устройств автоматики нижнего уровня АСУТП ГЭС (ГАЭС), устройств РЗА и других источников (в соответствии с описанием раздела 6.2).

6.4.2 Виртуальный сервер SCADA, который выполняет роль ведущего сервера, передает собственные полученные данных резервному серверу SCADA для синхронизации данных внутри резервированной пары серверов.

6.4.3 ВУ АСУТП обеспечивает представление оперативной информации в виде внутренних структур данных серверов SCADA и доступность оперативной информации внутри распределенной системы в соответствии с информационной моделью объекта:

– с АРМ;

– с виртуальных серверов отчетов;

– с виртуальных ЦППС.

Для организации доступа к информации внутри распределенной SCADA-системы ВУ АСУТП используются предусмотренные разработчиком и заявленные как стандартное решение (в руководстве на SCADA-системы) протоколы и механизмы доступа к оперативным данным в распределенной системе. При этом обеспечивается решение задач доступа к резервированной паре серверов, а также обеспечение единого информационного пространства (единая идентификация элементов), соответствующего принятому в используемой SCADA-системы подходу описания информационных объектов.

6.4.4 Передача оперативной информации должна сопровождаться статусом и меткой времени изменения сигнала.

6.4.5 Статус сигнала передает как минимум следующие состояния:

– состояние достоверности сигнала, включая, но не ограничиваясь, признаком исправности оборудования источника, признак соответствия диапазону значения, признак наличия соединения с источником, признак исправности и наличия соединения сервера-источника;

– признак подмены значения, ручного ввода (независимо от места внесения ручного ввода значения);

– признаки срабатывания уставок (предупредительная, аварийная, верхняя, нижняя), независимо от источника признаков сигнализации.

6.5 Описание передачи оперативной технологической информации в корпоративную сеть

6.5.1 Передача оперативной технологической информации в корпоративную сеть из технологической сети ВУ АСУТП осуществляется в однонаправленном режиме (без подтверждения получения) с виртуальных станций ЦППС через два инфодиода.

6.5.2 Прием оперативной технологической информации в корпоративной сети осуществляется серверами приема технологической информации (ЦППС КИС) и используются для передачи в архив корпоративной сети и для передачи на Web-сервер.

6.5.3 Объединение потоков данных через разные инфодиоды должно осуществляться на уровне драйвера станции ЦППС КИС. Увеличение количества тегов и архивация двух наборов данных не допускается.

6.5.4 Количество Web-серверов должно выбираться из соотношения не более 25 АРМ на один сервер.

6.6 Обмен оперативной технологической информацией и командами управления с внешними системами

6.6.1 ВУ АСУТП обеспечивает представление оперативной информации в соответствии с информационной моделью, соответствующей серии стандартов ГОСТ Р 58651 и доступность оперативной информации для внешних информационных систем:

- информационных систем АО "СО ЕЭС";
- информационных система ситуационно-аналитического центра ПАО "РусГидро";
- других перспективных информационных систем.

Для организации доступа к информации ВУ АСУТП используются протоколы ICCP/TASE.2, SOAP с применением адресации информации ВУ АСУТП в соответствии с информационной моделью, соответствующей серии стандартов ГОСТ Р 58651. Для доступа внешних систем предусматривается организация специализированных виртуальных станций доступа – виртуальных ЦППС (для доступа через DMZ информационных систем АО "СО ЕЭС"), виртуальных ЦППС КИС (для доступа через инфодиод централизованных информационных система ситуационно-аналитического центра ПАО "РусГидро").

6.7 Организация дистанционного управления

6.7.1 ВУ АСУТП организует управление интегрируемыми системами по цифровым каналам связи, организованным в соответствии с решениями раздела 6.2. Команды управления в формате используемого протокола информационного взаимодействия (МЭК 61850, МЭК 60870-

5-104) поступают от SCADA-системы ВУ АСУТП в контроллер интегрируемой системы в котором она обрабатывается и исполняется в соответствии с заложенными алгоритмами.

6.7.2 Управление организуется SCADA-системой ВУ АСУТП. Предусматривается возможность управления с нескольких мест:

– с АРМ ВУ АСУТП станции;

– из ДЦ СО ЕЭС (РДУ и/или ОДУ – необходимость реализации управления из конкретного ДЦ СО ЕЭС уточняется на этапе разработки технического задания).

Состав оборудования, для которого организуется дистанционное управляется из ДЦ СО ЕЭС, и объем такого дистанционного управления (перечень команд доступных для дистанционного управления) определяется на этапе формирования технического задания в каждом конкретном случае создания ВУ АСУТП ГЭС/ГАЭС и согласовывается с ДЦ СО ЕЭС.

6.7.3 В SCADA-системе ВУ АСУТП предусматривается два принципа управления:

– принцип единоличного управления – возможность формирования команд управления только с одного места;

– принцип совместного управления – возможность формирования команд управления с нескольких мест;

6.7.4 Принцип единоличного управления реализуется только для управления коммутационными аппаратами распределительных устройств ГЭС/ГАЭС, входящих в состав объектов дистанционного управления. Для остального оборудования применяется принцип совместного управления.

6.7.5 Передача прав управления при реализации принципа единоличного управления выполняется с помощью программного ключа дистанционного управления (ключа ДУ), реализованного в SCADA-системе сервера.

6.7.6 Ключ ДУ имеет в общем случае 4 состояния:

– Освобождено (нормальное состояние ключа ДУ) – дистанционное управление КА не осуществляется (формирование команды от SCADA-системы не формируется);

– ГЭС – управление осуществляется с АРМ ВУ АСУТП (посредством среди визуализации SCADA-системы ВУ АСУТП);

– ОДУ – дистанционное управление осуществляется командами из ОДУ, полученными по цифровым каналам связи с ДЦ СО ЕЭС;

– РДУ – дистанционное управление осуществляется командами из РДУ, полученными по цифровым каналам связи с ДЦ СО ЕЭС.

6.7.7 Положение ключа ДУ передается в ДЦ СО ЕЭС по цифровым каналам связи (в соответствии с решениями раздела 6.6).

6.7.8 Переключение положения ключа ДУ выполняется:

– с АРМ ВУ АСУТП (посредством среды визуализации SCADA-системы ВУ АСУТП для авторизованного пользователя, обладающего правом управления):

- захват управления – перевод ключа ДУ в состояние «ГЭС» из любого другого состояния;
- освобождение управления – перевод ключа ДУ из состояния «ГЭС» в состояние «Освобождено»;

– командами из ДЦ СО ЕЭС, передаваемыми по цифровым каналам связи (в соответствии с решениями раздела 6.6):

- захват управления – перевод ключа ДУ возможен только из состояния «Освобождено» в состояние «ОДУ» («РДУ»);
- освобождение управления – перевод ключа ДУ из состояния «ОДУ» («РДУ») в состояние «Освобождено» возможен только при соответствующем захвате ключа «ОДУ» («РДУ»).

6.7.9 Предусмотрен автоматический перевода ключа ДУ в положение «Освобождено» при потере связи с ДЦ СО ЕЭС. При этом исправность связи с ДЦ СО ЕЭС контролируется посредством обмена служебными сигналами и командами (в соответствии со спецификацией используемого протокола информационного обмена). На прикладном уровне (в SCADA-системе) ЦППС сигналы контроля информационного обмена формируются как количество секунд, прошедшее с начала текущих суток по внутренним часам ЦППС, передается в ДЦ СО ЕЭС и без изменений в качестве служебной команды управления ретранслируется в обратном направлении с уровня пользовательских задач автоматизированной системы ДЦ СО ЕЭС. Наличие связи с ДЦ СО ЕЭС определяется изменением не менее одного раза в течении настраиваемого периода времени значения «отраженной» команды с признаками достоверного значения в ее описателе качества (в соответствии с форматом данных используемого протокола). В противном случае связь с ДЦ СО ЕЭС считается потерянной.

6.7.10 Команды управления состоянием ключа ДУ (захват управления, освобождение управления) выполняются по принципу совместного управления.

6.7.11 Команды управления формируются на АРМ ВУ АСУТП (посредством среды визуализации SCADA-системы ВУ АСУТП для авторизованного пользователя, обладающего правом управления).

Если для команды предусмотрен принцип единоличного управления, на уровне среды визуализации SCADA-системы АРМ ВУ АСУТП выполняет проверку состояния ключа ДУ. При состоянии ключа ДУ, разрешающем управление (состояние ключа ДУ – «ГЭС»), выполняется отправка команды управления через сервер SCADA в контроллер интегрируемой системы (см. пункт 6.7.1).

Если для команды предусмотрен принцип совместного управления выполняется отправка команды управления через сервер SCADA в контроллер интегрируемой системы (см. пункт 6.7.1) без учета ключа ДУ.

6.7.12 Команды дистанционного управления от ДЦ СО ЕЭС поступают в ЦППС по одному из логических каналов связи с автоматизированными системами ДЦ СО ЕЭС.

Если для полученной команды предусмотрен принцип единоличного управления, на прикладном уровне SCADA-системы ЦППС выполняет проверку состояния ключа ДУ. При состоянии ключа ДУ, разрешающем управление (состояние ключа ДУ соответствует тому ДЦ СО ЕЭС от которого пришла команда), выполняется отправка (ретрансляция) команды управления через сервер SCADA в контроллер интегрируемой системы (см. пункт 6.7.1).

Если для полученной команды предусмотрен принцип совместного управления, на прикладном уровне SCADA-системы ЦППС выполняется отправка (ретрансляция) команды управления через сервер SCADA в контроллер интегрируемой системы (см. пункт 6.7.1) без учета ключа ДУ.

6.7.13 SCADA-система ЦППС поддерживает двухэтапный прием команд (реализуется для протоколов с поддержкой двухэтапной передачи команд, таких как МЭК 60870-5-104):

– предварительный выбор;

– исполнение.

6.7.14 На этапе «предварительный выбор» ДЦ СО ЕЭС формирует команду с флагом (признаком) предварительного выбора (формат определяется используемым протоколом) в ответ на которую на прикладном уровне SCADA-системы ЦППС формируется ответ с положительным подтверждением, если исполнение выданной команды возможно, или отрицательным подтверждением, если исполнение выданной команды невозможно (запрет исполнения от ключа ДУ или по другим блокирующим факторам, определенным технологией объекта управления). Независимо от возможности исполнения команды (наличия блокирующих условий) команда в контроллер интегрируемой системы не отправляется;

6.7.15 На этапе «исполнения» ДЦ СО ЕЭС формирует команду с флагом (признаком) исполнения (формат определяется используемым протоколом) в ответ на которую на прикладном уровне SCADA-системы ЦППС формируется ответ с положительным подтверждением получения команды (при поддержке механизма подтверждения получения команды на уровне используемого протокола), после чего обеспечивается отправка управляющей команды через сервер SCADA непосредственно в контроллер интегрируемой системы для исполнения (см. пункт 6.7.1), в завершение этапа SCADA-системой ЦППС формируется в направлении ДС СО ЕЭС ответ об исполнении передачи команды на устройство (при поддержке механизма подтверждения исполнения команды на уровне используемого протокола).

6.7.16 Этап предварительного выбора реализуется на прикладном уровне SCADA-системы ЦППС, но не является обязательным и может не использоваться при реализации дистанционного управления. В этом случае управление реализуется в один этап – «исполнение» (только по пункту 6.7.15).

6.7.17 Этап «предварительный выбор» не реализуется, если такой механизм формирования команд не поддерживается на уровне протокола информационного обмена.

6.8 Описание процесса при работе с оперативной технологической информацией

6.8.1 Устройства автоматики нижнего уровня АСУТП ГЭС (ГАЭС), устройства РЗА передают информацию на резервированные виртуальные сервера SCADA, которые функционируют на разных кластерах виртуализации.

Информационный обмен виртуальных серверов SCADA и устройств автоматики нижнего уровня АСУТП ГЭС (ГАЭС), устройств РЗА строится по ТСПД, которая обеспечивает резервированное подключение серверов SCADA и устройств автоматики нижнего уровня АСУТП ГЭС (ГАЭС), устройств РЗА (в соответствии с решениями раздела 3). Информационный обмен строится на основе стека коммуникационных протоколов TCP/IP по протоколам с поддержкой передачи метки времени и информации о статусе сигнала, таких как МЭК 61850 (MMS), МЭК 60870-5-104.

Если устройство автоматики нижнего уровня АСУТП ГЭС (ГАЭС) или устройство РЗА поддерживает одновременно несколько логических соединений к одному сетевому адресу, опрос ведется одновременно двумя виртуальными серверами SCADA из резервированной пары. Команды управления (при их наличии) при этом формирует только сервер, который в текущий момент выполняет роль ведущего.

Если устройство автоматики нижнего уровня АСУТП ГЭС (ГАЭС) или устройство РЗА поддерживает только одно логическое соединение по одному сетевому адресу, опрос ведется одним виртуальным сервером SCADA из резервированной пары, который в текущий момент выполняет роль ведущего, резервный сервер соединение не устанавливает. В этом случае при смене роли ведущего и резервного серверов SCADA выполняется подключение нового ведущего сервера к устройству автоматики нижнего уровня АСУТП ГЭС (ГАЭС), устройству РЗА.

На прикладном уровне виртуальных серверов SCADA в программном обеспечении SCADA-системы обеспечивается поддержка резервирования методом многопутевого доступа: назначения двух альтернативных адресов доступа к устройству автоматики нижнего уровня АСУТП ГЭС (ГАЭС) или устройству РЗА (используются два альтернативных IP-адреса доступа к устройству). Виртуальные сервера SCADA на уровне программного обеспечения SCADA-

системы организуют информационный обмен по настроенным сетевым адресам доступа в соответствии с их текущей доступностью.

6.8.2 Виртуальный сервер SCADA, который выполняет роль ведущего сервера в паре резервированных серверов, передает собственные полученные данных резервному виртуальному серверу SCADA для синхронизации данных.

Информационный обмен между резервированными виртуальными серверами SCADA строится по ТСПД на основе стека коммуникационных протоколов TCP/IP. Используемые при этом протоколы и механизмы информационного взаимодействия определяются стандартными решениями для SCADA-системы (в соответствии с руководством на SCADA-системы).

Резервирование информационного взаимодействия между виртуальными серверами SCADA резервированной пары обеспечивается на прикладном уровне встроенным механизмом SCADA-системы – методом многопутевого доступа: назначения двух альтернативных адресов доступа виртуальных серверов SCADA (используются два альтернативных IP-адреса доступа к устройству). Виртуальные сервера SCADA на уровне программного обеспечения SCADA-системы организуют информационный обмен по настроенным сетевым адресам доступа в соответствии с их текущей доступностью.

6.8.3 Пара резервированных виртуальных серверов SCADA обеспечивает передачу данных на два виртуальных сервера СУБД для регистрации информации в ТБД. Виртуальные сервера СУБД работают в дублированном режиме, регистрация информации в каждом сервере СУБД обеспечивается одновременно и независимо от другого сервера СУБД. При этом встроенными механизмами SCADA-системы решается задача доступа к резервированной паре виртуальных серверов SCADA (выбора источника данных для архивации), обеспечивается регистрация информации на серверах СУБД при работоспособности хотя бы одного сервера SCADA из резервированной пары.

При неисправности виртуального сервера СУБД или связи с ним, виртуальный сервер SCADA буферизирует данные, при восстановлении связи – восполняет отсутствующую информацию.

Информационный обмен между виртуальными серверами SCADA и виртуальными серверами СУБД строится по ТСПД на основе стека коммуникационных протоколов TCP/IP. Используемые при этом протоколы и механизмы информационного взаимодействия определяются стандартными решениями SCADA-системы (в соответствии с руководством на SCADA-системы).

Резервирование информационного взаимодействия между виртуальными серверами SCADA и виртуальными серверами СУБД обеспечивается на прикладном уровне встроенным механизмом SCADA-системы – методом многопутевого доступа: назначения двух

альтернативных адресов доступа для виртуальных серверов (используются два альтернативных IP-адреса доступа к серверам). Виртуальные сервера SCADA и сервера СУБД на уровне программного обеспечения SCADA-системы организуют информационный обмен по настроенным сетевым адресам доступа в соответствии с их текущей доступностью.

6.8.4 Пара резервированных виртуальных серверов SCADA обеспечивает передачу данных на две виртуальные ЦППС для дальнейшего непосредственного взаимодействия с внешними информационными системами (информационными систем АО "СО ЕЭС" или другими) и организации передачи данных в сегмент корпоративной сети через инфодиоды. Виртуальные ЦППС работают в дублированном режиме, одновременно и независимо друг от друга. При этом встроенными механизмами SCADA-системы решается задача доступа к резервированной паре виртуальных серверов SCADA (выбора источника данных для ЦППС), обеспечивается получение информации на виртуальной ЦППС при работоспособности хотя бы одного сервера SCADA из резервированной пары.

Виртуальные ЦППС располагаются в DMZ, организованной межсетевыми экранами ПОБИ. Информационный обмен между виртуальными серверами SCADA (технологический сегмент сети) и виртуальными ЦППС строится по ТСПД на основе стека коммуникационных протоколов TCP/IP через межсетевые экраны ПОБИ. Используемые при этом протоколы и механизмы информационного взаимодействия определяются стандартными решениями SCADA-системы (в соответствии с руководством на SCADA-системы).

Резервирование информационного взаимодействия между виртуальными серверами SCADA и виртуальными ЦППС обеспечивается на прикладном уровне встроенным механизмом SCADA-системы – методом многопутевого доступа: назначения двух альтернативных адресов доступа для виртуальных серверов SCADA и ЦППС (используются два альтернативных IP-адреса доступа к серверам). Виртуальные сервера SCADA и ЦППС на уровне программного обеспечения SCADA-системы организуют информационный обмен по настроенным сетевым адресам доступа в соответствии с их текущей доступностью.

Информационный обмен между виртуальными ЦППС и внешними системами строится на основе стека коммуникационных протоколов TCP/IP через межсетевые экраны ПОБИ по протоколам МЭК 60870-5-104 или ICCP/TASE.2.

Резервирование информационного взаимодействия между виртуальными ЦППС и внешними системами обеспечивается за счет доступности каждого ЦППС по двум IP-адресам. При этом задача выбора пути доступа к виртуальному ЦППС (выбора источника данных для внешней системы) решается на уровне внешней системы по настроенным сетевым адресам виртуальных ЦППС в соответствии с их текущей доступностью.

6.8.5 Передача информации в корпоративную сеть из технологической сети ВУ АСУТП осуществляется через виртуальные станции ЦППС в однонаправленном режиме (без подтверждения получения).

Прием информации, прошедшей через инфодиод, в корпоративной сети осуществляется станциями приема технологической информации, которые в дальнейшем служат источниками технологической информации для SCADA-системы, расположенной в КИС (далее – ЦППС КИС).

Информационный обмен в направлении от виртуальных ЦППС (сегмент DMZ) к ЦППС КИС (сегмент КИС) выполняется через участок сети ТСПД, физически выделенный для организации DMZ (на участке до инфодиода) и КИС (на участке от инфодиода) на основе стека коммуникационных протоколов TCP/IP. Используемые при этом протоколы и механизмы информационного взаимодействия (однонаправленной передачи данных) определяются решениями SCADA-системы (в соответствии с руководством на SCADA-системы) и поддерживаются выбранным инфодиодом.

Резервирование информационного взаимодействия между виртуальными ЦППС и ЦППС КИС обеспечивается на прикладном уровне встроенным механизмом SCADA-системы – методом многопутевого доступа: назначения двух альтернативных адресов доступа для одновременной однонаправленной передачи данных (используются два альтернативных IP-адреса доступа к разным инфодиодам). При этом на ЦППС КИС решается задача объединения потоков данных, переданных через разные инфодиоды. При объединении потоков информации раздельная обработка одного и того же набора данных, прошедшего через разные инфодиоды (в частности увеличение количества тегов, архивация двух наборов данных) не допускается.

ЦППС КИС обеспечивает дальнейшую передачу данных в архив корпоративной сети, передачу данных для работы Web-сервера среды визуализации, обеспечивает доступ внешних информационных систем (информационных система ситуационно-аналитического центра ПАО "РусГидро").

Информационный обмен между ЦППС КИС, серверами СУБД корпоративной сети, Web-сервером среды визуализации, а также внешними информационными системами строится по КИС на основе стека коммуникационных протоколов TCP/IP. Используемые при этом протоколы и механизмы информационного взаимодействия определяются стандартными решениями для SCADA-системы (в соответствии с руководством на SCADA-системы). Для взаимодействия с внешними системами используются стандартные протоколы МЭК 60870-5-104, ICCP/TASE.2.

6.9 Обмен неоперативной технологической информацией

6.9.1 Виды неоперативной информации:

– осциллограммы терминалов защит и РАС в формате Comtrade, формируемые автоматически по событиям;

– осциллограммы виброконтроля в формате Comtrade, формируемые автоматически по событиям,

– архивные данные из ВУ АСУТП в формате csv, формируемые пользователями ВУ АСУТП по запросу;

– архивные данные из ВУ АСУТП в формате SQL, формируемые подсистемой отчетов по запросу;

– архивные данные из систем АИИСК(Т)УЭ в формате SQL для отчетов;

– отчеты, ведомости, макеты в виде файлов офисного формата, электронных писем;

– сводные таблицы предельных значений, уставок и настроечных параметров из систем управления.

6.9.2 Осциллограммы терминалов защит и регистраторов аварийных событий, а также виброконтроля должны формироваться по событию и в течение не более 3 минут средствами протокола связи МЭК61850, МЭК60870-5-104 передаются посредством серверов SCADA технологического сегмента в соответствующее файловое хранилище.

6.9.3 Архивные данные из ВУ АСУТП в формате csv, формируемые пользователями ВУ АСУТП по запросу с локальных АРМ сразу размещаются в файловом хранилище технологической сети.

6.9.4 Отчеты, ведомости, макеты в виде файлов офисного формата, сформированные подсистемой отчетов SCADA-системы согласно настроенным регламентам и событиям, размещаются в файловом хранилище технологической сети.

6.9.5 Сводные таблицы предельных значений, уставок и настроечных параметров из систем управления размещаются в файловом хранилище технологической сети по запросу специалиста АСУТП.

6.9.6 Передача необходимых неоперативных данных из файлового хранилища технологической сети на виртуальные ЦППС выполняется по расписанию. Периодичность передачи неоперативных данных, подлежащих передаче в информационные системы АО «СО ЕЭС», составляет 1 минуту, все остальные неоперативные данные передаются с периодичностью 5 минут.

6.9.7 Передача необходимых неоперативных данных в информационные системы АО «СО ЕЭС» выполняется от виртуальных ЦППС по протоколу SOAP (спецификация информационного обмена по ГОСТ Р 59550-2021).

6.9.8 Передача неоперативной технологической информации в корпоративную сеть осуществляется в однонаправленном режиме (без подтверждения получения) с виртуальных станций ЦППС через два инфодиода. Прием неоперативной технологической информации в корпоративной сети осуществляется серверами приема технологической информации (ЦППС КИС) и используются для передачи полученных файлов в файловое хранилище корпоративной сети. Используемые при этом протоколы и механизмы информационного взаимодействия (поддерживающие однонаправленную передачу данных через инфодиод) определяются решениями SCADA-системы (в соответствии с руководством на SCADA-систему).

Объединение потоков данных через разные инфодиоды должно осуществляться на уровне драйвера станции ЦППС КИС. Двойное сохранение файлов неоперативной информации не допускается.

6.9.9 Передача необходимых неоперативных данных в файловое хранилище корпоративной сети осуществляется по расписанию, каждые 5 минут.

6.9.10 Электронные письма, которые формируются подсистемой отчетов SCADA-системы согласно настроенным в ней регламентам и событиям, передаются в виде макетов в однонаправленном режиме (без подтверждения получения) через инфодиод в корпоративную сеть на сервис передачи почтовых уведомлений. Сервис передачи почтовых уведомлений обеспечивает компоновку электронного письма по полученному через инфодиод макету и его отправку стандартными почтовыми протоколами через корпоративный почтовый сервер.

6.10 Обмен информацией синхронизированных векторных измерений

6.10.1 Получение, хранение и передача данных синхронизированных векторных измерений обеспечивается системой мониторинга переходных режимов (СМПР), выполненной в соответствии с ГОСТ Р 59364-2021. СМПР следует строить как интегрированную в ВУ АСУТП систему с применением решений описанных в настоящем разделе.

6.10.2 Непосредственное измерение синхронизированных векторных измерений выполняется специализированными измерителями – устройствами синхронизированных векторных измерений (УСВИ), входящими в состав СМПР. УСВИ подключаются к ТСПД в соответствии с общими решениями, описанными для интегрируемых устройств в разделах 3.2.5 и 3.2.6.

6.10.3 Синхронизация времени УСВИ в составе СМПР выполняется по протоколу PTPv2 от СОЕВ с точностью не хуже 1 мкс (в соответствии с требованиями ГОСТ Р 59364-2021).

6.10.4 УСВИ обеспечивают передачу полученных данных СВИ по протоколу С37.118 в локальный концентратор синхронизированных векторных измерений (КСВД) в составе СМПР.

6.10.5 КСВД реализуется в виде ПО, функционирующего на базе платформы виртуализации ЦОД ВУ АСУТП. ПО КСВД СМПР должно обеспечить совместимость с выбранной платформой виртуализации ЦОД ВУ АСУТП.

6.10.6 КСВД обеспечивает сбор данных СВИ, поступающих от УСВИ по ТСПД по протоколу С37.118.

6.10.7 КСВД обеспечивает обработку данных в соответствии с требованиями ГОСТ Р 59366-2021 (модификацию, агрегирование, мониторинг качества, архивирование, хранение).

6.10.8 КСВД обеспечивает передачу текущих данных СВИ в режиме реального времени и архивных данных СВИ по запросу. При этом информационное взаимодействие для передачи данных СВИ (как данных реального времени, так и архивных данных) между виртуальным КСВД СМПР и внешними информационными системами (вышестоящими региональными КСВД ДЦ АО "СО ЕЭС") выполняется через две виртуальные ЦППС. Виртуальные ЦППС работают в дублированном режиме, одновременно и независимо друг от друга.

Виртуальные ЦППС располагаются в DMZ, организованной межсетевыми экранами ПОБИ. Информационный обмен между виртуальным КСВД СМПР (технологический сегмент сети) и виртуальными ЦППС строится по ТСПД на основе стека коммуникационных протоколов TCP/IP через межсетевые экраны ПОБИ по протоколам:

– С37.118 – для передачи текущих данных СВИ в режиме реального времени;

– SOAP (спецификация информационного обмена по ГОСТ Р 59366-2021) – для передачи архивных данных СВИ по запросу.

Резервирование информационного взаимодействия между виртуальными КСВД СМПР и виртуальными ЦППС обеспечивается на прикладном уровне виртуальных ЦППС методом многопутевого доступа: назначения двух альтернативных адресов доступа к виртуальному КСВД СМПР (используются два альтернативных IP-адреса доступа к устройству). Виртуальные ЦППС на уровне программного обеспечения SCADA-системы организуют информационный обмен по настроенным сетевым адресам доступа в соответствии с их текущей доступностью.

6.10.9 Для обмена текущими данными СВИ в режиме реального времени виртуальный КСВД обеспечивает передачу данных по протоколу С37.118 (агрегированных кадров) на две виртуальные ЦППС. Виртуальные ЦППС посредством SCADA-системы обеспечивают прием от виртуального КСВД СМПР и ретрансляцию данных СВИ (без изменения) в направлении вышестоящих региональных КСВД АО "СО ЕЭС" по протоколу С37.118.

6.10.10 Для обмена архивными данными СВИ по запросу виртуальные ЦППС посредством SCADA-системы обеспечивают прием запроса и формирование ответного сообщения по протоколу SOAP (спецификация информационного обмена архивными данными

СВИ по ГОСТ Р 59366-2021). При этом виртуальные ЦППС не хранят архивные данные СВИ. Для формирования ответа на запрос архивных данных СВИ виртуальные ЦППС формируют аналогичный SOAP-запрос к виртуальному КСВД, архивные данные СВИ, полученные в качестве ответа от виртуального КСВД транслируются внешней информационной системе.

6.10.11 Резервирование информационного взаимодействия данными СВИ между виртуальными ЦППС и внешними системами обеспечивается за счет доступности каждого ЦППС по двум IP-адресам. При этом задача выбора пути доступа к виртуальному ЦППС (выбора источника данных для внешней системы) решается на уровне внешней системы по настроенным сетевым адресам виртуальных ЦППС в соответствии с их текущей доступностью.

6.11 Обмен конфигурационной информацией с интегрированными системами

6.11.1 Конфигурационная информация интегрированной системы представляет собой массив структур или совокупность массивов разного типа одной длины. Доступ к конфигурационной информации осуществляется по индексу, индексом может служить наименование параметра, номер алгоритмической уставки.

6.11.2 Примеры конфигурационных структур: аналоговый входной параметр, аналоговый выходной параметр, дискретный входной параметр, дискретный выходной параметр. Пример структуры аналогового параметра: значения уставок предупредительной, аварийной, управления, задержки срабатывания уставок, гистерезис, задержка определения неисправности канала, принадлежности к группам сигналов, диапазоны измерения, коэффициенты масштабирования (преобразования от кода АЦП или электрической величины к значению техпроцесса).

6.11.3 Конфигурационная информация должна быть доступна как на чтение, так и на запись для пользователя с соответствующими полномочиями. Чтение конфигурационной информации интегрированной системы доступно одновременно со всех АРМ технологической сети.

6.11.4 Запись конфигурационной информации по каждому параметру возможна с двух мест одновременно: АРМ технологической сети и/или локальной панели оператора. При записи формируется два сообщения:

– пользователь изменил конфигурационные данные параметра (доступно в рамках системы, из которой сделано изменение) – пользовательское;

– конфигурационные данные параметра изменились (доступное для всех систем) – технологическое.

6.12 Графическое представление информации на АРМ

6.12.1 Графическое представление всех объектов и параметров одинаково для локальной панели оператора, АРМ ВУ технологической сети и АРМ ВУ корпоративной сети, экрана коллективного пользования.

6.12.2 Внесение изменения в отображение не должно приводить к повторному инжинирингу. Мнемосхема, разработанная под панель оператора, должна без изменений отображаться на ВУ АСУТП и/или экране коллективного пользования.

6.12.3 Отображение строится согласно Приложению 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".

6.12.4 При наведении указателя мыши на параметр появляется окно контекстной подсказки, содержащее значение всех основных атрибутов параметра (6.3.1, 6.3.2).

6.12.5 Графический примитив параметра представляет информацию, достаточную для определения значения информационного сигнала, единицах измерения, о сигнализации (выходе за предельные аварийные и предупредительные предельные значения), ручном вводе, неисправности каналов связи и источника.

6.12.6 Графический примитив или мнемосхема, представляющий группу параметров (3 и больше) содержит агрегированные значения по всем входящим в группу параметрам по сигнализации, неисправности каналов связи и источника, ручного ввода.

6.12.7 Экранная форма для просмотра графиков изменений параметров на АРМ технологического процесса предназначена для:

– отображения графиков в режиме реального времени (оперативный режим) – построение графика без обращения к архиву только на основе оперативных значений, используется для определения краткосрочных тенденций в настоящее время;

– отображения графиков за прошедшие периоды (исторический режим) – построение графика на основе информации из архива АСУТП, используется для анализа исторической информации.

6.12.8 Экранная форма для просмотра графиков использует иерархическое представление наименований параметров в виде дерева, информационной модели предприятия для удобного поиска и добавления параметров в основное поле графиков, доступен множественный выбор.

6.12.9 Экранная форма для просмотра графиков представляет инструментарий сохранения и открытия пользовательского списка сигналов для удобства анализа исторического

события. Списки сигналов сохраняются локально на АРМ и доступны для пользователей АРМ, при необходимости передачи списка сигналов на другой АРМ списки сигналов сохраняются пользователем АРМ ВУ АСУТП в хранилище.

6.12.10 Экранная форма для просмотра графиков позволяет пользователю свободно настраивать временной диапазон, индивидуальное масштабирование параметров по осям, добавлять и удалять графики, меняет отображение в зависимости от качества параметра, возможность изменения пользователем стиля отображения графиков: вид точек, метода соединения (аппроксимация, ступени), цвета, вид соединительной линии (пунктир, штрих-пунктир, сплошная), цвет линии, и других, возможность построения графиков в зависимости метки времени от сервера или от времени источника.

6.12.11 Для анализа критической ситуации поле графиков содержит инструмент размещения не менее 4 (четырех) реперных линий, показывающих значения графиков в точке пересечения с реперной линией.

6.12.12 Экранная форма для просмотра графиков предоставляет пользователю интерфейс для сохранения выделенного, отображающегося на графике, отрезка истории локально на АРМ или в сетевое хранилище.

6.12.13 Экранная форма для просмотра графиков предоставляет пользователю интерфейс выбора файлов форматов comtrade, csv из локального или сетевого хранилища для добавления на поле графика. Допускается одновременный просмотр графиков из архива АСУТП и из файлов. Один файл comtrade, csv может содержать историю поведения нескольких параметров за один период.

6.12.14 ВУ АСУТП по нажатию на левую кнопку мыши параметра открывает для аналоговых параметров окно графиков с историей изменения параметра за один час от настоящего времени, для дискретного – окно сообщений с той же глубиной. Нажатие на левую кнопку мыши при открытой форме графиков и сообщений добавляет на открытую форму график или сообщения по выбранному параметру без открытия дополнительного окна.

6.13 Диагностика интегрированных систем

6.13.1 Диагностика интегрированных систем в ВУ АСУТП подразумевает отображение результатов самодиагностики, а также формирование диагностики наличия связи (на прикладном уровне). При нарушении штатной работы должны формироваться сообщения о неисправности, а соответствующие им символы на мнемосхемах должны указывать на наличие возможной недостоверности. Типовой перечень включает:

1 Исправность оборудования интегрированной системы: состояние сменных модулей ввода-вывода, интерфейсных модулей, модулей регулирования, процессорных модулей.

2 Исправность каждого измерительного канала (определение обрыва, короткого замыкания в измерительной цепи, пропадания питания).

3 Целостность основных входных цепей дискретных сигналов нормально-замкнутых контактов и цепей управления (определение обрыва цепи, катушки реле, соленоида, пропадания питания).

4 Для определения достоверности входной информации, кроме средств самодиагностики, должна применяться аппаратная и алгоритмическая обработка входной информации:

– для достоверизации значений дискретных сигналов:
  - фильтрация дребезга контактов;
  - проверка по значениям связанных дискретных сигналов и измерений;
– для достоверизации значений аналоговых измерений:
  - проверка признака состояния датчиков с HART-интерфейсом, или аналогичными интерфейсами;
  - проверка по значениям связанных дискретных сигналов или по значениям дублирующих датчиков;
– для достоверизации цифрового обмена:
  - использование кодирования информации с возможностями восстановления;
  - использование контрольных сумм.

5 Для дублированных, резервированных (горячем, теплом резерве) систем, контроллеров, терминалов защит, должно определяться:

– состояние резервирования интегрированной системы;
– режим, исправность линий связи по резервированию;
– состояние и исправность резервного комплекта;
– готовность резервного комплекта к основным ведущим функциям.

6 Состояние логических соединений интегрируемой системы со смежными системами.

7 Состояние физических линий связи для своевременного определения деградации коммуникационных возможностей.

8 Состояние сигнализации: предупредительной и аварийной.

9 По каждому шкафу системы управления наличие источников питания для своевременного определения деградации схем питания оборудования.

10 Признак открытия двери панели ключей управления по каждой панели ключей управления.

6.13.2 Аппаратные и программные сбои элементов ПТК локальных САУ и станционного верхнего уровня, а также выявленная недостоверность входной информации системы, должны приводить к формированию общего сигнала предупредительной сигнализации по ПТК.

6.14 Диагностика оборудования ВУ АСУТП

6.14.1 Диагностика оборудования АСУТП технологической сети осуществляется централизованно сервером мониторинга оборудования посредством программного обеспечения мониторинга оборудования АСУТП.

6.14.2 Минимальный набор диагностируемых параметров аппаратного сервера:

– температурный режим (температура и состояние системы охлаждения);
– наличие питания по каждому из источников;
– использование CPU;
– потребление RAM и общий размер памяти RAM;
– использование места на жестком диске и общий размер памяти жесткого диска;
– общая сигнализация предупредительная, аварийная, неисправности;
– время наработки с последнего выключения, перезагрузки.

6.14.3 Минимальный набор диагностируемых параметров виртуальной машины:

– использование CPU;
– потребление RAM и общий размер памяти RAM;
– использование места на жестком диске и общий размер памяти жесткого диска;
– общая сигнализация предупредительная, аварийная, неисправности;
– время наработки с последнего выключения, перезагрузки.

6.14.4 Минимальный набор диагностируемых параметров коммутатора, маршрутизатора:

– температурный режим (температура и состояние системы охлаждения);
– наличие питания по каждому из источников;
– использование CPU;
– потребление RAM и общий размер памяти RAM;
– состояние каждого порта;
– общая сигнализация предупредительная, аварийная, неисправности;
– время наработки с последнего выключения, перезагрузки.

6.14.5 Сервер мониторинга оборудования передает на ВУ АСУТП только агрегированную информацию по сигнализации каждого из устройств: предупреждение, авария, неисправность.

6.15 Самодиагностика ВУ АСУТП

6.15.1 Самодиагностика ВУ АСУТП – комплексное решение, определяющее техническую возможность системы выполнять свои функции при неисправности.

6.15.2 Самодиагностика включает в себя доступность устройств ВУ АСУТП и их способность выполнения своих функции согласно заданной роли.

6.15.3 Самодиагностика ВУ АСУТП объединяет:

– данные о работе всех задействованных компонентов и их резервировании;

– данные о логических соединениях компонентов ВУ АСУТП с источниками (приемниками) информации и их резервировании / или исправности резервных каналов связи с ними;

– данные о целостности программного обеспечения ВУ АСУТП.

6.15.4 Каждый из серверов SCADA предоставляет следующую информацию:

– исправность основных компонент;

– признаки функционирования драйверов информационного обмена;

– состояние резервирования и текущая роль сервера в резервировании;

– величина очереди архивации в каждую из ТБД.

6.15.5 Каждый из серверов SCADA предоставляет следующее управление (доступно для специалистов ВУ АСУТП):

– смена роли по команде пользователя;

– задание пользователем предпочтения роли при равной исправности серверов.

6.15.6 По каждому из интегрированных устройств определяется состояние логических соединений:

– исправность основного канала связи;

– исправность\готовность резервного канала связи;

– наличие обмена на прикладном уровне протокола.

6.15.7 Каждый из серверов СУБД предоставляет следующую информацию:

– исправность основных компонентов;

– количество доступных сегментов архива;

– количество оперативно доступных сегментов;

– размер оперативных сегментов;

– общий размер базы данных.

6.15.8 Каждый из АРМ ВУ АСУТП предоставляет информацию о своей исправности и функционировании в режиме отображения мнемосхем.

6.15.9 Основой мнемосхемы самодиагностики ВУ АСУТП является схема функциональной структуры или схема потоков данных ВУ АСУТП, на которой интерактивно

отображены устройства ВУ, интегрированные устройства, логические соединения, элементы управления резервированием, и прочее.

6.15.10 При обнаружении дефектов оборудования или нарушении функционирования ВУ АСУТП на АРМ оперативного персонала формируется соответствующая сигнализация о неисправности.

6.16 Ведение архивов оперативной информации

6.16.1 Сохранение всех оперативных данных осуществляется в двух серверах СУБД параллельно.

6.16.2 Сохранение данных ведется по изменению. Для сокращения размеров базы оперативных данных допускается использование апертур по времени и по значению. Допустима как настройка апертур на НУ, так и настройка фильтров на ВУ, а также их комбинация.

6.16.3 Сохранение данных в архив осуществляется с меткого времени возникновения события, проставленной источником (устройством автоматики нижнего уровня АСУТП ГЭС (ГАЭС), устройством РЗА), и меткой времени регистрации этого события в сервере SCADA, который непосредственно выполняет опрос источника данных (не зависит от времени архивного сервера).

6.16.4 Сохранение в архив оперативной информации должно быть консистентным: значение должно сопровождаться статусом и меткой времени изменения сигнала. Статус сигнала определен в 6.2.10.

6.16.5 Каждый сервер SCADA является источником данных для сервера СУБД, при неисправности сервера СУБД или связи с ним, сервер SCADA буферизирует данные на собственном диске, при восстановлении связи – восполняет отсутствующую информацию. Время буферизации данных должно быть глубиной не более 3 дня.

6.16.6 Архив сегментирован. Длина сегмента не превышает одного дня. Оперативно доступна глубина данных без вмешательства инженерного персонала – 1 год. Для ТБД корпоративной сети оперативно доступная глубина – 3 года.

6.16.7 Архивные сегменты с данными глубиной более 1 года помещаются в файловый архив и могут быть восстановлены по запросу. Рекомендуется использовать автоматизированные средства восстановления старых данных, доступные с АРМ.

6.16.8 Размер файлового хранилища для хранения обоих сегментов ТБД должен быть выбран таким образом, чтобы обеспечить глубину хранения 10 лет.

6.16.9 Запрос исторических данных с АРМ, сервера отчетов, ЦППС (от любого потребителя) технологической сети должен осуществляться прямым обращением к обеим серверам СУБД, неисправность одного из серверов СУБД не должна приводить к отказу в

предоставлении данных. В процессе эксплуатации при добавлении в SCADA-системе новых точек в ТБД должны создаваться соответствующие поля и таблицы. При этом SCADA-система должна допускать одновременный просмотр трендов как существовавших, так и вновь добавленных параметров. При переименовании точек в SCADA-системе должен сохраняться доступ к ранее накопленным историческим данным в ТБД по новому имени.

6.16.10 Запрос исторических данных сервера СУБД сегмента КИС с АРМ КИС осуществляется опосредованно через Web-сервер КИС.

6.16.11 Минимальный объем диагностики: размер очереди архивации для каждого сервера СУБД, количество доступных сегментов архива, количество оперативно доступных сегментов, размер оперативных сегментов, общий размер базы данных.

6.17 Оперативные сообщения и журналы событий

6.17.1 ВУ АСУТП регистрирует следующие классы событий:

– технологические – срабатывание оборудования, выдача команд управления в пределах штатного функционирования объекта, квитирование сообщения оперативным персоналом не требуется (данный тип сообщений не имеют состояния, требующее квитирования);

– предупредительные – при отклонении состояния объекта от нормы, требующее привлечения внимания персонала, требуется квитирование сообщения оперативным персоналом;

– аварийные – серьезное нарушение технологического процесса, способное повлечь аварийную ситуацию, требующее от персонала немедленных действий, требуется квитирование сообщения оперативным персоналом;

– неисправности – сбой системы автоматизации или ее компонентов, требуется квитирование сообщения оперативным персоналом;

– пользовательские – события, вызванные пользователем, отправка команд, изменение уставок, смена пользователя и другие, квитирование сообщения оперативным персоналом не требуется (данный тип сообщений не имеют состояния, требующее квитирования).

ВУ АСУТП поддерживает функционал установления и снятия подавления сообщений по параметрам выбранного объекта, выведенного в ремонт. Для организации вывода из работы части оборудования предусматривается возможность гибкой настройки состава параметров для работы функции подавления сообщений.

6.17.2 Экранная форма журнала событий (сообщений) необходима для просмотра событий технологического процесса. Основные возможности:

– отображение сообщений о событиях и тревогах в режиме реального времени (оперативный режим) – используется для определения действующих в настоящее время причин сигнализации, определения текущего состояния оборудования;

– отображение истории сообщений о событиях и тревогах за прошедшие периоды (исторический режим) – используется для анализа истории событий.

6.17.3 Каждый класс сообщений имеет свой цвет, класс важности и различное звуковое сопровождение. Обязательна звуковое сопровождение для привлечения внимания оперативного персонала на вновь пришедшие неквитированные сообщения классов "Предупреждение" и "Авария". Выдача звукового сигнала должна прекращаться при квитировании сигнала или по истечении времени, задаваемого уставкой, но не менее 10 с.

6.17.4 Неквитированные сообщения (строка формы журнала сообщений в оперативном режиме) мигают для привлечения внимания: неквитированное сообщение при наличии сигнала (условия) срабатывания должен мигать с периодом 0,5 с, неквитированное сообщение при ушедшем сигнале (условии) срабатывания должен мигать с периодом 1,0 с. После квитирования сообщение должно гореть, не мигая, пока не исчезнет сигнал (условие) срабатывания.

6.17.5 Экранная форма сообщений обладает инструментами группового и индивидуального квитирования сообщений.

6.17.6 Отображение сообщений на экранной форме всегда строго упорядочено по времени, последнее событие сверху.

6.17.7 К каждому сообщению пользователь системы может оставить комментарий, доступный для отображения другим пользователям системы.

6.17.8 Экранная форма сообщений предоставляет инструменты фильтрации сообщений по всем полям по различным критериям одновременно. Фильтрация настраивается пользователем индивидуально для каждого АРМ.

6.17.9 При открытии экранной формы в многооконном режиме (экранная форма сообщений в многооконном режиме фиксируется на переднем плане) или на разных экранах АРМ экранная форма отображения сообщений иметь возможность фильтрации сообщений динамически (автоматически по событиям), в зависимости от объектов, отображенных на других экранах АРМ.

6.17.10 Экранная форма сообщений обладает возможностями экспорта сообщений в файл csv и печати сообщений с сохранением цвета формата pdf (вывод на принтер) локально на АРМ пользователя ВУ АСУТП и/или файловое хранилище.

6.17.11 Пользователь ВУ АСУТП на каждом АРМ может настроить вид экранной формы сообщений, выбрать для отображения колонки таблицы:

– Время регистрации сообщения на сервере;

– Время срабатывания события в источнике;
– Время деактивации;
– Активность;
– Группа важности (класс сообщения);
– Важность;
– Источник события;
– Значение сигнала;
– Качество сигнала;
– Квитировано;
– Время квитирования;
– Пользователь;
– Комментарий.

6.17.12 Рекомендовано на АРМ оперативного персонала один из мониторов использовать для постоянного отображения Журнала сообщений. Установленные фильтры сообщений должны быть явно отображены на схеме.

6.17.13 Экранная форма журнала сообщений предоставляет пользователю интерфейс для сохранения выделенного, отображающегося в таблице, отрезка истории сообщений локально на АРМ или в сетевое хранилище.

6.18 Электронные плакаты безопасности

6.18.1 Размещение плакатов безопасности на графических элементах мнемосхем ВУ АСУТП доступно оперативному персоналу путем перетаскивания плаката из панели управления АРМ.

6.18.2 Доступные плакаты: "Не включать! Работают люди", "Не открывать! Работают люди", "Не включать! Работа на линии", "Заземлено", "Осторожно – высокое напряжение", "Работать здесь".

6.18.3 Доступные объекты для размещения плакатов: выключатель, разъединитель, заземляющий нож, гидроагрегат. Один объект способен разместить до трех плакатов безопасности.

6.18.4 Размещение плаката сопровождается обязательным проставлением комментария, содержащего причину размещения плаката и плановый срок.

6.18.5 Размещение плаката сопровождается технологическим сообщением: <Дата и время> <Объект> Оператор <Имя> разместил плакат безопасности <Название плаката> с сообщением <Комментарий>.

6.18.6 Плакат безопасности, размещенный на объекте одной мнемосхемы, отображается на всех мнемосхемах с графическим представлением того же объекта.

6.18.7 Размещенные на одном АРМ плакаты безопасности отображаются на всех АРМ технологической и корпоративных сетей без необходимости переоткрытия мнемосхемы.

6.18.8 При наведении курсора мыши на размещенный плакат отображается подсказка: текстовое описание плаката безопасности и комментарий, оставленный оператором при размещении.

6.19 Мониторинг ОПРЧ/НПРЧ

6.19.1 Функция автоматизированного мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ (НПРЧ) должна выполняться средствами SCADA-системы ВУ АСУТП ГЭС/ГАЭС.

6.19.2 Мониторинг участия генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты осуществляется в соответствии с Приказом № 2 Минэнерго РФ от 09.01.2019 г. "Об утверждении требований к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты и внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229" и методикой Системного оператора "Методика мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты" от 01.06.2019 г.

6.19.3 Опорная частота, относительно которой проводится мониторинг и анализ, должна автоматически переключаться на другой источник при неисправности.

6.19.4 Задание мощности по ОПРЧ и фактически отработанная часть задания по ОПРЧ должны поступать от регулятора САУ ГА и являться входными параметрами для мониторинга и анализа средствами ВУ АСУТП.

6.19.5 По каждому из отклонений (выход за диапазон ОПРЧ, неисполнение ОПРЧ, колебательный процесс по мощности) для каждого из агрегатов на АРМ должны отображаться количественные показатели: количество отклонений и суммарная длительность отклонений в заданном интервале.

6.19.6 Отклонения должны вызывать предупредительную сигнализацию.

6.19.7 По факту отклонения должен формироваться отчет. Отчет выгружается автоматически в файловый сервер и затем автоматически по расписанию переносится в файловый сервер КИС.

6.20 Разделение ролей пользователей

6.20.1 Разделение ролей пользователей ВУ АСУТП организуется в соответствии с системой паролей SCADA-системы.

6.20.2 Типовой состав ролей пользователей:

– оператор;

– технолог;

– АСУТП.

Краткое описание ролей пользователей и доступности информации приведены в п.6.1.2.

6.20.3 Все попытки несанкционированного доступа к функциям SCADA-системы ВУ АСУТП должны фиксироваться в технологической базе данных ВУ АСУТП с указанием времени произведенных действий и возможностью последующей выборки таких данных и выводом их на печать. SCADA-система также должна иметь возможность отправки информации по открытым специфицированным протоколам о предпринятой попытке в систему КСУИБ/ПОБИ или иную недоступную для редактирования с серверов SCADA. Необходимость, выбор способа и места назначения такой информации выбирается на этапе рабочего проектирования.

6.20.4 База пользователей SCADA-системы ВУ АСУТП, аутентификационные данные, их права должны размещаться в технологической сети в зашифрованном виде. При этом:

– доступ к функциям SCADA-системы ВУ АСУТП должен предоставляться после входа в систему в соответствии с правами, заданными профилем соответствующей учетной записи (в соответствии с ролями пользователей, приведенных в таблице 1);

– созданием учетных записей, настройкой профилей должны заниматься администраторы системы. Любой из сотрудников станции, работающий в АСУТП, должен иметь единственную индивидуальную учетную запись, соответствующую одному из профилей доступа. В составе информации учетной записи обязательно должны указываться фамилия и имя сотрудника. Перечни профилей и ролей должны утверждаться главным инженером объекта;

– каждый из профилей должен обеспечивать учетным записям пользователей права, соответствующие их должностным обязанностям;

– ни один из профилей, кроме администратора системы, не должен иметь прав внесения изменений в технологическую базу данных АСУТП;

– при вводе неверного пароля при доступе к учетной записи пользователя SCADA-системы ВУ АСУТП в технологической базе данных ВУ АСУТП фиксируется попытка несанкционированного доступа, при вводе неверного пароля более трех раз подряд формируется предупредительное сообщение оперативному персоналу станции;

– должен быть предусмотрен регламент смены паролей с контролем:

- длины и сложности пароля (пароль должен быть не короче 8 символов, содержать строчные и прописные латинские буквы, цифры и специальные символы);
- обновления пароля каждым пользователем не реже 1 раза в квартал и запретом использования трех предыдущих паролей.

6.20.5 База пользователей ВУ АСУТП технологической сети должна реплицироваться (резервироваться).

6.20.6 База пользователей ВУ АСУТП корпоративной сети должна включать аутентификационные данные пользователей корпоративной сети, права пользователей корпоративной сети задаются независимо от технологической сети, функции управления отключены.

6.20.7 Процедура доступа к АРМ ВУ АСУТП корпоративной сети, процедура смены паролей доступа к АРМ ВУ АСУТП корпоративной сети, сложность паролей определяются внутренними регламентами заказчика.

6.21 Внесение изменений

6.21.1 Внесение изменений в ПО SCADA-системы ВУ АСУТП технологической сети осуществляется с инженерной станции.

6.21.2 Инженерная станция – специализированный АРМ, задействуемый по запросу, без требования непрерывной работы.

6.21.3 Инженерная станция включает в себя ПО, описанное ниже.

1 ПО разработки SCADA-системы АСУТП должно позволять сконфигурировать / добавить / изменить информационный обмен с интегрированными системами, поддерживать и развивать архитектуру системы (добавлять сервера SCADA, в том числе резервированные, АРМ и прочее). Внесение изменений должно осуществляться централизованно во все сервера SCADA, сервера СУБД технологического сегмента. Не допускается рассогласование версий между резервированными системами.

2 ПО разработки графических мнемосхем SCADA-системы для создания и проверки отображения графических мнемосхем для всех интеллектуальных средств операторского контроля и управления: АРМ (тонких и толстых), экранов коллективного пользования, локальных панелей оператора и других, независимо от их разрешения.

3 Локальное хранилище и система контроля версий программного проекта SCADA-системы ВУ АСУТП, конфигурационных файлов, настроек, уставок, позволяющая проводить сравнение версий используемого программного проекта SCADA-системы, контролирующая его целостность.

4 Табличный редактор для параметрирования и анализа истории изменения данных.

5 Средства для автономного запуска проекта АСУТП и отладки проекта без влияния на среду исполнения реального проекта.

6.21.4 Порядок внесения изменений в программный проект SCADA-системы ВУ АСУТП:

1 Создание резервной копии проектов до внесения изменения.

2 Автономное изменение программного проекта SCADA-системы выбранного сервера SCADA.

3 Автономное изменение программного проекта SCADA-системы ЦППС (при необходимости).

4 Автономное изменение мнемосхем выбранного АРМ.

5 Автономное тестирование взаимодействия.

6 Централизованное внесение изменения в программном проекте SCADA-системы сервера SCADA, поочередная консистентная загрузка резервированных серверов SCADA.

7 Централизованное внесение изменения в программном проекте SCADA-системы ЦППС, поочередная консистентная загрузка резервированных ЦППС (при необходимости).

8 Внесение изменения в мнемосхемы выбранного АРМ технологической сети.

9 Тестирование и проверка функциональности: информационный обмен, отображение, управление, проверка сообщений и графиков.

10 Централизованное внесение изменения во все АРМ технологической сети.

11 Проверка функциональности: отображение, управление, проверка сообщений и графиков.

12 Создание резервной копии проектов после внесения изменения.

13 При неуспешной проверке или выявленных серьезных замечаниях – возврат к предыдущей стабильной версии посредством системы контроля версий.

6.21.5 Внесение изменений в программный проект SCADA-системы должно сопровождаться системными сообщениями.

6.21.6 Измененные программные проекты SCADA-системы (файлы настроек, конфигурационные данные, уставки) сохраняются в файловом хранилище специалистами ВУ АСУТП станции.

6.21.7 Внесение изменений в программный проект SCADA-системы ВУ АСУТП сегмента КИС осуществляется с инженерной станции КИС. Перед внесением изменений в SCADA-систему ВУ АСУТП сегмента КИС должны быть внесены все необходимые изменения в ПО серверов SCADA (технологический сегмент), ЦППС (сегмент DMZ). После этого централизованно вносятся изменения в программный проект SCADA-системы ЦППС КИС, Web-серверов аналогично п. 6.21.4 (изменения вносятся силами специалистов ВУ АСУТП станции).

После внесения изменений и успешно проведенного опробования резервные копии программного проекта SCADA-системы ВУ АСУТП сегмента КИС должны быть перенесены с соблюдением мер безопасности в технологический сегмент, в централизованное файловое хранилище ВУ АСУТП.

6.22 Синхронизация времени

6.22.1 Все устройства ВУ АСУТП синхронизируются от общестанционной СОЕВ. Организация подключения СОЕВ к ТСПД ВУ АСУТП, а также используемые протоколы синхронизации времени описаны в пункте 3.2.9.

6.22.2 Настройки системных часов источников точного времени СОЕВ интегрированных в ВУ АСУТП, а также всех серверов в составе ВУ АСУТП выполняются единообразно: сезонные переводы времени часовых поясов отключены, установлен один и тот же часовой пояс (рекомендуется UTC+00). Настройки системных часов АРМ учитывает смещение под нужный часовой пояс.

6.22.3 Типовым рекомендованным вариантом поведения системных часов устройств автоматики является:

– блокировка синхронизации при отличии внутреннего времени устройства от полученной метки точного времени более чем на 5 секунд (с возобновлением синхронизации при получении метки времени в допустимых пределах, величина допустимого рассогласования уточняется при ПНР);

– запрет на изменение внутреннего времени устройства при синхронизации в прошлое;

– рекомендуется "плавная синхронизация" – искусственное изменение временного интервала кванта системных часов (интервала времени, на который изменяется значение системных часов за один такт опорной частоты) до окончания синхронизации.

6.23 Особенности функционирования ВУ АСУТП малой ГЭС

6.23.1 Условия применения общих функциональных решений

6.23.1.1 Функциональные решения для ВУ АСУТП изложенные в настоящем разделе применяются в том числе к ВУ АСУТП малой ГЭС с учетом приведенных ниже условий.

6.23.1.2 ВУ АСУТП малой ГЭС строится на базе аппаратных серверов, станций и АРМ без использования среды виртуализации. При этом применяются следующие функциональные соответствия (Таблица 2).

Таблица 2 – Таблица функционального соответствия серверов и станций ВУ АСУТП малой ГЭС

Сервера, станции и АРМ ВУ АСУТП (полный вариант)	Сервера, станции и АРМ ВУ АСУТП малой ГЭС (сокращенный вариант)
ВМ Сервер SCADA	Сервер SCADA
ВМ Файловый сервер	
ВМ Сервера СУБД	
ВМ ЦППС	ЦППС
ВМ АРМ ВУ	АРМ ВУ, ЭКП
ВМ АРМ инженера	Инженерная станция
ВМ Сервер мониторинга	Инфраструктурный сервер
ВМ Сервер резервного копирования	
ВМ Контроллер гипервизора	–
ВМ АИИСКУЭ	В составе АСТУ ЦУГ
ВМ КСВД СМПР (Локальный концентратор синхронизированных векторных данных)	–

6.23.1.3 Решение по расположению виртуальных машин в разных кластерах виртуализации ЦОД ВУ АСУТП применительно к ВУ АСУТП малой ГЭС следует рассматривать как решение по установке функционально соответствующих серверов (станций) в разных комплектах ЦОД ВУ АСУТП малой ГЭС.

6.23.1.4 В составе ЦОД ВУ АСУТП малой ГЭС применяются резервированные серверы SCADA.

6.23.1.5 Решения по обмену синхронизированными векторными данными (взаимодействие с системой СМПР) для ВУ АСУТП малой ГЭС не применяется.

6.23.1.6 Решения по передаче оперативной и неоперативной технологической информации в корпоративную сеть станции для ВУ АСУТП малой ГЭС не применяется. Информационное взаимодействие с оборудованием корпоративной сети филиала или САЦ ПАО "РусГидро" строится через АСТУ ЦУГ с применением технологии однонаправленной передачи данных.

6.23.2 Информационный обмен с АСТУ ЦУГ

6.23.2.1 Информационное взаимодействие для передачи оперативной технологической информации в АСТУ ЦУГ и приема команд управления от АСТУ ЦУГ строится между серверами SCADA ВУ АСУТП малой ГЭС и серверами SCADA АСТУ ЦУГ.

Пара резервированных серверов SCADA ВУ АСУТП малой ГЭС обеспечивает передачу данных на два резервированных виртуальных сервера SCADA АСТУ ЦУГ. При этом задача доступа к резервированной паре серверов SCADA ВУ АСУТП малой ГЭС (выбора источника данных) решается на уровне сервера SCADA АСТУ ЦУГ. Обеспечивается получение информации на виртуальных серверах SCADA АСТУ ЦУГ при работоспособности и доступности хотя бы одного сервера SCADA ВУ АСУТП малой ГЭС из резервированной пары.

Информационный обмен между серверами SCADA ВУ АСУТП малой ГЭС и виртуальными серверами SCADA АСТУ ЦУГ строится по ТСПД малой ГЭС и ТПСД ЦУГ на основе стека коммуникационных протоколов TCP/IP через каналы связи малой ГЭС и ЦУГ, через межсетевые экраны ПОБИ малой ГЭС и ЦУГ. Используемые при этом протоколы и механизмы информационного взаимодействия определяются:

– стандартными решениями SCADA-системы (в соответствии с руководством на SCADA-системы) – применяется, если ВУ АСУТП малой ГЭС и АСТУ ЦУГ реализуются с использованием одной общей SCADA-системы.

– стандартными протоколами ICCP/TASE.2, МЭК 60870-5-104 – применяется, если ВУ АСУТП малой ГЭС и АСТУ ЦУГ реализуются с использованием разных SCADA-систем.

Резервирование информационного взаимодействия между серверами SCADA ВУ АСУТП малой ГЭС и виртуальными серверами SCADA АСТУ ЦУГ обеспечивается на прикладном уровне встроенным механизмом SCADA-системы АСТУ ЦУГ – методом многопутевого доступа: назначения двух альтернативных адресов доступа серверов SCADA (используются два альтернативных IP-адреса доступа к серверам). Виртуальные сервера SCADA АСТУ ЦУГ на уровне программного обеспечения SCADA-системы организуют информационный обмен по настроенным сетевым адресам доступа серверов SCAD ВУ АСУТП малой ГЭС в соответствии с их текущей доступностью.

6.23.2.2 Информационное взаимодействие для передачи неоперативных данных в АСТУ ЦУГ строится между серверами SCADA ВУ АСУТП малой ГЭС (файловым хранилищем) и виртуальными файловыми серверами АСТУ ЦУГ. Передача неоперативных данных выполняется по расписанию. Периодичность передачи неоперативных данных составляет 5 минут.

Информационный обмен между серверами SCADA ВУ АСУТП малой ГЭС и виртуальными файловыми серверами АСТУ ЦУГ строится по ТСПД малой ГЭС и ТПСД ЦУГ на основе стека коммуникационных протоколов TCP/IP через каналы связи малой ГЭС и ЦУГ, через межсетевые экраны ПОБИ малой ГЭС и ЦУГ. Используемые при этом протоколы и механизмы информационного взаимодействия определяются стандартными для ОС решениями сетевого доступа к файлам.

Резервирование информационного взаимодействия между серверами SCADA ВУ АСУТП малой ГЭС и виртуальными файловыми серверами АСТУ ЦУГ обеспечивается методом многопутевого доступа: назначения двух альтернативных адресов доступа серверов SCADA и виртуальных файловых серверов (используются два альтернативных IP-адреса доступа к серверам). Сервера SCADA ВУ АСУТП малой ГЭС организуют информационный обмен (передачу неоперативных данных) по настроенным сетевым адресам доступа с виртуальных файловых серверов АСТУ ЦУГ в соответствии с их текущей доступностью.

6.23.3 Организация дистанционного управления малыми ГЭС

6.23.3.1 При организации дистанционного управления малыми ГЭС следует руководствоваться решениями раздела 6.7 с учетом дополнений, приведенных в настоящем разделе.

6.23.3.2 Для малой ГЭС предусматривается возможность управления:

(соответствует решениям пункта 6.7.2):

– с АРМ ВУ АСУТП малой ГЭС;

– из ДЦ СО ЕЭС (РДУ и/или ОДУ – необходимость реализации управления из конкретного ДЦ СО ЕЭС уточняется на этапе разработки технического задания).

(дополнительно для малой ГЭС):

– с АРМ АСТУ ЦУГ.

6.23.3.3 Для малых ГЭС ключ ДУ имеет в общем случае 5 состояний:

(соответствует решениям пункта 6.7.6):

– Освобождено (нормальное состояние ключа ДУ) – дистанционное управление КА не осуществляется (формирование команды от SCADA-системы не формируется);

– ГЭС – управление осуществляется с АРМ ВУ АСУТП (посредством среди визуализации SCADA-системы ВУ АСУТП);

– ОДУ – дистанционное управление осуществляется командами из ОДУ, полученными по цифровым каналам связи с ДЦ СО ЕЭС;

– РДУ – дистанционное управление осуществляется командами из РДУ, полученными по цифровым каналам связи с ДЦ СО ЕЭС;

(дополнительно для малой ГЭС):

– ЦУГ – дистанционное управление осуществляется командами от АСТУ ЦУГ.

6.23.3.4 Для малых ГЭС положение ключа ДУ дополнительно передается на сервера SCADA АСТУ ЦУГ (см. решения раздела 6.23.2 по передаче оперативной информации).

6.23.3.5 Переключение положения ключа ДУ малой ГЭС выполняется:

(соответствует решениям пункта 6.7.8):

– с АРМ ВУ АСУТП малой ГЭС;

– командами из ДЦ СО ЕЭС;

(дополнительно для малой ГЭС):

– командами от АСТУ ЦУГ:

  - захват управления – перевод ключа ДУ из состояния «Освобождено», «ОДУ» (или «РДУ») в состояние «ЦУГ»;
  - освобождение управления – перевод ключа ДУ из состояния «ЦУГ» в состояние «Освобождено».

6.23.3.6 Предусмотрен автоматический перевода ключа ДУ малой ГЭС из состояний «ЦУГ» в состояние «Освобождено» при потере связи с АСТУ ЦУГ.

6.23.3.7 Команды управления формируются на АРМ АСТУ ЦУГ (посредством среды визуализации SCADA-системы АСТУ ЦУГ для авторизованного пользователя, обладающего правом управления) и передаются через виртуальные серверы SCADA АСТУ ЦУГ в сервера SCADA ВУ АСУТП малой ГЭС.

Если для команды предусмотрен единоличный принцип управления, на уровне SCADA-системы АСТУ ЦУГ должна выполняться проверка состояния ключа ДУ соответствующей малой ГЭС. Передача команды управления от серверов SCADA АСТУ ЦУГ через сервера SCADA ВУ АСУТП малой ГЭС в контроллер интегрируемой системы выполняется при разрешающем состоянии ключа ДУ соответствующей малой ГЭС (состояние ключа ДУ – «ЦУГ»).

Если для команды предусмотрен принцип совместного управления, отправка команд от сервера SCADA АСТУ ЦУГ через сервер SCADA ВУ АСУТП малой ГЭС в контроллер интегрируемой системы (см. пункт 6.7.1) выполняется без учета ключа ДУ.

6.23.3.8 Для малой ГЭС предусматривается команда дистанционного управления «Остановить все ГА малой ГЭС» от ДЦ СО ЕЭС. Команда выполняется по принципу совместного управления (без проверки ключа ДУ), передается в контроллеры САУ ГА и действует на отключение от сети и останов всех ГА малой ГЭС.

7 РЕШЕНИЯ ПО ИНФОРМАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ВУ АСУТП

7.1 Решения по информационной безопасности для объектов критической инфраструктуры приняты в соответствии с требованием Федерального закона № 187-ФЗ от 26.07.2017 "О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации".

7.2 Для обеспечения штатного режима функционирования ВУ АСУТП обеспечивается комплекс организационных и технических мер, составляющих систему управления информационной безопасностью АСУТП в соответствии с требованиями Федерального закона от 26.07.2017 № 187-ФЗ "О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации", Требованиями к обеспечению защиты информации в автоматизированных системах управления производственными и технологическими процессами на критически важных объектах, потенциально опасных объектах, а также объектах, представляющих повышенную опасность для жизни и здоровья людей и для окружающей природной среды, и ЛНД ПАО "РусГидро" в области информационной безопасности АСУТП.

7.3 Типовые проектные решения по информационной безопасности ВУ АСУТП приводятся в документе 1026300970123.28.99.39.190.226.П2.02.М "Типовые проектные решения по информационной безопасности для АСУТП".

7.4 Решение задач обеспечения информационной безопасности предусмотрены на всех этапах обработки информации и во всех режимах функционирования ВУ АСУТП, в том числе при проведении ремонтных и регламентных работ.

7.5 Применяемые методы и средства обеспечения информационной безопасности не должны ухудшать основные технические характеристики и эксплуатационные показатели компонентов АСУТП (надежность, быстродействие, возможности настройки).

8 РЕШЕНИЯ ПО СОЗДАНИЮ ВУ АСУТП

8.1 Порядок и мероприятия по созданию ВУ АСУТП

8.1.1 Решения по описанию процесса создания ВУ АСУТП представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Решения по описанию процесса создания ВУ АСУТП

№	Стадии создания	Этапы работ
1	Формирование требований к АС	1.1 Обследование объекта и обоснование необходимости создания АС 1.2 Формирование требований пользователя к АС 1.3 Оформление отчета о выполненной работе
2	Разработка концепции АС	2.1 Изучение объекта 2.2 Проведение необходимых научно-исследовательских работ 2.3 Разработка вариантов концепции АС и выбор варианта концепции АС, удовлетворяющего требованиям пользователя 2.4 Оценка рисков проекта 2.5 Оформление отчета о выполненной работе
3	Техническое задание	3.1 Разработка и утверждение технического задания на создание АС
4	Эскизный проект	4.1 Разработка предварительных проектных решений по АС и ее частям 4.2 Разработка документации на АС и ее части
5	Технический проект	5.1 Разработка проектных решений по АС и ее частям 5.2 Разработка документации на АС и ее части 5.3 Разработка и оформление документации на поставку изделий для комплектования АС и (или) технических требований (технических заданий) на их разработку 5.4 Разработка заданий на проектирование в смежных частях проекта объекта автоматизации
6	Рабочая документация	6.1 Разработка рабочей документации на АС и ее части 6.2 Разработка или адаптация отдельных видов обеспечения АС
7	Ввод в действие	7.1 Подготовка объекта автоматизации к вводу АС в действие 7.2 Подготовка персонала 7.3 Комплектация АС поставляемыми изделиями (программными и техническими средствами, программно-техническими комплексами, информационными изделиями) 7.4 Строительно-монтажные работы 7.5 Пусконаладочные работы 7.6 Проведение предварительных испытаний 7.7 Проведение опытной эксплуатации 7.8 Проведение приемочных испытаний
8	Сопровождение АС	8.1 Выполнение работ в соответствии с гарантийными обязательствами 8.2 Послегарантийное обслуживание

К вводу ВУ АСУТП в эксплуатацию следует приступать при наличии:

– оформленных документов о выполнении плана мероприятий по подготовке объекта;

– рабочей документации на внедряемые выделенные комплексы задач, очереди или ВУ АСУТП в целом;

– обученного в соответствии с требованиями поставщиков ВУ АСУТП персонала, обеспечивающего подготовку к вводу в эксплуатацию выделенной очереди ВУ АСУТП;

– принятых в эксплуатацию технических средств ВУ АСУТП, обеспечивающих функционирование внедряемых комплексов задач, очередей.

8.2 Решения по требованиям к обслуживанию ВУ АСУТП

8.2.1 Регламентированное техническое обслуживание, регламентированное ТО – техническое обслуживание, предусмотренное в нормативно-технической эксплуатационной документации на систему и выполняемое с периодичностью и в объеме, установленными в ней, независимо от технического состояния системы в момент начала технического обслуживания.

Примечание – Для замены составных частей системы в ходе выполнения ТР системы используются изделия собственника или предприятия (учреждения), обладающего правом хозяйственного ведения или оперативного управления системой.

8.2.2 Обслуживание в период нормальной эксплуатации

Внешними признаками нормальной работы ПТК из состава ВУ АСУТП, которые необходимо контролировать при осмотрах оперативным персоналом Филиала и персоналом участка ВУ АСУТП ССИиТС Филиала, являются:

– свечение световых индикаторов на передних панелях шкафов кластеров:

- "Ввод 1 ~ 220 В" (зеленым цветом);
- "Ввод 2 ~ 220 В" (зеленым цветом);

– для остальных ПТК из состава ВУ АСУТП – отсутствие сигналов о неисправностях собственного оборудования на мониторах АРМ ВУ АСУТП.

Осмотр оборудования ПТК из состава ВУ АСУТП при нормальном режиме работы выполняется со следующей периодичностью:

– оперативным персоналом Филиала, находящимся на смене в соответствии с эксплуатационным графиком – 1 раз в смену;

– персоналом участка ВУ АСУТП ССИиТС Филиала в соответствии с графиком обходов и осмотров оборудования участка ВУ АСУТП ССИиТС Филиала – 1 раз в 2 недели.

При осмотре следует:

– визуально проконтролировать отсутствие внешних повреждений, состояние проводов и кабелей на рядах зажимов и выводов устройств в пределах шкафов, наличие надписей и обозначений и т.п.;

– проверить наличие питания в шкафах ПТК из состава ВУ АСУТП (по положению автоматических выключателей и сигнализации);

– проверить соответствие состояния автоматических выключателей (по меткам нормального положения);

– проверить работу шкафов ПТК из состава ВУ АСУТП по показаниям имеющихся устройств внутренней и внешней сигнализации.

Техническое обслуживание шкафов ПТК из состава ВУ АСУТП выполняется в соответствии с руководствами по эксплуатации ПТК ВУ АСУТП и годовым графиком технического обслуживания персоналом ССИиТС Филиала – ежеквартально.

Все работы по ремонту и техническому обслуживанию оборудования ПТК ВУ АСУТП, связанные с выводом оборудования из работы, должны выполняться по местным заявкам, а при выводе из работы серверов с функцией передачи ДУ, ТИ и ТС – по диспетчерским.

При возникновении неисправности оборудования шкафов ПТК из состава ВУ АСУТП необходимо сообщить персоналу участка ВУ АСУТП ССИиТС Филиала.

8.2.3 Обслуживание в аварийных режимах

Внешними признаками аварийной работы шкафов ПТК из состава ВУ АСУТП являются:

– отсутствие свечения световых индикаторов на передних панелях шкафов кластеров:

- "Ввод 1 ~ 220 В" (зеленым цветом);
- "Ввод 2 ~ 220 В" (зеленым цветом);

– свечение световых индикаторов на блоке "Сигнализация" на передних панелях шкафов кластеров:

- "Предупредительная" (желтым цветом);
- "Аварийная" (красным цветом).

Для остальных ПТК из состава ВУ АСУТП – наличие сигналов о неисправностях собственного оборудования определяется на АРМ ВУ АСУТП.

В случае обнаружения неисправностей шкафа ПТК из состава ВУ АСУТП оперативным персоналом Филиала при осмотрах или прохождения на АРМ ВУ АСУТП предупредительных сигналов необходимо выполнить осмотр шкафа и сообщить о неисправности персоналу участка ВУ АСУТП ССИиТС Филиала.

При возникновении аварийной ситуации в шкафу ПТК из состава ВУ АСУТП (дым, запах горелой изоляции, попадание воды и т.п.) необходимо незамедлительно выполнить вывод

из работы шкафа в соответствии с согласованной инструкцией по выводу оборудования ВУ АСУТП и вызвать персонал участка ВУ АСУТП ССИиТС Филиала.

В случае обнаружения потери какой-либо функциональности на ВУ АСУТП (контроль выполняется по мнемосхемам самодиагностики и сформированным диагностическим сообщениям в объеме диагностики и самодиагностики, описанном в разделах 6.13, 6.14, 6.15) необходимо сообщить персоналу участка ВУ АСУТП ССИиТС Филиала.

При отключении автоматических выключателей питания шкафов ПТК из состава ВУ АСУТП не разрешается подача питания на ПТК из состава ВУ АСУТП без согласования с персоналом участка ВУ АСУТП ССИиТС Филиала. При согласовании с персоналом участка ВУ АСУТП ССИиТС подача питания на шкафы ПТК из состава ВУ АСУТП осуществляется в соответствии с согласованной инструкцией.

8.2.4 Порядок подготовки к выполнению осмотра, ремонта и испытаний оборудования ВУ АСУТП

Допуск персонала участка ВУ АСУТП ССИиТС Филиала для проведения работ на ПТК из состава ВУ АСУТП должен производиться на основании действующих "Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок", местных инструкций и распоряжений.

Все работы по ремонту и техническому обслуживанию, связанные с выводом оборудования ПТК из состава ВУ АСУТП из работы, должны выполняться персоналом участка ВУ АСУТП ССИиТС Филиала по местным заявкам, а оборудования ПТК, участвующего при передаче данных ТИ и ТС – по диспетчерским.

Техническое обслуживание выполняется по отдельным утвержденным программам профилактического контроля соответствующего ПТК (на основе заводской документации), разрабатываемым персоналом участка ВУ АСУТП ССИиТС Филиала.

Техническое обслуживание производится подготовленными и обученными специалистами участка ВУ АСУТП ССИиТС Филиала.

Осмотр оборудования может выполняться единолично работником оперативного персонала Филиала, имеющим группу не ниже III, эксплуатирующим данную электроустановку, находящимся на дежурстве, либо работником с группой не ниже IV из числа административно-технического персонала Филиала, обслуживающего данную установку, которому предоставлено это право. Результаты осмотра, проводимого оперативным персоналом, фиксируются в оперативном журнале.

После получения разрешения от НСС на работы по заявке оперативный персонал Филиала перед подготовкой рабочего места должен убедиться в отсутствии каких-либо причин, препятствующих проведению работ по заявке в сроки и в выполнении условий, предусмотренных разрешенных заявкой.

Получив разрешение от НСС, оперативный персонал Филиала готовит место работ:

– выполняет необходимые переключения во вторичных цепях согласно действующей Инструкции;

– устанавливает необходимые ограждения, закрывающие доступ к соседним действующим шкафам с лицевой и обратной стороны, вывешивает плакаты безопасности;

– проверяет правильность и достаточность принятых мер безопасности и соответствие их мероприятиям, указанным в наряде или распоряжении;

– проверяет выполнение требований разрешенной заявки;

– проверяет наличие удостоверений о проверке знаний правил работы в электроустановках у персонала;

– проверяет наличие исполнительных схем у производителя работ;

– проводит целевой инструктаж бригаде и осуществляет допуск к работам.

После окончания работ на ПТК из состава ВУ АСУТП оперативный персонал Филиала должен:

– до закрытия наряда/распоряжения произвести осмотр шкафов ПТК из состава ВУ АСУТП, на которых производились работы, обращая внимание на общее состояние монтажа, положение переключающих устройств (согласно меткам и таблицам переключающих устройств), исправность сигнальных световых индикаторов, наличие надписей и оперативных наименований и т.п.;

– до закрытия наряда/распоряжения оценить функционирование ПО ВУ АСУТП: экранных форм АРМ по фиксации и отображению информации, получаемой от шкафов ПТК из состава ВУ АСУТП, на которых производились работы; диагностики по диагностическим мнемосхемам и диагностическим сообщениям; ведение архивной информации;

– проверить закрытие нарядов или распоряжений после окончания работ на ПТК из состава ВУ АСУТП;

– ознакомиться с записями, сделанными персоналом участка ВУ АСУТП ССИиТС Филиала в журнале АСУТП и в журнале дефектов и неполадок (если работы были связаны с устранением обнаруженных дефектов или неполадок) о проделанной работе, состоянии и готовности ПТК к вводу в работу;

– получить инструктаж от лиц из числа персонала участка ВУ АСУТП ССИиТС Филиала об изменениях и правилах обслуживания ПТК (оперативный персонал, принимающий смену, знакомиться с записями, внесенными в журнал АСУТП со времени окончания его последнего дежурства, при этом необходимость получения инструктажа, если такая необходимость есть, указывается в журнале АСУТП, а инструктаж остальных смен оперативного персонала станции также выполняется персонала участка ВУ АСУТП ССИиТС);

– расписаться в журнале АСУТП (с целью подтверждения ознакомления с записями в данном журнале и получении инструктажа от лиц из числа персонала участка ВУ АСУТП ССИиТС Филиала об изменениях и правилах обслуживания ПТК из состава ВУ АСУТП);

– сообщить начальнику смены станции (НСС) об окончании работ и готовности ПТК к вводу в работу.

Ввод в работу ПТК из состава ВУ АСУТП с разрешения НСС осуществляется оперативным персоналом Филиала совместно с персоналом участка ВУ АСУТП ССИиТС Филиала в соответствии с действующей инструкцией.

8.2.5 ТО и ТР систем проводятся с целью обеспечения выполнения функций, предусмотренных проектом, целостности систем, работоспособности и функциональной безопасности в течение всего срока эксплуатации, предусмотренного проектной и технической документацией, что достигается следующими действиями:

– осуществление постоянного контроля технического состояния и правильности функционирования систем в целом;

– периодическая проверка (путем измерений, испытаний) соответствия параметров требованиям технической (эксплуатационной) документации;

– проведение комплекса работ по поддержанию работоспособности систем в течение всего срока эксплуатации;

– своевременная замена отдельных составляющих и частей систем, регламентированных технической документацией на них;

– ведение постоянного учета отказов, сбоев и ложных срабатываний систем, выявление и устранение причин их возникновения;

– проведение обобщения и анализа получаемой информации о техническом и функциональном состоянии обслуживаемых систем, разработка и реализация мер по совершенствованию методов ТО систем;

– заблаговременное определение достижения отдельными составными частями систем предельного ресурса с целью своевременной замены;

– своевременное устранение выявленных в ходе эксплуатации или ТО систем неисправностей отдельных составных частей или систем в целом в рамках ТР систем;

– создание и плановое поддержание комплектности запасных изделий, материалов и средств, необходимых для качественного выполнения ТО и ТР систем;

– метрологическое обеспечение проводимых работ, как в ходе эксплуатации, так и ТО систем, в том числе обеспечение средствами измерений, осуществление их своевременной проверки, соблюдение метрологических стандартов, норм и правил;

– допуск к производству работ по ТО и ТР систем персонала, имеющего достаточную профессиональную подготовку и предусмотренные в установленном порядке разрешительные документы на осуществление данного вида работ, и проведение постоянной работы по повышению квалификации персонала.

8.2.6 При проведении ТО и ТР систем методом технического обслуживания специализированным персоналом Организация осуществляет подготовку специализированного персонала, обеспечивающую выполнение требований ТПР.

8.2.7 Результаты подготовки персонала должны быть подтверждены разрешительным документом на проведение соответствующих работ, выданным уполномоченной организацией в установленном порядке.

8.2.8 Специализированный персонал или специализированная организация (далее - Исполнитель) должны организовывать и проводить работы, связанные с ТО и ТР систем, в строгом соответствии с действующими законами Российской Федерации, техническими регламентами, настоящим стандартом и в соответствии с требованиями, предъявляемыми национальными стандартами, сводами правил и технической (эксплуатационной) документацией на системы и их составные части, а также с регламентами на проведение ТО и ТР систем.

8.2.9 ТО системы должно осуществляться на плановой основе (ГОСТ Р 53195.2, 7.11) и проводиться с периодичностью, установленной регламентом на проведение ТО системы, при этом должно обеспечиваться выполнение плана проведения и процедур ТО систем, а также процедур ТО (поддержки) программного обеспечения системы (в соответствии с ГОСТ Р 53195.2, 7.16).

8.2.10 Для оборудования и систем, оснащенных средствами самодиагностики, проведение ТО в объеме регламента может быть также инициировано на основании информации, получаемой от этих средств.

8.2.11 Конкретный график проведения ТО системы должен быть утвержден Организацией с момента сдачи-приемки объекта в эксплуатацию. При заключении договора подряда на проведение ТО системы методом технического обслуживания специализированной организацией график должен быть приложен к договору в качестве его неотъемлемой части.

8.3 Требования к качественному составу эксплуатируемого персонала ВУ АСУТП

8.3.1 В соответствии с Приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 12 октября 2021 г. № 713н "Об утверждении профессионального стандарта "Работник по обслуживанию и ремонту оборудования автоматизированных систем управления технологическими процессами в электрических сетях" требования к качественному составу

представлены в разделе II. Описание трудовых функций, входящих в профессиональный стандарт (функциональная карта вида профессиональной деятельности).

8.4 Требования к количественному составу эксплуатируемого персонала ВУ АСУТП

8.4.1 Исходные данные для расчета (в полной конфигурации)

Расчет трудозатрат выполняется исходя из следующих данных:

– количество серверов: хостов виртуализации – 8 шт, систем хранения данных – 3 шт.; виртуальных серверов – 16 шт.;

– активное сетевое оборудование: коммутаторы L2 – 8 шт.; коммутаторы L3 – 4 шт.; маршрутизаторы – 2 шт.; инфодиоды – 2 шт.;

– компьютеров в сети (АРМ) – 4 шт.

– расчет трудозатрат выполнен без учета обслуживания коммутаторов доступа;

– расчет часов производится исходя из 52 рабочих недель в году, 250 рабочих дней в году и 1981 рабочих часа в году;

– расчет трудозатрат требует уточнения с учетом фактического количества оборудования на оъекте.

8.4.2 Расчет (в полной конфигурации)

Обслуживание серверов, которые требует производитель ОС, в межотраслевых нормах не указаны и здесь не учитываются.

Время рассчитывается за 1 год.

Таблица 4 – Расчет

№	Наименование работ	Норма	Источник	Формула	Час/год
1	Проверка работоспособности устройств на тестах в ускоренном режиме (одно устройство). Еженедельно	0,13	Согласно Межотраслевым типовым нормам сопровождения программных средств П.3.1.1 (Сервисное обслуживание ПЭВМ)	8 х 0,13 х 52 3 х 0,13 х 52 16 х 0,13 х 52 8 х 0,13 х 52 4 х 0,13 х 52 2 х 0,13 х 52 2 х 0,13 х 52 4 х 0,13 х 52	54,1 20,3 108,2 54,1 27,0 13,5 13,5 27,0
2	Проверка и удаление компьютерных вирусов на устройствах внешней памяти ПЭВМ Еженедельно	0,20	-/-	16 х 0,2 х 52 4 х 0,2 х 52	166,4 41,6
3	Проведение дефрагментации накопителей на жестких	0,27	-/-	1 х 16 х 0,27 х 52 10 х 3 х 0,27 х 52	224,6 421,2

№	Наименование работ	Норма	Источник	Формула	Час/год
	магнитных дисках (один накопитель). Еженедельно			1 x 4 x 0,27 x 52	56,2
4	Проверка линий и устройств локальной вычислительной сети с помощью автономных тестов Еженедельно	0,19	-/-	8 x 0,19 x 52 4 x 0,19 x 52 2 x 0,19 x 52 2 x 0,19 x 52	79,0 39,5 19,8 19,8
5	Полное тестирование всех устройств ПЭВМ с выдачей протокола, в том числе и ЛВС, выявление и исправление ошибок в распределении дискового пространства Ежемесячно	1,70	-/-	8 x 1,7 x 12 3 x 1,7 x 12 16 x 1,7 x 12 8 x 1,7 x 12 4 x 1,7 x 12 2 x 1,7 x 12 2 x 1,7 x 12 4 x 1,7 x 12	163,2 61,2 326,4 163,2 81,6 40,8 40,8 81,6
6	Поставка обновленных антивирусных программ и полная проверка дисковой памяти на наличие вирусов Ежемесячно	0,48	-/-	8 x 0,48 x 12 3 x 0,48 x 12 16 x 0,48 x 12 4 x 0,48 x 12	46,1 17,3 92,2 23,0
7	Смазка механических устройств НГМД, стримеры, принтеры (одно устройство) Ежемесячно	0,34	-/-	-	-
8	Очистка от пыли внутренних объемов ПЭВМ с разборкой Ежемесячно	0,37	-/-	8 x 0,37 x 12 3 x 0,37 x 12 8 x 0,37 x 12 4 x 0,37 x 12 2 x 0,37 x 12 2 x 0,37 x 12 4 x 0,37 x 12	35,5 13,3 35,5 17,8 8,9 8,9 17,8
9	Очистка от пыли внутренних объемов блоков питания ПЭВМ, очистка и смазка вентиляторов Полугодовое	0,8	-/-	2 x 8 x 0,37 x 52 2 x 3 x 0,37 x 52 2 x 8 x 0,37 x 52 2 x 4 x 0,37 x 52 2 x 2 x 0,37 x 52 2 x 2 x 0,37 x 52 2 x 4 x 0,37 x 52	71,0 26,6 71,0 35,6 17,8 17,8 35,6
10	Очистка экранов видеомониторов и LCD панели от пыли и грязи, регулировка и настройка Полугодовое	0,22	-/-	2 x 4 x 0,22 x 2	3,5
11	Очистка от пыли внутренних объемов внешних модемов, устройств независимого питания (UPS) с	0,47	-/-	4 x 0,47 x 2	3,8

№	Наименование работ	Норма	Источник	Формула	Час/год
	последующим их тестированием Полугодовое				
12	Выполнение консультаций по вопросам работоспособности сети, прав доступа, смены паролей и т.д. По мере необходимости	0,3	Согласно Межотраслевым типовым нормам сопровождения программных средств П.65 (научно технические услуги по ПС ПЭВМ)	30 х 0,3 х 52	468
13	Контроль пропускной способности каналов модемной связи Еженедельно	0,19	Согласно Межотраслевым типовым нормам сопровождения программных средств П.3.1.1 (Сервисное обслуживание ПЭВМ)	-	-
14	Установка, замена специализированного программного обеспечения: 1 Драйверов 2 Клиентов сетевой операционной системы 3 Программ удаленного контроля 4 Сетевых сервисов По мере необходимости	0,3	Согласно Межотраслевым типовым нормам по сервисному обслуживанию ПЭВМ и сопровождению ПС. п3.2.13	15 х 0,3 х 4 х 12	216
15	Проведение настроек на компьютере пользователя (без внесения изменений в поставленные ПС) По мере необходимости	0,2	Согласно Межотраслевым типовым нормам по сервисному обслуживанию ПЭВМ и сопровождению ПС. п.3.2.7	15 х 0,2 х 4 х 12	144
16	Проведение диагностики и локализация неисправности устройств ПЭВМ (Сетевая плата) По мере необходимости	0,4	Согласно Межотраслевым типовым нормам по сервисному обслуживанию ПЭВМ и сопровождению ПС. п.3.1.2.1	15 х 0,4 х 12	72

№	Наименование работ	Норма	Источник	Формула	Час/год
17	Комплексирование ПС ПЭВМ с другими ПС ПЭВМ По мере необходимости	1,1 1,7	Согласно Межотраслевым типовым нормам по сервисному обслуживанию ПЭВМ и сопровождению ПС. п.3.2.14 - 3.2.17.	15 х 2,8 х 12	504
18	Сопровождение поставленных сетевых ПС ПЭВМ в послегарантийный период (0,5). Работы по обеспечению функционирования поставленного сетевого ПС согласно технической документации (0,25). Анализ функционирования ПС в ходе эксплуатации (одна ПЭВМ)	0,75	Согласно Межотраслевым типовым нормам по сервисному обслуживанию ПЭВМ и сопровождению ПС. п.3.2.33	8 х 0,75 3 х 0,75 16 х 0,75 8 х 0,75 4 х 0,75 2 х 0,75 2 х 0,75 4 х 0,75	6,0 2,3 12 6 3 1,5 1,5 3
	Итого				**4092,2**

Количество персонала, эксплуатирующего систему ВУ АСУТП, должно быть не менее 3 человека, без учета персонала, выполняющего другие функции в службе.

8.4.3 Исходные данные для расчета (в конфигурации для малой ГЭС)

Расчет трудозатрат выполняется исходя из следующих данных:

– количество серверов: серверов – 5 шт, сетевые хранилища данных – 2 шт.;

– активное сетевое оборудование: коммутаторы L2 – 8 шт.; коммутаторы L3 – 4 шт.; маршрутизаторы – 2 шт.;

– компьютеров в сети (АРМ) – 3 шт.

– расчет трудозатрат выполнен без учета обслуживания коммутаторов доступа;

– расчет часов производится исходя из 52 рабочих недель в году, 250 рабочих дней в году и 1981 рабочих часа в году;

– расчет трудозатрат требует уточнения с учетом фактического количества оборудования на объекте.

8.4.4 Расчет (в конфигурации для малой ГЭС)

Обслуживание серверов, которые требует производитель ОС, в межотраслевых нормах не указаны и здесь не учитываются.

Время рассчитывается за 1 год.

Таблица 5 – Расчет

№	Наименование работ	Норма	Источник	Формула	Час/год
19	Проверка работоспособности устройств на тестах в ускоренном режиме (одно устройство). Еженедельно	0,13	Согласно Межотраслевым типовым нормам сопровождения программных средств П.3.1.1 (Сервисное обслуживание ПЭВМ)	5 х 0,13 х 52 2 х 0,13 х 52 8 х 0,13 х 52 4 х 0,13 х 52 2 х 0,13 х 52 3 х 0,13 х 52	33,8 13,5 54,1 27,0 13,5 20,3
20	Проверка и удаление компьютерных вирусов на устройствах внешней памяти ПЭВМ Еженедельно	0,20	-/-	5 х 0,2 х 52 4 х 0,2 х 52	52 41,6
21	Проведение дефрагментации накопителей на жестких магнитных дисках (один накопитель). Еженедельно	0,27	-/-	2 х 5 х 0,27 х 52 10 х 2 х 0,27 х 52 1 х 3 х 0,27 х 52	140,4 280,8 42,1
22	Проверка линий и устройств локальной вычислительной сети с помощью автономных тестов Еженедельно	0,19	-/-	8 х 0,19 х 52 4 х 0,19 х 52 2 х 0,19 х 52	79,0 39,5 19,8
23	Полное тестирование всех устройств ПЭВМ с выдачей протокола, в том числе и ЛВС, выявление и исправление ошибок в распределении дискового пространства Ежемесячно	1,70	-/-	5 х 1,7 х 12 2 х 1,7 х 12 8 х 1,7 х 12 4 х 1,7 х 12 2 х 1,7 х 12 3 х 1,7 х 12	102 40,8 163,2 81,6 40,8 61,2
24	Поставка обновленных антивирусных программ и полная проверка дисковой памяти на наличие вирусов Ежемесячно	0,48	-/-	5 х 0,48 х 12 2 х 0,48 х 12 3 х 0,48 х 12	28,8 11,5 17,3
25	Смазка механических устройств НГМД, стримеры, принтеры (одно устройство) Ежемесячно	0,34	-/-	-	-
26	Очистка от пыли внутренних объемов ПЭВМ с разборкой Ежемесячно	0,37	-/-	5 х 0,37 х 12 2 х 0,37 х 12 8 х 0,37 х 12 4 х 0,37 х 12 2 х 0,37 х 12 3 х 0,37 х 12	22,2 8,9 35,5 17,8 8,9 13,3
27	Очистка от пыли внутренних объемов блоков питания ПЭВМ, очистка и смазка вентиляторов	0,8	-/-	2 х 5 х 0,37 х 52 2 х 2 х 0,37 х 52 2 х 8 х 0,37 х 52 2 х 4 х 0,37 х 52	192,4 77,0 307,8 153,9

№	Наименование работ	Норма	Источник	Формула	Час/год
	Полугодовое			2 х 2 х 0,37 х 52 2 х 3 х 0,37 х 52	77,0 115,4
28	Очистка экранов видеомониторов и LCD панели от пыли и грязи, регулировка и настройка Полугодовое	0,22	-/-	2 х 2 х 0,22 х 2 1 х 1 х 0,22 х 2	1,8 0,4
29	Очистка от пыли внутренних объемов внешних модемов, устройств независимого питания (UPS) с последующим их тестированием Полугодовое	0,47	-/-	2 х 0,47 х 2	1,9
30	Выполнение консультаций по вопросам работоспособности сети, прав доступа, смены паролей и т.д. По мере необходимости	0,3	Согласно Межотраслевым типовым нормам сопровождения программных средств П.65 (научно технические услуги по ПС ПЭВМ)	3 х 0,3 х 52	46,8
31	Контроль пропускной способности каналов модемной связи Еженедельно	0,19	Согласно Межотраслевым типовым нормам сопровождения программных средств П.3.1.1 (Сервисное обслуживание ПЭВМ)	-	-
32	Установка, замена специализированного программного обеспечения: 1 Драйверов 2 Клиентов сетевой операционной системы 3 Программ удаленного контроля 4 Сетевых сервисов По мере необходимости	0,3	Согласно Межотраслевым типовым нормам по сервисному обслуживанию ПЭВМ и сопровождению ПС. п3.2.13	1 х 0,3 х 5 х 12 1 х 0,3 х 3 х 12	18,0 10,8
33	Проведение настроек на компьютере пользователя (без внесения изменений в поставленные ПС) По мере необходимости	0,2	Согласно Межотраслевым типовым нормам по сервисному обслуживанию ПЭВМ и сопровождению ПС. п.3.2.7	1 х 0,2 х 3 х 12	7,2
34	Проведение диагностики и локализация неисправности	0,4	Согласно Межотраслевым типовым нормам по	1 х 0,4 х 12	4,8

№	Наименование работ	Норма	Источник	Формула	Час/год
	устройств ПЭВМ (Сетевая плата) По мере необходимости		сервисному обслуживанию ПЭВМ и сопровождению ПС. п.3.1.2.1		
35	Комплексирование ПС ПЭВМ с другими ПС ПЭВМ По мере необходимости	1,1 1,7	Согласно Межотраслевым типовым нормам по сервисному обслуживанию ПЭВМ и сопровождению ПС. п.3.2.14 - 3.2.17.	1 х 2,8 х 12	33,6
36	Сопровождение поставленных сетевых ПС ПЭВМ в послегарантийный период (0,5). Работы по обеспечению функционирования поставленного сетевого ПС согласно технической документации (0,25). Анализ функционирования ПС в ходе эксплуатации (одна ПЭВМ)	0,75	Согласно Межотраслевым типовым нормам по сервисному обслуживанию ПЭВМ и сопровождению ПС. п.3.2.33	5 х 0,75 2 х 0,75 8 х 0,75 4 х 0,75 2 х 0,75 3 х 0,75	3,8 1,5 6,0 3,0 1,5 2,3
	Итого				**2578,1**

Количество персонала, эксплуатирующего систему ВУ АСУТП, должно быть не менее 2 человек, без учета персонала, выполняющего другие функции в службе.

8.5 Регламент обслуживания ВУ АСУТП

8.5.1 Выполнять в соответствии с документом № 28 от 23 июля 1998 года "Об утверждении Межотраслевых типовых норм времени на работы по сервисному обслуживанию персональных электронно-вычислительных машин и организационной техники и сопровождению программных средств".

9 ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ, ТЕРМИНОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЙ

АВ	–	автоматический выключатель
АИИСК(Т)УЭ	–	автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого (технологического) учета электроэнергии
АРМ	–	автоматизированное рабочее место
АС	–	аварийная сигнализация
АСУТП	–	автоматизированная система управления технологическими процессами
АЦП	–	аналого-цифровой преобразователь
БД	–	база данных
ВУ	–	верхний уровень
ГА	–	гидроагрегат
ГАЭС	–	гидроаккумулирующая электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДИТ	–	Департамент информационных технологий и цифрового развития
ДУ	–	дистанционное управление
ДЦ	–	диспетчерский центр
ИА	–	Исполнительный аппарат
ИБП	–	источник бесперебойного питания
ИС	–	информационная система
КИС	–	корпоративная информационная система
ЛВС	–	локальная вычислительная сеть
ЛНД	–	локальная нормативная документация
МТЗ	–	максимальная токовая защита
МЭ	–	межсетевой экран
НГМД	–	накопитель на гибких магнитных дисках
НПРЧ	–	нормированное первичное регулирование частоты
НСС	–	начальник смены станции
ОП	–	оперативный персонал
ОПРЧ	–	общее первичное регулирование частоты
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
ОС	–	операционная система
ПА	–	противоаварийная автоматика
ПО	–	программное обеспечение
ПОБИ	–	подсистема обеспечения информационной безопасности
ПС	–	предупредительная сигнализация

ПС (ПЭВМ)	–	программное средство
ПТК	–	программно-технический комплекс
РАС	–	регистратор аварийных событий
РДУ	–	региональное диспетчерское управление
РЗ	–	релейная защита
РЗА	–	релейная защита и автоматика (в соответствии с ГОСТ Р 59909-2021)
САУ	–	система автоматического управления
САЦ	–	ситуационно-аналитический центр
СГЭ	–	система гарантированного электроснабжения
СДТУ	–	система диспетчерского и технологического управления
СН	–	собственные нужды
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы РФ
СОЕВ	–	система обеспечения единого времени
СОТИАССО	–	система обмена технологической информацией с автоматизированной системой Системного оператора
СРК	–	система резервного копирования
СУБД	–	система управления базами данных
СХД	–	система хранения данных
ТБД	–	технологическая база данных
ТИ	–	телеизмерения
ТО	–	техническое обслуживание
ТПР	–	типовые проектные решения
ТР	–	текущий ремонт
ТС	–	телесигнализация
ТСПД	–	технологическая сеть передачи данных
ТУ	–	технические условия
ФЗ	–	Федеральный закон
ФСТЭК	–	Федеральная служба по техническому и экспортному контролю
ЦОД	–	центр обработки данных
ЦППС	–	центральная приемо-передающая станция
ШРП	–	шкаф распределения электропитания
ЩПТ	–	щит постоянного тока
ЭКП	–	экран коллективного пользования

10 ПЕРЕЧЕНЬ ИСТОЧНИКОВ РАЗРАБОТКИ

1 Оперативное указание ПАО "РусГидро" ОУ-08 от 01.06.2014 "Об организации автоматической регистрации технологических показателей режима работы гидроагрегатов".

2 ГОСТ Р 50739-95 "Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования".

3 ГОСТ 12.2.007.0-75 "Система безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности".

4 ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013) "Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP) (с Поправкой)".

5 ГОСТ Р 51317.3.8-99 (МЭК 61000-3-8-97) "Совместимость технических средств электромагнитная. Передача сигналов по низковольтным электрическим сетям. Уровни сигналов, полосы частот и нормы электромагнитных помех".

6 ГОСТ 28601.2-90 "Система несущих конструкций серии 482,6 мм. Шкафы и стоечные конструкции. Основные размеры".

7 ГОСТ 28601.3-90 "Система несущих конструкций серии 482,6 мм. Каркасы блочные и частичные вдвижные. Основные размеры".

8 ГОСТ 26.010-80 "Средства измерений и автоматизации. Сигналы частотные электрические непрерывные входные и выходные (с Изменением № 1)".

9 ГОСТ 26.011-80 "Средства измерений и автоматизации. Сигналы тока и напряжения электрические непрерывные входные и выходные (с Изменениями № 1, 2)".

10 ГОСТ 26.013-81 "Средства измерения и автоматизации. Сигналы электрические с дискретным изменением параметров входные и выходные (с Изменениями № 1, 2, 3)".

11 ГОСТ 26.205-88 "Комплексы и устройства телемеханики. Общие технические условия".

12 Временные методические указания. Автоматизированные системы управления технологическими процессами. Условия создания. Предоставление информации персоналу. Нормы и требования.

13 Временные методические указания. Автоматизированные системы управления технологическими процессами. Типовой перечень сигналов, регистрация, архивирование, отображение технологической информации. Типовые формы. Нормы и требования.