ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«РОССИЙСКИЕ СЕТИ»

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
ПАО «РОССЕТИ»

СТО 34.01-21-004-2019

ЦИФРОВОЙ ПИТАЮЩИЙ ЦЕНТР. ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРОЕКТИРОВАНИЮ ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 110-220 кВ И УЗЛОВЫХ ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 35 кВ

Стандарт организации

Дата введения: 29.03.2019

ПАО «Россети»

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 29.06.2015 № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации»; объекты стандартизации и общие положения при разработке и применении стандартов организаций Российской Федерации - ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения»; общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению межгосударственных стандартов, правил и рекомендаций по межгосударственной стандартизации и изменений к ним - ГОСТ 1.5-2001; правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов Российской Федерации, общие требования к их содержанию, а также правила оформления и изложения изменений к национальным стандартам Российской Федерации - ГОСТ Р 1.5-2012.

Сведения о стандарте организации

1 РАЗРАБОТАН:

Департаментом оперативно-технологического управления ПАО «Россети»

2 ВНЕСЕН:

Департаментом оперативно-технологического управления ПАО «Россети»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ

Приказом ПАО «Россети» от 29.03.2019 № 64

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Замечания и предложения по стандарту организации следует направлять в ПАО «Россети» согласно контактам, указанным на официальном информационном ресурсе или по электронной почте по адресу: nto@rosseti.ru.

Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения ПАО «Россети». Данное ограничение не предусматривает запрета на присоединение сторонних организаций к настоящему стандарту и его использование в своей производственно-хозяйственной деятельности. В случае присоединения к стандарту сторонней организации необходимо уведомить ПАО «Россети».

1 Оглавление

1 Область применения 5
2 Нормативные ссылки 6
3 Термины, определения, сокращения и обозначения 12
4 Общие положения 19
5 Структурная схема программно-технического комплекса цифровой ПС 22
5.1 Состав ПТК цифровой ПС 22
5.2 Требования к структуре комплекса технических средств ПТК ЦПС 22
5.2.1 Уровень процесса 24
5.2.2 Уровень присоединения 26
5.2.3 Уровень подстанции 27
5.2.4 Технологическая сеть подстанции. Локальная вычислительная сеть уровня процесса – шина процесса 28
5.2.5 Технологическая сеть подстанции. Локальная вычислительная сеть подстанционного уровня – шина подстанции 30
5.2.6 Подсистема единого точного времени 31
5.2.7 Подсистема мониторинга и управления информационно-технологической инфраструктурой ЦПС 33
5.2.8 Применение протоколов передачи данных 33
5.2.9 Технические решения по совмещению и разделению уровней процесса, присоединения, подстанции 34
6 Требования к интеграции цифровой подстанции в систему цифровой электрической сети 35
7 Требования к интеграции подстанции в систему предприятия электросетевого комплекса 37
8 Виртуализация оборудования уровня присоединения 38
9 Требования к выбору площадки для строительства цифровой подстанции 42
10 Компоновка цифровой подстанции 43
11 Требования к электрическим схемам цифровой подстанции 46
12 Выбор основного электротехнического оборудования цифровой ПС 48
13 Требования к собственным нуждам и оперативному постоянному току цифровой подстанции 50
13.1 Требования к организации собственных нужд цифровой ПС. 50
13.2 Требования к организации оперативного постоянного тока на ЦПС 52
14 Требования к заземляющим устройствам цифровой ПС 56
15 Режим заземления нейтрали трансформаторов и автотрансформаторов 57
16 Требования к электромагнитной совместимости 58
17 Требования к прокладке кабелей 60

18 Требования к защите от грозовых перенапряжений 63

19 Требования к защите от внутренних перенапряжений 64

20 Требования к измерительным трансформаторам тока и трансформаторам напряжения 66

21 Релейная защита и автоматика..... 68
21.1 Общие положения..... 68
21.2 Уровень ПТК присоединения подсистемы РЗА..... 69
21.3 Уровень ПТК подстанции подсистемы РЗА..... 72
21.4 Синхронизированные векторные измерения..... 73

22 Автоматизированные системы управления технологическими процессами, системы оперативно-технологического и оперативно-диспетчерского управления (АСУ ТП, АСТУ и АСДУ)..... 74
22.1 Состав технологических функций АСУ ТП 74
22.2 Состав общесистемных функций АСУ ТП..... 75
22.3 Уровень процесса подсистемы АСУ ТП..... 76
22.4 Требования к уровню присоединения АСУ ТП 76
22.5 Требования к подстанционному уровню АСУ ТП..... 77
22.6 Требования к оперативной блокировке от неправильных действий персонала при переключениях в электроустановках 78

23 Средства измерений, метрологическое обеспечение и организация измерительных каналов..... 79

24 Требования к инженерным системам цифровой ПС 83

25 Требования по пожарной безопасности..... 87

26 Требования к освещению подстанций 90

27 Охранное и технологическое видеонаблюдение 92

28 Информационная безопасность 94

29 Требования к организации учета и контроля качества электроэнергии .. 100

30 Комплексная система обеспечения безопасности 102
30.1 Общие положения..... 102
30.2 Функциональные возможности и состав КСОБ цифровой ПС 102
30.3 Система сбора и обработки информации (ССОИ)..... 103
30.4 Система контроля и управления доступом (СКУД) 104
30.5 Система охранной сигнализации (СОС) 106
30.6 Система инженерных средств защиты (СИСЗ) 107
30.7 Система охранного освещения (СОО)..... 109

31 Охрана окружающей среды..... 110

32 Библиография 111

1 Область применения

Настоящий Стандарт устанавливает требования к технологическому проектированию цифровых питающих центров (цифровых подстанций высшим напряжением 110-220 кВ и узловых цифровых подстанций высшим напряжением 35 кВ), и распространяется на объекты нового строительства, объекты, подлежащие техническому перевооружению и реконструкции.

Настоящий Стандарт следует применять в координации со стандартом организации СТО 34.01-21-005-2019 «Цифровая электрическая сеть. Требования к технологическому проектированию цифровых распределительных электрических сетей 0,4-220 кВ».

2 Нормативные ссылки

ГОСТ Р МЭК 61850-7-1-2009 Национальный стандарт Российской Федерации. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 7. Базовая структура связи для подстанций и линейного оборудования. Раздел 1. Принципы и модели

ГОСТ Р МЭК 60044-7-2010 Трансформаторы измерительные. Часть 7. Электронные трансформаторы напряжения

ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010 Трансформаторы измерительные. Часть 8. Электронные трансформаторы тока

ГОСТ Р МЭК 61869-2-2015 Трансформаторы измерительные. Часть 2. Дополнительные требования к трансформаторам тока

ГОСТ IEC 60255-27-2013 Реле измерительные и защитное оборудование. Часть 27. Требования безопасности

ГОСТ 30804.4.30-13 (IEC 61000-4-30:2008) Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии

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

ГОСТ Р МЭК 60870-5-103-2005 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 103. Обобщающий стандарт по информационному интерфейсу для аппаратуры релейной защиты

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

ГОСТ Р МЭК 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 62443-2-1-2015 Сети коммуникационные промышленные. Защищенность (кибербезопасность) сети и системы. Часть 2-1. Составление

программы обеспечения защищенности (кибербезопасности) системы управления и промышленной автоматики

ГОСТ Р 56938-2016 Защита информации. Защита информации при использовании технологий виртуализации. Общие положения

ГОСТ Р МЭК 61850 Сети и системы связи на подстанциях

ГОСТ 34.003-90 Информационная технология (ИТ). Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Термины и определения

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

ГОСТ Р 8.563-2009 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Методики (методы) измерений

ГОСТ Р 8.655-09-2009 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Средства измерений показателей качества электрической энергии. Общие технические требования

ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ 33073-2014 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль и мониторинг качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»

ГОСТ Р ИСО/МЭК 15408 Информационная технология. Методы и средства обеспечения безопасности. Критерии оценки безопасности информационных технологий

ГОСТ Р МЭК 60073-2000 Интерфейс человеко-машинный. Маркировка и обозначения органов управления и контрольных устройств. Правила кодирования информации

ГОСТ Р 52069.0-2013 Защита информации. Система стандартов. Основные положения

ГОСТ Р 50948-2001 Средства отображения информации индивидуального пользования. Общие эргономические требования и требования безопасности

ГОСТ Р 50949-2001 Средства отображения информации индивидуального пользования. Методы измерений и оценки эргономических параметров и параметров безопасности

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

ГОСТ Р 50649-94 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к импульсному магнитному полю. Технические требования и методы испытаний

ГОСТ Р 50652-94 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к затухающему колебательному магнитному полю. Технические требования и методы испытаний

ГОСТ Р 50922-2006 Защита информации. Основные термины и определения

ГОСТ Р 51317.2.5-2000 Совместимость технических средств электромагнитная. Электромагнитная обстановка. Классификация электромагнитных помех в местах размещения технических средств

ГОСТ Р 51317.4.1-2000 Совместимость технических средств электромагнитная. Испытания на помехоустойчивость. Виды испытаний

ГОСТ Р 51317.4.17-2000 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к пульсациям напряжения электропитания постоянного тока. Требования и методы испытаний

ГОСТ 30804.4.11-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к провалам, кратковременным прерываниям и изменениям напряжения электропитания. Требования и методы испытаний

ГОСТ Р 51318.22-99 Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи индустриальные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний

ГОСТ Р 50628-2000 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость машин электронных вычислительных персональных к электромагнитным помехам. Требования и методы испытаний

ГОСТ Р МЭК 60950-2002 Безопасность оборудования информационных технологий

ГОСТ Р 8.678-2009 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Формы оценки соответствия технических систем и устройств с измерительными функциями установленным требованиям

ГОСТ 2.601-2013 Единая система конструкторской документации (ЕСКД). Эксплуатационные документы

ГОСТ 30805.22-2013 (CISPR 22:2006) Совместимость технических средств электромагнитная. Оборудование информационных технологий. Радиопомехи индустриальные. Нормы и методы измерений

ГОСТ 30804.4.2-2013 (IEC 61000-4-2:2008) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электростатическим разрядам. Требования и методы испытаний.

ГОСТ 30804.4.3-2013 (IEC 61000-4-3:2006) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю. Требования и методы испытаний.

ГОСТ Р МЭК 60794-1-2-2017 Кабели оптические. Часть 1-2. Общие технические требования. Основные методы испытаний оптических кабелей. Общее руководство

ГОСТ Р 34.10-2012 Информационная технология (ИТ). Криптографическая защита информации. Процессы формирования и проверки электронной цифровой подписи

ГОСТ Р 34.11-2012 Информационная технология (ИТ). Криптографическая защита информации. Функция хэширования

ГОСТ Р 51583-2014 Защита информации. Порядок создания автоматизированных систем в защищенном исполнении. Общие положения

ГОСТ Р 51624-2000 Защита информации. Автоматизированные системы в защищенном исполнении. Общие требования.

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

ГОСТ 24402-88 Телеобработка данных и вычислительные сети. Термины и определения

ГОСТ Р 55608-2013 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Переключения в электроустановках. Общие 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 54325-2011. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 2. Термины и определения

РМГ 83-2007 Государственная система обеспечения единства измерений. Шкалы измерений. Термины и определения

СП 5.13130.2009 Свод правил. Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования (утв. приказом МЧС России от 25.03.2009 № 175)

СП 10.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Внутренний противопожарный водопровод. Требования пожарной безопасности (утв. приказом МЧС России от 25 марта 2009 г. № 180)

СП 12.13130.2009 Свод правил. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (утв. приказом МЧС России от 25.03.2009 N 182)

СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95

Примечание: при пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных документов в информационной системе общего пользования - на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет. Если заменен ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого документа с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения, сокращения и обозначения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1. **автоматизированная информационно-измерительная система учета электроэнергии (АИИС УЭ) субъекта**: Совокупность функционально объединенных информационно-измерительных комплексов точек учета, информационно-вычислительных комплексов электроустановок, информационно-вычислительных комплексов субъектов и системы единого времени данного субъекта. АИИС УЭ по своему назначению могут подразделяться на автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) и автоматизированные информационно-измерительные системы технического учета электроэнергии (АИИС ТУЭ) (по СТО 56947007-35.240.01.023-2009).

3.2. **автоматизированная система технологического управления**: Единый распределённый комплекс согласованно функционирующих взаимосвязанных систем: оперативно-технологического и ситуационного управления, производственно-технического управления, мониторинга и диагностики состояния оборудования, мониторинга и управления качеством электроэнергии, РЗА, учета электроэнергии (мощности), управления электропотреблением (по СТО 56947007-29.240.10.248-2017).

3.3. **автоматизированная система управления технологическими процессами:** Система, состоящая из персонала и комплекса средств автоматизации его деятельности, реализующая информационную технологию выполнения установленных функций в области управления технологическими процессами (по ГОСТ 34.003-90).

3.4. **автоматизированное управление**: Управление, осуществляемое при совместном участии человека и средств автоматизации.

3.5. **автоматическое управление:** Управление, осуществляемое без участия человека.

3.6. **ассоциативное запоминающее устройство:** Запоминающее устройство цифровых вычислительных машин, в котором выборка (запись) производится не по конкретному адресу, а по заданному сочетанию (ассоциации) признаков, свойственных искомой информации. Такими признаками могут быть: часть слова (числа), приданная ему для обнаружения среди других слов, некоторые особенности самого слова (например, наличие определённых кодов в его разрядах), абсолютная величина слова, нахождение его в заданных пределах и др.

3.7. **вспомогательное оборудование:** Оборудование, предназначенное для обеспечения работоспособности основного оборудования (по постановлению Правительства РФ от 13.08.2018 № 937).

3.8. **диспетчерский центр:** Совокупность структурных единиц и подразделений организации – субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, обеспечивающая в пределах закрепленной за ней операционной зоны выполнение задач и функций оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

3.9. **дистанционное управление:** Управление коммутационными аппаратами и заземляющими разъединителями, технологическим режимом работы оборудования (устройства релейной защиты и автоматики) с удаленного на безопасное расстояние поста (щита, пульта, терминала) управления, в том числе с использованием телеуправления (по ГОСТ Р 55608-2013).

3.10. **защищаемая информация:** Информация, являющаяся предметом собственности и подлежащая защите в соответствии с требованиями правовых документов или требованиями, устанавливаемыми собственником информации

3.11. **измерительный преобразователь:** Средство измерений или его часть, служащие для получения и преобразования информации об измеряемой величине в форму, удобную для обработки, хранения, дальнейших преобразований, индикации или передачи (по РМГ 83-2007).

3.12. **интеллектуальное электронное устройство:** Устройство, содержащее процессор(ы), способное получать или передавать данные или управляющие воздействия от внешнего источника или на внешний источник, выполняющее работу заданных логических узлов в конкретном контексте и разграниченное своими интерфейсами (по ГОСТ Р 54325-2011).

3.13. **канал связи:** Комплекс технических средств и среды распространения, обеспечивающих передачу информации между источником и получателем в виде сигналов электросвязи в определенной полосе частот или с определенной скоростью передачи.

3.14. **коммутационный аппарат:** Электрический аппарат, предназначенный для коммутации электрической цепи и проведения тока (по ГОСТ 17703-72).

3.15. **логический узел:** Наименьшая часть функции, обменивающаяся данными. В пределах физического устройства логический узел представляет собой функцию; он выполняет некоторые операции для этой функции (по ГОСТ Р МЭК 61850-5-2011).

3.16. **локальная вычислительная сеть:** Вычислительная сеть, охватывающая небольшую территорию и использующая ориентированные на эту территорию средства и методы передачи данных (по ГОСТ 24402-88).

3.17. **онтологическая модель деятельности:** Перспективная модель, основанная на обобщении компетенций, опыта и знаний, формализующих будущую структуру управления, взаимодействия.

3.18. **оперативно-диспетчерское управление:** Комплекс мер по централизованному управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, осуществляемый субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в отношении линий электропередачи, оборудования и устройств, влияющих на электроэнергетический режим работы энергетической системы и включенных данным субъектом в перечень объектов диспетчеризации с распределением их по способу управления (по ГОСТ Р 55608-2013).

3.19. **оперативно-технологическое управление:** Комплекс мер по управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и/или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, осуществляемый собственниками или иными законными владельцами таких объектов и/или установок в соответствии с требованиями субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в отношении объектов диспетчеризации и самостоятельно в отношении линий электропередачи, оборудования и устройств, не относящихся к объектам диспетчеризации (по ГОСТ Р 55608-2013).

3.20. **основное оборудование:** Основное электротехническое оборудование, в состав которого входят силовые автотрансформаторы и трансформаторы, системы (секции) шин, выключатели, средства компенсации реактивной мощности, преобразовательные установки (по постановлению Правительства РФ от 13.08.2018 № 937).

3.21. **сетецентрический подход:** Подход, который базируется на современных системах связи, позволяющих в реальном масштабе времени получать и передавать большие объемы информации, различным потребителям, включая централизованные и распределенные системы. Особенность данной системы управления заключается в возможности размещения децентрализованного интеллекта и децентрализованного управления на всех уровнях получения и обработки информации.

3.22. **система учета электроэнергии с удаленным сбором данных розничного рынка электроэнергии**: Совокупность измерительных комплексов, связующих и вычислительных компонентов, устройств сбора и передачи данных, программных средств, предназначенная для измерения, хранения, удаленного сбора и передачи показаний приборов учета по одной и более точек поставки.

3.23. **телеуправление:** Управление коммутационными аппаратами и заземляющими разъединителями, функциями устройств релейной защиты и автоматики технологическим режимом работы оборудования и устройств путем передачи кодированного сигнала по каналам связи с использованием специального программно-аппаратного комплекса (в том числе автоматизированного рабочего места) (по ГОСТ Р 55608-2013).

3.24. **узловая подстанция 35 кВ:** Подстанция высшим напряжением 35 кВ с четырьмя и более присоединениями 35 кВ.

3.25. **установка**: Установленный механизм, приспособление.

3.26. **центр управления сетями:** Структурное подразделение сетевой организации, осуществляющее функции технологического управления и ведения в отношении объектов (части объектов) электросетевого хозяйства, находящихся в зоне эксплуатационной ответственности данной сетевой организации, или в установленных законодательством случаях в отношении объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих установок, принадлежащих третьим лицам (по ГОСТ Р 57114-2016).

3.27. **цифровая подстанция:** Автоматизированная подстанция, оснащенная взаимодействующими в режиме единого времени цифровыми информационными и управляющими системами и функционирующая без присутствия постоянного дежурного персонала.

3.28. **цифровой питающий центр:** Цифровая подстанция 110-220 кВ и (или) узловая цифровая подстанция с высшим напряжением 35 кВ, от РУ СН и НН которой электрическая энергия распределяется по электрической сети.

3.29. **цифровая электрическая сеть:** Организационно-техническое объединение электросетевых объектов, оснащенных цифровыми системами измерения параметров режима сети, мониторинга состояния оборудования и линий электропередачи, защиты и противоаварийной автоматики, сетевого и объектового управления, информационный обмен между которыми осуществляется по единым протоколам с обеспечением синхронизации по времени.

Сокращения и обозначения:

АБ	– аккумуляторная батарея
АВР	– автоматическое включение резерва
АИИС КУЭ	– автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии
АРМ	– автоматизированное рабочее место
АСЗУ	– ассоциативное запоминающее устройство
АСТУ	– автоматизированная система технологического управления

АСУ ТП	– автоматизированная система управления технологическими процессами
АТ	– автотрансформатор
ВН / СН / НН	– высшее/среднее/низшее напряжение
ЗИП	– запасные части, инструменты и принадлежности
ЗРУ	– закрытое распределительное устройство
ЗУ	– зарядное устройство
ИБП	– источник бесперебойного питания
ИИК	– информационно-измерительный канал
ИК	– измерительный канал
ИП	– измерительный преобразователь
ИЭУ	– интеллектуальное электронное устройство
КА	– коммутационный аппарат
КВЛ	– кабельно-воздушная линия
КЗ	– короткое замыкание
КЛ	– кабельная линия
КИИ	– критическая информационная инфраструктура
КРУ	– комплектное распределительное устройство
КРУН	– комплектное распределительное устройство наружной установки
КРУЭ	– комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
ЛВС	– локальная вычислительная сеть
ЛЭП	– линия электропередачи
ОПН	– ограничитель перенапряжения
ОПУ	– общеподстанционный пункт управления
ОРУ	– открытое распределительное устройство
ПА	– противоаварийная автоматика
ПАС	– преобразователь аналоговых сигналов
ПДС	– преобразователь дискретных сигналов
ПС	– подстанция
ПТК	– программно-технический комплекс
РАС	– регистратор аварийных событий
РЗА	– релейная защита и автоматика
РПН	– регулирование под нагрузкой
РУ	– распределительное устройство
САПР	– система автоматизированного проектирования
СИСЗ	– система инженерных средств защиты
СКРМ	– средство компенсации реактивной мощности
СОИБ	– система обеспечения информационной безопасности

СОПТ – система оперативного постоянного тока
ССПИ – система сбора и передачи информации
ТМ – телемеханика
ТН – трансформатор напряжения
ТОиР – техническое обслуживание и ремонт
ТОР – токоограничивающий реактор
ТСН – трансформатор собственных нужд
ТТ – трансформатор тока
ЦП – центр питания
ЦПС – цифровая подстанция
ЦУС – центр управления сетями
ЧР – частичные разряды
ШРОТ – шкаф распределения оперативного постоянного тока
ШУОТ – шкаф управления оперативным током
ЩПТ – щит постоянного тока
ЭМС – электромагнитная совместимость
ЭТН – электронный трансформатор напряжения (измерительный)
ЭТТ – электронный трансформатор тока (измерительный)
CIM – Common Information Model (общая информационная модель: открытый стандарт, определяющий представление управляемых элементов IT среды в виде совокупности объектов и их отношений, предназначенный обеспечить унифицированный способ управления такими объектами, вне зависимости от их поставщика или производителя)
GOOSE – Generic Object Oriented Substation Even (протокол (сервис), описанный в IEC 61850-8-1, для передачи данных по технологии «издатель-подписчики», предназначенный для передачи широковещательных сообщений (дискретных сигналов) о событиях на подстанции)
LN – Logical Node (логический узел)
MMS – Manufacturing Message Specification (протокол, описанный в IEC 61850-8-1, для передачи данных по технологии «клиент-сервер», используемый для обмена данными, результатами измерений, диагностическими сообщениями, передачи команд управления и других целей)
PTP – Precision Time Protocol (протокол точного времени, используемый для синхронизации часов по компьютерной сети с точностью синхронизации менее микросекунды, что обеспечивает удобство для измерительных систем и систем управления).

SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition (диспетчерское управление и сбор данных)

SCD – Substation Configuration Description (файл описания конфигурации подстанции, который используется для передачи данных конфигурации из ПО для конфигурирования системы в ПО для параметрирования отдельных устройств)

SCL – Substation Configuration Description Language (язык описания конфигурации подстанции)

SSD – System Specification Description (файл описания спецификации системы, который описывает в формате языка SCL все элементы подстанции (основное оборудование и соединения), все функции вторичных систем (в виде логических узлов), а также может описывать привязку функций к первичным устройствам)

SNTP – Simple Network Time Protocol (протокол синхронизации времени в компьютерной сети для систем и устройств, не требующих высокой точности)

SV – Sampled Values (протокол МЭК 61850-9-2 для передачи оцифрованных мгновенных величин электрической системы, неразрывно связанный с термином «шина процесса» - коммуникационной шиной данных, к которой подключены устройства полевого уровня подстанции (коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы)

VLAN – Virtual Local Area Network (топологическая («виртуальная») локальная компьютерная сеть, представляет собой группу хостов с общим набором требований, которые взаимодействуют так, как если бы они были подключены к широковещательному домену, независимо от их физического местонахождения)

4 Общие положения

4.1. Создание цифровых ПС должно осуществляться с учетом сетецентрического подхода и онтологической модели деятельности.

4.2. При проектировании цифровых ПС следует руководствоваться настоящим стандартом, требованиями действующих НПА, НТД с учетом требований стандартов серии МЭК 61850 и др.

4.3. Цифровые ПС должны проектироваться как высокоавтоматизированные малообслуживаемые ПС не требующие наличия постоянного дежурного персонала.

4.4. При проектировании цифровых ПС должно быть предусмотрено:

– выполнение условий по надежному и качественному электроснабжению потребителей;

– внедрение передовых технических решений и технологий, соответствующих современному уровню;

– организация информационного обмена в соответствии с требованиями серии стандартов МЭК 61850;

– соблюдение установленных требований промышленной, информационной, пожарной, экологической безопасности и охраны окружающей среды;

– соблюдение установленных требований по обеспечению безопасной эксплуатации ПС, отвечающих требованиям охраны труда эксплуатационного персонала;

– энергоэффективность в части применяемых технологий, материалов и оборудования, позволяющих обеспечить рациональный расход ресурсов в процессе строительства (реконструкции) и эксплуатации ПС;

– возможность оптимизации загрузки силовых трансформаторов и автотрансформаторов ПС, исходя из расчетов на момент ввода в эксплуатацию и прогнозов на перспективу;

– экономическая эффективность капитальных вложений и снижение эксплуатационных и ремонтных затрат за счет применения оптимальных проектных решений, оптимального выбора оборудования и материалов.

4.5. Создание цифровых ПС на базе существующей инфраструктуры необходимо осуществлять посредством комплексной модернизации вторичных систем на основе интеллектуальных электронных устройств и технологических ЛВС в соответствии требованиями стандартов серии МЭК 61850, а также посредством модернизации и/или замены оборудования и систем с применением специализированных цифровых датчиков и устройств (в том числе установки полевых контроллеров), соответствующих преобразователей с интеграцией в общую систему управления и контроля.

При создании цифровой ПС на базе существующей должна оцениваться экономическая эффективность и целесообразность создания цифровой ПС.

При наличии обоснования экономической эффективности и целесообразности создания цифровой ПС на базе существующей должны быть проработаны варианты по необходимому объему модернизации и/или реконструкции и/или замены оборудования и систем.

4.6. Цифровая ПС должна соответствовать следующим критериям:

– дистанционная наблюдаемость параметров и режимов работы оборудования и систем, необходимых для нормального функционирования без постоянного присутствия дежурного и обслуживающего эксплуатационного персонала;

– обеспечение телеуправления оборудованием и системами для эксплуатации ПС без постоянного присутствия дежурного и обслуживающего эксплуатационного персонала;

– высокий уровень автоматизации управления оборудованием и системами с применением интеллектуальных систем управления режимами работы оборудования и систем;

– дистанционная управляемость всеми технологическими процессами в режиме единого времени;

– цифровой обмен данными между всеми технологическими системами в едином формате;

– интегрированность в систему управления электрической сетью и предприятием, а также обеспечение цифрового взаимодействия с соответствующими инфраструктурными организациями (со смежными объектами);

– функциональная и информационная безопасность при цифровизации технологических процессов;

– непрерывный мониторинг состояния основного технологического оборудования и систем в режиме онлайн с передачей необходимого объема цифровых данных, контролируемых параметров и сигналов.

4.7. Для цифровой ПС должно быть обеспечено создание и поддержка в актуальном состоянии информационной модели ПС в соответствии с требованиями стандартов серии МЭК 61850, с передачей в ЦУС содержащейся в модели информации.

4.8. Проектирование цифровой ПС должно осуществляться с использованием системы автоматизированного проектирования (САПР).

Рекомендуется, при наличии соответствующих программных продуктов на рынке, применять САПР, обладающий в том числе следующим функционалом:

– возможность формирования проекта, включающего виртуальную копию цифровой ПС (цифровой двойник), поддерживаемую и используемую на всех этапах жизненного цикла ПС;

– наличие инструментария, обеспечивающего имитационное моделирование и всестороннюю комплексную проверку (виртуальные испытания) технических решений, оборудования и систем цифровой ПС.

4.9. При проектировании цифровой ПС должны быть разработаны и впоследствии включены в состав электронной документации цифровой ПС файлы электронной конфигурации SSD и SCD (и другие файлы SCL при необходимости) с учетом следующего:

– SSD и SCD файлы должны быть разработаны на базе языка SCL в соответствии с актуальной схемой, определенной в МЭК 61850;

– в SSD файле должны быть описаны однолинейная схема ЦПС и логические узлы с привязкой к элементам однолинейной схемы;

– в SCD файле должны содержаться описание подстанции (однолинейной схемы), описание коммуникаций между устройствами, описание ИЭУ и описание шаблонов типов данных.

5 Структурная схема программно-технического комплекса цифровой ПС

5.1 Состав ПТК цифровой ПС

В состав ПТК цифровой ПС должны входить следующие функциональные подсистемы:

- АСУ ТП;
- РЗА;
- специализированного автоматического управления и регулирования;
- мониторинга параметров качества электроэнергии;
- регистрации аварийных событий и процессов в энергосистеме (РАС);
- коммерческого и технического учета электроэнергии;
- мониторинга и технического диагностирования состояния основного технологического оборудования;
- мониторинга и управления инженерными системами;
- синхронизированных векторных измерений;
- нормативно-технической документации и информационного обеспечения обслуживающего персонала;
- информационной безопасности;
- общей безопасности.

5.2 Требования к структуре комплекса технических средств ПТК цифровой ПС

В комплексе технических средств ПТК цифровой ПС выделяются три структурных уровня:

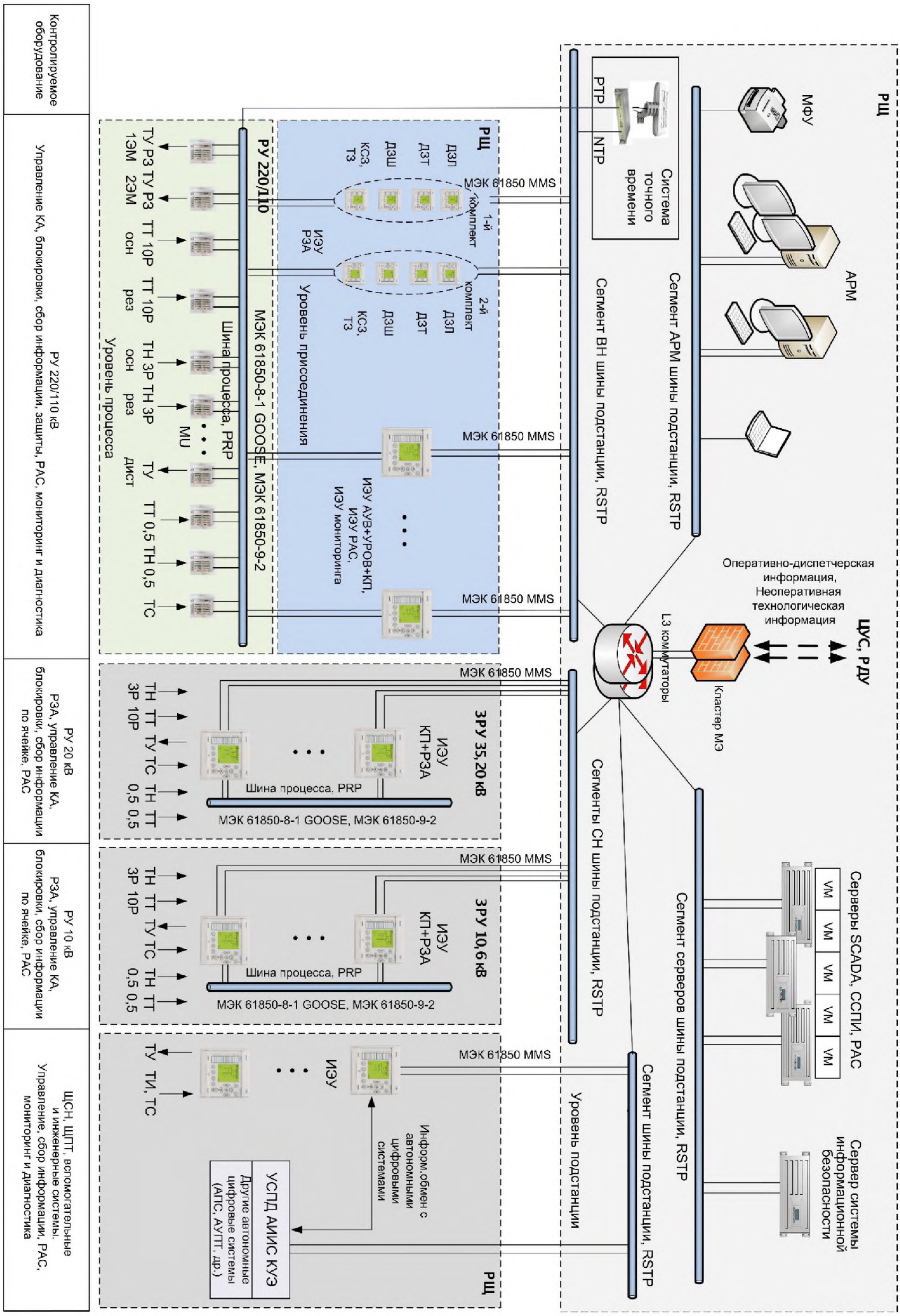
- уровень процесса;
- уровень присоединения;
- уровень подстанции.

Структурные уровни объединяются посредством сегментов локальной вычислительной сети Ethernet. Сегменты локальной вычислительной сети образуют шину процесса, объединяющую уровень процесса и уровень присоединения, и шину подстанции, объединяющую уровень присоединения и уровень подстанции.

На всех структурных уровнях функционируют следующие подсистемы общего назначения:

- подсистема электропитания;
- подсистема единого точного времени;
- подсистема обеспечения информационной безопасности;
- подсистема мониторинга и управления информационно-технологической инфраструктурой ЦПС.

Структурная схема ПТК цифровой подстанции



Контролируемое оборудование	
РУ 220/110 кВ Управление КА, блокировки, сбор информации, защиты, РАС, мониторинг и диагностика	
РУ 20 кВ РЗА, управление КА, блокировки, сбор информации по ячейке, РАС	
РУ 10 кВ РЗА, управление КА, блокировки, сбор информации по ячейке, РАС	
ЩСН, ЩПТ, вспомогательные и инженерные системы. Управление, сбор информации, РАС, мониторинг и диагностика	

Рис. 1

5.2.1 Уровень процесса

Уровень процесса включает технические средства организации цифрового интерфейса с основным оборудованием, подключенные в шину процесса. Цифровой интерфейс может быть изначально встроенным в основное оборудование или формироваться устройством сопряжения с объектом (ПАС, ПДС).

Задачами уровня процесса являются:

– сбор, преобразование в цифровой вид и передача на уровень присоединения информации о состоянии и режиме работы технологического оборудования подстанции и систем;

– передача основному оборудованию команд управления, полученных со стороны технических средств уровня присоединения.

Устройства уровня процесса должны обеспечивать общий интерфейс взаимодействия с основным оборудованием для всех технических средств уровня присоединения и функциональных подсистем.

Требования к оборудованию уровня процесса:

– устройства уровня процесса должны располагаться в максимальной близости к основному оборудованию или быть интегрированы в него;

– устройства уровня процесса должны быть предназначены для работы в условиях ПС (соответствие требованиям к ЭМС и надежности);

– для обеспечения высокого коэффициента готовности РЗА технические средства уровня процесса для цифровых питающих центров должны выполняться с резервированием в соответствии с требованиями Правил технологического функционирования электроэнергетических систем;

– устройства уровня процесса должны иметь функции самодиагностики для обеспечения обнаружения отказа оборудования и систем с точностью до отдельного модуля (блока), входящего в устройство уровня процесса;

– сбои в работе и отказы функционирования узлов устройства уровня процесса должны автоматически фиксироваться в журнале событий устройства, а также отражаться в виде соответствующей визуальной сигнализации. В состав диагностируемых компонентов устройств должны быть включены Ethernet соединения;

– устройства уровня процесса должны подключаться к сегменту ЛВС шины процесса при помощи интерфейса IEEE 802.3 100BASE-FX, разъем LC. Для подключения к резервированным PRP-сетям LAN A и LAN B таких интерфейсов должно быть не менее двух. Допускается использование электрических интерфейсов с разъемами RJ-45 при соответствующем обосновании;

– для подключения к резервированным PRP-сетям LAN A и LAN B устройства уровня процесса должны поддерживать протокол резервирования PRP.

Требования к преобразователям аналоговых сигналов:

– преобразователи аналоговых сигналов осуществляют преобразование аналоговых сигналов от электромагнитных измерительных ТТ и ТН в потоки выборочных цифровых значений измеряемых электрических величин (SV-потоки). Передача данных должна осуществляться по протоколу МЭК 61850-9-2 (SV - Sampled Values) с учетом МЭК 61869;

– дискретная диагностическая информация преобразователями аналоговых сигналов должна передаваться сообщениями по протоколу МЭК 61850-8-1;

– преобразователи аналоговых сигналов должны иметь набор аналоговых входов с характеристиками, соответствующими измеряемым величинам, для подключения измерительных цепей;

– преобразователи аналоговых сигналов, используемые в подсистемах АСУ ТП и учета электроэнергии, должны быть утвержденного типа, прошедшие поверку в соответствии с положениями Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ. Сведения об утвержденных типах преобразователей аналоговых сигналов и поверках должны быть внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений;

– преобразователи аналоговых сигналов, осуществляющие измерения мгновенных величин токов и напряжений, должны использовать протокол синхронизации времени PTP (МЭК 61850-9-3, IEEE Std 1588-2008, Power Profile);

– внутренние часы преобразователей аналоговых сигналов при потере внешней синхронизации должны обеспечить уход внутреннего времени не более чем на 1 мкс в течение 10 с. Переход на резервный источник внешней синхронизации должен осуществляться в течение не более чем 1 с;

– взаиморезервируемые преобразователи аналоговых сигналов должны подключаться к разным кернам измерительных трансформаторов. Для задач РЗА – обязательно, для остальных применений – при наличии технической возможности.

Требования к преобразователям дискретных сигналов:

– преобразователи дискретных сигналов предназначены для преобразования в цифровой вид и передачи на уровень присоединения и уровень подстанции данных о состоянии оборудования, а также выполнения команд управления, полученных от технических средств уровня присоединения. Обмен данными выполняется с использованием протокола МЭК 61850-8-1 GOOSE, MMS;

– преобразователи дискретных сигналов должны поддерживать протоколы сервиса единого точного времени ПС.

Преобразователи аналоговых и дискретных сигналов могут объединяться в комбинированном устройстве.

5.2.2 Уровень присоединения

Уровень присоединения образуется интеллектуальными электронными устройствами (ИЭУ), выполняющими прикладные функции АСТУ, включая РЗА, для соответствующего основного оборудования.

Требования к интеллектуальным электронным устройствам, обеспечивающим функции технологического управления электротехническим оборудованием ПС:

– устройства уровня присоединения должны обеспечивать прием и обработку данных, получаемых от устройств уровня процесса, выполнение соответствующих алгоритмов прикладных функций с передачей режимной и диагностической информации на уровень шины подстанции;

– устройства должны поддерживать протокол МЭК 61850-9-2 SV для приема мгновенных значений тока и напряжения от устройств уровня процесса;

– устройства должны поддерживать протокол МЭК 61850-8-1 GOOSE для обмена информацией с устройствами уровня процесса и другими устройствам уровня присоединения;

– устройства должны формировать буферизированные и небуферизированные отчеты в соответствии с МЭК 61850-8-1 MMS;

– устройства должны принимать и выполнять команды с моделью управления SBOes и Direct в соответствии с МЭК 61850-7-2 Ed.2;

– оборудование интеллектуальных электронных устройств должно быть предназначено для работы в условиях ПС (соответствие требованиям к ЭМС и надежности);

– устройства уровня присоединения должны иметь интерфейсы для подключения к сегментам ЛВС шины процесса и шины подстанции. Подключение ИЭУ к шине процесса должно быть резервированным с нулевым временем восстановления по протоколу PRP, технические решения по подключению ИЭУ к шине подстанции должны обеспечивать защиту от одиночного отказа;

– оборудование ИЭУ должно обеспечивать продолжение работы при отказе технических средств уровня подстанции;

– устройства уровня присоединения, выполняющие функции РЗА, должны резервироваться;

– устройства уровня присоединения должны иметь функции самодиагностики для обеспечения обнаружения отказов с точностью до отдельного модуля (блока), входящего в устройство уровня присоединения;

– сбои в работе и отказы функционирования узлов устройства уровня присоединения должны автоматически фиксироваться в журнале событий устройства, а также отражаться в виде соответствующей визуальной сигнализации. В состав диагностируемых компонентов устройств должны быть включены Ethernet соединения;

– устройства уровня присоединения должны использовать протокол синхронизации времени PTP (МЭК 61850-9-3, IEEE Std 1588-2008, Power Profile).

5.2.3 Уровень подстанции

Уровень подстанции включает программно-технические средства, выполняющие функции в рамках подстанции в целом, с консолидацией информации получаемой от уровня присоединения.

К программно-техническим средствам уровня подстанции относятся:

– сервера АСУ ТП / ССПИ;

– сервера и АРМ SCADA системы ЦПС;

– устройство(а) регистрации параметров переходных процессов в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах;

– средства информационной интеграции цифровой ПС и ЦУС в соответствии с МЭК 61850-90-2.

Требования к программно-техническим средствам уровня подстанции:

– данный уровень должен быть образован серверами, объединенными в отказоустойчивый кластер, на платформе виртуализации которого работают сервера и АРМ уровня подстанции;

– сервера уровня подстанции взаимодействуют с устройствами уровня присоединения по ЛВС шины подстанции, используя сервисы клиент-серверного обмена в соответствии с МЭК 61850-8-1, обмен файловой информацией должен производиться с использованием сервисов файлового обмена в соответствии с МЭК 61850-8-1;

– технические средства уровня подстанции должны обеспечивать скоординированное выполнение команд оператора непосредственно на подстанции и/или команд вышестоящего уровня управления с формированием управляющих воздействий с использованием сервисов МЭК 61850-8-1:

- для управления основным оборудованием;
- для управления программными ключами в составе АСТУ;
- для изменения уставок.

– оборудование уровня подстанции должно быть предназначено для работы в условиях ПС (соответствие требованиям к ЭМС и надежности);

– устройства уровня подстанции должны иметь интерфейсы для подключения в ЛВС шины подстанции, обеспечивающие защиту от одиночного отказа соединения;

– для информационного обмена ЦПС с вышестоящими уровнями управления (ЦУС) и бизнес-аналитики для передачи оперативной и неоперативной информации в обоих направлениях сервера ССПИ должны поддерживать сервисы клиент-серверного обмена в соответствии с МЭК 61850-8-1;

– для информационного обмена с существующими (унаследованными) SCADA системами, не имеющими возможности клиент-серверного обмена в соответствии с МЭК 61850-8-1, сервера ССПИ должны в том числе поддерживать протокол МЭК 60870-5-104.

5.2.4 Технологическая сеть подстанции. Локальная вычислительная сеть уровня процесса – шина процесса

Основной задачей ЛВС уровня процесса шины процесса является обеспечение информационного взаимодействия технических средств уровня процесса и уровня присоединений, а также обеспечение информационного обмена между оборудованием уровня присоединения.

Использование ЛВС шины процесса для взаимодействия средств автоматизации с контролируемым оборудованием является одним из основных отличительных признаков цифровой ПС.

Требования к архитектуре ЛВС шины процесса:

– сегменты ЛВС шины процесса должна быть физически или логически изолированы от других сегментов ЛВС подстанции;

– при проектировании следует проводить проверку выполнения требований по времени гарантированной доставки сообщений при отказе одного из элементов сети;

– топология ЛВС шины процесса – «двойная звезда» с использованием протокола МЭК 62439-3 PRP. Возможно применение топологии «двойное кольцо» с использованием протокола МЭК 62439-3 PRP/HSR.

Требования к активному сетевому оборудованию ЛВС шины процесса - коммутаторам:

– технические средства ЛВС должны иметь характеристики для работы в условиях ПС, в том числе в части сохранения работоспособности при пропаже (провале) электрического питания; коммутаторы, применяемые на

энергообъектах, должны иметь сертификаты соответствия требованиям стандарта МЭК 61850-3;

– поддержка коммутаторами средств управления трафиком - QoS (IEEE 802.1p) и VLAN (IEEE 802.1Q), и использование данных механизмов при проектировании информационных потоков;

– подключение устройств уровня процесса должно выполняться коммуникационными интерфейсами IEEE 802.3 100BASE-FX;

– подключение устройств уровня присоединения должно осуществляться интерфейсами IEEE 802.3 100BASE-FX, либо, при значительном расчетном трафике, интерфейсами 1000BASE-SX;

– транковые соединения между коммутаторами должны выполняться с использованием интерфейсов 1000BASE-SX;

– аппаратная поддержка протокола PTP (МЭК 61850-9-3, IEEE Std 1588-2008, профиль Power Profile);

– тип разъемов для всех видов соединений – LC.

Требования к кабельной сети ЛВС шины процесса:

– кабельная сеть ЛВС шины процесса должна строиться на основе волоконно-оптических линий связи;

– на ОРУ, ЗРУ и ОПУ должны быть установлены пассивные оптические коммутационные панели, соединенные многожильным магистральным оптическим кабелем;

– оптические коммутационные панели должны обеспечивать распределение оптического сигнала, подведенного к ним по магистральному кабелю и портам, оборудованными разъемами, к которым подключаются коммутационные шнуры, передающие сигнал на Ethernet-порты активного сетевого оборудования цифровой ПС;

– тип используемых в коммутационных панелях разъемов – LC;

– для обеспечения резервирования кабельная сеть ЛВС шины процесса должна строиться по принципу полного дублирования компонентов;

– резервируемые оптические кабельные линии ЛВС шины процесса должны прокладываться по разным маршрутам.

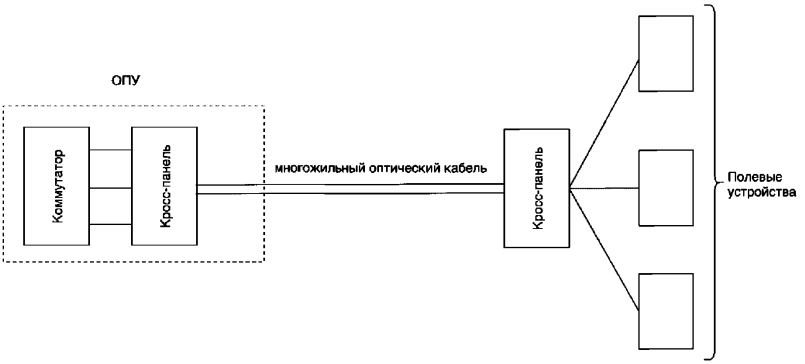


Рис. 2. Принципиальная схема подключения полевых устройств к ЛВС шины процесса

5.2.5 Технологическая сеть подстанции. Локальная вычислительная сеть подстанционного уровня – шина подстанции

ЛВС шины подстанции предназначена для обеспечения информационного обмена между:

– оборудованием уровня присоединения и устройствами уровня подстанции;

– устройствами уровня подстанции и средствами интерфейса человек-машина;

– устройствами уровня подстанции и оборудованием связи.

Требования к архитектуре ЛВС шины подстанции:

– топология ЛВС шины подстанции в пределах каждой из резервируемых сетей PRP должна обеспечивать для коммутаторов резервирование сети Ethernet на 2-ом уровне модели OSI с использованием протоколов RSTP, MRP; хосты ЛВС шины подстанции должны иметь резервированные подключения к двум разным коммутаторам ЛВС;

– протоколы резервирования 2-ого и 3-его уровня модели OSI должны обеспечивать защиту от одиночного отказа коммутаторов/маршрутизаторов, а также кабельных соединений ЛВС шины подстанции;

– при проектировании следует проводить проверку выполнения требований по времени гарантированной доставки сообщений при отказе одного из элементов сети;

– при необходимости в составе ЛВС шины подстанции предусматриваются резервированные по протоколу VRRP маршрутизирующие коммутаторы, обеспечивающие маршрутизацию IP-трафика между сегментами

ЛВС шины подстанции – серверным, ИЭУ 110-220 кВ, ИЭУ 35 кВ, ИЭУ 20, 10, 6 кВ;

– в точке подключения ЛВС шины подстанции к узлу связи сетевой периметр технологической сети подстанции должен быть защищен кластером межсетевых экранов, работающим в режиме маршрутизации; межсетевой экран должен поддерживать гранулярный контроль протоколов МЭК 61850-8-1 MMS, МЭК 60870-5-104.

Требования к активному сетевому оборудованию ЛВС шины подстанции – коммутаторам, маршрутизаторам, межсетевым экранам:

– активное сетевое оборудование, применяемое на энергообъектах, должно иметь сертификаты соответствия требованиям стандарта МЭК 61850-3;

– оборудование должно поддерживать средства управления трафиком - QoS (IEEE 802.1p) и VLAN (IEEE 802.1Q), и использование данных механизмов при проектировании информационных потоков;

– транковые соединения между коммутаторами/маршрутизирующими коммутаторами должны выполняться с использованием интерфейсов 1000BASE-SX;

– разъемы соединений ЛВС шины подстанции при использовании волоконно-оптической кабельной сети – LC, при использовании медной структурированной кабельной сети – RJ45.

Требования к кабельной сети ЛВС шины подстанции:

– кабельная сеть ЛВС шины подстанции должна строиться на основе волоконно-оптических линий связи;

– допускается использование медных пассивных компонентов кабельной сети, в сегментах, обеспечивающих взаимодействие между:

- оборудованием уровня присоединения и устройствами уровня подстанции (отдельные сегменты при обосновании);
- устройствами уровня подстанции и средствами интерфейса человек-машина;
- межсетевыми экранами и оборудованием связи.

5.2.6 Подсистема единого точного времени

Подсистемой единого точного времени является комплекс технических средств, обеспечивающих периодическую передачу цифровой информации о значении текущего времени от эталонного источника ко всем сетевым элементам с целью синхронизации их внутренних часов.

Подсистема единого точного времени должна обеспечивать присвоение для всех сигналов единых меток времени, соответствующих шкале всемирного координированного времени UTC.

Протоколами синхронизации времени в технологической сети подстанции являются PTP (МЭК 61850-9-3, IEEE Std 1588-2008, профиль Power Profile) и NTP (SNTP).

Подсистема обеспечения единого точного времени должна включать основной и резервный эталонный источник (сервер времени).

Подсистема единого точного времени должна обеспечивать классы времени в соответствии с требованиями МЭК 61850-5.

Требования к серверам точного времени:

– серверы точного времени должны поддерживать работу в резервированных сетях;

– метрологические характеристики серверов точного времени должны соответствовать установленным требованиям;

– серверы точного времени должны быть утвержденного типа, прошедшие поверку в соответствии с положениями Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ. Сведения об утвержденных типах серверов точного времени и поверках должны быть внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений;

– протокол синхронизации времени PTP (МЭК 61850-9-3, IEEE Std 1588-2008, профиль Power Profile) должен обеспечивать для всех устройств уровня процесса цифровой ПС, осуществляющих измерения токов и напряжений, единство моментов выборок мгновенных значений.

Оборудование подсистемы единого точного времени должно поддерживать базы управляющей информации MIB протокола SNMP, определенные в профиле для электроэнергетики PTP (IEEE Std C37.238-2011, Power Profile).

Требования по размещению приемных антенн GPS / ГЛОНАСС:

– сервера времени должны иметь не менее 1 порта для подключения антенны;

– антенны должны размещаться вне закрытых помещений (на улице);

– антенны не должны располагаться под козырьками, коньками и другими выступающими частями зданий ОПУ

– размещение антенны должно обеспечивать максимальную открытость небосвода (не менее 80%)

– расстояние между антеннами должно составлять не менее 3 м;

– антенны должны размещаться на максимальном удалении от электроустановки, с учетом максимальной длинны коаксиального кабеля между сервером времени и антенной.

Требования по установке и параметрированию серверов времени:

– сервера времени должны устанавливаться в шкафы коммутаторов, образующих шину процесса, или в шкафы коммутаторов оборудования уровня подстанции;

– подключение серверов времени осуществляется к шине подстанции;

– настройки серверов времени должны соответствовать требованиям, изложенным в МЭК 61850-9-3;

– прокладка кабелей от серверов времени до антенн должны осуществляться по разным маршрутам в пределах ОПУ.

5.2.7 Подсистема мониторинга и управления информационно-технологической инфраструктурой ЦПС

Подсистема мониторинга и управления информационно-технологической инфраструктурой ЦПС предназначена для решения задач контроля и управления всей совокупностью ИЭУ, оборудованием ЛВС, серверами и АРМ ЦПС, а также информационными подсистемами ЦПС.

Подсистема мониторинга и управления информационно-технологической инфраструктурой ЦПС, как объектовая система, входит в состав централизованной системы мониторинга и управления информационно-технологической инфраструктурой цифровой электрической сети.

Задачами мониторинга и управления информационно-технологической инфраструктурой являются:

- мониторинг текущего состояния информационно-технологической инфраструктуры;
- управление конфигурацией;
- управление производительностью;
- управление сбоями;
- учет использования ресурсов;
- управление приложениями.

Подсистема мониторинга и управления информационно-технологической инфраструктурой ЦПС должна поддерживать сбор данных по протоколам SNMP, MMS, syslog, а также может использовать иные стандартные средства мониторинга.

5.2.8 Применение протоколов передачи данных

При проектировании распределительных устройств цифровой ПС рекомендуется в части применения протоколов передачи данных (и применении соответствующего оборудования) руководствоваться приведенной ниже таблицей.

Таблица 1. Применение протоколов передачи данных

№ п/п	Класс напряжения РУ	Протоколы передачи данных	Примечание
1	6, 10, 20 кВ	MMS, GOOSE	Протокол SV применяется только для вводных ячеек РУ.
2	35 кВ	MMS, GOOSE	Протокол SV применяется для вводных ячеек РУ. Применение протокола SV для измерений в рамках РУ может быть применено при дополнительном обосновании.
3	110, 220 кВ	MMS, GOOSE, SV	

5.2.9 Технические решения по совмещению и разделению уровней процесса, присоединения, подстанции

Возможности совмещения, разделения, объединения уровней в комплексе технических средств АСТУ цифровой ПС определяются зрелостью и отработанностью соответствующих технологий, оборудования, программных средств.

Текущий технологический уровень обеспечивает надежное и эффективное применение следующих технических решений:

– раздельную реализацию уровней процесса и присоединения для напряжения 110/220 кВ;

– совмещение уровней процесса и присоединения для напряжения 6, 10, 20 и 35 кВ на базе унифицированных многофункциональных терминалов РЗА/контроллеров присоединений;

– отдельную реализацию уровня подстанции.

Проектные решения по совмещению и разделению уровней процесса, присоединения и подстанции должны приниматься в зависимости от первичной схемы РУ и количества присоединений с учетом обеспечения необходимого уровня надежности.

6 Требования к интеграции цифровой подстанции в систему цифровой электрической сети

6.1. Цифровая ПС является элементом (объектом, узлом) цифровой электрической сети.

6.2. Интерфейс между ПТК цифровой ПС и ПТК управления цифровой ЭС должен строиться по следующим принципам:

– ПТК цифровой ПС должен вести актуальную информационную модель основного оборудования и средств защиты и управления на основе правил, определенных МЭК 61850;

– ПТК цифровой ПС должен по запросу ПТК цифровой ЭС экспортировать модель полностью или ее часть в формате SCD (МЭК 61850-6);

– ПТК цифровой ЭС должен иметь возможность загрузки и последующего импорта информационной модели подстанции, как в виде файла, так и в режиме онлайн с использованием сервисов в соответствии с требованиями МЭК 61850;

– ПТК цифровой ПС должен являться владельцем модели подстанции, которая должна содержать всю необходимую информацию относительно оборудования энергообъекта;

– для обеспечения целостности и непротиворечивости модели изменение структуры информационной модели допускается только на уровне ПТК цифровой ПС с последующим импортом в ПТК цифровой ЭС;

– ПТК цифровой ПС должен обеспечивать передачу текущей информации в подсистему ведения общей информационной модели ПТК цифровой ЭС с использованием объектно-ориентированных протокола МЭК 61850-8-1 (MMS), МЭК 61850-90-2;

– ПТК цифровой ЭС должен обеспечивать передачу в ПТК цифровой ПС команд управления и результаты работы аналитических функций относительно оборудования цифровой ПС (данные определения состояния оборудования, диагностические данные, данные по результатам достоверизации принятой информации и др.).

6.3. Требования к системам связи и сети передачи данных между ПТК цифровой ПС и ПТК управления цифровой ЭС:

– сеть передачи данных между цифровой ПС в ЦУС должна строиться как широкополосная мультисервисная единая транспортная среда с обеспечением обмена всеми видами соответствующей информации (звуковой, видео и др.) с гарантированным качеством;

– задержка передачи информации не должна превышать 100 мс для технологических нужд и не более 150 мс для корпоративных приложений;

– оконечное оборудование связи должно иметь следующие типы интерфейсов:

- Ethernet 1000 Base-SX;
- FXO, FXS, E&M;
- E1, nx64 кбит/с (опционально);

– для передачи технологической информации сеть передачи данных должна обеспечивать не менее двух независимых взаиморезервируемых маршрутов передачи IP-трафика;

– для обеспечения высокого уровня коэффициента готовности узел связи ПС должен иметь две независимые территориально разнесенные линии связи с сетью передачи данных (два независимых «ввода»).

6.4. При проектировании средств связи и видов передачи данных рекомендуется также учитывать положения стандарта СТО 56947007-29.240.10.256-2018 Технические требования к аппаратно-программным средствам и электротехническому оборудованию ЦПС.

7 Требования к интеграции подстанции в систему предприятия электросетевого комплекса

7.1. Цифровая ПС является составным элементом цифрового предприятия электросетевого комплекса.

7.2. Базовыми принципами сопряжения уровня цифровой ПС и уровня цифрового предприятия являются:

– в ПТК цифровой ПС создается и ведется общая модель оборудования ПС в формате МЭК 61850 (SCD);

– в ПТК цифровой ЭС организуется подсистема ведения общей модели цифровой ЭС;

– в ПТК цифровой ЭС импортируются модели всех цифровых ПС, при этом ПТК цифровой ЭС автоматически подписывается на сервисы обновления модели;

– импорт модели цифровой ПС подразумевает преобразование модели из формата МЭК 61850 в формат CIM МЭК 61970/МЭК 61968 с использованием специальных конверторов данных с соответствующими профилями и видами;

– подсистема ведения общей модели цифровой ЭС должна предоставлять стандартизированный интерфейс доступа к данной модели с организацией интеграционной шины как для приложений технологического управления сетью (SCADA, EMS), так и для корпоративных приложений (ERP, планирование развития, технологические присоединения, ТОиР и т.п.);

– ПТК цифровой ПС при изменении данных в своей модели должна обеспечивать отсылку отчета в ПТК цифровой ЭС, тем самым синхронизируя информацию на уровне цифровой ПС и цифровой ЭС, после чего она становится доступна подписчикам на интеграционной шине;

– при наличии надежных и широкополосных каналов связи импорт модели цифровой ПС в модель цифровой ЭС может не производиться, а модель цифровой ЭС может использовать модели цифровой ПС непосредственно из ПТК цифровой ПС, также возможен обратный вариант, когда модели цифровой ПС создаются непосредственно в ПТК цифровой ЭС и актуальные данные постоянно передаются напрямую в модель цифровой ЭС (данный вариант является предпочтительным при полном отказе от наличия постоянного дежурного персонала на цифровой ПС).

8 Виртуализация оборудования уровня присоединения

8.1. Для разделения трафика (РЗА, АСУТП, АИИС КУЭ, видеонаблюдение, связь и др.), совместно использующего среду передачи, а также с целью повышения безопасности, должна использоваться технология виртуальных локальных сетей (VLAN). Разделение трафика по VLAN должно выполняться на стадии проектирования объекта с учетом приоритезации и логической сегрегации трафика. При необходимости, связь между VLAN должна осуществляться через соответствующие маршрутизаторы.

8.2. На цифровой ПС должна обеспечиваться высокая степень унификации аппаратных средств уровня присоединения с возложением на них функции приема, обработки и передачи данных в цифровом виде.

8.3. При проектировании цифровой ПС необходимо рассматривать отказ от применения выделенных аппаратных средств для выполнения функций в рамках одного присоединения. Необходимо ориентироваться на решения, обеспечивающие выполнение функций в рамках группы присоединений на многофункциональных ИЭУ и (или) высокопроизводительном и высоконадежном кластере вычислительных средств.

8.4. ПТК цифровой ПС должен обладать свойством независимости логической структуры от физической. Данное свойство, как правило, обеспечивается соблюдением следующих требований к ПТК и его компонентам:

– функции защиты и управления составляются из элементарных компонентов;

– элементарные компоненты функций должны позволять взаимодействовать друг с другом, составляя более сложные функции защиты и управления с учетом физического расположения взаимодействующих компонентов, которые реализуются в виде самостоятельных программных модулей.

– программная реализация модулей должна быть независима от конкретного типа аппаратных средств;

– интерфейсы элементарных компонентов функций автоматизации должны быть стандартизованы в соответствии с требованиями МЭК 61850 к логическим узлам (LN).

– методы обмена информацией компонентов функций друг с другом должны быть стандартизованы в соответствии с требованиями МЭК 61850 MMS, SV, GOOSE.

8.5. В рамках конкретного технического решения, может быть рассмотрена любая степень функциональной интеграции: от полной

интеграции всех функций в рамках одного производительного сервера до полной дезинтеграции, когда каждый компонент функции расположен на отдельном устройстве.

8.6. Используя свойство независимости физической структуры от логической, может быть получена оптимальная, относительно критерия готовность/стоимость, архитектура ПТК.

8.7. Основными характерными чертами оптимального ПТК цифровой ПС является функциональное укрупнение устройств, а также обеспечение надежности за счет расширения диагностики и структурного резервирования на каждом компонентном уровне комплекса, в отличие от практики целостного резервирования функции.

8.8. Достоинствами построения оптимального ПТК цифровой ПС являются:

– значительно меньшее общее количество и номенклатура оборудования в составе ПТК, что снижает объем профилактического обслуживания, сокращает время восстановления работоспособности и требуемые объемы ЗИП;

– значительное снижение количества кабельных связей в составе комплекса и их полная диагностируемость, что ускоряет поиск неисправности и сокращает время восстановительного ремонта;

– сокращение времени поставки и затрат на поставку ЗИП за счет использования вычислительных и коммуникационных средств общего назначения (серверов) в составе системы, которые имеют более низкую стоимость по сравнению со специальными, при более высокой производительности;

– снижение объемов и частоты периодических проверок за счет организации более оптимального планирования профилактических и необходимых восстановительных работ;

8.9. Наличие независимости логической структуры от физической позволяет осуществлять раздельную модернизацию программной и аппаратной составляющих, что также позволяет обеспечивать длительную эксплуатацию автоматизированной системы при относительно низких затратах.

8.10. При виртуализации выделенных технических средств уровень присоединений трансформируется в уровень вычислительных средств, при этом уровень вычислительных средств ПТК цифровой ПС образуют многопроцессорные вычислительные платформы с установленным на них специальным программным обеспечением, выполняющим функции защиты и автоматизации в соответствии с заданной конфигурацией.

8.11. Уровень вычислительных средств ПТК цифровой ПС должен получать данные от устройств уровня процесса, производить их обработку в

соответствии со своими алгоритмами функционирования с выдачей, при необходимости, команд управления устройствам уровня процесса.

8.12. Программное обеспечение, установленное на уровне вычислительной сети ПТК цифровой ПС, должно представлять собой модульное программное обеспечение, в котором каждый программный модуль отвечает за минимальную функцию (виртуальное реле или логический узел в терминах в соответствии с требованиями МЭК 61850).

8.13. Из комбинации программных модулей может быть составлена необходимая функция защиты и (или) автоматизации, при этом уровень вычислительной сети ПТК цифровой ПС представляет собой совокупность обеспечивающих функционирование виртуальных устройств защиты и управления.

8.14. Для обеспечения высокого уровня безотказности вычислительной сети с ассоциативными запоминающими устройствами (АСЗУ) виртуальные устройства, выполняющие критические функции, резервируются.

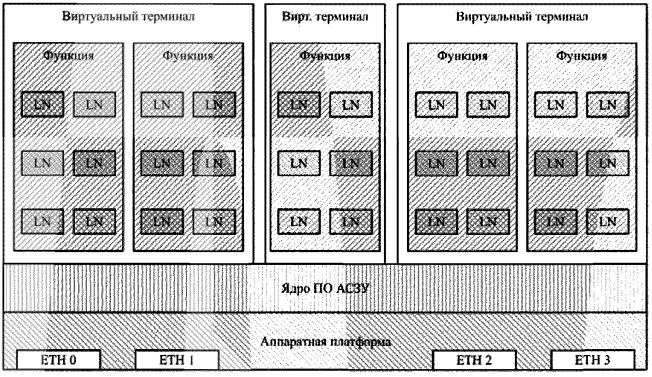


Рис. 3. Структурная схема группового устройства защиты и управления.

8.15. Управление функционированием ПТК может осуществляться как локально, так и удаленно. Удаленное управление может осуществляться с использованием любой внешней системы по протоколу МЭК 61850-8-1 MMS.

8.16. ПТК цифровой ПС должна иметь средства для предоставления удаленного доступа ко всем органам управления и данным в информационной модели системы, с учетом ограничений политики разграничения доступа.

8.17. Локальное управление по месту должно осуществляться при помощи входящего в состав шкафа вычислительной сети ПТК цифровой ПС интерфейса человек-машина с панели управления.

8.18. Для обеспечения устойчивости АСЗУ к отказам, питание всех важных компонентов АСЗУ должно выполняться с двукратным резервированием.

8.19. Виртуализация аппаратных средств должна обеспечивать снижение капитальных и операционных затрат на создание и сопровождение ПТК цифровой ПС.

8.20. При проектировании цифровой ПС в качестве целевой архитектуры должен приниматься вариант с использованием кластера серверов в качестве аппаратной платформы для ПТК уровня присоединения.

8.21. При поэтапной реконструкции ПС, проектом должны быть предусмотрены технические решения и мероприятия по переходу от промежуточных решений к целевой архитектуре виртуализации аппаратных средств.

8.22. При наличии соответствующего технико-экономического обоснования возможна реализация варианта частичной виртуализации посредством оптимизации количества устройств АСУ/РЗА уровня присоединения, путем распределения функций по процессорам многофункциональных ИЭУ.

9 Требования к выбору площадки для строительства цифровой подстанции

9.1. Выбор площадки для строительства цифровой ПС должен производиться в соответствии с требованиями Градостроительного, Земельного, Лесного, Водного кодексов РФ, действующих нормативно-правовых актов, в т. ч. по охране окружающей среды, обеспечению экологической безопасности и рационального использования природных ресурсов и соответствующих схем развития электрических сетей.

9.2. Площадка цифровой ПС по возможности должна размещаться вблизи центра электрических нагрузок, автомобильных и железных дорог, существующих инженерных сетей и коммуникаций.

9.3. При размещении площадки цифровой ПС должны соблюдаться размеры соответствующих санитарно-защитных зон, которые обеспечивают уменьшение негативного воздействия (шума, электромагнитного излучения и др.) до значений, установленных действующими нормативами.

9.4. При выборе площадки цифровой ПС необходимо обеспечивать наиболее оптимальные условия для заходов ЛЭП соответствующих классов напряжений.

9.5. Размещение цифровой ПС должно производиться с учетом наиболее рационального использования земель, как на расчетный период, так и с учетом последующего возможного расширения цифровой ПС.

9.6. При выборе площадки для строительства цифровой ПС рекомендуется также руководствоваться соответствующими положениями СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» и СТО 34.01-21.1-001-2017 «Распределительные электрические сети напряжением 0,4-110 кВ. Требования к технологическому проектированию».

В случае противоречий следует руководствоваться требованиями настоящего стандарта.

10 Компоновка цифровой подстанции

10.1. Цифровая ПС может проектироваться как открытого типа, так и закрытого типа.

10.2. Сооружение цифровой ПС закрытого типа следует, как правило, предусматривать в случаях:

– расположения цифровой ПС в черте крупных городов с интеграцией в архитектурный облик города;

– расположения цифровой ПС в зонах сильных промышленных загрязнений;

– необходимости снижения уровня шума до допустимых пределов, в случае неэффективности иных методов снижения шума (экраны шумоглушения, установка оборудования между зданием ОПУ (ЗРУ) и селитебной территорией);

– исключения влияния внешних климатических факторов.

10.3. Открытые цифровые питающие центры, как правило, должны проектироваться с учетом следующих положений:

– ОРУ 35, 110 кВ должны выполняться комплектными, максимального заводского изготовления;

– ОРУ 220 кВ должно выполняться по возможности в блочном исполнении максимального заводского изготовления;

– ОПУ в виде здания модульного или контейнерного типа заводского исполнения;

– РУ 6/10/20/35 кВ в виде КРУН наружной установки или здания модульного или контейнерного типа заводского исполнения (ОПУ и ЗРУ 6/10/20/35 кВ в одном здании).

10.4. При проектировании цифровой ПС открытого типа необходимо рассматривать возможность применения КРУЭ наружной установки, а также комплектных модульных элегазовых ячеек с возможностью визуального контроля видимого разрыва (смотровые окошки), либо наличием механических указателей гарантированного положения контактов.

10.5. Компоновка и конструкция ОРУ цифровой ПС должны обеспечивать возможность проведения ремонта и технического обслуживания оборудования, зданий и сооружений с применением автокранов, гидроподъемников или телескопических вышек преимущественно без снятия напряжения с соседних присоединений, а также возможность подъезда передвижных лабораторий, автотранспорта ремонтных служб к оборудованию для проведения испытаний, ремонтных и профилактических работ.

10.6. Выбор типа ошиновки ОРУ (гибкая, жесткая) должен выполняться на основании механического расчета ошиновки для определения максимальных

усилий в ошиновке, стрел провеса, отклонений для различных сочетаний ветровых, гололедных и температурных воздействий. Жесткая ошиновка выбирается с учетом наибольшего допустимого прогиба от собственного веса, веса ответвлений и гололедных отложений, а также расчетных ветровых и электродинамических воздействий.

10.7. ОПУ на цифровой ПС должно проектироваться с учетом отсутствия постоянного дежурного персонала, необходимости размещения устройств РЗА, АСУ ТП, АИИС УЭ, связи и др.

10.8. Цифровая ПС закрытого типа, как правило, должна проектироваться с применением КРУ.

10.9. Компоновка элегазового ЗРУ должна быть симметричной, все три фазы одной ячейки должны располагаться рядом друг с другом, а также предусматривать возможность расширения КРУЭ.

10.10.Рекомендуется при проектировании цифровой ПС закрытого типа, предусматривать с учетом соответствующего технико-экономического обоснования применение закрытых, литых токоотводов, не требующих обслуживания.

10.11.В ЗРУ и в закрытых камерах трансформаторов и автотрансформаторов, помещении КРУ должны предусматриваться стационарные грузоподъемные устройства необходимой грузоподъемности или должна быть обеспечена возможность применения грузоподъемных устройств (самоходных, передвижных, инвентарных) для механизации ремонта и технического обслуживания оборудования.

10.12. Температура и влажность в помещениях ЗРУ с оборудованием должна соответствовать установленным нормативным требованиям и рекомендациям производителей основного и вспомогательного оборудования и устройств.

10.13. В зале КРУЭ, кабельных помещениях под залами КРУЭ, помещениях для хранения баллонов с элегазом должна быть выполнена приточно-вытяжная вентиляция. Вентиляция должна обеспечивать обмен воздуха в зале КРУЭ, помещениях для хранения баллонов с элегазом и забор воздушной среды из кабельных помещений и кабельных каналов. В зале КРУЭ должна быть предусмотрена установка системы автоматизированного контроля загазованности для контроля недопустимой концентрации элегаза в помещении.

10.14.Помещения КРУЭ, помещение хранения газовых баллонов и кабельной подвал под КРУЭ должны быть оборудованы газоанализаторами (газоаналитическими комплексами, системами контроля), осуществляющими непрерывный контроль концентрации элегаза в помещении, сигнализирующими о недопустимой концентрации элегаза и

обеспечивающими передачу данных с газоанализаторов в единую систему сбора технологической информации с последующей передачей ее на АРМ оперативного дежурного подстанции, а также для управления аварийными инженерными системами. Газоанализаторы должны быть утвержденного типа, прошедшие поверку в соответствии с положениями Федерального закона РФ от 26.06.2008 № 102-ФЗ. Сведения об утвержденных типах газоанализаторах и поверках должны быть внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

10.15. В здании цифровой ПС, при соответствующем обосновании, должно предусматриваться вспомогательное помещение (помещения) для хранения газотехнологического оборудования и элегаза, ЗИП, установок и приборов для проведения высоковольтных испытаний (при необходимости), помещений для ремонтного персонала.

10.16. При определении компоновки цифровой ПС рекомендуется также руководствоваться соответствующими положениями СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)» и СТО 34.01-21.1-001-2017 «Распределительные электрические сети напряжением 0,4-110 кВ. Требования к технологическому проектированию».

В случае противоречий следует руководствоваться требованиями настоящего стандарта.

11 Требования к электрическим схемам цифровой подстанции

11.1. Схемы РУ цифровой ПС разрабатываются при проектировании исходя из:

- необходимого числа коммутаций присоединений;
- необходимости перспективного развития ПС;
- обеспечения требуемой надежности работы РУ;
- обеспечения возможности и безопасности проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах.

Применение отделителей и короткозамыкателей не допускается.

Схемы РУ цифровой ПС как правило должны быть типовыми.

11.2. Количество трансформаторов и автотрансформаторов, устанавливаемых на ПС, принимается, как правило, два. Установка более двух трансформаторов (автотрансформаторов) принимается на основе технико-экономических расчетов.

11.3. При необходимости независимого регулирования напряжения на шинах РУ, подключенных к обмоткам НН автотрансформаторов, допускается предусматривать установку линейных регулировочных трансформаторов, в случае, если уровень требуемого напряжения не обеспечивается другими способами.

11.4. При питании потребителей от обмотки НН трехобмоточных трансформаторов с РПН для обеспечения независимого регулирования напряжения при наличии технико-экономического обоснования может предусматриваться установка линейных регулировочных трансформаторов на одной из сторон трансформаторов.

11.5. При необходимости ограничения токов КЗ на стороне 6-20 кВ, предусматриваются мероприятия с применением:

- трехобмоточных трансформаторов с максимальным сопротивлением между обмотками ВН и НН и двухобмоточных трансформаторов с повышенным сопротивлением;
- трансформаторов с расщепленными обмотками 6-20 кВ;
- токоограничивающих реакторов на стороне СН и НН трансформаторов, причем отходящие линии выполняются, как правило, нереактированными;
- обмоток НН классом напряжения 20 кВ.

11.6. Выбор варианта ограничения токов КЗ следует обосновывать технико-экономическим сравнением с учетом обеспечения качества и снижения величины потерь электроэнергии.

11.7. При необходимости компенсации емкостных токов в сетях 6-35 кВ на ПС должны устанавливаться дугогасящие заземляющие реакторы

преимущественно с плавным автоматическим регулированием индуктивности или емкости и селективной сигнализацией замыкания на землю, либо применяться резистивное заземление нейтрали с устройством соответствующей быстродействующей автоматики отключения поврежденных участков сети.

На напряжении 35 кВ дугогасящие реакторы присоединяются, как правило, к нулевым выводам соответствующих обмоток трансформаторов через развилку из разъединителей, позволяющую подключать их к любому из трансформаторов.

На напряжении 6 и 10 кВ дугогасящие реакторы подключаются к нейтральному выводу отдельного трансформатора, подключаемого к сборным шинам через выключатель.

11.8. Применяемые схемы должны обеспечивать возможность расширения РУ в перспективе путем резервирования места для дополнительных ячеек.

11.9. При разработке схем РУ цифровой ПС рекомендуется также руководствоваться соответствующими положениями следующих документов:

– СТО 56947007-29.240.10.248-2017 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС);

– СТО 34.01-21.1-001-2017 Распределительные электрические сети напряжением 0,4-110 кВ. Требования к технологическому проектированию;

– СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения»;

– СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ;

– СТО 56947007-29.240.35.164-2014 КРУЭ на номинальные напряжения 6-35 кВ. Типовые технические требования;

– СТО 56947007-29.060.10.005-2008 Руководящий документ по проектированию жесткой ошиновки ОРУ и ЗРУ 110-500 кВ.

В случае противоречий следует руководствоваться требованиями настоящего стандарта.

12 Выбор основного электротехнического оборудования цифровой ПС

12.1. Выбор электротехнического оборудования должен осуществляться при проектировании на основании технических требований к оборудованию.

12.2. Мощность силовых трансформаторов (автотрансформаторов) выбирается так, чтобы при отключении любого из них на время ремонта или замены, оставшиеся в работе трансформаторы, с учетом их допустимой по техническим условиям перегрузки и резерва по сетям СН и НН, обеспечивали питание нагрузки.

12.3. Должны применяться трансформаторы и автотрансформаторы:

- оборудованные РПН;
- имеющие необходимую электродинамическую стойкость;
- оборудованные высоковольтными вводами с твердой изоляцией;
- с низким уровнем потерь и уровнем акустических шумов.

12.4. При выборе оборудования, ошиновки и кабелей по номинальному току необходимо учитывать нормальные, послеаварийные и ремонтные режимы, а также перегрузочную способность оборудования.

12.5. Основное оборудование цифровой ПС должно оснащаться соответствующими системами мониторинга с возможностью дистанционной передачи сигналов в цифровом виде на АРМ соответствующих пользователей.

Система мониторинга силовых трансформаторов (автотрансформаторов) 110-220 кВ должна обеспечивать контроль температуры масла, содержания растворенных в масле газов, влагосодержания масла в баке, контроль частичных разрядов, тангенса и емкости изоляции высоковольтных вводов. Оснащение системами мониторинга силовых трансформаторов (автотрансформаторов) 35 кВ осуществляется при соответствующем технико-экономическом обосновании.

Система мониторинга КРУЭ должна обеспечивать контроль давления элегаза и частичных разрядов.

Система мониторинга КРУЭ и (или) средства измерений, применяемые в составе такой системы. должна быть внесены в Государственный реестр средств измерений.

Интеллектуальные электронные устройства систем мониторинга должны быть интегрированы в шину подстанции с использованием протоколов стандарта ГОСТ Р МЭК 61850 без установки дополнительного оборудования протокольных шлюзов.

12.6. Выбор отключающей способности выключателей должен выполняться на основании расчетов токов КЗ на расчетный период и с учетом перспективных планов развития электрической сети, в состав которой входит данная цифровая ПС.

12.7. Коммутационное оборудование (в том числе заземляющие ножи такого оборудования) должно оснащаться электроприводами с функцией дистанционного управления, контроля положения и учета коммутационного ресурса.

12.8. При выборе основного электротехнического оборудования цифровой ПС рекомендуется также руководствоваться соответствующими положениями следующих документов:

– СО 153-34.10.176 (РД 34.10.176) Типовые нормативы резервной коммутационной аппаратуры 110-500 кВ для подстанций и РУ электростанций;

– СО 34.20.527-98 (РД 153-34.0-20.527-98) Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования;

– СТО 56947007-29.240.10.248-2017 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС);

– СТО 34.01-21.1-001-2017 Распределительные электрические сети напряжением 0,4-110 кВ. Требования к технологическому проектированию;

– СТО 56947007-29.240.121-2012 Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35-1150 кВ;

– СТО 56947007-29.060.10.005-2008 Руководящий документ по проектированию жесткой ошиновки ОРУ и ЗРУ 110-500 кВ.

В случае противоречий следует руководствоваться требованиями настоящего стандарта.

13 Требования к собственным нуждам и оперативному постоянному току цифровой подстанции

Вместе с настоящим стандартом при проектировании системы собственных нужд цифровой ПС рекомендуется также руководствоваться соответствующими положениями следующих документов:

– СО 153-34.09.208 (РД 34.09.208) Инструкция по нормированию расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций 35-500 кВ;

– СТО 56947007-29.120.40.262-2018 Руководство по проектированию систем оперативного постоянного тока (СОПТ) ПС ЕНЭС. Типовые проектные решения;

– СТО 56947007-29.120.40.102-2011 Методические указания по инженерным расчетам в системах оперативного постоянного тока для предотвращения неправильной работы дискретных входов микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики, при замыканиях на землю в цепях оперативного постоянного тока подстанций ЕНЭС;

– СТО 70238424.29.240.10.013-2009 Системы собственных нужд подстанций. Условия создания. Нормы и требования;

– СТО 56947007-29.120.40.041-2010 Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования.

В случае противоречий следует руководствоваться требованиями настоящего стандарта.

13.1 Требования к организации собственных нужд цифровой ПС.

13.1.1. На цифровой ПС необходимо устанавливать не менее двух ТСН, присоединенных к разным источникам питания (вводам разных трансформаторов, различным секциям РУ и др.).

13.1.2. ТСН к шинам РУ 6-20 кВ или к обмотке НН основных силовых трансформаторов (АТ), должны присоединяться через выключатели.

13.1.3. Мощность ТСН должна выбираться в соответствии с нагрузками в разных режимах работы цифровой ПС с учетом коэффициентов одновременности их загрузки, а также перегрузочной способности (для маслонаполненных ТСН при некомплексной реконструкции ПС).

13.1.4. В ЗРУ цифровой ПС должны применяться в качестве ТСН сухие трансформаторы с литой изоляцией воздушного охлаждения.

13.1.5. На двухтрансформаторных ПС 110-220 кВ в начальный период их работы с одним силовым трансформатором (автотрансформатором) рекомендуется устанавливать два ТСН с питанием одного из них от другой ПС с обеспечением АВР. Это питание в дальнейшем допускается сохранять.

13.1.6. От сети собственных нужд цифровой ПС питание сторонних потребителей не допускается.

От сети собственных нужд цифровой ПС допускается организовать электроснабжение на период и в целях проведения работ по ремонту (реконструкции) цифровой ПС.

13.1.7. Оборудование РУ 6-20 кВ, находящихся на территории цифровых питающих центров, щита собственных нужд должно быть укомплектовано специализированными узлами и элементами (привода, выкатные элементы, измерительные приборы, устройства РЗиА, контроллеры, блокировки и др.) обеспечивающими дистанционное управление и мониторинг его состояния.

13.1.8. Для обеспечения надежности питания потребителей собственных нужд цифровой ПС должны применяться следующие решения:

– секционирование шин источников питания напряжением 6-20кВ;

– деление шин собственных нужд 0,4 кВ на секции, каждая из которых питается от отдельного источника питания;

– автоматическое включение резервного питания (АВР) секций шин собственных нужд;

– раздельная работа ТСН на стороне НН, при этом в схеме НН собственных нужд должен быть предусмотрен АВР;

– распределение основных и резервных коммутационных аппаратов собственных нужд 0,4 кВ по разным секциям шин из условия минимального нарушения работы оборудования цифровой ПС в случае выхода из строя любой секции;

– применение резервного ТСН, имеющего независимое питание от стороннего источника, либо подключение стационарной дизельгенераторной установки (ДГУ) к секции собственных нужд 0,4 кВ с автоматическим запуском для питания ответственных потребителей собственных нужд, при этом должна быть предусмотрена возможность подключения передвижной ДГУ;

– подключение агрегатов бесперебойного питания для питания отдельных категорий потребителей собственных нужд, не допускающих кратковременного перерыва питания.

13.1.9. Система мониторинга и управления оборудования собственных нужд должна выполнять следующие функции:

– контроль текущих параметров (напряжения, токи) и регистрация их отклонений за допустимые пределы;

– контроль положения коммутационных аппаратов;

– управление вводными и секционными автоматическими выключателями РУ 6-20 кВ, находящихся на территории цифровых питающих

центров, ЩСН и, при необходимости, выключателями потребителей собственных нужд;

– контроль работы АВР питания собственных нужд;

– контроль состояния и фиксация срабатываний устройств защиты собственных нужд;

– регистрация дискретных сигналов аварийных событий;

– регистрация аналоговых величин нормального режима с дискретностью не более 1 с.

13.1.10. Интеллектуальные электронные устройства системы мониторинга и управления собственных нужд цифровой ПС должны быть интегрированы в шину подстанции с использованием протоколов стандарта ГОСТ Р МЭК 61850 без установки дополнительного оборудования протокольных шлюзов.

13.2 Требования к организации оперативного постоянного тока на цифровой ПС

13.2.1. На цифровой ПС должна применяться мало обслуживаемая система оперативного постоянного тока (СОПТ) напряжением 220 В.

13.2.2. На цифровой ПС должна применяться стационарная свинцово-кислотная АБ открытого типа со сроком службы не менее 20 лет в соответствии с требованиями ГОСТ Р МЭК 60896-11, обеспечивающая максимальные расчетные толчковые токи после двухчасового разряда (не менее) током нагрузки в автономном режиме (при потере собственных нужд ПС) в течение всего срока службы.

Возможно применение иных, более современных АБ, обладающих лучшими характеристиками (при соответствующем обосновании).

13.2.3. СОПТ цифровой ПС должна обеспечивать рабочее и резервное питание следующих основных электроприемников:

– релейная защита и автоматика;

– противоаварийная автоматика;

– АСУТП;

– устройства АИИС КУЭ;

– средств диспетчерского/технологического управления и связи (СДТУ);

– локальной сети ПС;

– приводов постоянного тока коммутационных аппаратов;

– противоаварийных инженерных системы ПС (пожаротушение, дымоудаление, приточно-вытяжная вентиляция и др.);

– система обеспечения безопасности (КСОБ);

– пожарная сигнализация;
– аварийное освещение;
– преобразовательные агрегаты бесперебойного питания (АБП);

13.2.4. При реконструкции ПС, с установкой МП защит, допускается в дополнение к существующей СОПТ устанавливать новую СОПТ для питания только реконструируемой части ПС. В дальнейшем по мере замены оборудования и кабелей вторичной коммутации все потребители должны переводиться на новую СОПТ цифровой ПС.

13.2.5. Организация питания СОПТ устройств РЗА и электромагнитов отключения выключателей должна обеспечивать:

– сохранение в работе не менее одного устройства РЗА защищаемого присоединения, обеспечивающего защиту от всех видов КЗ, и соленоида отключения выключателя на защищаемом присоединении 110-220 кВ при аварийном отключении любого защитного аппарата, обесточении любой секции ЩПТ или ШРОТ;

– селективную работу защитных устройств СОПТ при КЗ в её цепях и отстройку от максимальной нагрузки;

– сохранение в работе без перезагрузки терминалов РЗА, подключенных к неповрежденным присоединениям ЩПТ при повреждениях в СОПТ.

13.2.6. На цифровой ПС напряжением 220 кВ, а также на узловых и (или) транзитных ПС 110 кВ с 4-мя и более выключателями в РУ ВН следует устанавливать две стационарные малообслуживаемые АБ со сроком службы не менее 20 лет и емкостью каждой АБ, рассчитанной на общую суммарную нагрузку СОПТ.

13.2.7. Зарядные устройства (ЗУ) должны выбираться совместно с АБ для обеспечения требований, предъявляемых изготовителями АБ к ЗУ, с целью поддержания заявленного срока службы АБ и ее надежной работы. ЗУ должны иметь систему естественного охлаждения.

13.2.8. На цифровой ПС 220 кВ, а также на узловых и/или транзитных ПС 110 кВ с 4-мя и более выключателями в РУ ВН следует применять по два ЗУ на каждую АБ, обеспечивающих:

– заряд АБ в трехступенчатом автоматическом режиме (1 ступень – ограничение начального тока заряда, 2 ступень – ограничение напряжения заряда, 3 ступень – стабилизация напряжения с условием термокомпенсации напряжения подзаряда);

– качество напряжения (уровень, пульсации, стабильность и термокомпенсация) в режиме поддерживающего заряда в соответствии с заводской документацией на аккумуляторы конкретного типа;

– качество напряжения в режимах поддерживающего и уравнительного заряда в соответствии с заводской документацией электроприемников СОПТ;

– бесперебойное электропитание устройств, находящихся постоянно под напряжением, при нарушении связи с АБ по любой причине, в соответствии с их заводской документацией;

– автоматический ускоренный полный заряд АБ за минимально возможное время с учетом ограничений, определенных техническими условиями на АБ.

13.2.9. Схема организации СОПТ должна обеспечивать параллельную работу на стороне выпрямленного напряжения двух ЗУ с симметричным делением между ними суммарного тока нагрузки или работу одного из ЗУ в режиме «горячего» резерва (при применении трёх ЗУ для двух АБ).

13.2.10. СОПТ должна как правило иметь трехуровневую систему защиты:

– нижний уровень: защита цепей питания непосредственных потребителей (устройства РЗА, цепи управления выключателями и т.п.) с применением автоматических выключателей;

– средний уровень: защита цепей ШРОТ и других потребителей ЩПТ с применением плавких предохранителей;

– верхний уровень: защита шин ЩПТ на вводе АБ с применением плавких предохранителей.

На ПС 110 кВ с тремя и менее выключателями ВН возможно использование двух уровней защиты (с исключением групповых защитных аппаратов ЩПТ, питающих шинки управления или сигнализации группы присоединений).

Должны использоваться автоматические выключатели, сертифицированные для использования в электроустановках постоянного тока.

13.2.11. Требования к щитам постоянного тока (ЩПТ):

– для каждой АБ должен предусматриваться отдельный ЩПТ;

– каждый ЩПТ должен иметь достаточное количество защитных устройств, секций для выполнения работ по техническому обслуживанию в системе СОПТ без отключения АБ;

– каждый ЩПТ должен иметь две отдельные секции;

– ввод на каждую секцию ЩПТ должен выполняться отдельным кабелем;

– каждый ЩПТ должен иметь секционные разъединители для перевода нагрузки с одной секции на другую в пределах одного ЩПТ;

– объединение секций разных АБ должно выполняться через два последовательно включенных коммутационных аппарата.

13.2.12. На каждом ЩПТ должны быть предусмотрены:

– измерительные приборы для отображения напряжения на секциях, токов нагрузки и заряда АБ;

– устройства контроля изоляции СОПТ;

– устройства контроля симметрии напряжения групп аккумуляторов АБ;

– устройства местной индикации состояния плавких предохранителей и исправности ЗУ;

13.2.13. В СОПТ должна выполняться регистрация аварийных процессов и событий (РАС) с передачей информации удаленного контроля на сервер РАС.

13.2.14. ЩПТ должен быть оборудован интеллектуальными электронными устройствами, поддерживающими требования протоколов серии ГОСТ Р МЭК 61850.

13.2.15. При выполнении на реконструируемых ПС электромагнитной блокировки разъединителей должны предусматриваться выпрямительные блоки питания от сети собственных нужд и DC/DC конверторы (запитанные от СОПТ) для питания цепей оперативной блокировки.

13.2.16. Цепи питания ИЭУ РЗА не допускается объединять с цепями питания оперативной блокировки.

13.2.17. При проектировании систем оперативного постоянного тока на цифровой ПС рекомендуется также учитывать положения СТО 56947007-29.120.40.262-2018 «Руководство по проектированию систем оперативного постоянного тока (СОПТ) ПС ЕНЭС. Типовые проектные решения».

14 Требования к заземляющим устройствам цифровой ПС

14.1. Заземляющие устройства ПС следует выполнять в соответствии с требованиями ПУЭ и нормированием по допустимому напряжению прикосновения или по допустимому сопротивлению, а также с учетом требований по снижению импульсных помех для обеспечения работы вспомогательного оборудования.

14.2. Для обеспечения в эксплуатации контроля соответствия действительных значений сопротивления растеканию и напряжений прикосновения принятым значениям, исходные данные, расчетные значения напряжений прикосновения, места расположения расчетных точек и сезонные коэффициенты должны быть указаны в проектной документации

14.3. При реконструкции необходимо проверять состояние контура заземления ПС и, в случае необходимости, выполнять его усиление в соответствии с требованиями ПУЭ и указаниями действующих нормативных документов.

14.4. При проектировании заземляющих устройств цифровой ПС рекомендуется также руководствоваться соответствующими положениями:

– Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Глава 1.7 Заземление и защитные меры электробезопасности (Издание седьмое);

– СО 34.35.125-99 (РД 153-34.3-35.125-99) Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений;

– СТО 56947007-29.130.15.114-2012 Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ.

В случае противоречий следует руководствоваться требованиями настоящего стандарта.

15 Режим заземления нейтрали трансформаторов и автотрансформаторов

15.1. Режим заземления нейтрали обмоток трансформаторов 110-220 кВ выбирается с учетом класса изоляции нейтрали, обеспечения в допустимых пределах коэффициента заземления, допустимых значений токов однофазного КЗ, по условиям выбора оборудования и действия РЗА.

15.2. При присоединении к линии 110 кВ ответвлениями нескольких ПС и при наличии на одной или нескольких из них питания со стороны СН или НН необходимо обеспечивать постоянное заземление нейтрали не менее, чем у одного из присоединенных к линии трансформаторов, имеющих питание со стороны СН или НН.

15.3. Постоянное заземление нейтрали должны иметь все автотрансформаторы и обмотки 220 кВ трансформаторов. Нейтрали обмоток трансформаторов 110 кВ, которые в процессе эксплуатации могут быть изолированы от земли, должны быть защищены ограничителями перенапряжений с уровнем ограничения, скоординированным с уровнем изоляции защищаемой нейтрали.

15.4. В сети 20 кВ, как правило, должно применяться резистивное заземление нейтрали. Резисторы должны подключаться к нейтрали обмотки 20 кВ силового трансформатора, либо к нейтральному выводу отдельного трансформатора, подключаемого к сборным шинам 20 кВ через выключатель.

15.5. Для снижения однофазных токов КЗ допускается заземление нейтрали автотрансформаторов 220 кВ через низкоомные токоограничивающие резисторы или реакторы.

15.6. Нейтрали обмоток 20 кВ силовых трансформаторов 110, 220 кВ, должны соединяться в звезду и иметь резистивное заземление. Допускается соединение нейтралей обмоток 20 кВ силовых трансформаторов 110, 220 кВ в треугольник, при этом резистивное заземление нейтрали сети 20 кВ обеспечивается подключением резисторов в нейтрали специальных трансформаторов, подключаемых к секциям шин 20 кВ.

15.7. При определении режимов заземления нейтрали трансформаторов и автотрансформаторов цифровой ПС рекомендуется также руководствоваться соответствующими положениями СТО 56947007-29.130.15.114-2012 Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ.

В случае противоречий следует руководствоваться требованиями настоящего стандарта.

16 Требования к электромагнитной совместимости

16.1. При проектировании подстанции должен быть предусмотрен комплекс мероприятий, обеспечивающих ЭМС устройств РЗА, АСУ ТП, АИИС КУЭ, связи, СИ и сигнализации в соответствии с действующими нормативными документами.

16.2. Мероприятия по обеспечению ЭМС должны быть разработаны с учетом выбранной электрической схемы ПС и включать в себя:

– разработку оптимальных компоновочных решений объекта (компоновка и размещение основного оборудования, рассматриваемого как источник импульсных высокочастотных помех, магнитных полей и т.п. на открытой (закрытой) части ПС, в зданиях и помещениях ОПУ, РЩ);

– выполнение устройств молниезащиты объекта в части защиты вторичных цепей и устройств от электромагнитных воздействий молнии (например, размещение по отношению к кабельным трассам и зданиям с обеспечением допустимого воздействия молнии на вторичные цепи и устройства);

– выбор заземляющего устройства ПС с указанием «шага» сетки на каждом ОРУ и непосредственно около установленного оборудования, количества связей между заземляющим устройством ОРУ разных напряжений, заземляющим устройством здания и заземляющим устройством ПС и их прокладки;

– выбор трассы прокладки кабельных каналов, типа кабельной канализации с указанием расстояний между ними и высоковольтными шинами (ошиновками), наличия и длины участков их параллельной прокладки по отношению к шинам (ошиновкам) и оценка их влияния на кабели вторичной коммутации;

– выполнение защиты от статического электричества устройств РЗА, АСУ ТП, АИИС КУЭ, связи (напольные антистатические покрытия);

– использование волоконно-оптических кабельных связей вместо контрольных кабелей, а при невозможности применения волоконно-оптических кабельных связей разнесение контрольных кабелей цепей постоянного и переменного тока;

– применение волоконно-оптических кабелей, а при невозможности их использования экранированных контрольных кабелей с определением мест заземления их экранов;

– экранирование помещений, в которых размещаются устройства РЗА, АСУ ТП, АИИС КУЭ, связи;

– обеспечение ЭМС высокоомных входов устройств РЗА, АСУ ТП, при подключении к ним кабелей, приходящих из РУ разных напряжений, других зданий;

– обеспечение защиты от импульсных помех в системах оперативного постоянного и переменного токов.

16.3. Мероприятия по обеспечению требований ЭМС при реконструкции ПС должны разрабатываться с учетом результатов проведенных обследований электромагнитной обстановки.

16.4. В целях обеспечения ЭМС на цифровой ПС рекомендуется также руководствоваться соответствующими положениями следующих документов:

– СО 34.35.311-2004 Методические указания по определению электромагнитных обстановки и совместимости на электрических станциях и подстанциях;

– СТО 56947007-29.240.043-2010 Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов;

– СТО 56947007-29.240.044-2010 Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства.

В случае противоречий следует руководствоваться требованиями настоящего стандарта.

17 Требования к прокладке кабелей

17.1. При сооружении цифровой ПС на ОРУ и по территории ПС кабели должны прокладываться наземным или надземным способом – в кабельных лотках или на кабельных эстакадах. Применение заглубленных кабельных каналов и (или) тоннелей должно иметь специальное обоснование.

17.2. Взаимно резервирующие КЛ следует прокладывать в отдельных отсеках цифровой ПС (в обоснованных случаях – отдельный коллектор, лоток, галерея).

17.3. При использовании лотков должен обеспечиваться проезд машин и механизмов по ОРУ выполнения ремонтных и эксплуатационных работ.

17.4. Переезды для машин и механизмов должны предусматриваться с сохранением расположения лотков на одном уровне.

17.5. При применении лотков не допускается прокладка кабелей под дорогами или переездами для машин в трубах и каналах, расположенных ниже уровня лотков.

17.6. Во всех кабельных сооружениях следует предусматривать запас емкости для дополнительной прокладки кабелей порядка 15 % от количества, предусмотренного на расчетный период.

17.7. Защита силовых, контрольных и волоконно-оптических кабелей от распространения пожара должна осуществляться путем проектирования лотков из сплошных железобетонных конструкций с пределом огнестойкости не менее REI 45, не имеющих разрывов, с применением съемных несгораемых плит и применением силовых, контрольных и волоконно-оптических кабелей, в том числе симметричных высокочастотных и коаксиальных кабелей связи, с изоляцией, не распространяющей горение.

17.8. При прокладке в кабельных тоннелях и помещениях должны применяться кабели с изоляцией, не распространяющей горение с низким дымовыделением (с индексом НГ(А)-LS).

17.9. При сооружении на цифровой ПС кабельных заходов 110-220 кВ следует применять кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена со встроенным оптоволокном с обеспечением резервирования оптоволокна.

При сооружении кабельных перемычек 110-220 кВ применение кабеля со встроенным оптоволокном осуществляется при наличии соответствующего обоснования.

Положения настоящего пункта могут применяться в отношении кабельных заходов и кабельных перемычек 35 кВ при соответствующем обосновании.

17.10. Для цифровых ПС с КРУЭ следует применять элегазовые вводы и концевые муфты конструктивного сухого исполнения с обеспечением вывода и подключения оптоволоконных проводников.

17.11. На цифровой ПС кабельные линии от распределительных устройств различных напряжений, силовых трансформаторов (автотрансформаторов), а также от присоединений, подключенных к разным секциям РУ одного напряжения должны прокладываться в отдельных кабельных сооружениях.

17.12. При прокладке силовых кабелей 6-20 кВ для подключения потребителей следует предусматривать организованный вывод их по территории цифровой ПС (в каналах, туннелях, траншеях и т.п.) до ее внешнего ограждения.

17.13. Выбор сечения жил кабелей 6-20 кВ, питающих потребителей, должен выполняться по величине максимального расчетного тока в нормальном и послеаварийном режимах, с учетом допустимой перегрузки в послеаварийном режиме, а также другими требованиями.

17.14. Расположение кабельных сооружений и прокладку кабелей следует выполнять с учетом требований по ЭМС.

17.15. При проходе кабелей через стены и фундаменты должны использоваться огнестойкие блоки из разных элементов противопожарных преград. В местах разветвления кабельных лотков и каналов, а также через каждые 50 м выполняются противопожарные перегородки из уплотняющих огнестойких пакетов.

17.16. На цифровой ПС с 2-мя и более силовыми трансформаторами (автотрансформаторами), компоновка кабельного хозяйства должна быть выполнена таким образом, чтобы при возникновении возгораний в кабельном хозяйстве или вне его, вероятность выхода из строя двух и более силовых трансформаторов (автотрансформаторов) была бы минимальной.

17.17. Вдоль кабельных трасс должны прокладываться горизонтальные заземлители, присоединяемые к заземляющему устройству ПС.

17.18. Металлические оболочки и броня кабелей цепей управления, измерения и сигнализации должны заземляться в местах концевой разделки.

17.19. На цифровой ПС для передачи данных должны применяться волоконно-оптические контрольные кабели.

17.20. Концевые муфты КЛ 110-220 кВ должны быть оснащены системой мониторинга частичных разрядов.

17.21.КЛ, КВЛ 110-220 кВ и кабельные перемычки 110-220 кВ (при соответствующем обосновании) должны быть оснащены системой мониторинга, включающей: контроль температуры нагрева кабеля с определением температуры наиболее нагретых участков, контроль тока в

экране, систему охранной сигнализации доступа в колодцы транспозиции и, при соответствующем обосновании, систему виброакустического мониторинга (для предотвращения несанкционированных раскопок).

17.22.Система мониторинга КЛ, КВЛ и кабельных перемычек должна обеспечивать передачу всей информации в ЦУС для представления на АРМ пользователей системы.

17.23. Для кабельно-воздушных ЛЭП 110-220 кВ должны предусматриваться устройства определения места повреждения ЛЭП на кабельном или воздушном участке с запретом АПВ при выявлении повреждения на кабельном участке ЛЭП.

Положения настоящего пункта могут применяться в отношении кабельно-воздушных ЛЭП 35 кВ при соответствующем обосновании.

17.24. Системы мониторинга КЛ, КВЛ и кабельных перемычек и (или) средства измерений, применяемые в составе таких систем, должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений.

18 Требования к защите от грозовых перенапряжений

18.1. Защита от грозовых перенапряжений РУ и ПС осуществляется:

– от прямых ударов молнии: стержневыми и тросовыми молниеотводами в соответствии с ПУЭ;

– от набегающих волн: защитными аппаратами в соответствии с ПУЭ. В качестве защитных аппаратов должны применяться, как правило, ОПН.

18.2. Защита ВЛ 35-220 кВ от прямых ударов молнии на подходах к РУ должна быть осуществлена в соответствии с требованиями ПУЭ.

18.3. В РУ 35-220 кВ, к которым присоединены ВЛ, должны быть установлены ОПН. Защитные характеристики ОПН должны быть скоординированы с изоляцией защищаемого оборудования и ВЛ. Защитные характеристики ОПН, установленных в одном РУ, не должны отличаться друг от друга.

18.4. Количество комплектов ОПН 35-220 кВ и место их установки выбираются в соответствии с требованиями ПУЭ, уровнем испытательных напряжений защищаемого оборудования, исходя из принятых на расчетный период схем электрических соединений, количества ВЛ и трансформаторов, наличия кабельных вставок.

18.5. Для защиты трансформаторного оборудования от грозовых перенапряжений на стороне 6-20 кВ устанавливаются ОПН.

18.6. При применении КРУЭ 110-220 кВ, КЛ и кабельных вставок для их защиты от грозовых перенапряжений должны применяться ОПН. Выбор места установки и параметров ОПН определяется на основании расчетов, выполняемых при проектировании.

18.7. В целях обеспечения защиты от грозовых перенапряжений на цифровой ПС рекомендуется также руководствоваться соответствующими положениями следующих документов:

– СО 34.35.125-99 (РД 153-34.3-35.125-99) Руководство по защите электрических сетей 6 -1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений;

– СТО 56947007-29.130.15.114-2012 Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ.

В случае противоречий следует руководствоваться требованиями настоящего стандарта.

19 Требования к защите от внутренних перенапряжений

19.1. Электрические сети 6-35 кВ могут работать с нейтралью:

– изолированной;

– заземленной через активное сопротивление (высоковольтные защитные резисторы) или индуктивное сопротивление (дугогасящие заземляющие реакторы);

– комбинированной, заземленной через активное сопротивление и индуктивное сопротивление (параллельное включение дугогасящего заземляющего реактора и высоковольтного защитного резистора).

Выбор конкретного режима работы нейтрали определяется при проектировании.

19.2. При применении дугогасящих заземляющих реакторов (ДГР) предпочтение должно отдаваться плавнорегулируемым ДГР с автоматическим регулированием (управлением). Для автоматического управления дугогасящего заземляющего реактора рекомендуется использовать устройства, обеспечивающие непрерывную настройку компенсации емкостного тока в режимах, предшествующих однофазным замыканиям на землю с возможностью согласованного управления несколькими реакторами, в том числе различными комбинациями реакторов (по типу исполнения), на разных секциях шин при включении и отключении секционных выключателей. Системы автоматической настройки должны иметь функцию хранения журнала событий и осциллограмм ОЗЗ в памяти, а также регистрации событий (ток ДГР, фазные напряжения, 3Uo, дату и время события).

19.3. Расстановка и выбор ОПН для защиты от коммутационных перенапряжений определяются в соответствии с нормативной документацией.

19.4. При применении КЛ и кабельных вставок 35-220 кВ необходимо проводить проверку необходимости установки ОПН для защиты остального оборудования от коммутационных перенапряжений.

19.5. С целью ограничения опасных для оборудования коммутационных перенапряжений следует применять ОПН, выключатели с управляемой коммутацией полюсов или другие средства, а также сочетать их с мероприятиями по ограничению длительных повышений напряжения (установка ШР (УШР) и КР, ПА). Выбор параметров ОПН осуществляется в соответствии с действующей нормативной документацией.

19.6. В РУ 110-220 кВ с индуктивными ТН и выключателями, содержащими емкостные делители напряжения, должны быть предусмотрены мероприятия по предотвращению появления феррорезонансных перенапряжений.

19.7. Для РУ 110-220 кВ должны предусматриваться технические решения, исключающие появление феррорезонансных перенапряжений, возникающих при последовательных включениях электромагнитных ТН и емкостных делителей напряжения выключателей. К этим решениям относятся:

- применение выключателей без емкостных делителей напряжения;
- применение антирезонансных ТН;
- увеличение емкости ошиновки РУ путем установки на шинах дополнительных конденсаторов, например, конденсаторов связи.

19.8. В случае невозможности применения указанных решений для всего РУ (например, при расширении РУ), необходимо выполнить расчет возможности возникновения феррорезонансных перенапряжений и предусмотреть мероприятия по устранению причин возникновения феррорезонансных перенапряжений, или убедиться, что принятые ранее мероприятия достаточны.

19.9. Для исключения феррорезонансных перенапряжений в сетях с изолированной нейтралью должны применяться антирезонансные ТН.

19.10. Разработка мероприятий по ограничению высокочастотных перенапряжений и защите от них электротехнического оборудования РУ 110-220 кВ должны осуществляться в соответствии с установленными требованиями.

19.11. В целях обеспечения защиты от внутренних перенапряжений на цифровой ПС рекомендуется также руководствоваться соответствующими положениями СО 34.35.125-99 (РД 153-34.3-35.125-99) Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений.

В случае противоречий следует руководствоваться требованиями настоящего стандарта

20 Требования к измерительным трансформаторам тока и трансформаторам напряжения

20.1. Цифровые измерительные трансформаторы цифровой ПС должны соответствовать следующим требованиям:

– измерительные трансформаторы должны быть утвержденного типа, прошедшие поверку в соответствии с положениями Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ. Сведения об утвержденных типах измерительных трансформаторов и поверках должны быть внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений;

– цифровые измерительные трансформаторы должны обеспечивать передачу измеренных мгновенных значений напряжении и токов в соответствии с требованиями МЭК 61850-9-2 устройствам уровня присоединения (устройства управления и мониторинга: контроллеры присоединения, многофункциональные измерительные приборы, счётчики АИИС КУЭ, системы мониторинга трансформаторного оборудования и т.д.);

– данные от цифровых оптических (электронных) измерительных трансформаторов должны поступать в виде многоадресных Ethernet-пакетов, предусмотренных стандартом МЭК 61850-9. Сформированные пакеты должны передаваться по сети Ethernet (по шине процесса) в устройства уровня присоединения (ПТК АСУ ТП, РЗА и др.) Частота дискретизации передаваемых данных должна быть не хуже 80 точек на период для устройств РЗА и 256 точек и более на период для высоко требовательных приложений (например, при применении устройств регистрации электромагнитных переходных процессов требуются частоты дискретизации передаваемых данных не ниже 1440 точек на период);

– передача данных от цифровых измерительных трансформаторов должна осуществляться по оптоволоконным кабелям, которые должны соответствовать требованиям стандарта МЭК 60794;

– цифровые измерительные трансформаторы должны иметь возможность принимать внешний сигнал синхронизации. Синхронизация осуществляется через сеть Ethernet в соответствии с требованиями протокола МЭК 61588;

– при автоматическом обнаружении неисправности цифрового измерительного трансформатора, должен быть сформирован и передан сигнал о недостоверности данных на цифровом канале;

– отказ системы передачи данных от цифровых измерительных трансформаторов должен быть автоматически обнаружен с формированием соответствующего сигнала о неисправности.

20.2. В качестве первичных датчиков цифровых измерительных трансформаторов для цифровой ПС могут использоваться оптические датчики тока и напряжения на основе магниточувствительного оптоволокна, либо электромагнитные ТТ, электромагнитные или емкостные ТН.

20.3. При реконструкции ПС допускается использовать измерительные ТТ и ТН с аналоговым выходом с использованием цифровых преобразователей при соответствующем экономическом обосновании.

20.4. Измерительные трансформаторы должны быть испытаны на соответствие требованиям стандартов ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010 и ГОСТ Р МЭК 60044-7-2010, иметь действующий сертификат/свидетельство об утверждении типа, должны иметь действующую отметку о проведении поверки (первичной/заводской) на момент установки и допущены к применению в РФ.

20.5. При выборе цифровых измерительных трансформаторов для цифровой ПС рекомендуется также руководствоваться соответствующими положениями следующих документов:

– ГОСТ Р МЭК 60044-7-2010 Трансформаторы измерительные. Часть 7. Электронные трансформаторы напряжения;

– ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010 Трансформаторы измерительные. Часть 8. Электронные трансформаторы тока.

В случае противоречий следует руководствоваться требованиями настоящего стандарта.

21 Релейная защита и автоматика

21.1 Общие положения.

21.1.1. Подсистема РЗА общей структуры ПТК цифровой ПС является локальной автономной подсистемой автоматического действия и функционирования на уровне ПТК присоединения и уровне ПТК подстанции.

21.1.2. Состав комплексов технических средств интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) для организации подсистемы РЗА должен быть выбран на этапе проектирования с учетом определения расчетных показателей надежности в части функций защит (количество защит) и аппаратного резервирования (количество физических терминалов).

21.1.3. Подсистема РЗА должна состоять из комплекса устройств, выполняющих функции РЗА на электроэнергетических объектах, и комплекса средств автоматизации функций персонала РЗА. Структурная схема подсистемы РЗА должна быть организована в виде представленной схемы.

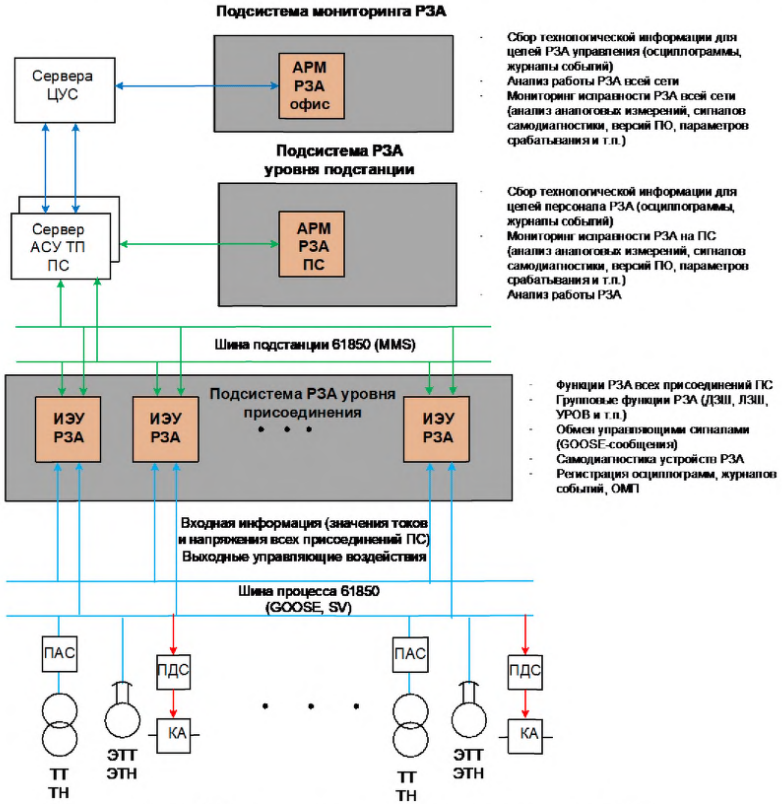


Рис. 4 Структурная схема подсистемы РЗА

21.2 Уровень ПТК присоединения подсистемы РЗА

21.2.1. ИЭУ РЗА взаимодействует с ЭТТ, ЭТН, ПАС, ПДС (уровень процесса), с КП, РАС (уровень присоединения), АРМ, АСУ ТП (уровень подстанции). Входная и выходная информация ИЭУ РЗА представлена в обобщенной форме в Таблице 2.

Таблица 2. Информационный обмен с устройствами РЗА на ЦПС

	Источники информации								
	ПДС	ЭТТ, ЭТН	ПАС	КП	РЗА	РАС	АСУ ТП	АРМ	Система синхронизации
РЗА прием	GOOSE положение КА	SV ток и напряжение	SV, GOOSE	GOOSE управление	GOOSE		MMS – управление	MMS – управление	SNTP, PTP
	Приемники информации								
	ПДС	ЭТТ, ЭТН	ПАС	КП	РЗА	РАС	АСУ ТП	АРМ	Система синхронизации
РЗА выдача	GOOSE управление			GOOSE, MMS	GOOSE	GOOSE, MMS – TC	MMS – TC, ТИ, файлы	MMS – TC, ТИ, файлы	

21.2.2. Должны выполняться требования в части допустимой погрешности измерений в максимальном аварийном режиме работы (аналог предельной кратности трансформаторов тока).

21.2.3. В целях обеспечения надежности функционирования задач РЗА уровень процесса присоединений 110-220 кВ должен быть дублирован. В случае использования ПАС, они должны быть подключены к разным источникам сигнала.

21.2.4. Информация с основного и резервного комплекта устройств уровня процесса должна быть доступна как основному, так и резервному комплекту защит. Источник используемой информации должен определяться прикладной задачей РЗА исходя из собственной логики.

21.2.5. Сбор дискретной информации и функции управления выключателем при срабатывании защит должны выполняться устройствами ПДС.

21.2.6. Полный состав наборов данных и параметров передачи данных должны быть определены при проектировании.

21.2.7. ИЭУ РЗА должны выполнять анализ и обработку информации с целью выявления аварийного режима, а также принятия решения об автоматическом отключении присоединения электрической сети от остальной ее части, или действия на сигнал.

21.2.8. ИЭУ РЗА должны получать и передавать данные от устройств уровня процесса. Обмен должен осуществляться по ЛВС шины процесса.

21.2.9. Для двухстороннего обмена дискретной информацией должен использоваться протокол МЭК 61850-8-1 (GOOSE)

21.2.10. Для обмена аналоговой информацией должен использоваться протокол МЭК 61850-9-2 (SV).

21.2.11. ИЭУ РЗА должно получать и передавать данные и обмениваться сигналами с другими устройствами уровня присоединения цифровой ПС. Должны быть предусмотрены: прием и передача логических сигналов для взаимодействия с ИЭУ РЗА уровня присоединения своей ПС, а также обмен данными и сигналами с ИЭУ РЗА смежных ПС.

21.2.12. ИЭУ РЗА должно взаимодействовать с подсистемами АСТУ для обеспечения передачи данных на подстанционный уровень цифровой ПС для использования в подсистеме РЗА уровня подстанции, а также принимать данные и управляющие воздействия от устройств подстанционного уровня цифровой ПС.

21.2.13. ИЭУ РЗА должны выдавать управляющие сигналы на отключение защищаемого присоединения через ПДС, формировать дискретные сигналы (о срабатывании защит, о блокировках, пусках, неисправностях входных цепей тока или напряжения, неисправностях, обнаруженных системой диагностики, изменении конфигурации и оперативном состоянии ИЭУ РЗА, оперативных физических и логических ключей, накладок, переключателей и т.п.) и передавать на уровень подстанции.

21.2.14. ИЭУ РЗА должно формировать информационную модель присоединения и выполняемых им функций автоматизации в соответствии с МЭК 61850-7-3, МЭК 61850-7-4.

21.2.15. ИЭУ РЗА должны актуализировать значения атрибутов информационной модели на основании полученной информации и рассчитанных значений.

21.2.16. ИЭУ РЗА должны информировать подсистему уровня подстанции и об изменениях значений атрибутов информационной модели при помощи сервисов буферизированных и небуферизированных отчетов МЭК 61850-8-1 MMS.

21.2.17. Тип сервиса отчетов, состав наборов данных и параметры сервиса должны определяться при проектировании.

21.2.18. ИЭУ РЗА должны присваивать:

– метку времени рассчитанным аналоговым значениям;

– метку времени дискретным событиям в тех случаях, если она не присвоена источником сообщения или дискретное событие является результатом логической операции, выполненной в контроллере присоединения (КП).

21.2.19. ИЭУ РЗА должны информировать другие устройства уровня присоединения об изменении значений атрибутов его информационной модели. Необходимость таких связей, объем передаваемой информации и т.д. должен определяться при проектировании.

21.2.20. Состав наборов данных и параметры посылки GOOSE сообщений должны определяться при проектировании.

21.2.21. ИЭУ РЗА должны принимать от устройств уровня подстанции команды дистанционного управления и регулирования.

21.2.22. Для передачи команд управления основным оборудованием должен использоваться сервис управления согласно требованиям МЭК 61850-8-1 (управление с предвыбором с улучшенной безопасностью).

21.2.23. Команды управления виртуальными ключами, накладками, а также второстепенным оборудованием должны осуществляться сервисом управления согласно требованиям МЭК 61850-8-1 (прямое управление).

21.2.24. Оперативное переключение групп уставок должно осуществляться при помощи сервиса Settings Group согласно МЭК 61850-7-2-2009, раздел 13.

21.2.25. ИЭУ РЗА должны выполнять регистрацию аналоговых и дискретных сигналов при помощи встроенной функции регистрации аварийных событий. Сохранение осциллограмм аварийных событий должно производиться в формате МЭК 60255-24:2013 (COMTRADE).

21.2.26. Передача файлов осциллограмм на уровень подстанции должна осуществляться в автоматическом режиме при помощи сервиса согласно требованиям МЭК 61850-8-1 File Transfer.

21.2.27. В ИЭУ РЗА должен быть предусмотрен набор элементов свободно программируемой логики, используемой, в том числе, для реализации дополнительных логических функций.

21.2.28. В устройствах различного назначения рекомендуется использоваться модули с однотипными методами конфигурирования и тестирования с целью максимального облегчения наладки, обслуживания и обучения персонала.

21.3 Уровень ПТК подстанции подсистемы РЗА

21.3.1. На уровне ПТК подстанции подсистемы РЗА должны быть обеспечены сбор, обработка и доступ для необходимой технологической информации персонала управления РЗА.

21.3.2. На уровне ПТК подстанции подсистемы РЗА должно быть организовано АРМ персонала РЗА с полным набором программного обеспечения для дистанционного доступа, параметрирования и конфигурирования всех функций, находящихся на данной цифровой ПС устройств защиты.

21.3.3. На уровне подстанции должны быть реализованы функции мониторинга РЗА (дистанционный сбор и сигнализация о появлении сигналов неисправности защит, аварийных осциллограмм, автоматизированный анализ функционирования защит на ПС, контроль ресурса коммутационных аппаратов по отключающей способности).

21.3.4. Мониторинг РЗА должен быть осуществлен с учетом собираемой информации с устройств уровня присоединения в соответствии с сервисами и алгоритмами, описанными в стандарте МЭК 61850.

21.3.5. Мониторинг исправности устройств РЗА (самодиагностики) на подстанции должен состоять из следующих частей:

– контроль измеренных значений аналоговых измерений несколькими устройствами, установленными на одном присоединении. В случае возникновения расхождения более суммарных допустимых погрешностей всех элементов должен формироваться сигнал неисправности;

– контроль наличия внутренних сигналов неисправностей устройств РЗА;

– контроль версий программного обеспечения, файлов конфигурации, параметров срабатывания устройств РЗА.

21.3.6. Комплексы технических средств АРМ РЗА должны включать в себя как стационарную рабочую станцию, постоянно подключенную к ЛВС и устройствам РЗА, так и переносную станцию, которая должна использоваться для проверочных работ и наладки.

21.3.7. АРМ РЗА должен содержать набор следующих функций:

– работа с устройствами РЗА в режиме «on-line» с функцией контроля режимных параметров и положения коммутационных аппаратов на цифровой ПС;

– считывание состояния дискретных входов/выходов, уставок, а также активной группы уставок устройств РЗА в диалоговом режиме;

– считывание и визуализация событий и осциллограмм из существующих устройств РЗА;

– считывание EventLog и TripLog сигналов из терминалов защит;

– считывание из устройств РЗА осциллограмм и событий для ретроспективного анализа;

– изменение уставок РЗА.

21.4 Синхронизированные векторные измерения

21.4.1. На цифровой ПС рекомендуется устанавливать концентраторы синхронизированных векторных данных в соответствии со стандартом АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.003-2018 «Релейная защита и автоматика. Концентраторы синхронизированных векторных данных. Нормы и требования».

21.4.2. Рекомендуется, используя данные синхронизированных векторов тока и напряжения, рассчитывать параметры режима работы сети, такие как: действующие значения токов и напряжений, активные, реактивные и полные мощности, параметры режима по симметричным составляющим и другие.

21.4.3. Рекомендуется использовать синхронизированные векторные данные для улучшения алгоритмов РЗА, централизованных устройств управления нормальными и аварийными режимами работы.

22 Автоматизированные системы управления технологическими процессами, системы оперативно-технологического и оперативно-диспетчерского управления (АСУ ТП, АСТУ и АСДУ)

Функции оперативно-технологического управления выполняются автоматизированной системой управления технологическими процессами – АСУ ТП. Данная система функционирует на всех трех уровнях ПТК цифровой ПС.

При проектировании и внедрении АСУ ТП должны выполняться требования действующих нормативно-правовых актов и нормативно-технических документов.

22.1 Состав технологических функций АСУ ТП

АСУ ТП на цифровой ПС должна обеспечивать выполнение следующих технологических функций:

– измерение, преобразование, сбор аналоговой и дискретной информации об аварийных режимах, текущих технологических режимах и состоянии оборудования;

– контроль состояния устройств РЗА;

– технологическую предупредительную и аварийную сигнализации;

– мониторинг состояния основного и вспомогательного оборудования цифровой ПС;

– представление текущей и архивной информации оперативному персоналу и другим пользователям на ПС (контроль и визуализация состояния оборудования ПС);

– отображение на мнемосхемах объекта (с динамическим изменением состояния) значений аналоговых технологических параметров, существенных для ведения режимов и отображение состояния оборудования с индикацией отклонений от нормы;

– дистанционное и автоматизированное управление оборудованием цифровой ПС, в том числе коммутационной аппаратурой ПС (выключатели, разъединители, заземляющие ножи, привод РПН и др.) из ЦУС сетевой организации и (или) диспетчерского центра системного оператора;

– удаленный контроль и изменение состояния программных оперативных элементов РЗА и АСУ ТП (переключение групп уставок терминалов РЗА, оперативный ввод-вывод из работы, отключение-включение отдельных функций) в том числе из ЦУС сетевой организации и (или) диспетчерского центра системного оператора;

– программирование логических взаимодействий блокировок управления коммутационной аппаратурой (оперативная логическая блокировка коммутационных аппаратов) на уровне контроллеров АСУ ТП, либо терминалов РЗА;

– регистрация аварийных событий собственными средствами и посредством информационного обмена с автономными системами (РЗА, РАС и др.);

– информационное взаимодействие с имеющимися на ПС цифровыми системами (АИИС КУЭ, системы мониторинга КЛ и т.п.) по стандартным протоколам;

– информационный обмен с диспетчерскими центрами и центром управления сетями;

– контроль электрических параметров режима работы оборудования и шин подстанции (напряжения, токи, перетоки активной и реактивной мощности, частоты);

– интегрированный учет случаев превышения длительно допустимых уровней напряжения;

– диагностика работы основного оборудования (учет ресурса коммутационного оборудования, положения коммутационных аппаратов).

22.2 Состав общесистемных функций АСУ ТП

АСУ ТП на цифровой ПС должна обеспечивать выполнение следующих общесистемных функций:

– организация внутрисистемных и межсистемных коммуникаций (шины процесса и подстанции, информационный обмен и т.д);

– обработка и передача информации на смежные и вышестоящие уровни управления и бизнес-аналитики;

– тестирование и самодиагностика программной, аппаратной и канальной (сетевой) части компонентов ПТК, в том числе каналов ввода-вывода и передачи информации;

– синхронизация компонентов ПТК и интегрируемых в АСУ ТП автономных цифровых систем по сигналам системы единого времени;

– архивирование и хранение информации в заданных форматах и в заданных интервалах времени;

– защита от несанкционированного доступа, обеспечение информационной безопасности и разграничения прав (уровней) доступа к системе и функциям;

– документирование, формирование и печать отчетов, рапортов и протоколов в заданной форме, ведение оперативной базы данных, суточной ведомости и оперативного журнала;

– параметрирование и конфигурирование устройств АСУ ТП с использованием SCL;

– возможность получения данных о токе и напряжении в прилегающей к цифровой ПС сети.

22.3 Уровень процесса подсистемы АСУ ТП

АСУ ТП цифровой ПС на уровне процесса должна обеспечивать выполнение следующих функций:

– сбор аналоговой информации (может осуществляться посредством ПАС, подключенными к обмоткам ТТ и ТН) с дальнейшим преобразованием в цифровой формат через преобразователи, или непосредственно устройствами измерения тока и напряжения с цифровыми выходами;

– передача аналоговых данных преобразованных в цифровой формат в соответствии с требованиями протокола МЭК 61850-9-2. Профиль протокола должен соответствовать МЭК 61869-9;

– сбор дискретной информации выполняемый устройствами ПДС;

– передача дискретной информации в соответствии с требованиями протокола МЭК 61850-8-1 GOOSE.

22.4 Требования к уровню присоединения АСУ ТП

22.4.1. Уровень присоединения АСУ ТП должен образовываться интеллектуальными электронными устройствами (контроллерами присоединений).

22.4.2. Контроллер присоединения, должен обеспечивать выполнение функции приема данных от устройств уровня процесса и производить вычисления действующих значений тока, напряжения, активной, реактивной и полной мощностей и др. электрических величин, а также обеспечивать передачу этих величин на подстанционный уровень ПТК.

22.4.3. Контроллер присоединения должен:

– присваивать метку времени рассчитанным аналоговым значениям;

– присваивать метку времени дискретным событиям, если она не присвоена источником сообщения или дискретное событие является результатом логической операции, выполненной в КП;

– поддерживать в актуальном состоянии информационную модель присоединения и обеспечивать выполняемые функции автоматизации в

соответствии с требованиями стандартов МЭК 61850-7-3, МЭК 61850-7-4. При этом является обязательным использование логических узлов с определенной специализированной семантикой. Использование узлов общего назначения (без специализированной семантики) допускается только при обосновании;

– актуализировать значения атрибутов информационной модели на основании полученной информации и рассчитанных значений;

– информировать устройства уровня подстанции и об изменениях значений атрибутов информационной модели при помощи сервисов буферизированных и небуферизированных отчетов МЭК 61850-8-1 MMS;

– информировать другие устройства уровня присоединения об изменении значений атрибутов его информационной модели. Необходимость таких связей, объем передаваемой информации и т.д. должен определяться при проектировании;

– передавать данные в соответствии с требованиями протокола МЭК 61850-8-1 GOOSE;

– принимать от устройств уровня подстанции команды дистанционного управления и регулирования;

– ретранслировать полученные команды управления на уровень процесса при помощи GOOSE сообщений в соответствии с требованиями МЭК 61850-7-500;

– обеспечивать автоматизацию последовательностей операций в рамках оборудования контролируемого им присоединения. Автоматизируемые последовательности и их логические схемы должны определяться при проектировании.

22.4.4. Для передачи команд управления основным оборудованием должен использоваться сервис управления в соответствии с требованиями стандартов серии МЭК 61850 (управление с предвыбором с улучшенной безопасностью).

22.4.5. Команды управления виртуальными ключами, накладками, а также второстепенным оборудованием должны осуществляться посредством сервиса управления МЭК 61850 (прямое управление).

22.5 Требования к подстанционному уровню АСУ ТП

22.5.1. Подстанционный уровень должен образовываться программным обеспечением виртуальных серверов, функционирующих на отказоустойчивом кластере серверного оборудования стандартной архитектуры.

22.5.2. Программное обеспечение подстанционного уровня должно решать следующие задачи:

– обеспечение оперативного и технологического управления цифровой ПС;

– обеспечение электронного документооборота, в т.ч. ведение электронных журналов;

– архивация и хранение собираемой информации, обеспечение выдачи архивной информации по запросу эксплуатационного персонала или инженерно-технического персонала, в том числе в целях расследования аварий;

– обеспечение оперативного взаимодействия с вышестоящими уровнями управления (в т.ч. диспетчерского управления) и бизнес-аналитики;

– обеспечение передачи неоперативной и диагностической информации в ЦУС, обеспечивающей эксплуатацию цифровой ПС.

22.5.3. Обмен информацией с уровнем присоединения должен осуществляться с использованием соответствующих клиент-серверных сервисов в соответствии с требованиями МЭК 61850-8-1 (MMS).

22.6 Требования к оперативной блокировке от неправильных действий персонала при переключениях в электроустановках

22.6.1. Оперативная блокировка от неправильных действий при переключениях должна выполняться на уровне ПО контроллеров присоединений, в управлении которых находятся соответствующие коммутационные аппараты.

22.6.2. Для обеспечения данной функции в контроллерах присоединения или терминалах РЗА должны быть сконфигурированы логические правила, определяющие допустимость операции.

22.6.3. Для информирования друг друга о состоянии смежного оборудования контроллеры присоединений должны обмениваться сообщениями.

22.6.4. Обмен сообщениями должен осуществляться по шине процесса в формате протокола МЭК 61850-8-1.

22.6.5. Система оперативной блокировки от неправильных действий персонала при переключениях в электроустановках должна быть спроектирована и построена с учетом типовых требований к реализации функций контроля и оперативного управления на подстанциях 110 кВ и выше при новом строительстве или реконструкции подстанций, либо комплексной модернизации АСУ ТП, а также в соответствии с требованиями по охране труда.

23 Средства измерений, метрологическое обеспечение и организация измерительных каналов

23.1 Средства измерений и метрологическое обеспечение

23.1.1. Требования по метрологическому обеспечению цифровой ПС должны соответствовать положениям Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» и ГОСТ Р 8.596-2002.

23.1.2. Допускается применение терминалов РЗА для измерения напряжения и частоты (для использования измерений выполненных с помощью терминалов РЗА необходимо, что бы терминалы РЗА имели статус средства измерений соответствующих физических величин). При этом терминалы РЗА как СИ соответствующих величин должны быть утвержденного типа, прошедшие поверку в соответствии с положениями Федерального закона РФ от 26.06.2008 № 102-ФЗ. Сведения об утвержденных типах терминалов РЗА как СИ соответствующих величин и поверках должны быть внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

23.1.3. Цифровые ТТ и ТН должны иметь не менее двух взаимно резервирующих каналов измерения, подходящих по классу точности как для целей РЗА, так и для целей измерения, учета и контроля КЭ.

23.1.4. Применяемые цифровые измерительные преобразователи, как правило, должны иметь не менее двух цифровых интерфейсов для подключения к шине подстанции с поддержкой протоколов серии ГОСТ Р МЭК 61850 и протоколов резервирования.

23.1.5. Применяемые цифровые измерительные ТТ и ТН должны иметь используемые для учета вторичные обмотки (керны), и/или цифровые выходы, класса точности 0,2S и 0,2 соответственно.

23.1.6. Допускается применение стационарной погодной станции с датчиками температуры, относительной влажности, атмосферного давления с синхронизацией данных для выгрузки протокола. При этом погодные станции должны быть утвержденного типа, прошедшие поверку в соответствии с положениями Федерального закона РФ от 26.06.2008 № 102-ФЗ. Сведения об утвержденных типах погодных станций и поверках должны быть внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

23.1.7. Средства измерений, входящие в состав автоматизированной системы мониторинга и диагностики, должны иметь:

– действующее свидетельство об утверждении типа средства измерения;

– конструктивную возможность проведения работ по поверке/калибровке в процессе эксплуатации;

– действующее клеймо и (или) свидетельство (сертификат) о поверке (калибровке), отметку о поверке в эксплуатационных документах;

– соответствие метрологических характеристик средства измерений требованиям по точности, предъявляемым методикой (методом) измерения контролируемого параметра.

23.2 Организация измерительных каналов

Для организации измерительных каналов на этапе проектирования предусматриваются следующие этапы:

- Предпроектное обследование объектов автоматизации. Включает документальное, натурное, инструментальное обследование, ревизию измерительных каналов, составление паспортов-протоколов.
- Разработка технического задания.
- Разработка проектной документации.
- Разработка рабочей документации.
- Разработка эксплуатационной документации.

В случае необходимости проведения испытаний с целью утверждения типа средств измерений проектная документация должна пройти метрологическую экспертизу в аккредитованной организации.

Измерительные каналы могут проходить процедуру утверждения типа.

Сведения об утвержденных типах измерительных каналов и поверках должны быть внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Поверке подвергаются средства измерения, входящие в состав измерительного канала и измерительный канал в целом, если его тип утвержден.

23.3 Требования к измерениям и нормам точности измерений

23.3.1. Номенклатура, способы нормирования, формы представления и способы определения метрологических характеристик измерительных каналов устанавливается в эксплуатационной документации и утвержденных НД.

23.3.2. Метрологические характеристики измерительных каналов определяются метрологическими характеристиками средств измерений и параметрами технических средств, входящих в состав измерительного канала и влияющих на результаты и погрешности измерений.

23.3.3. Метрологические характеристики нормируют для рабочих условий применения измерительного канала, в том числе для диапазонов значений:

параметров контролируемых присоединений (ток, напряжение, частота, коэффициент мощности и т.п.);

внешних величин, существенно влияющих на средства измерений и погрешность измерений (температура окружающего воздуха, внешние магнитные поля и т.п.);

неинформативных параметров измеряемых величин, существенно влияющих на погрешность измерений (форма кривой тока нагрузки, несимметрия напряжения, обратная последовательность фаз и т.п.).

23.3.4. Характеристику суммарной погрешности измерительного канала нормируют путем установления предела допускаемой относительной погрешности измерительного канала в предусмотренных рабочих условиях применения и при доверительной вероятности, равной 0,95.

23.4 Требования к методам измерений

23.4.1 Измерения, относящиеся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, должны выполняться по аттестованным методикам (методам) измерений, за исключением методик (методов) измерений, предназначенных для выполнения прямых измерений, с применением средств измерений утвержденного типа, прошедших поверку.

23.4.2 Подтверждение соответствия методик (методов) измерений обязательным метрологическим требованиям к измерениям осуществляется путем аттестации методик (методов) измерений. Сведения об аттестованных методиках (методах) измерений передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений проводящими аттестацию юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями.

23.5 Требования к поверке измерительных каналов

23.5.1. Измерительные каналы утвержденного типа, предназначенные для применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, до ввода в эксплуатацию, а также после ремонта подлежат первичной поверке, а в процессе эксплуатации - периодической поверке.

23.5.2. Показатели точности, интервал между поверками измерительных каналов, а также методика поверки каждого типа измерительного канала устанавливаются при утверждении типа измерительного канала в соответствии с пунктом 1 статьи 12 Федерального закона № 102-ФЗ.

23.5.3. Эталоны единиц величин, используемые при поверке измерительных каналов, должны быть аттестованы в соответствии с Положением об эталонах единиц величин, используемых в сфере

государственного регулирования обеспечения единства измерений, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 23.09.2010 № 734 «Об эталонах единиц величин, используемых в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений».

24 Требования к инженерным системам цифровой ПС

24.1. Требования к отоплению, вентиляции и кондиционированию

24.1.1. Система отопления, вентиляции и кондиционирования в помещениях цифровой ПС должна быть организована следующим образом:

– должны применяться установки с автоматическим поддержанием необходимого по температуре, влажности и запыленности режима работы оборудования и требуемых санитарных норм;

– для энергоэффективного управления должно контролироваться и учитываться состояние и режим работы каждой установки, а также контролироваться исправное состояние датчиков контроля температуры, влажности, запыленности, интегрированных в автоматизированнную систему управления;

– должно учитываться тепловыделение от установленного технологического оборудования;

– контроль состояния и управление установок должно осуществляться через организованную систему централизованного мониторинга и управления состоянием инженерных систем.

24.1.2. Требуемая температура внутреннего воздуха в помещениях цифровой ПС, кратность воздухообмена, тепловыделение от установленного оборудования, наличие вредных, горючих или взрывоопасных веществ, выделяющихся при работе или при аварии и их объем, необходимость устройства аварийной вентиляции должны определяться на основании технических параметров оборудования и выполненных расчетов.

24.1.3. Система отопления, вентиляции и кондиционирования цифровой ПС должна состоять из следующих отдельных подсистем:

– подсистема подстанционной приточно-вытяжной вентиляции;

– подсистема кондиционирования;

– подсистема электрического отопления;

– подсистема приточно-вытяжной противодымной вентиляции;

– система централизованного мониторинга и управления состоянием инженерного оборудования.

Вид применяемой подсистемы или совокупности подсистем в помещениях цифровой ПС для обеспечения требуемых режимов работы оборудования и санитарных норм по температуре, влажности и запыленности должен определяться на этапе проектирования.

24.1.4. Подсистема приточно-вытяжной вентиляции должна обеспечивать воздухообмен с заданными параметрами воздуха (температура, влажность, скорость, кратность) в технических и технологических помещениях

в соответствии с установленными требованиями к оборудованию, указанными в инструкциях по эксплуатации, а также требованиями санитарных норм по температуре, влажности и запыленности.

24.1.5. Подсистема электрического отопления должна быть выполнена на основе инфракрасных нагревательных приборов. Контроль и управление работой нагревательных приборов отопления должен осуществляться локальными ПТК с учетом анализа тепловыделений технологического оборудования в обслуживаемом помещении, работы системы приточно-вытяжной вентиляции и кондиционирования.

24.1.6. Подсистема приточно-вытяжной противодымной вентиляции должна быть автоматизированной, интегрированной в систему пожарной безопасности и обеспечивать предотвращение увеличения до опасных значений концентраций горючих газов, паров и пыли при их внезапном поступлении в защищаемое помещение.

24.1.7. В ЗРУ для удаления дыма и газов в случае аварии, пожара, повреждения оборудования должна быть предусмотрена система приточно-вытяжной противодымной вентиляции, рассчитанная на пятикратный воздухообмен в час.

24.1.8. В противопожарных целях должно предусматриваться отключение всех систем вентиляции и кондиционирования в случае возникновения пожара и закрытие огнезадерживающих клапанов (ОЗК). Система централизованного мониторинга и управления состоянием инженерных систем цифровой ПС при этом должна обеспечивать дистанционный контроль срабатывания и текущее состояние ОЗК (открыт/закрыт) с возможностью дистанционной проверки работоспособности ОЗК.

24.1.9. Помещения цифровой ПС должны быть оборудованы подсистемами кондиционирования с функцией поддержания значений температуры, влажности и запыленности воздуха, обеспечивающих условия надежной работы технологического оборудования в соответствии с требованиями инструкций по эксплуатации.

24.1.10. Применяемое оборудование подсистемы кондиционирования воздуха должно взаимодействовать с оборудованием системы централизованного мониторинга и управления состоянием инженерными системами цифровой ПС по протоколу ModBus непосредственно или через специальный шлюз и обеспечивать подачу охлажденного воздуха непосредственно к стойкам с аппаратурой (к устройствам контрольной аппаратуры, автоматики, РЗА и др.) по воздуховодам или из подпольного пространства. Вытяжные отверстия следует размещать над оборудованием, выделяющим тепло.

24.1.11. Вентиляция помещения с герметичными АБ закрытого типа должна быть приточно-вытяжная с естественным побуждением в объеме однократного воздухообмена.

24.1.12. В помещениях ЗРУ цифровой ПС должна выполняться приточно-вытяжная вентиляция с механическим или естественным побуждением (при обосновании его достаточности).

24.1.13. Электропитание систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха цифровой ПС должно осуществляться по первой категории надежности, от отдельной группы силового щита.

24.1.14. Система централизованного мониторинга и управления состоянием инженерных систем в объеме подсистем отопления, вентиляции и кондиционирования цифровой ПС должна обеспечивать:

– контроль, регистрацию и анализ текущих параметров (температура, влажность, запыленность, перепад давления, наработка оборудования, потребление электроэнергии) и их отклонений за допустимые пределы;

– контроль работы и управление основным оборудованием установок и вспомогательных устройств;

– контроль за состоянием и режимами работы (охлаждение, осушение, обогрев, вентиляция, автоматический/неавтоматический) установок подсистем;

– контроль состояния и фиксацию срабатываний устройств защиты оборудования установок;

– дистанционная (удаленная) диагностика работоспособности установок инженерных систем и их элементов (компрессор, фильтрующие вставки, уровень загрязнения фильтрующих элементов, фреонопровод и др.);

– регистрацию дискретных сигналов аварийных событий;

– автоматизированный прогнозный анализ работоспособности установок и электронагревательных приборов.

24.1.15. Система централизованного мониторинга и управления состоянием инженерных систем цифровой ПС должна быть интегрирована в шину подстанции с использованием протоколов серии ГОСТ Р МЭК 61850 без установки дополнительного оборудования.

24.2. Водоснабжение и канализация

24.2.1. Система водоснабжения должна быть предназначена для обеспечения необходимым объемом и качеством воды с требуемыми параметрами следующих потребителей:

– технологические потребители (при их наличии);

– система пожаротушения;

– хозяйственно-питьевые потребители (при соответствующем обосновании).

24.2.2. Система канализации на цифровой ПС должна обеспечивать удаление в наружную сеть канализации:

– твердых и жидких продуктов жизнедеятельности человека (при наличии обоснования);

– технологических стоков;

– дождевых и сточных вод.

24.2.3. Для предотвращения подтопления цифровой ПС, в случае аварийной ситуации, необходимо:

– предусматривать установку обратного клапана в хозяйственно-бытовой канализации и ливнестоках на выпуске из здания цифровой ПС;

– предусматривать установку системы контроля заполнения в выпускном колодце сети хозяйственно-бытовой канализации и ливнестоков, с выводом информации в систему мониторинга и управления состоянием инженерных систем цифровой ПС;

– обеспечивать отвод дождевых, талых вод, а также удаление воды из помещений цифровой ПС в случае работы системы водяного пожаротушения в систему дождевых и сточных вод.

24.2.4. Электропитание систем водоснабжения и канализации должно осуществляться по первой категории надежности, от отдельной группы силового щита с обеспечением требований по электробезопасности.

24.2.5. Система централизованного мониторинга и управления состоянием инженерных систем в объеме систем водоснабжения и канализации цифровой ПС должна выполнять следующие функции:

– контроль и регистрацию текущих параметров системы водоснабжения (температура, давление, расход) и их отклонений за допустимые пределы;

– дистанционный контроль и управление защитой от протечек воды системы хозяйственного водопровода с автоматическим отключением подачи воды в помещения санузлов;

– контроль заполнения и водоотведения из приямков, колодцев ПС.

– контроль работы и управление насосным оборудованием и вспомогательными устройствами;

– контроль состояния и фиксация срабатываний устройств защиты оборудования;

– регистрация дискретных сигналов аварийных событий;

– дистанционное снятие показаний приборов учета расхода воды.

25 Требования по пожарной безопасности

25.1. Пожарная безопасность генерального плана цифровой ПС должна выполняться в соответствии с требованиями ВНПБ 29-14.

25.2. Оборудование зданий, помещений и сооружений цифровой ПС установками противопожарной защиты следует предусматривать в соответствии с ВНПБ 29.14, СП 5.13130.2009 и СП 10.13130.2009.

25.3. Противопожарные мероприятия по прокладке кабелей на цифровой ПС должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ и ВНПБ 29-14.

25.4. Категория зданий и помещений цифровой ПС по взрывопожарной и пожарной опасности, степень огнестойкости зданий и предел огнестойкости строительных конструкций должна определяться в соответствии с установленными требованиями.

25.5. На цифровой ПС рекомендуется оснащать автоматическими установками пожаротушения маслонаполненные трансформаторы (автотрансформаторы) и другое маслонаполненное оборудование:

– установленное в камерах ЗРУ, независимо от класса напряжения и мощности;

– установленное на ОРУ класса напряжения 110-220 кВ мощностью 63 МВА и выше.

25.6. При установке трансформаторов (автотрансформаторов) в камерах закрытого типа следует выполнять следующие мероприятия:

– в камерах для внутренней установки трансформаторов (автотрансформаторов) должны применяться автоматические водяные системы пожаротушения, применение газового пожаротушения или пожаротушения иного типа допускается при технико-экономическом обосновании;

– шкафы управления вентиляционных камер трансформаторов (автотрансформаторов) располагать вне их помещений;

– применять увеличенные уклоны дна маслоприемных устройств трансформаторов (автотрансформаторов);

– предусматривать устройства сброса давления в камерах для предотвращения их разгерметизации при повреждениях трансформаторов (автотрансформаторов).

25.7. В конструкции трансформаторов (автотрансформаторов) должны быть предусмотрены устройства предотвращения разгерметизации бака трансформаторов (автотрансформаторов) при внутренних повреждениях.

25.8. На цифровой ПС должны быть исключены полости или карманы, способствующие скапливанию пролившегося масла.

25.9. Кабельные каналы в камерах Т (АТ) для прокладки кабелей 110 кВ и выше должны исключать возможность попадания в них разлившегося масла или контакта кабелей с маслом. Каналы должны быть закрыты съемными несгораемыми плитами.

25.10. Для сухих трансформаторов, установленных в камерах ЗРУ, должна быть предусмотрена высокая степень защиты от перегрева и внутренних КЗ.

Также рекомендуется предусматривать для таких трансформаторов пожарную сигнализацию.

25.11. Система централизованного мониторинга и управления состоянием инженерных систем цифровой ПС в объеме управления системами противопожарной защиты должна выполнять следующие функции:

– контроль и регистрацию текущих параметров (контроль срабатывания, контроль состояний и режимов работы устройств, контроль уровня «запыленности» каждого дымового пожарного извещателя, контроль положения запорной арматуры, контроль давления тушащего вещества на входе системы и по направлениям пожаротушения, контроль заполненности противопожарных резервуаров);

– управление основным оборудованием и вспомогательными устройствами (взятие «на охрану» и «снятие с охраны», дистанционное управление насосным оборудованием и задвижками, изменение режимов);

– сбор статистической информации, наработки оборудования, расхода ресурсов, автоматизация планирования ремонтов;

– контроль проведения ремонтов;

– аутентификация пользователей, контроль и протоколирование действий;

– анализ состояния, прогнозный анализ работы систем противопожарной защиты;

25.12. Сигналы срабатывания автоматических установок пожарной сигнализации и установок пожаротушения должны передаваться с использованием протоколов серии ГОСТ Р МЭК 61850 через ЛВС подстанции, АСУТП на АРМ соответствующих уровней управления.

25.13. Сбор данных и управление системой пожарной сигнализации и пожаротушения, информационный обмен с устройствами РЗА и АСУ ТП должны осуществляться с использованием шин процесса и подстанции.

25.14. Сбор данных от измерительных устройств и передача управляющих сигналов к исполнительным устройствам систем противопожарной защиты и инженерных систем на уровне шины процесса и подстанции должны осуществляться локальными контроллерами (серверами сбора данных) через

модули входа/выхода, преобразователи, шлюзы по протоколам МЭК 60870-5-101, МЭК 60870-5-104 или ModBus RTU.

25.15.Опрос локальных контроллеров (серверов сбора данных) подстанционным сервером хранения и обработки информации с распределенной базой данных объекта должен осуществляться согласно требований протокола МЭК 60870-5-104, МЭК 61850. Внутреннее время событий локальных контроллеров (серверов сбора данных) должно синхронизироваться по времени с сервером точного времени объекта. Обмен данными между базой данных объекта и базой данных ЦСА должен осуществляться по выделенному каналу связи ТСПД с использованием протокола МЭК 61850-8-1.

26 Требования к освещению подстанций

26.1. Устройства освещения цифровой ПС должны соответствовать требованиям ПУЭ.

26.2. При проектировании освещения открытой территории и внутренних помещений цифровой ПС необходимо выполнять расчет уровня освещенности на соответствие установленным нормам и требованиям с приложением чертежей и изображением зон интенсивности освещенности.

26.3. Освещение цифровой ПС должно подразделяться на рабочее, аварийное и охранное.

26.4. Рабочее освещение цифровой ПС должно включать в себя: общее стационарное, ремонтное и местное освещение.

26.5. Источники света для рабочего стационарного освещения ОРУ (прожекторы и другие мощные источники света) следует устанавливать группами на высоких сооружениях (опоры, молниеотводы, порталы ОРУ и т.п.) или на специальных прожекторных мачтах, при этом положение в пространстве, высоту и место установки, выбор типа и мощности светильников определять в соответствии с расчетом освещенности и требованиями СП 52.13330.2011.

26.6. Для рабочего и охранного освещения ОРУ должны применяться энергосберегающие источники света, ОПУ и ЗРУ – светодиодные источники света.

26.7. Для аварийного освещения должны применяться светодиодные источники света.

26.8. Ремонтное освещение должно питаться от установленного или переносного понижающего трансформатора напряжением 42 В или 12 В.

26.9. Питание осветительных установок должно осуществляться от распределительных щитов собственных нужд, расположенных на территории цифровой ПС, без нарушения категории надежности электроснабжения.

26.10. Охранное и рабочее освещение должны быть интегрированы с видеонаблюдением. Должна обеспечиваться освещенность достаточная для работы систем видеонаблюдения.

26.11. Рабочее освещение должно выполняться на открытой части цифровой ПС с разделением на функциональные зоны как в пределах территории цифровой ПС в целом (РУ разных напряжений, отдельные части прилегающих к ним территорий внутри площадки цифровой ПС), так и в пределах отдельных РУ (отдельные части одного РУ - 1 и более ячеек). Количество функциональных групп должно определяться проектом с учетом габаритов распределительных устройств по отдельности и размеров площадки цифровой ПС в целом.

26.12.Система управления рабочим и охранным освещением открытой части цифровой ПС, а также помещений в зданиях и сооружениях, должно предусматриваться с делением на зоны и иметь возможность управления:

- ручного (с щита управления освещением);
- аппаратного удаленного с соответствующего АРМ;
- автоматического (по команде от систем видеонаблюдения, сигнализации и/или регистрации аварийных процессов с функцией определения зоны).

26.13.Системы управления освещением должны интегрироваться в комплексную систему обеспечения безопасности.

27 Охранное и технологическое видеонаблюдение

27.1. На цифровой ПС должны устанавливаться системы охранного и технологического видеонаблюдения.

27.2. Системы охранного и технологического видеонаблюдения цифровой ПС не должны быть совмещенными. Доступ к системам видеонаблюдения должен осуществляться через ЛВС подстанции.

27.3. Система охранного видеонаблюдения должна обеспечивать контроль:

– полного периметра подстанции (в том числе в тёмное время суток);

– ворот и входов в здания (с возможностью идентификации людей и объектов).

– зданий и сооружений на ПС;

– основных и запасных ворот и входов на территорию цифровой ПС;

– основных и запасных входов в здания на территории цифровой ПС;

27.4. Система технологического видеонаблюдения должна обеспечивать:

– визуальный контроль помещений ЗРУ и ОРУ цифровой ПС с основным технологическим оборудованием (трансформаторы, КРУЭ, КРУ, ОРУ);

– визуальный контроль за работой и состоянием отдельных элементов, функциональных узлов и измерительных приборов оборудования (уровень и температура масла в трансформаторе, давление масла во вводах, давление элегаза в элегазовом оборудовании, состояние маслозатворов и цвета силикагеля, работа вентиляторов системы охлаждения и др.);

– визуальный контроль за помещениями оборудованными системами пожаротушения с анализом видеоинформации и формированием тревожных сигналов (визуальное обнаружение возгорания, наличие людей в защищаемом помещении, визуальный контроль работы систем противопожарной защиты);

– визуальный контроль зон установки шкафов с микропроцессорным оборудованием и шкафов управления;

– визуальный контроль положения дистанционно управляемых коммутационных аппаратов на ОРУ, ЗРУ, КРУ выключателей (по указателю в приводе), разъединителей (в т.ч. нейтралей трансформаторов) и заземлителей, выкаченных ячеек;

– визуальный контроль за безопасным выполнением работ персоналом ремонтных бригад в помещениях с повышенной опасностью, ОРУ, ЗРУ, КРУ.

27.5. Система технологического видеонаблюдения должна взаимодействовать с АСУ ТП и обеспечивать в автоматическом режиме позиционирование видеокамер на зону, в которой произошло срабатывание

сигнализации (в том числе, при получении информации из АСУТП о срабатывании датчиков открытия дверей шкафов и т.д.) и вывод соответствующего изображения на АРМы диспетчера (в том числе удаленного). При выполнении операций с коммутационной аппаратурой или срабатыванием устройств РЗА должно обеспечиваться позиционирование видеокамер на коммутационный аппарат или на оборудование, на котором произошло короткое замыкание или сработали датчики технологических защит.

27.6. Количество видеокамер и места их установки должны обеспечивать видимость всех участков территории ПС.

27.7. Внутри здания ОПУ, ЗРУ не должно быть изолированных помещений без наличия видеокамер. Отсутствие видеокамер в отдельных помещениях должно иметь соответствующее обоснование.

27.8. Видеокамеры, устанавливаемые в помещениях, должны быть цифровыми, передавать данные по протоколу IP, не иметь встроенных возможностей беспроводной передачи данных, с наличием объектива с автоматической регулировкой диафрагмы и функцией ночного видения.

27.9. Видеокамеры, устанавливаемые на открытом воздухе, должны быть цифровыми, передавать данные по протоколу IP, не иметь встроенных возможностей беспроводной передачи данных, с наличием объектива с автоматической регулировкой диафрагмы, размещаться в кожухе, иметь солнцезащитный козырек, обеспечивать надежную работу в соответствующих климатических условиях, обеспечены устройствами грозозащиты.

27.10. Система технологического видеонаблюдения должна взаимодействовать с системой противопожарной защиты и обеспечивать приоритетное отображение на экране монитора зоны, из которой поступил сигнал тревоги.

27.11. Устройства контроля и управления должны обеспечивать последовательное и полиэкранное воспроизведение изображений от всех видеокамер, а также возможность одновременного просмотра и записи поступающих видеосигналов.

27.12. Видеокамеры должны обеспечивать возможность передачи изображения и управления с рабочего места удаленного пользователя после прохождения индивидуальной аутентификации пользователем.

27.13. Разрешение видеокамер должно обеспечивать на мониторах четкое изображение поступающих видеосигналов.

27.14. Электропитание устройств видеонаблюдения должно осуществляться от сети 220 В через устройство бесперебойного питания, работающее в режиме «ON-LINE».

28 Информационная безопасность

28.1. Решения по обеспечению информационной безопасности цифровой ПС должны соответствовать требованиям законодательства РФ к обеспечению безопасности объектов критической информационной инфраструктуры (КИИ), учитывать необходимые меры обеспечения информационной безопасности.

28.2. Система обеспечения информационной безопасности (СОИБ) цифровой ПС создается в целях автоматизации деятельности по обеспечению информационной безопасности и предотвращения ущербов от реализации угроз безопасности цифровой ПС.

28.3. СОИБ цифровой ПС должна обеспечивать:

– целостность (состояние информации, при котором отсутствует любое ее изменение либо изменение осуществляется только преднамеренно субъектами, имеющими на него право);

– доступность информации (состояние информации, при котором субъекты, имеющие права доступа, могут реализовать их беспрепятственно);

– неотказуемость (состояние системы, при котором обеспечивается невозможность отрицания пользователем, выполнившим какие-либо действия, факта их выполнения);

– подотчетность (обеспечение однозначного прослеживания действий любого субъекта);

– подлинность (обеспечение идентичности субъекта или ресурса требованиям);

– конфиденциальность информации (обязательное для выполнения лицом, получившим доступ к определенной информации, требование не передавать такую информацию третьим лицам без согласия ее обладателя).

28.4. К защищаемой информации относятся:

– обрабатываемая информация;

– программные настройки технических средств, включая значения уставок и других условно постоянных данных;

– значения настраиваемых параметров средств защиты от несанкционированного доступа.

28.5. Состав и перечень защищаемой информации, правила разграничения доступа к ней должны определяться локальными нормативными актами организации - владельца цифровой ПС.

28.6. Составные элементы ПТК цифровой ПС, на которых должна обеспечиваться информационная безопасность:

– автоматизированные рабочие места,

– промышленные серверы,

– сетевое и телекоммуникационное оборудование,

– узел связи ПС и сеть технологической связи,

– каналы передачи данных,

– программируемые логические контроллеры, исполнительные устройства с микропрограммным обеспечением,

– программное обеспечение (в том числе микропрограммное, системное, прикладное),

– средства защиты информации;

– оборудование видеонаблюдения.

28.7. Для обеспечения целостности, доступности, конфиденциальности защищаемой информации должно предусматриваться:

– размещение технических средств на контролируемой территории цифровой ПС;

– применение аппаратно-программных средств защиты информации;

– применение программных средств защиты информации;

– организационные меры защиты, направленные на обеспечение безопасных условий функционирования цифровой ПС.

28.8. Применяемые технические решения, программные средства и организационные мероприятия должны составлять единый, согласованный друг с другом комплекс мер информационной безопасности ПС. Приоритет должен отдаваться встроенным средствам обеспечения информационной безопасности.

28.9. Для защиты серверов, АРМ на цифровой ПС должны выполняться следующие требования:

– ограничение применения внешних съемных носителей информации;

– ограничение применения технологий беспроводной передачи данных (WI-FI, BLUETOOTH, NFC, GSM и т.п.);

– блокирование (пломбирование, ограничение физического доступа, меры программной блокировки) внешних портов ввода-вывода (в т. ч. USB), за исключением необходимых для подключения комплектно поставляемого оборудования (клавиатуры, мыши, принтера и т.д.);

– реализация процедур управления доступом (идентификации, аутентификации и авторизации пользователей);

– обеспечение запуска программного обеспечения только в случае его принадлежности к списку безопасного ПО («белый список»).

28.10.Основным принципами построения СОИБ цифровой ПС является формирование доверия к ПТК цифровой ПС и обрабатываемой в нем информации в условиях работы в недоверенной среде и высокого потенциала нарушителя, и не пересечения функционала по созданию, модернизации и эксплуатации автоматизированных систем и обеспечению информационной

безопасности на соответствующих этапах жизненного цикла автоматизированных систем.

28.11.Основной единицей доверия принимается сертификат открытого ключа и связанный с ним закрытый ключ, изготовленный удостоверяющим центром Предприятия, размещенный на защищенном от копирования ключевом носителе.

28.12. Комплекс организационных и технических мер защиты информации в ПТК цифровой ПС должен предусматривать:

- идентификацию и аутентификацию;
- управление доступом;
- ограничение программной среды;
- защиту машинных носителей информации;
- аудит безопасности;
- антивирусную защиту;
- предотвращение вторжений (компьютерных атак);
- обеспечение целостности;
- обеспечение доступности;
- защиту технических средств и систем;
- защиту автоматизированной системы и ее компонентов;
- реагирование на компьютерные инциденты;
- управление конфигурацией
- управление обновлениями программного обеспечения;
- планирование мероприятий по обеспечению безопасности;
- обеспечение действий в нештатных ситуациях;
- информирование и обучение персонала.

28.13. Организационные и технические меры защиты информации не должны ухудшать заданные характеристики функционирования ПТК цифровой ПС.

28.14. Выбор средств защиты информации должен осуществляться с учетом необходимых затрат на внедрение и эксплуатацию, обеспечение технической поддержки и своевременного обновления программного обеспечения и сигнатур в течение всего срока эксплуатации, совместимости с программным обеспечением и техническими средствами, функций безопасности этих средств и особенностей их реализации.

28.15. В качестве основных технических механизмов при обеспечении информационной безопасности ПТК цифровой ПС должны выступать:

- строгая многофакторная идентификация и аутентификация взаимодействующих субъектов и объектов, включая связи между объектами на базе основной единицы доверия;

– защита данных, передаваемых по ЛВС и сетям технологической связи, от перехвата и модификации, в том числе с возможным применением криптографических средств защиты информации;

– разграничение доступа на всех технологических уровнях (физический, сетевой и т.д.);

– централизованная регистрация событий безопасности по защищенным коммуникациям;

– механизмы резервирования и восстановления конфигурации и данных.

28.16. Для передачи технологической оперативной и неоперативной информации должны применяться средства защиты информации в соответствии с требованиями законодательства РФ и российских нормативно-технических документов в области защиты информации.

28.17. В случае соответствия требованиям законодательства РФ и российских нормативно-технических документов в области защиты информации защита сетей передачи данных может формироваться с использованием стандарта протокола IPSec (RFC 2401 – RFC2412, RFC2451), стандарта IKE (RFC2409) и сертификатов X.509 v3 (RFC2459), с поддержкой возможности подключения удаленных пользователей с использованием технологий SSL/TLS VPN, при этом обеспечение доступа к сети не должно являться основанием для доступа к ПТК цифровой ПС с применением незащищенных механизмов.

28.18. Передача событий безопасности в системы мониторинга информационной безопасности должны осуществляться с применением защищенных сетевых протоколов.

28.19. При использовании криптографических средств защиты информации (включая реализацию защищенных каналов и сетевых протоколов) рекомендуется применение российских стандартов криптографии, а также действующие на момент формирования или реализации требований по информационной безопасности обновлений стандартов ГОСТ Р 34.10-2012, ГОСТ Р 34.11-2012.

28.20. Формирование проектных требований к защите информации в ПТК цифровой ПС должно осуществляться в соответствии с ГОСТ Р 51583-2014 «Защита информации. Порядок создания автоматизированных систем в защищенном исполнении. Общие положения» и ГОСТ Р 51624 «Защита информации. Автоматизированные системы в защищенном исполнении. Общие требования».

28.21. Результаты проектирования системы защиты ПТК цифровой ПС должны отражаться в проектной документации.

28.22. Защита сети связи должна осуществляться в соответствии с ГОСТ Р МЭК 62443-2-1-2015 Сети коммуникационные промышленные. Защищенность (кибербезопасность) сети и системы. Часть 2-1. Составление программы обеспечения защищенности (кибербезопасности) системы управления и промышленной автоматики.

28.23. Защита информации при использовании технологий виртуализации должна осуществляться в соответствии с ГОСТ Р 56938-2016 «Защита информации при использовании технологии виртуализации».

28.24. В составе системы обеспечения информационной безопасности ПТК цифровой ПС должны применяться средства защиты информации, прошедшие оценку соответствия в соответствии с законодательством Российской Федерации о техническом регулировании.

28.25. В составе СОИБ цифровой ПС должны функционировать объектовые средства следующих подсистем СОИБ цифровой ЭС:

- управления доступом;
- контроля действий привилегированных пользователей (администраторов);
- регистрации и учета событий ИБ СОИБ;
- обеспечения целостности;
- обеспечения безопасного межсетевого взаимодействия;
- открытых ключей СОИБ;
- антивирусной защиты СОИБ;
- анализа и контроля защищенности;
- обнаружения и предотвращения вторжений;
- сбора и анализа событий ИБ СОИБ;
- защиты виртуальной инфраструктуры АСТУ;
- резервного копирования;
- управления средствами обеспечения информационной безопасности АСТУ.

28.26. В рамках обеспечения информационной безопасности, должны быть реализованы следующие мероприятия:

27.26.1. Определение категорий значимости создаваемых и (или) модернизируемых объектов информационной инфраструктуры цифровой ПС (АСТУ, АСДУ, АИИС КУЭ с функциями дистанционного полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии), в соответствии с положениями постановления Правительства Российской Федерации от 8 февраля 2018 г. № 127 «Об утверждении Правил категорирования объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации, а также перечня показателей критериев значимости объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации и их значений».

27.26.2. Определение требуемого уровня защищенности персональных данных при их обработке в создаваемых и (или) модернизируемых объектах информационной инфраструктуры цифровой ПС в соответствии с требованиями к защите персональных данных при их обработке в информационных системах персональных данных, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 1 ноября 2012 г. № 1119 «Об утверждении требований к защите персональных данных при их обработке в информационных системах персональных данных» (если применимо).

27.26.3. Утверждение комиссией по категорированию, актами указанных в пунктах 28.26.1 и 28.26.2 категорий значимости объектов информационной инфраструктуры цифровой ПС и уровней защищенности персональных данных (если применимо).

27.26.4. Проектирование в соответствии с положениями распоряжения ПАО «Россети» от 01.04.2016 № 140р (в редакции распоряжения ПАО «Россети» от 27.04.2016 № 178р) мероприятий по обеспечению безопасности объектов информационной инфраструктуры цифровой ПС без установленной категории значимости.

28.27. Перед вводом в опытную и (или) промышленную эксплуатацию объектов информационной инфраструктуры цифровой ПС должно быть обеспечено проведение оценки соответствия реализованных организационных и технических мер по обеспечению информационной безопасности установленным требованиям в форме испытаний (моделирования и имитации реализации угроз информационной безопасности), которые проводятся субъектами информационной инфраструктуры самостоятельно или с привлечением организаций, имеющих в соответствии с законодательством Российской Федерации лицензии на деятельность в области защиты информации.

29 Требования к организации учета и контроля качества электроэнергии

29.1. Учет электроэнергии на цифровой ПС должен быть реализован на основе АИИС КУЭ в соответствии с «Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка» (Приложение 11.1. Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности). Технические требования) и действующими нормативными документами.

29.2. АИИС КУЭ цифровой ПС должна охватывать все точки коммерческого и технического учета с целью вычисления полного баланса электроэнергии по цифровой ПС в целом, включая вычисление баланса электроэнергии по уровням напряжения, отдельно по шинам всех классов напряжения, с учетом собственных и хозяйственных нужд.

29.3. АИИС КУЭ цифровой ПС, как правило, должна состоять из следующих уровней:

– ИИК (измерительные цифровые ТТ и ТН, аналоговые ТТ и ТН с аналогово-цифровыми преобразователями, приборы учета, вторичные измерительные цепи, приборы учета, цифровые приборы;

– ИВКЭ (устройства сбора и передачи данных, оборудование связи).

29.4. Для нужд АИИС КУЭ должны применяться средства измерения (далее - приборы учета) с функцией измерения и фиксации показателей качества электрической энергии.

29.5. Места установки приборов учета, состав измеряемых параметров, а также схемы их присоединения необходимо определять при проектировании на основании действующих нормативных документов по данному направлению.

29.6. Приборы учета в части качества электрической энергии должны

– обеспечивать уровень погрешности измерений согласно классу S по ГОСТ 30804.4.30-13 (IEC 61000-4-30:2008);

– производить измерения согласно ГОСТ Р 8.655-09, ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30805.22-2013 (СИСПР 22-06), ГОСТ 30804.4.2-2013 (IEC 61000-4-2:2008), ГОСТ 30804.4.3-2013 (IEC 61000-4-3:2006), ГОСТ 30804.4.7-2013 (IEC 61000-4-7:2009), ГОСТ 30804.3.3-2013 (МЭК 61000-3-3:2008), ГОСТ Р 51317.4.15-2012 (МЭК 61000-4-15:2010);

– поддерживать утвержденную ПАО «Россети» спецификацию СПОДЭС (СТО 34.01-5.1-005-2017).

29.7. Выводы измерительных трансформаторов и вторичные измерительные цепи ИИК должны быть защищены от несанкционированного доступа (установка марок/пломб).

29.8. Приборы учета должны иметь цифровой интерфейс Ethernet для работы в автоматизированной системе и второй цифровой интерфейс – для локальной проверки и настройки.

29.9. Для консолидации данных с приборов учета должна обеспечиваться передача результатов измерений от приборов учета в ПТК верхнего уровня.

29.10.Приборы учета и система обмена информацией с ПТК верхнего уровня должны обеспечивать возможность удаленного конфигурирования, контролируемых пределов параметров электрической энергии в приборах.

29.11.Приборы учета должны обеспечивать отклонение времени внутренних часов от всемирного координированного времени не более ± 5 мс.

29.12.Цифровые приборы учета должны соответствовать требованиям ГОСТ 22261-94, МЭК 61850-9-2, требованиям ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012; ГОСТ 31818.11-2012 (IEC 62052-11:2003).

30 Комплексная система обеспечения безопасности

30.1 Общие положения

30.1.1. Проектирование систем комплексного обеспечения безопасности (КСОБ) цифровой ПС должно основываться на оценке риска для определения применяемых решений и их оценки по критерию «стоимость-выгода».

30.1.2. При проектировании КСОБ должны учитываться установленные требования действующих нормативно-технических документов, а также рекомендуется учитывать положения Методических рекомендаций по организации защиты объектов дочерних хозяйственных обществ ОАО «Россети», которым категория опасности не присвоена, от актов незаконного вмешательства, утвержденных распоряжением ОАО «Россети» от 12.02.2015 № 71р.

30.2 Функциональные возможности и состав КСОБ цифровой ПС

30.2.1. КСОБ цифровой ПС должна обеспечивать:

– обнаружение, отображение и документирование фактов совершения попыток несанкционированного проникновения человека («нарушителя») на охраняемую территорию через внешнее ограждение территории, на охраняемую территорию через КПП объекта, в категорированные здания и режимные помещения зданий и сооружений цифровой ПС с нарушением предусмотренных процедур пропускного режима;

– обнаружение, отображение и документирование фактов возникновения очагов возгорания в зданиях и сооружениях цифровой ПС;

– автоматическое пожаротушение очагов возгорания в зданиях и сооружениях цифровой ПС;

– обеспечение визуального контроля территории и запретной зоны по периметру цифровой ПС с помощью телевизионных средств охранного видеонаблюдения;

– видеозапись ситуационной обстановки на цифровой ПС с целью ее последующего анализа в случае возникновения нештатных ситуаций;

– видеозапись производственных процессов для контроля со стороны ответственных лиц и руководства, в том числе и визуальный контроль в режиме реального времени с удаленных рабочих мест;

– контроль и учет сотрудников и посетителей и управление их доступом на охраняемую территорию, в здания и режимные помещения цифровой ПС;

– ведение протокола обо всех событиях на цифровой ПС, поддающихся контролю с помощью технических средств;

– обеспечение тревожно-вызывной сигнализации с целью оповещения сил охраны о нештатных ситуациях;

– автоматическое включение освещения в ночное время суток при обнаружении нарушителя на участке нарушения периметра и одновременно на прилегающих к нему участках;

– контроль работоспособности подсистем КСОБ.

30.2.2. КСОБ цифровой ПС должна интегрировать в единое целое и иметь в своем составе следующие системы:

– инженерно-технические средства охраны (ИТСО);
– система сбора и обработки информации (ССОИ);
– система охранного телевидения (СОТ);
– система технологического видеонаблюдения (СТВ);
– система контроля и управления доступом (СКУД);
– система охранной сигнализации (СОС);
– система автоматической пожарной сигнализации (АПС);
– система автоматической установки пожаротушения (АУПТ);
– система защитных инженерных сооружений (СЗИС);
– система охранного освещения (СОО);
– система информационной безопасности.

30.3 Система сбора и обработки информации (ССОИ)

30.3.1. Система сбора и обработки информации (ССОИ) должна обеспечивать интеграцию систем Инженерно-технических средств охраны (ИТСО) в единый комплекс с целью повышения эффективности их использования и комплексного предоставления информации о работе систем ИТСО оперативному персоналу, ответственным должностным лицам и руководству.

30.3.2. ССОИ должна обеспечивать создание в организации единого информационного пространства безопасности, с целью получения в любой момент времени актуальной информации о состоянии систем безопасности цифровой ПС и оперативного реагирования на происходящие в системе события.

30.3.3. ССОИ должна позволять программировать алгоритмы поведения КСОБ на те или иные события, объединять функционал различных систем КСОБ в единый механизм с целью повышения эффективности КСОБ.

30.3.4. Для сбора информации и управления отдельными функциями систем ИТСО должны использоваться различные методы подключения интерфейсов и передачи данных.

30.3.5. ССОИ должна обеспечивать интеграцию ИТСО в масштабе цифровой ПС и обеспечивать связь с ПТК КСОБ уровня ЦУС.

30.3.6. ССОИ должна обеспечивать выполнение следующих задач:

– создание единого центра управления с централизованным хранилищем данных, организацией необходимого количества локальных и удаленных рабочих мест для различных категорий пользователей;

– обеспечение подключения требуемого количества видеосерверов, видеокамер, микрофонов, единиц различного охранного и компьютерного оборудования, исполнительных устройств, датчиков;

– организация локальных и единого хранилища данных (IDE/SCSI RAID массивы, системы хранения данных NAS, сети хранения данных SAN, СУБД SCADA ПС);

– отображение видеоинформации на АРМ в реальном времени;

– воспроизведение архивной информации на локальных и удаленных рабочих местах;

– централизованное администрирование и конфигурирования ИТСО;

– централизованное управление правами доступа (назначение специальных прав для различных групп пользователей);

– централизованный мониторинг работоспособности систем КСОБ (наличие встроенной системы сервисов мониторинга состояния всех систем с возможностью автоматического программного/аппаратного перезапуска при сбоях в работе, оперативного оповещения администратора о сбоях в работе оборудования и ПО, формирование журналов и отчетов о работоспособности всех элементов системы).

30.4 Система контроля и управления доступом (СКУД)

30.4.1. СКУД должна обеспечивать контроль и управление доступом на территорию и в режимные здания и помещения цифровой ПС, контроль за автотранспортом, въезжающим и покидающим территорию объекта, учет рабочего времени персонала и в частности:

– разрешение на проход сотрудников и посетителей в здание с фотоидентификацией и соответствующей текстовой информацией, отображаемых на мониторах АРМ;

– разрешение на проезд автотранспорта с фотоидентификацией и соответствующей текстовой информацией, отображаемых на мониторах АРМ;

– управление проходом в отдельные зоны и помещения по заранее заданному алгоритму с учетом выходных и праздничных дней;

– полное документирование всех событий, связанных с пропускным режимом.

– автономную работу контроллеров при потере связи с системой;

– автоматический учет рабочего времени сотрудников;

– запрет двойного прохода (запрет прохода в зону доступа второго лица по переданной карте);

– автоматическую отмену прав доступа с картой по заранее указанной дате или на время отсутствия владельца карты (отпуск, командировка, болезнь);

– автоматический переход на праздничный режим работы по заранее указанным датам праздничных дней;

– ведение протокола событий;

– создание и возможность изменения администратором системы базы данных сотрудников и посетителей с необходимыми сведениями о категориях допуска;

– возможность функционирования при пропадании напряжения сети переменного тока 220 В в течение одного часа с сохранением протокола работы и сведений не менее чем о 1500 последних событиях;

– в случае утери карточки или необходимости изменения кода система должна давать возможность блокирования карты или перепрограммирования алгоритма ее работы;

– аварийную разблокировку турникета с поста «АРМ оператора службы охраны».

30.4.2. Технические средства СКУД должны обеспечивать:

– интеграцию с другими системами КСОБ на аппаратно-программном уровне;

– автономную работу контроллеров и считывателей;

– контроль состояния системы и ручное управление с центрального пульта в соответствии с регламентом.

30.4.3. СКУД должна состоять из:

– турникетов на проходной КПП с терминалами на «вход» и «выход»;

– исполнительных устройств, которыми оснащаются точки прохода (электромеханические и магнитные замки, защелки);

– шлюзовых кабин;

– контроллеров;

– считывателей;

– управляющей ПЭВМ;

– оборудования передачи сигналов на ПЭВМ АРМ КСОБ;

– средств для подготовки идентификационных пропусков с нанесением на них необходимых данных;

– идентификационных средств пользователей (карточки, брелоки).

30.5 Система охранной сигнализации (СОС)

30.5.1. СОС должна обеспечивать обнаружение, отображение и документирование фактов совершения попыток несанкционированного проникновения человека («нарушителя») на охраняемую территорию, здания, сооружения и помещения цифровой ПС.

30.5.2. В состав СОС цифровой ПС должны входить:

- система периметровой охранной сигнализации;
- система охранной сигнализации зданий и сооружений объекта;
- средства тревожно-вызывной сигнализации.

30.5.3. В качестве периметровых средств обнаружения должны применяться современные средства обнаружения, основанные на различных принципах действия:

- радиоволновые извещатели;
- вибрационные извещатели;
- сейсмические извещатели;
- линейные оптико-электронные извещатели;
- микроволновые извещатели и д.р.

30.5.4. Для обеспечения надлежащей защищенности объекта должна применяться система периметровой охранной сигнализации образованная минимум двумя техническими средствами обнаружения с различным принципом действия.

30.5.5. В качестве технических средств обнаружения нарушителей могут применяться:

- магнитно-контактные извещатели;
- вибрационные извещатели;
- звуковые извещатели;
- объемные инфракрасные средства обнаружения и др.

30.5.6. СОС должна обеспечивать:

- формирование следующих видов сообщений: «Нарушение», «Тревога», «Неисправность», «Взятие под охрану», «Снятие с охраны»;
- подачу силам охраны тревожных сигналов;
- графическое и текстовое отображение поступающей информации на мониторах АРМ и ее документирование, с указанием вида сообщения, адреса и времени его поступления;
- управление исполнительными устройствами систем охранного освещения и оповещения при возникновении тревожной ситуации;

30.5.7. СОС должна иметь возможность запитки от резервных источников электропитания в течение не менее 1 часа в тревожном режиме и 24 часа в дежурном режиме при прекращении электроснабжения.

30.6 Система инженерных средств защиты (СИСЗ)

30.6.1. Система инженерных средств защиты должна обеспечивать воспрепятствование проникновению нарушителей на территорию цифровой ПС.

30.6.2. Суммарная высота основного ограждения территории цифровой ПС с учетом дополнительного ограждения по периметру объекта должна составлять не менее 2,5 м. Ограждение должно выполняться сплошным или просматриваемым. При выборе типа и высоты основного ограждения должен учитываться риск совершения актов незаконного вмешательства в отношении цифровой ПС.

30.6.3. Сплошное ограждение может быть следующего исполнения:

– железобетонным (толщина не менее 100 мм);

– каменным, кирпичным (толщина не менее 250 мм);

– сплошным металлическим (толщина листа не менее 2 мм).

30.6.4. Полотно просматриваемого ограждения может изготавливаться:

– из сварной металлической (стальной) сетки или решетки с диаметром прута не менее 5 мм, имеющей антикоррозийную защиту;

– из объемной или плоской спирали из колючей оцинкованной проволоки (ленты);

– из сварной решетки, изготовленной из прямоугольного профиля сечением от 25х25 мм до 30х30 мм;

– из композиции двух элементов (сварная сетчатая панель и плоская армированная колючая лента);

– металлических оцинкованных панельных решетчатых систем ограждений с полимерным покрытием.

Не допускается применение сетчатых ограждений, на основе витой сетки ввиду ее пониженных эксплуатационных характеристик.

30.6.5. В соответствии со степенью защиты цифровой ПС от проникновения устанавливается дополнительное ограждение вверху (должно быть просматриваемым) и внизу основного ограждения для увеличения его задерживающих свойств и размещения дополнительных периметральных средств обнаружения, усиливающих сигнализационное блокирование соответственно перелаза и (или) подкопа, при этом:

– верхнее дополнительное ограждение должно представлять собой противоперелазный козырек на основе спиральной или плоской армированной колючей ленты диаметром не менее 0,5 м., (допускается для козырька использовать проволочное или сеточное полотно шириной не менее 0,6 м, перелаз через который блокируется периметральным средством обнаружения;

– нижнее дополнительное ограждение для защиты от подкопа должно заглубляться в грунт на глубину не менее 0,5 метра, выполняться в виде бетонированного цоколя или сварной решетки с размером ячейки не более 15 сантиметров (допускается в качестве нижнего дополнительного ограждения использование проволочного или сеточного полотна шириной не менее 0,5 м);

– верхнее дополнительное ограждение следует устанавливать на крышах и стенах одноэтажных зданий, примыкающих к основному ограждению цифровой ПС или являющихся составной частью ее периметра.

30.6.6. При расположении цифровой ПС вблизи дорог общего пользования необходимо предусматривать мероприятия, исключающие прорыв на территорию объекта автомобильного транспорта в случае дорожно-транспортных происшествий (применение конструкций сетчатых и решетчатых ограждений повышенной прочности, устройство фундаментов ограждений в виде железобетонного цоколя высотой не менее 0,5 м с заглублением в грунт не менее 0,5 м, установка дополнительных бетонных заграждений и т.п.).

30.6.7. Сплошное ограждение следует выполнять при размещении ПС в промышленных зонах (в том числе, с повышенной загрязненностью атмосферы) и по требованию органов архитектуры и градостроительства субъектов Российской Федерации.

30.6.8. При сплошном ограждении территории цифровой ПС должны быть предусмотрены сплошные металлические ворота и калитки, конструкция которых не должна позволять свободно преодолевать их. Ворота и калитки должны закрываться на внутренний замок. Подвеска ворот должна исключать их снятие с петель без применения инструмента. Расстояние от нижнего края створок ворот до уровня земли должно быть не более 0,1 м. Конструкция ворот должна обеспечивать их жесткую фиксацию в закрытом (открытом) положении.

Редко открываемые ворота (запасные, аварийные) со стороны территории должны запираться на засовы и висячие (навесные) замки.

Верх ворот основных ограждений следует усиливать дополнительным ограждением - козырьком из колючей проволоки в несколько рядов или спирали армированной скрученной колючей ленты.

30.6.9. При необходимости и соответствующем обосновании СИСЗ может организовываться с применением шлагбаумов, противотаранных устройств, постов остановки колесного транспорта, боллардов (телескопических столбов безопасности), распашных и откатных ворот, калиток, КПП, шлюзов.

30.7 Система охранного освещения (СОО)

30.7.1. Система охранного освещения предназначена для создания освещенности необходимой для работы видеокамер системы охранного видеонаблюдения.

30.7.2. Система охранного освещения должна автоматически включать охранное освещение при поступлении управляющего сигнала от технических средств КСОБ.

30.7.3. При проектировании системы охранного освещения следует руководствоваться Требованиями к обеспечению безопасности линейных объектов топливно-энергетического комплекса, утвержденными постановлением Правительства РФ от 19.09.2015 № 993.

31 Охрана окружающей среды

31.1 Проектирование цифровой ПС должно выполняться с учетом требований Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ и других действующих экологических и санитарно-эпидемиологических нормативных правовых актов Российской Федерации.

31.2 Проектная документация на цифровую ПС подлежит экологической экспертизе в случае необходимости соответствия требованиями Федерального закона от 23.11.1995 №174-ФЗ «Об экологической экспертизе», при этом при разработке проектной документации необходимо руководствоваться постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

31.3 В проектной документации должны быть предусмотрены мероприятия по охране окружающей среды, направленные на обеспечение предотвращения или минимизацию оказания негативного воздействия на окружающую среду и здоровье человека. В частности, но не ограничиваясь:

– мероприятия по оснащению работающих механизмов устройствами (изгородями, кожухами, отпугивающими излучателями и др.), предотвращающими гибель животных и птиц;

– мероприятия по снижению напряженности электрического и магнитного полей до допустимых значений (применение стационарных, переносных и съемных экранирующих устройств, обеспечение заземления всех изолированных от земли крупногабаритных объектов, находящихся в электромагнитом поле, выбор соответствующей высоты установки оборудования и др.);

– мероприятия по обустройству зон санитарной охраны водозабора подземных вод (при его наличии);

– рекультивация нарушенных земель после завершения строительства или реконструкции цифровой ПС.

32 Библиография

Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»

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

Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

Федеральный закон от 23.11.1995 № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе»

Федеральный закон от 26.07.2017 № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации»

Федеральный закон от 21.07.2011 № 256-ФЗ «О безопасности объектов ТЭК»

Постановление Правительства РФ от 13.08.2018 № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»

Постановление Правительства РФ от 19.09.2015 № 993 «Об утверждении требований к обеспечению безопасности линейных объектов ТЭК».

Постановление Правительства РФ от 05.05.2012г. № 458 «Об утверждении Правил по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов топливно-энергетического комплекса»

Приказ ФСТЭК России от 14.03.2014 № 31 «Об утверждении требований 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»

Приказ ФСТЭК России от 25.12.2017 № 239 «Об утверждении требований по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации»

RFC 4330 2 Стандарт Интернета. Простой сетевой временной протокол SNTP. Версия 4 (RFC 4330, Simple Network Time Protocol (SNTP) Version 4)

Правила устройства электроустановок. Издание 7. Утверждено Министерством энергетики Российской Федерации, приказ от 08.07.2002 № 204

Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. Утверждено приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. N 288. СО 153-34.20.187-2003

СТО 34.01-21.1-001-2017 Распределительные электрические сети напряжением 0,4-110 кВ. Требования к технологическому проектированию

СТО 56947007-29.240.10.248-2017 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)

СТО 34.01-27.3-002-2014, ВНПБ 29-14 Проектирование противопожарной защиты объектов электросетевого комплекса ОАО "Россети". Общие технические требования

СТО 56947007-29.120.40.262-2018 Руководство по проектированию систем оперативного постоянного тока (СОПТ) ПС ЕНЭС. Типовые проектные решения

СТО 34.01-5.1-002-2014 Типовой стандарт. Техническая политика. Системы учета электрической энергии с удаленным сбором данных оптового и розничных рынков электрической энергии на объектах дочерних и зависимых обществ ОАО «Россети»

СТО 56947007-35.240.01.023-2009 Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанции. Типовые технические требования в составе закупочной документации

СТО 56947007-29.240.10.256-2018 Технические требования к аппаратно-программным средствам и электротехническому оборудованию ЦПС
Распоряжение ОАО «Россети» от 12.02.2015 № 71р. «Методические рекомендации по организации защиты объектов ДХО ОАО «Россети», которым категория опасности не присвоена, от актов незаконного вмешательства».

МЭК 62439-3:2016 RLV. Версия Redline. Промышленные коммуникационные сети – Сети автоматизации с высокой готовностью

МЭК 61850-8-1 (2011) Сети связи и системы автоматизации энергосистем общего пользования. Часть 8-1. Схема распределения особой услуги связи (SCSM). Схема распределения для производственной системы модульной конструкции MMS (ISO 9506-1 и ISO 9506-2) и по ISO/IEC 8802-3

МЭК 61850-80-1 TS Ed.1.0 (2016) Сети и системы связи для автоматизации энергосистем общего пользования. Часть 80-1. Руководящие указания для обмена информацией от модели данных на основе CDC с использованием IEC 60870-5-101 или IEC 60870-5-104

МЭК 61850-9-2(2011) Системы автоматизации и сети связи на подстанциях. Часть 9-2. Схема особого коммуникационного сервиса (SCSM). Значения выборок по ISO/IEC 8802-3

МЭК 61850-90-2(2016) Сети и системы связи для автоматизации энергосистем общего пользования. Часть 90-2. Использование IEC 61850 для связи между подстанциями и центрами управления

МЭК 62439-3(2016) Промышленные сети связи. Сети с высокой готовностью к автоматической обработке. Часть 3. Протокол параллельного резервирования (PRP) и бесшовное резервирование среды высокой готовности (HSR)

МЭК 61588:2009 Протокол точной тактовой синхронизации для сетевых систем измерения и управления

МЭК 60255-24:2013 Измерительные реле и устройства защиты. Часть 24. Общий формат для обмена данными переходных процессов (COMTRADE) для энергосистем

IEEE 1588-2008 Стандарт Института инженеров по электротехнике и электронике (IEEE). Стандарт на протокол точной синхронизации часов для сетевых измерительных и управляющих систем

IEEE C37.94-2002 Стандарт Института инженеров по электротехнике и электронике (IEEE) для оптического интерфейса N*64 Кбит/с между оборудованием телезащиты и мультиплексорным оборудованием

IEEE 802.1Q-2014 Стандарт Института инженеров по электротехнике и электронике (IEEE) Стандарт для локальных и городских сетей - Локальные и городские вычислительные сети. Межсегментные каналы связи и мостовые сети.

IEEE 802.3-2015 Стандарт Института инженеров по электротехнике и электронике (IEEE). Стандарт для информационных сетей