

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
ГПО «БЕЛЭНЕРГО»

НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЕ И ПРОЕКТНО-ИЗЫСКАТЕЛЬСКОЕ
РЕСПУБЛИКАНСКОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
«БЕЛЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ» (РУП «Белэнергосетьпроект»)

Инв. № 15232-Т4

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер
РУП «Белэнергосетьпроект»

_____ А.М. Орлов

_____ 2018

ОТЧЕТ

по работе

Разработка СТП «Цифровые подстанции. Требования к проектированию»

Этап 4.

Разработка проекта СТП «Цифровые подстанции. Требования к
проектированию» - 2-я редакция.

(Договор № 72/2017 от 14.06.2017 г)

Руководитель работ,
главный специалист ОРЗА

С.Г. Перцев

Минск 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ	2
ВВЕДЕНИЕ.....	3
ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	4
БИБЛИОГРАФИЯ.....	7
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	8
1. Цифровые подстанции. Требования к проектированию.....	8

ВВЕДЕНИЕ

В настоящем отчете приведены результаты выполнения работ по четвертому этапу договора № 72/2017 от 14.06.2017 г с ГПО «Белэнерго» «Разработка СТП «Цифровые подстанции. Требования к проектированию»»:

Этап 4. Разработка проекта СТП «Цифровые подстанции. Требования к проектированию» - 2-я редакция.

Цель выполнения работ по договору – разработка стандарта организации, устанавливающего требования к проектированию цифровых подстанции.

Разработанный стандарт организации «Цифровые подстанции. Требования к проектированию» будет применяться при проектировании и вводе в эксплуатацию цифровых подстанций.

Применение стандарта организации в практике проектирования будет способствовать повышению надежности, безопасности и снижению совокупных расходов на проектирование, строительство и эксплуатацию цифровых подстанции.

Приложение 1 содержит 2-ю редакцию СТП «Цифровые подстанции. Требования к проектированию».

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

СТП «Цифровые подстанции. Требования к проектированию» основывается на СТП 33243.01.216-16 «Подстанции электрические напряжением 35 кВ и выше. Нормы технологического проектирования» и устанавливает дополнительные требования специфические для цифровой подстанции, нацеленные на повышение надежности, безопасности и снижение совокупных расходов на проектирование, строительство и эксплуатацию цифровых подстанции.

Цифровая подстанция (ЦПС) – это подстанция, на которой практически все процессы информационного обмена, необходимые для выполнения основных функций управления технологическим процессом (защиты, управления, учета, связи и т.д.), осуществляются в цифровом виде на основе серии стандартов IEC 61850.

К цифровым подстанциям относятся как подстанции с организацией шины процесса с использованием объединительных модулей (merging units) и/или цифровые ТТ и ТН и шины станции с использованием интеллектуальных электронных устройств (IED) (установленных на ОРУ или в КРУ(Э)), так и подстанции на которых применяются электромагнитные ТТ и электромагнитные/емкостные ТН (без организации шины процесса) и организуется только шина станции».

Цифровые подстанции должны изначально проектироваться как малообслуживаемые подстанции без постоянного персонала. Для достижения этой цели должны быть скорректированы подходы к проектированию всех элементов подстанций: первичных схем; силового оборудования; зданий; компоновке и размещению микропроцессорного оборудования по шкафам и т.д..

При разработке требований к цифровым подстанциям в первую очередь учитывались положения международных документов серии IEC 61850.

Основные требования к информационному обмену на цифровой подстанции, необходимому для выполнения основных функций управления технологическим процессом (защиты, управления, учета, связи и т.д.) приведены в серии стандартов IEC 61850 вторая редакция.

Внедрение технологии цифровой подстанции позволяет пересмотреть подходы к выполнению на подстанции основных систем РЗА, ПА, АСУТП (частично) и АСКУЭ.

В части РЗА и ПА применение интеллектуальных электронных устройств (в первую очередь) и шины процесса приводит к уменьшению размеров терминалов защит и сокращению вспомогательного оборудования в шкафу в пересчете на одно микропроцессорное устройство. Это в свою очередь, позволяет размещать большее количество устройств в одном шкафу.

Кроме того, возможно уменьшение количества устройств за счет совмещения различных функций защит и автоматики одного присоединения и/или нескольких присоединений в одном устройстве.

За счет размещения части оборудования на ОРУ и в КРУ(Э) сокращаются требования к размерам помещений в ОПУ.

В части АСУТП за счет применения интеллектуальных электронных устройств (IED) совместно с РЗА и ПА и использования в качестве основных источников измерений токов, напряжений и их производных счетчиков электроэнергии и терминалов РЗА и ПА сокращается количество необходимого дополнительного оборудования АСУТП.

Применение оборудования с максимальной заводской готовностью приводит к значительному сокращению затрат на монтаж и наладку на объекте.

С учетом вышесказанного, обоснованием для строительства цифровых подстанций, в настоящее время, является:

- сокращение времени простоя оборудования за счет повышения наблюдаемости и управляемости подстанции (предоставление диспетчерскому и обслуживающему персоналу полной информации о работе всего оборудования, дистанционное управление силовыми коммутационными аппаратами, а также основными системами подстанции, включая ЩСН и ЩПТ);

- сокращение затрат на строительство и обслуживание здания ОПУ (включая отопление и кондиционирование);

- сокращение затрат на монтаж и наладку оборудования за счет высокой степени заводской готовности поставляемого оборудования;

- повышение безопасности при обслуживании подстанции (при внедрении оптических датчиков тока и напряжения и других «нетрадиционных» ТТ и ТН);

- сокращение регламентных работ по обслуживанию оборудования (должно обеспечиваться как выбором малообслуживаемого оборудования, так и максимальным внедрением автоматизированного контроля параметров оборудования);

- переход от обслуживания «по графику» на обслуживание «по состоянию» с соответствующим сокращением затрат на обслуживание оборудования;

- переход от подстанций с постоянным обслуживающим персоналом к подстанциям, обслуживаемым выездными бригадами (относится к подстанциям 220-330 кВ).

В настоящее время, наиболее рациональной схемой при проектировании цифровой подстанции является взаимодействие проектной

организации, занимающейся разработкой требований к функциям и их взаимодействию на цифровой подстанции, и организации-поставщика оборудования, которая на основании проекта, выполняет разработку необходимой дополнительной проектной документации (включающей параметрирование всего оборудования, конфигурации терминалов РЗА и ПА и т.д.), выполняет их конфигурирование и тестирование системы на производстве.

По мере накопления опыта проектирования, совершенствования систем автоматизированного проектирования и стандартизации оборудования возможен переход к выполнению всей необходимой проектной документации только проектной организацией и выполнением конфигурирования и тестирования системы на подстанции силами проектной и наладочной организации.

БИБЛИОГРАФИЯ

- [1] СТП 33243.01.216-16 Подстанции электрические напряжением 35 кВ и выше. Нормы технологического проектирования
- [2] Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 6-е изд., перераб. и доп.- М.: Энергоатомиздат, 1986 г.
- [3] <https://webstore.iec.ch/>
- [4] <http://docs.cntd.ru/>
- [5] <http://energodoc.by/>
- [6] http://www.fsk-ees.ru/about/standards_organization/
- [7] <http://www.gostinfo.ru/catalog/ieclist>

ПРИЛОЖЕНИЯ

1. Цифровые подстанции. Требования к проектированию.

**Цифровые подстанции.
Требования к проектированию.**

УДК 621.311 КПО1

Ключевые слова: цифровая подстанция, подстанция электрическая, нормы, проектирование, реконструкция, модернизация, строительство, требования, задание на проектирование, проектная документация.

Предисловие

Цифровые подстанции. Требования к проектированию.

1 РАЗРАБОТАН РУП «Белэнергосетьпроект»

2 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ приказом Белорусского государственного производственного объединения «Белэнерго» (ГПО «Белэнерго») № ____ от _____ г.

3 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Настоящий стандарт организации не может быть тиражирован и распространен без разрешения ГПО «Белэнерго»

Издан на русском языке

СОДЕРЖАНИЕ

1	ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ.....	13
2	НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ	14
3	ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	16
4	СОКРАЩЕНИЯ	20
5	ОБЩАЯ ЧАСТЬ	27
6	СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ	28
7	ВЫБОР ОСНОВНОГО ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ	32
8	КОМПОНОВКА И КОНСТРУКТИВНАЯ ЧАСТЬ	39
9	ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ И ЗАЗЕМЛЕНИЕ.....	42
10	ТЕРРИТОРИЯ ПОДСТАНЦИИ	43
11	СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ И ОПЕРАТИВНЫЙ ПОСТОЯННЫЙ ТОК.....	44
12	ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СЕТЬ ПОДСТАНЦИИ	56
13	ОРГАНИЗАЦИЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КАНАЛОВ	69
14	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА И ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА.....	73
15	УПРАВЛЕНИЕ И ОПЕРАТИВНАЯ БЛОКИРОВКА	94
16	АСУТП	96
17	УЧЕТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	107
18	КАБЕЛЬНОЕ ХОЗЯЙСТВО	115
19	СРЕДСТВА СВЯЗИ	117
20	КОМПЛЕКСНАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ....	119
21	ИНФОРМАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.....	121
22	ОХРАННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ	125
23	ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ	127
24	ВИДЕОНАБЛЮДЕНИЕ.....	128
25	ОСВЕЩЕНИЕ	128
26	ОТОПЛЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЯ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЕ	130
27	ВОДОСНАБЖЕНИЕ И КАНАЛИЗАЦИЯ	132
28	ТРЕБОВАНИЯ К ШКАФАМ НКУ	133
29	ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ВНЕДРЕНИЕ.....	139
30	РЕМОНТ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ	145

Приложения	146
Приложение А.1 Условные обозначения в схемах ЛВС.....	146
Приложение А.2 Оценка загрузки и времени задержки в сети.....	149
Библиография	151

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1 Настоящий стандарт организации (далее – стандарт) устанавливает требования к проектированию цифровой подстанции с номинальным высшим напряжением 110-750 кВ, нацеленные на повышение надежности, безопасности и снижение совокупных расходов на проектирование, строительство и эксплуатацию цифровых подстанции.

1.2 К ЦПС относятся подстанции на которых организуется шина станции с использованием интеллектуальных электронных устройств (IED) (установленных на ОРУ или в КРУ(Э)), охватывающая все присоединения подстанции. К ЦПС не относятся подстанции, на которых шина процесса охватывает только несколько присоединений (например, только РУ одного напряжения или отдельные присоединения).

1.3 Цифровые подстанциям делятся на подстанции с организацией шины процесса и подстанции без организации шины процесса.

1.3.1 Цифровая подстанция без шины процесса предусматривает применение электромагнитных ТТ и электромагнитных/емкостных ТН связанных с устройствами уровня присоединения контрольными кабелями и IED (установленных на ОРУ или в КРУ(Э)), осуществляющих сбор информации и выдачу управляющих воздействий на силовое оборудование и взаимодействующих с устройствами уровня присоединения с использованием шины станции.

1.3.2 Цифровая подстанция с шиной процесса предусматривает применение электромагнитных ТТ и/или электромагнитных/ емкостных ТН и объединительными модулями (МУ) и/или цифровых ТТ и ТН связанных с устройствами уровня присоединения с использованием шины процесса и IED (установленных на ОРУ или в КРУ(Э)), осуществляющих сбор информации и выдачу управляющих воздействий на силовое оборудование и взаимодействующих с устройствами уровня присоединения с использованием шины процесса и/или шины станции.

1.4 Нормы настоящего стандарта обязательны для применения проектными, строительно-монтажными и эксплуатационными организациями ГПО «Белэнерго».

1.5 Другими организациями и ведомствами Республики Беларусь настоящий стандарт может быть использован по согласованию с ГПО «Белэнерго».

2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие технические нормативные правовые акты (далее – ТНПА) в области технического нормирования и стандартизации:

1. ТР ТС 004/2011 О безопасности низковольтного оборудования
2. ТР ТС 020/2011 Электромагнитная совместимость технических средств
3. ТР 2009/013/ВУ Здания и сооружения, строительные материалы и изделия. Безопасность
4. ТР 2013/027/ВУ Информационные технологии. Средства защиты информации. Информационная безопасность
5. ТКП 45-1.02-295-2014 (02250) Строительство. Проектная документация. Состав и содержание
6. ТКП 45-1.02-298-2014 (02250) Строительство. Предпроектная (предынвестиционная) документация. Состав, порядок разработки и утверждения
7. ТКП 183.1-2009 (03130) Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Часть 1. Контроль качества электрической энергии
8. ТКП 183.2-2009 (03130) Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Часть 2. Анализ качества электрической энергии
9. ТКП 339-2011 (02230) Электроустановки на напряжение до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловые и аккумуляторные, электроустановки жилых и общественных зданий. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемо-сдаточных испытаний
10. ТКП 427-2012 (02230) Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок
11. ТКП 474-2013 (02300) Категорирование помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности
12. ТКП 547-2014 (02230) Нормы продолжительности проектирования электрических подстанций и линий электропередачи напряжением 0,4-750 кВ
13. СТБ 2096-2010 Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии. Общие технические требования
14. СТБ 2331-2015 Здания и сооружения. Классификация. Основные положения

15. СТБ ISO/IEC 27001-2016 Информационная технология. Методы обеспечения безопасности. Системы менеджмента информационной безопасности. Требования.
16. ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды
17. СТП 33240.20.501-18 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Республики Беларусь
18. СТП 34.49.101-87 Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий
19. СТП 09110.20.187-09 Методические указания по заземлению нейтрали сетей 10-35 кВ Белорусской энергосистемы через резистор
20. СТП 09110.20.366-16 Нормы и объем испытаний электрооборудования Белорусской энергосистемы
21. СТП 09110.20.569-07 Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем
22. СТП 09110.20.600-02 Положение о периодичности ремонтов и профилактических испытаний электрооборудования электростанций и подстанций Белорусской энергосистемы
23. СТП 09110.35.126-09 Технические требования к проектированию региональных АСКУЭ
24. СТП 09110.47.100-03 Методические указания по расчету токов короткого замыкания и проверке коммутационных аппаратов в сети постоянного тока электростанций, тепловых и электрических сетей
25. СТП 09110.47.103-07 Методические указания по проектированию заземляющих устройств электрических станций и подстанций напряжением 35-750 кВ
26. СТП 09110.47.104-08 Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций напряжением 35-750 кВ от электромагнитных влияний и грозовых воздействий
27. СТП 09110.47.203-07 Методические указания по выполнению заземления на электрических станциях и подстанциях напряжением 35-750 кВ
28. СТП 09110.48.513-08. Руководящие указания по проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах Беларуси. Сети передачи данных
29. СТП 09110.48.526-07 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 101. Обобщающий стандарт по основным функциям телемеханики
30. СТП 09110.48.528-09 Оборудование и системы телеуправления. Часть 5-104. Протоколы передачи данных. Доступ к сетям, использующим стандартные профили протокола передачи данных по IEC 60870-5-104

- 31.СТП 09110.50.500-02 Методические указания по эксплуатации стационарных аккумуляторных батарей на объектах Белорусской энергосистемы
- 32.СТП 33243.01.216-16 Подстанции электрические напряжением 35 кВ и выше. Нормы технологического проектирования
- 33.СНБ 2.04.02-2000 Строительная климатология
- 34.СНБ 4.02.01-03 Отопление, вентиляция и кондиционирование
- 35.ППБ 01-2014 Правила пожарной безопасности Республики Беларусь
- 36.НПБ 15-2007 Область применения автоматических систем пожарной сигнализации и установок пожаротушения.
- 37.Регламент корпоративной сети передачи данных ГПО «Белэнерго»: утв. приказом ГПО «Белэнерго» 15.05.2015 № 139.
- 38.Инструкция о порядке обеспечения информационной безопасности в информационных системах Министерства энергетики Республики Беларусь: утв. Министерством энергетики Республики Беларусь 18.03.2015.

Примечание

1 При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверять действие ТНПА по Национальному фонду технических нормативных правовых актов Республики Беларусь, каталогу МАИС, составленному по состоянию на 1 января текущего года, и по его соответствующим информационным указателям, опубликованным в текущем году.

Если ссылочные ТНПА заменены (изменены), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененными (измененными) ТНПА. Если ссылочные ТНПА отменены без замены, то положение, в котором дана ссылка на них, применяется в части не затрагивающей эту ссылку.

2 СНБ и СНИП имеют статус ТНПА на переходный период до замены на ТНПА.

3 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Групповая адресация (multicast): Однонаправленная связь без установления соединения между сервером и выбранной группой клиентов.

Изготовитель (manufacturer): Производитель интеллектуальных электронных устройств и/или средств их конфигурирования, настройки и управления.

Измерительный канал (ИК): измерительный канал, объединяющий электромагнитные и/или емкостные трансформаторы, их вторичные цепи и измерительные приборы (СЭ, УКПКЭ, измерительные преобразователи и т.д.).

Интеллектуальное электронное устройство; IED (intelligent electronic device): 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.

Интерфейс человек-машина; ИЧМ (human machine interface): Экран дисплея или часть интеллектуального электронного устройства, или автономное устройство, представляющие необходимые данные в логическом формате, с которым взаимодействует пользователь, а также, при необходимости, клавишная панель, обеспечивающая доступ пользователю и взаимодействие.

Информационная безопасность (information security): сохранение конфиденциальности, целостности и доступности информации, а также другие свойства, такие как аутентичность, подотчетность, неопровержимость и безотказность (СТБ/ISO/IEC 27001).

Информационная модель системы автоматизации подстанции (information model): Модель системы автоматизации подстанции, представляющая функции и устройства подстанции, которые приобретают видимую и доступную форму.

Клиент (client): Объект, запрашивающий сервис у сервера или получающий от сервера незатребованные данные.

Комбинированный цифровой трансформатор тока и напряжения (ЦТТН): Преобразователь (устройство), отдельностоящий или встроенный в основное оборудование, измеряющий токи и напряжения в системе и обеспечивающий выдачу цифровых потоков измерений согласно стандарту IEC 61850-9-2.

Контроль доступа (access control): Обеспечение того, чтобы доступ к устройству (программному обеспечению) был санкционирован и ограничен в соответствии с требованиями коммерческой тайны и безопасности.

Объединительный модуль; MU (merging unit): Микропроцессорное устройство, которое принимает аналоговые сигналы от трансформаторов тока/напряжения, обрабатывает их и формирует цифровые потоки (SV) мгновенных значений тока и напряжения согласно стандарту IEC 61850-9-2(LE).

Открытый протокол (open protocol): Протокол, имеющий стандартизированный, открытый для всеобщего доступа стек связи.

Поле (в полуторной схеме распределительного устройства подстанции) (diameter): Совокупность коммутационного оборудования между двумя сборными шинами распределительного устройства, то есть три выключателя для двух присоединений со всеми связанными разъединителями,

заземляющими ножами, трансформаторами тока и трансформаторами напряжения.

Присоединение (bay): Совокупность коммутационных аппаратов, обеспечивающих соединение линии электропередачи, трансформатора или другого оборудования со сборными шинами.

Распределительная сеть (distribution): Часть энергетической системы, которая предназначена для распределения электроэнергии и работает, как правило, на напряжении до 110 кВ.

Системный интегратор (system integrator): Поставщик информационной системы подстанции на условиях "под ключ".

Устройство (device): Элемент или совокупность элементов, выполняющих установленную функцию.

Примечание 1 - Устройство может являться частью другого, большего устройства.

Примечание 2 - В контексте распределительного устройства подстанции устройством называется физическая единица первичного оборудования, например трансформатор или выключатель. В контексте автоматики подстанций устройством является интеллектуальное электронное устройство.

Функция (function): Задача, выполняемая устройством или системой (совокупностью нескольких устройств).

Примечание 1 - Обычно функции обмениваются данными с другими функциями. Функции выполняются интеллектуальными электронными устройствами (физическими устройствами).

Примечание 2 - Функция может быть разделена на части, которые резидентно находятся в интеллектуальных электронных устройствах, но сообщаются друг с другом и с частями других функций. Эти сообщающиеся части называются логическими узлами.

Примечание 3 - В контексте стандартов серии "Сети и системы связи на подстанциях" декомпозиция функций или степень их детализации определяется только характером связи. Это означает, что все функции состоят из логических узлов, которые обмениваются данными.

Цифровая подстанция (ЦПС): подстанция, на которой практически все процессы информационного обмена, необходимые для выполнения основных функций управления технологическим процессом (защиты, управления, учета, связи и т.д.), осуществляются в цифровом виде с использованием протоколов серии стандартов IEC 61850.

Цифровая подстанция без организации шины процесса: цифровая подстанция на которой организуется шина станции с использованием интеллектуальных электронных устройств (IED) (установленных на ОРУ или

в КРУ(Э)) и применяются электромагнитные ТТ и электромагнитные/емкостные ТН без организации шины процесса.

Цифровая подстанция с организацией шины процесса: подстанция на которой организуется шина станции с использованием интеллектуальных электронных устройств (IED) (установленных на ОРУ или в КРУ(Э)) и применяются цифровые ТТ и ТН и/или электромагнитные ТТ и электромагнитные/емкостные ТН с объединительными модулями (MU) с организацией шины процесса.

Цифровой измерительный канал (ЦИК): измерительный канал, объединяющий цифровые измерительные трансформаторы или объединительные модули (MU), на выходе которого результат измерения представлен в цифровой форме согласно стандарту IEC 61850-9-2(LE), цифровые, как правило Ethernet, линии связи и конечные измерительные преобразователи, принимающие потоки входных измерительных данных согласно стандарту IEC 61850-9-2(LE) и выдающие результаты обработки согласно стандарту IEC 61850-8-1 (MMS и GOOSE) и иных форматах.

Цифровой трансформатор тока (ЦТТ): Преобразователь (устройство), отдельностоящий или встроенный в основное оборудование, измеряющий токи в системе и обеспечивающий выдачу цифровых потоков измерений согласно стандарту IEC 61850-9-2 (-LE).

Цифровой трансформатор напряжения (ЦТН): Преобразователь (устройство), отдельностоящий или встроенный в основное оборудование, измеряющий напряжения в системе и обеспечивающий выдачу цифровых потоков измерений согласно стандарту IEC 61850-9-2 (-LE).

Шина (bus): Соединение технологической сети между интеллектуальными электронными устройствами с помощью средств связи.

Широковещательная передача сообщений (broadcast): Передача в сеть связи сообщения, предназначенного для считывания и ответного реагирования со стороны любого интеллектуального электронного устройства.

Примечание - Широковещательное сообщение, как правило, содержит адрес отправителя и глобальный адрес получателя. Примером широковещательного сообщения служит синхронизация времени.

Широковещательное объектно-ориентированное сообщение о событии на подстанции (generic object oriented substation event): Широковещательный высокоскоростной внеочередной отчет, содержащий статус каждого из входов, устройств пуска, элементов выхода и реле, реальных и виртуальных.

Примечание - Этот отчет выдается многократно последовательно, как правило, сразу после первого отчета с интервалами 2, 4, 8,..., 60000 мс.

Значение задержки первого повторения является конфигурируемым. Такой отчет обеспечивает выдачу высокоскоростных сигналов отключения с высокой вероятностью доставки.

Шлюз (gateway): Устройство для взаимосвязи компьютерных сетей, которое поддерживает полный стек релевантных протоколов и может преобразовать их в протокол, отличающийся от семиуровневой модели, для асинхронной передачи по глобальной сети.

4 СОКРАЩЕНИЯ

АБ	– аккумуляторная батарея;
АВР	– автоматическое включение резерва;
АДВ	– автоматическое дозирование воздействий;
АЗД	– автоматическое запоминание дозирования;
АСКПКЭ	– автоматизированная система контроля показателей качества электроэнергии;
АСКУЭ	– автоматизированная система контроля и учета электроэнергии;
АСКУЭ ММПГ	– АСКУЭ по межгосударственным, межсистемным потокам и генерации;
АКПА	– аппаратура каналов противоаварийной автоматики;
АЛАР	– автоматическая ликвидация асинхронного режима;
АОПН	– устройство автоматического ограничения повышения напряжения;
АОСН	– автоматика ограничения снижения напряжения;
АОСЧ	– автоматика ограничения снижения частоты;
АПАХ	– автоматическое прекращение асинхронного хода;
АПВ	– автоматическое повторное включение;
АПНУ	– автоматическое предотвращение нарушения устойчивости;
АРМ	– автоматизированное рабочее место;
АРН	– автоматическое регулирование напряжения;
АРЧМ	– автоматическое регулирование частоты и мощности;
АСДТУ	– автоматизированная система диспетчерского и технологического управления;
АСУТП	– автоматизированная система управления технологическими процессами;

АТ	– автотрансформатор;
АУВП	– автоматическая установка водяного пожаротушения;
АЧР	– автоматическая частотная разгрузка;
БСК	– батарея статических конденсаторов;
ВЛ	– воздушная линия электропередачи;
ВН	– высшее напряжение;
ВОК	– волоконно-оптический кабель;
ВОЛС	– волоконно-оптическая линия связи;
ВЧКС	– высокочастотные каналы связи;
ДГУ	– дизель-генераторная установка;
ДГР	– дугогасящий реактор;
ДЗЛ	– продольная дифференциальная защита линий;
ДЗШ	– дифференциальная защита шин;
ДП	– диспетчерский пункт;
ДФЗ	– дифференциально-фазная защита;
ЗВН	– здание вспомогательного назначения;
ЗИП	– запасное имущество и принадлежности;
ЗПУ	– зарядно-подзарядное устройство;
ЗРУ	– закрытое распределительное устройство;
ЗУ	– заземляющее устройство;
ИБ	– информационная безопасность;
ИК	– измерительный канал, включающий измерительные ТТ и/или ТН, вторичные цепи (аналоговые или цифровые) и измерительные приборы
IED	– интеллектуальное электронное устройство;
КА	– коммутационный аппарат;
КИВ	– контроль изоляции вводов;
КЛС	– кабельная линия электросвязи, использующая в качестве среды передачи электрические кабели;
КПР	– контроль предшествующего режима;
КР	– компенсационный реактор;
КРУ	– комплектное распределительное устройство;

КРУН	– комплектное распределительное устройство наружной установки;
КРУЭ	– комплектное элегазовое распределительное устройство;
КТПБ	– комплектная трансформаторная подстанция в бетонной оболочке;
ЛАДВ	– локальное автоматическое дозирование воздействий;
ЛВС	– локальная вычислительная сеть;
ЛЭП	– линия электропередачи;
МЕ	– монтажная единица;
МСЭ	– аппаратный межсетевой экран;
МП	– микропроцессорный;
МТЗ	– максимальная токовая защита;
НН	– низшее напряжение;
НСД	– несанкционированный доступ;
ОАПВ	– однофазное автоматическое повторное включение;
ОАЦ	– Оперативно-аналитический центр при Президенте Республики Беларусь;
ОВ	– обходной выключатель;
ОВБ	– оперативно-выездная бригада;
ОДУ	– объединенное диспетчерское управление;
ОМ	– объединительный модуль (MU);
ОМП	– определение места повреждения;
ОПН	– ограничитель перенапряжения нелинейный;
ОПТ	– оперативный постоянный ток;
ОПУ	– общеподстанционный пункт управления;
ОРБ	– оперативно-ремонтная бригада;
ОРУ	– открытое распределительное устройство;
ПА	– противоаварийная автоматика;
ПКЭ	– показатели качества электрической энергии;
ПНР	– пуско-наладочные работы;
ПО	– программное обеспечение;
ППТ	– потребитель постоянного тока;
ПС	– трансформаторная подстанция;

ПСД	– проектно-сметная документация;
ПСОД	– пункт сбора и обработки данных;
ПТК	– программно-технический комплекс;
РАДВ	– региональное устройство автоматической дозировки воздействий;
РЗА	– релейная защита и автоматика;
РПБ	– ремонтно-производственная база;
РПН	– регулирования напряжения под нагрузкой;
РУ	– распределительное устройство;
РЭП	– ремонтно-эксплуатационный пункт;
РЭС	– район электрических сетей;
СВ	– секционный выключатель;
СДТУ	– система диспетчерского и технологического управления;
СИБ	– система информационной безопасности;
СК	– синхронный компенсатор;
СКРМ	– средство компенсации реактивной мощности;
СН	– среднее напряжение;
СОПТ	– система оперативного постоянного тока;
СС	– средства связи;
СТАТКОМ	– синхронный статический компенсатор реактивной мощности на базе преобразователя напряжения;
СЭ	– счетчик электроэнергии;
ТАПВ	– трехфазное автоматическое повторное включение;
ТН	– трансформатор напряжения;
ТНПА	– технические нормативные правовые акты;
ТПВ и РК	– техническое перевооружение и реконструкция;
ТСН	– трансформатор собственных нужд;
ТТ	– трансформатор тока;
ТИ	– телеизмерение;
ТС	– телесигнализация;
ТУ	– телеуправление;
ТЭО	– технико-экономическое обоснование;

УЗИП	– устройство защиты от импульсных перенапряжений и помех;
УКПКЭ	– устройство контроля параметров качества электроэнергии;
УРОВ	– устройство резервирования отказа выключателя;
УСПД	– устройство сбора и передачи данных;
УСШ	– устройство сопряжения шин или объединяющее устройство, в англоязычных источниках – MU (merging unit);
ФЭС	– филиал электрических сетей;
ЦИК	– цифровой измерительный канал, соответствующий требованиям IEC 61850;
ЦИП	– цифровой измерительный преобразователь
ЦКПА	– центральное координирующее устройство ПА;
ЦПУ	– центральный пункт управления;
ЦПС	– цифровая подстанция;
ЦРАП	– цифровой регистратор аварийных процессов;
ЦСОД	– центр сбора и обработки данных;
ЦСЭ	– счетчик электронный цифровой, соответствующий требованиям IEC 61850-9-2(LE);
ЦТН	– цифровой трансформатор напряжения;
ЦТТ	– цифровой трансформатор тока;
ЦУКПКЭ	– цифровое (с поддержкой IEC 61850) устройство контроля параметров качества электроэнергии;
ЦУСПД	– цифровое устройство сбора и передачи данных, поддерживающее обмен данными по протоколам IEC 61850-8-1 (MMS, GOOSE);
ШР	– шунтирующий реактор;
ШСВ	– шиносоединительный выключатель;
ШУОТ	– шкаф управления оперативным током;
ЩПТ	– щит постоянного тока;
ЩУ	– щит управления;
ЭТТ	– электромагнитный трансформатор тока;
Э(Е)ТН	– электромагнитный (емкостной) трансформатор напряжения
CoS	– Class of Service (англ.) – класс обслуживания;

FTP	– File Transfer Protocol (англ.) – протокол передачи файлов – стандартный протокол, предназначенный для передачи файлов по TCP-сетям.
GOOSE	– Generic Object-Oriented Substation Even (англ.) – 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.
IDS	– Intrusion Detection System (англ.) – система обнаружения вторжений, программный или аппаратный комплекс для обнаружения неавторизованного доступа к рабочей станции или компьютерную сеть, как правило позволяющие обнаружить сетевые атаки на уязвимые сервисы и системы учёта/контроля пользователей, доступ к файлам сервера, активность вредоносного ПО (вирусов, троянов, червей) и т.д.;
IPS	– Intrusion Prevention System (англ.) – система предотвращения вторжений, дополнительно к возможностям IDS позволяет заблокировать атаку (обрыв сессии, нарушающей политику безопасности, блокирование доступа к ресурсам и т.д.), изменить защищаемую среду (конфигурацию сетевых устройств и т.д.), меняет содержание атаки (удаляет инфицированный файл, либо работает как прокси и т.д.);
MMS	– Manufacturing Message Specification (англ.) – 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.
MU	– Merging units (англ.) – объединительный модуль/устройство, в русскоязычных источниках – УСШ (устройство сопряжения шин);
QoS	– Quality of Service (англ.) – качество обслуживания;
SCADA	– Supervisory Control and Data Acquisition – Диспетчерское управление и сбор данных;
SNMP	– Simple Network Management Protocol (англ.) — простой протокол сетевого управления — стандартный интернет-протокол для управления устройствами в IP-сетях на основе архитектур TCP/UDP;

SNTP	– Simple Network Time Protocol (англ.) — протокол синхронизации времени в компьютерной сети для систем и устройств, не требующих высокой точности
SV80	– цифровой (по IEC 61850-9-2LE) поток данных - оцифрованных мгновенных значений токов и напряжений от измерительных трансформаторов с частотой 80 выборок за период с присвоенными метками времени;
SV256	– цифровой (по IEC 61850-9-2LE) поток данных - оцифрованных мгновенных значений токов и напряжений от измерительных трансформаторов с частотой 256 выборок за период с присвоенными метками времени;
TCP	– Transmission Control Protocol (англ.) – протокол управления передачей – протокол транспортного уровня стека TCP/IP;
UDP	– User Datagram Protocol (англ.) – протокол пользовательских датаграмм, один из ключевых элементов TCP/IP.
VLAN	– Virtual Local Area Network (англ.) – виртуальная локальная сеть;

5 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

5.1 При проектировании цифровых подстанций следует руководствоваться настоящим стандартом, требованиями других ТНПА, не противоречащих настоящему СТП, а также документами, приведенными в разделе 2 и в библиографии настоящего стандарта.

Все вышеуказанное не распространяется на требования, связанные с охраной труда, взрывопожарной безопасностью, экологической безопасностью и охраной окружающей среды, отступление от которых согласовывается в установленном порядке.

5.2 Для обозначения обязательности выполнения требований СТП применяются слова «должен», «следует», «необходимо» и производные от них. Слова «как правило» означают, что данное требование является преобладающим, а отступление от них должно быть обосновано. Слово «допускается» означает, что данное решение применяется в виде исключения как вынужденное (вследствие стесненных условий, ограниченных ресурсов необходимого оборудования, материалов и т.д.). Слово «рекомендуется» означает, что данное решение является одним из лучших, но не обязательным.

5.3 При проектировании всех систем цифровой подстанции должны быть учтены проектные ограничения, топология, доступные продукты и стоимость технического решения.

5.4 Цифровые подстанции всех классов напряжения должны проектироваться как малообслуживаемые подстанции без постоянного персонала.

5.5 При проектировании ЦПС следует применять номинальные напряжения величиной 750, 330, 110 и 10 кВ. Применение других классов напряжения (35, 20 и 6 кВ) допускается в исключительных случаях при реконструкции существующих сетей приведенных классов напряжения.

5.6 Проект ЦПС должен выполняться на расчетный период (5 лет после ввода в эксплуатацию) с учетом перспективы ее развития на последующие не менее пяти лет.

5.7 При проектировании ПС должны быть обеспечены:

- а) надежное и качественное электроснабжение потребителей;
- б) экономическая эффективность, обусловленная оптимальным объемом привлекаемых инвестиций и ресурсов, используемой земли и снижением эксплуатационных затрат;
 - сокращение времени простоя оборудования за счет повышения наблюдаемости и управляемости подстанции (предоставление

диспетчерскому и обслуживающему персоналу полной информации о работе всего оборудования, дистанционное управление силовыми коммутационными аппаратами, а также основными системами подстанции, включая ЩСН и ЩПТ);

- сокращение регламентных работ по обслуживанию оборудования (должно обеспечиваться как выбором малообслуживаемого оборудования, так и максимальным внедрением автоматизированного контроля параметров оборудования);
- переход от обслуживания «по графику» на обслуживание «по состоянию»;

в) соблюдение требований экологической безопасности и охраны окружающей среды;

г) ремонтпригодность применяемого оборудования и конструкций.

5.8 Проектная документация должна разрабатываться в соответствии с ТКП 45-1.02-295 с учетом утвержденной предпроектной документации по ТКП 45-1.02-298 на основании утвержденного в установленном порядке задания на проектирование.

5.9 На стадии выбора поставщика оборудования все рассматриваемое силовое оборудование, устройства РЗА, ПА, АСУТП и связи, АСДТУ, АСКУЭ, системы диагностики, средства защиты информации, а также программное обеспечение должны иметь:

- документацию на русском языке в объеме, достаточном для проектирования, ведения пусконаладочных работ и эксплуатации;
- документы, подтверждающие информационную совместимость оборудования в части обмена по протоколам IEC 61850, IEC 60870 и других протоколов;
- необходимые сертификаты в соответствии с требованиями НТПА.

Устройства РЗА и ПА должны иметь утвержденные в установленном порядке методики по расчету и выбору уставок, а также типовые схемные решения и конфигурации.

5.10 Электротехническое оборудование (продукция), строительные материалы и изделия, которые применяются для строительства, монтажа, должны пройти оценку соответствия по требованиям безопасности ТР 2009/13/ВУ, ТР ТС 004/2011, ТР ТС 020/2011.

6 СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

6.1 Выбор схем РУ и основного электротехнического оборудования выполняет заказчик на основании технико-экономических расчетов и

сравнения различных вариантов компоновки ЦПС, представленных проектной организацией.

Исходными данными для таких расчетов являются: данные о примыкающих электрических сетях, особые условия окружающей среды, данные по росту нагрузок, передаваемой мощности, развитию электрических сетей на расчетный период и учет перспективы развития ЦПС на последующий период (не менее пяти лет).

6.2 Схемы РУ выбираются согласно СТП 33243.01.216-16 (приложение А).

6.3 Для РУ 330-750 кВ схема определяется проектом (с выполнением ТЭО) с учетом количества присоединений и перспективы развития ЦПС.

6.4 Для РУ 110 кВ в зависимости от надежности и резервирования сети, как правило, следует применять схемы:

- одна рабочая, секционированная выключателем, система шин;
- две рабочие системы шин.

Допускается присоединение автотрансформаторов двумя выключателями к двум секциям (системам) шин.

Схемы с количеством выключателей на цепь более одного, должны приниматься при специальном обосновании.

Применение отделителей и короткозамыкателей не допускается.

6.5 Отступления от типовых схем допускается при соответствующем ТЭО.

6.6 На ЦПС устанавливается, как правило, два (авто)трансформатора. Установка более двух (авто)трансформаторов принимается на основе технико-экономических расчетов, а также в случаях, когда на ПС требуется два средних напряжения.

6.7 Допускается применение однострансформаторных ПС при обеспечении требуемой надежности электроснабжения потребителей.

6.8 На ЦПС устанавливаются, как правило, трехфазные трансформаторы. При отсутствии трехфазного трансформатора необходимой мощности, а также при наличии транспортных ограничений, допускается применение группы однофазных трансформаторов, либо двух трехфазных трансформаторов одинаковой мощности.

6.9 На ЦПС 330 кВ и выше питание ближайших потребителей должно предусматриваться от отдельного РУ 6-10 кВ, подключенного через отдельный понижающий трансформатор к шинам среднего напряжения подстанции. Подключение сторонних потребителей к обмотке низшего напряжения (авто)трансформатора не допускается.

6.10 В качестве управляемых СКРМ должны применяться:

- управляемые ШР номинальным напряжением 110-330 кВ, подключаемые к шинам ВН ПС или к линии;
- статические тиристорные компенсаторы реактивной мощности и СТАТКОМы, подключаемые к обмоткам НН АТ и шинам;
- дискретно-управляемые реакторные группы, подключаемые к обмоткам НН АТ или шинам ЦПС;
- управляемые БСК.

Применение синхронных компенсаторов не допускается.

6.11 Выбор типа, мощности, других параметров, размещения и способа присоединения СКРМ должен основываться на расчетах характерных режимов энергосистем (зимний и летний максимумы и минимумы нагрузки), анализе уровней напряжений в суточном графике нормальных, ремонтных и ремонтно-аварийных схемах энергосистем, а также, при необходимости, переходных процессов. Места установки и тип СКРМ должны выбираться на основе технико-экономических расчетов.

6.11.1 На цифровых подстанциях без шины процесса на ВЛ 330-750 кВ, как правило, устанавливаются по два ТН: один по отношению к линейному разъединителю на стороне линии, другой – на стороне ошиновки.

На цифровых подстанциях с шиной процесса на ВЛ 330-750 кВ устанавливается один ТН с двумя блоками обработки.

6.12 Трансформаторы напряжения (ТН) 110 кВ и выше всех типов, устанавливаемые на отходящих линиях, подключаются без разъединяющего устройства.

ТН емкостного типа 110 кВ и выше, присоединяемые к системе шин, подключаются без разъединяющего устройства.

Во всех остальных возможных местах подключения ТН 110 кВ и выше должна быть предусмотрена установка разъединяющего устройства с видимым разрывом.

Для РУ 10-35 кВ подключение ТН должно быть предусмотрено через разъединяющее устройство с видимым разрывом или предохранитель.

6.13 Для линий 330-750 кВ, отходящих от атомных станций, дополнительно должен устанавливаться электромагнитный ТТ и емкостной ТН в цепи линии.

В остальных случаях, при подключении ВЛ через два выключателя, ТТ в цепи линии устанавливаются при соответствующем ТЭО.

6.14 В стесненных условиях и при ТЭО для РУ ВН (СН) напряжением 110 кВ и выше (с числом коммутационных аппаратов (выключателей) не

менее трех) допускается применение в качестве коммутационных аппаратов выключателей-разъединителей (ВР).

Наличие разъединителя обязательно со стороны ВЛ подключенной отпайкой и ВЛ 110 кВ и выше с большими зарядными мощностями (большой протяженности).¹

6.15 При применении КРУЭ в схемах РУ, требуется учитывать газовую схему и необходимость метрологического контроля средств измерения в соответствии с действующим законодательством без проведения газотехнических работ по месту установки КРУЭ.

Схему главных соединений и газовую схему КРУЭ в обязательном порядке требуется согласовать на стадии архитектурного проекта с заказчиком, на стадии строительного проекта – с заказчиком и производителем (поставщиком) КРУЭ.

6.16 Мощность силовых (авто)трансформаторов выбирается так, чтобы при наиболее тяжелом режиме работы сети (ремонтные, послеаварийные и ремонтно-аварийные режимы), оставшиеся в работе силовые трансформаторы, с учетом их допустимой, по техническим условиям на силовые трансформаторы, перегрузки и резерва по сетям СН и НН, обеспечивали питание нагрузки.

При росте нагрузок сверх расчетного уровня, увеличение мощности ПС производится, как правило, путем замены силовых (авто)трансформаторов на более мощные, установка дополнительных силовых (авто)трансформаторов должна быть технико-экономически обоснована.

6.17 На стороне 10-35 кВ должна предусматриваться отдельная работа (авто)трансформаторов.

6.18 При необходимости ограничения токов КЗ на стороне 6-10 кВ (авто)трансформаторов предусматриваются следующие основные мероприятия:

- применение трехобмоточных трансформаторов с максимальным сопротивлением между обмотками ВН и НН и двухобмоточных трансформаторов с повышенным сопротивлением;
- применение трансформаторов с расщепленными обмотками 6-10 кВ;
- применение токоограничивающих реакторов в цепях вводов от (авто)трансформаторов, причем отходящие линии выполняются нереактивными.

6.19 Степень ограничения токов КЗ в РУ 6-10 кВ определяется необходимостью применения более дешевого оборудования, кабелей и ошиновки.

¹ Больше рекомендаций к схемам с применением ВР смотри в СТО 56947007-29.130.01.145-2013. При публикации аналогичных норм РБ утвержденных в установленном порядке – руководствоваться ими.

Выбор варианта ограничения токов КЗ следует обосновывать технико-экономическим сравнением с учетом обеспечения требований по качеству электроэнергии.

6.20 При необходимости компенсации емкостных токов в сетях 10-35 кВ должны устанавливаться управляемые дугогасящие реакторы с плавным и (или) ступенчатым регулированием индуктивности. Применение нерегулируемых реакторов не допускается.

На напряжении 35 кВ ДГР присоединяются, как правило, к нулевым выводам соответствующих обмоток трансформаторов.

На напряжении 6-10 кВ ДГР подключаются к нейтральному выводу отдельного трансформатора, подключаемого к сборным шинам через выключатель.

Количество, мощность и диапазон регулирования ДГР определяются в проекте ПС на основании данных, представляемых заказчиком [СТП 09110.20.361-04].

6.21 Резистивное заземление нейтрали должно выполняться в соответствии с СТП 09110.20.187-09.

6.22 На городских и сельских ответственных подстанциях с закрытым распределительным устройством (ЗРУ) 6-10 кВ секционирование на напряжении 6-10 кВ следует предусматривать двумя последовательно включенными выключателями.

На сельских подстанциях с закрытым распределительным устройством (ЗРУ) 6-10 кВ, если секции шин расположены в разных помещениях или по требованию заказчика, секционирование на напряжении 6-10 кВ следует предусматривать двумя последовательно включенными выключателями.

Для остальных подстанций секционирование следует предусматривать применение последовательно включенных секционного выключателя и разъединителя 6-10 кВ.

7 ВЫБОР ОСНОВНОГО ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

7.1 При выборе оборудования по номинальному току необходимо учитывать нормальные эксплуатационные, послеаварийные и ремонтные режимы, а также перегрузочную способность оборудования.

7.2 На ЦПС, как правило, должно применяться оборудование с максимальной заводской готовностью со встроенными объединительными модулями (merging units) и интеллектуальными электронными устройствами (IED), полностью готовое к включению в шину процесса и шину станции без установки дополнительного оборудования.

7.3 На ЦПС должны применяться системы диагностики и мониторинга состояния основного оборудования, предназначенные для контроля состояния, планирования периодичности и объемов текущих ремонтов и технического обслуживания исходя из фактического состояния и износа оборудования.

Системы диагностики и мониторинга должны обеспечивать:

- контроль текущего состояния оборудования;
- прогнозирование технического состояния оборудования на основе расчетных моделей в режиме реального времени (прогноз старения, общего износа, износа отдельных частей и т.д.);
- выдачу текущей и сохраненной информации о состоянии и работе оборудования;
- интеграцию в шину станции с использованием протоколов MMS и GOOSE стандарта IEC 61850 без установки дополнительного оборудования.

Состав и возможности данных систем согласовываются с заказчиком.

По требованию заказчика допускается оснащать системами мониторинга ОПН, измерительные трансформаторы тока и напряжения 330 кВ и выше.

Применение систем мониторинга для оборудования напряжением 6-10 кВ допустимо при техническом обосновании либо по требованию заказчика.

Для ограничителей перенапряжения, измерительных трансформаторов тока и напряжения, а так же и трансформаторного оборудования напряжением 330 кВ и выше система мониторинга и диагностики состояния оборудования, как правило, должна быть организована в виде специализированной подсистемы мониторинга, оснащенной датчиками, контроллерами, средствами коммуникаций, сервером, АРМ (при необходимости) и другими программно-техническими средствами.

7.4 Должны применяться современные силовые автотрансформаторы и трансформаторы, оборудованные устройствами автоматического регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), имеющие необходимую динамическую стойкость, высоконадежные вводы и сниженные потери.

7.5 На ЦПС 110 кВ с отдаленной перспективой роста нагрузки или с резко-переменным графиком нагрузки рекомендуется применять трансформаторы с форсированной ступенью охлаждения, имеющие повышенную нагрузочную способность.

7.6 На ЦПС 110 кВ с трехобмоточными трансформаторами при сочетании суммарных нагрузок по сетям среднего и низкого напряжения, не превышающих в течение расчетного периода и последующих 5 лет номинальной мощности выбираемого трансформатора, целесообразно

последний выбирать с неполной мощностью обмоток СН и НН или выбрать трансформатор меньшей мощности.

7.7 Силовые (авто)трансформаторы должны быть оснащены газовыми реле, струйными реле РПН и технологическими защитами. Указанные реле и защиты должны иметь не менее двух свободных независимых контактов для каждого сигнала.

7.8 Силовые (авто)трансформаторы мощностью 40 МВ·А и более должны быть оснащены системой диагностики и мониторинга.

Система диагностики и мониторинга, как правило, должна быть организована в виде специализированной подсистемы мониторинга, оснащенной датчиками, контроллерами, средствами коммуникаций, сервером, АРМ (при необходимости) и другими программно-техническими средствами.

7.9 Трансформаторы мощностью от 16 МВ·А до 40 МВ·А оснащаются системой диагностики и мониторинга по требованию заказчика. При этом решение основных задач мониторинга может осуществляться непосредственно в АСУТП.

7.10 Система диагностики и мониторинга (авто)трансформаторы обеспечивающей контроль следующих параметров:

- температура верхних слоев масла;
- температура обмоток (расчетное);
- температура стали сердечника (по требованию заказчика);
- уровень масла;
- влаго- и газосодержание масла;
- влажность силикагеля в осушителе (по требованию заказчика);
- положение и ресурс РПН;
- работа системы охлаждения;
- нагрузка и напряжения всех обмоток;
- срабатывание струйных и газовых реле;
- срабатывание технологических защит;
- положение отсечного и предохранительного клапана.

Для автотрансформаторов 330 кВ и выше должен выполняться контроль состояния изоляции вводов 110 и 330 кВ (измерение токов проводимости и частичных разрядов).

Для новых автотрансформаторов 330 кВ и выше вместо «расчетного» контроля температуры обмотки трансформатора должен быть выполнен контроль температуры с использованием распределенных резервированных волоконно-оптических систем (встраиваются в обмотку при изготовлении трансформатора).

7.11 Оборудование и ошиновка в цепи трансформаторов должны выбираться, с учетом возможности установки в перспективе трансформатора следующей по шкале мощности. При этом в цепях ВН и СН всех трехобмоточных АТ и ВН и НН двухобмоточных трансформаторов выбор оборудования по номинальному току и ошиновки по тока нагрева проводится по току трансформатора, устанавливаемого в перспективе, с учетом допустимой его перегрузки.

Для трехобмоточных трансформаторов в цепях СН и НН выбор оборудования и ошиновки следует проводить по току перспективной нагрузки с учетом отключения второго трансформатора.

7.12 При выборе оборудования и ошиновки ячеек ВЛ напряжением 35 кВ и выше следует принимать максимальный ток ВЛ по условиям нагрева проводов в ремонтных, аварийных и ремонтно-аварийных режимах, при нормативных возмущениях согласно СТП 09110.47.103-07. При этом количество типоразмеров ошиновки должно быть минимальным.

Выбранное оборудование и ошиновка ячеек не должны ограничивать пропускную способность присоединений РУ (ВЛ, трансформаторов и т.д.).

7.13 На ЦПС с шиной процесса в КРУЭ всех классов напряжения должны применяться цифровые ТТ и ТН.

7.14 На ЦПС с шиной процесса в ячейке на ОРУ, как правило, должно применяться следующее оборудование (в порядке приоритета и/или при соответствующем ТЭО):

- элегазовые ячейки, совмещающие в одном объеме выключатель, разъединители, ЗН, ЦТТ и ЦТН, и отдельностоящие ЗН (при необходимости);
- элегазовые выключатели-разъединители со встроенными оптическими ТТ и отдельностоящие ЗН и ЦТН;
- элегазовые выключатели со встроенными оптическими ТТ и отдельностоящие разъединители с ЗН и ЦТН;
- элегазовые выключатели и отдельностоящие разъединители с ЗН, ЦТТ, ЦТН или комбинированные цифровые ТТ и ТН (ЦТТН).

7.15 Допускается применение электромагнитных/емкостных ТН всех классов напряжения с объединительными модулями (МУ).

7.16 На подстанциях, где существуют условия для возникновения феррорезонансных перенапряжений, ТН должны обладать антирезонансными свойствами.

7.17 Допускается применение электромагнитных ТТ напряжением 110 кВ и выше с объединительными модулями (МУ) в следующих случаях:

- ТТ, встроенные в силовое оборудование (трансформаторы, реакторы и т.д.);

- на ЦПС с несколькими РУ напряжением 110 кВ и выше, если на одном из РУ применяются цифровые ТТ;
- на ЦПС 110 кВ со схемой соединений «двойная система шин» при количестве присоединений с гибкой фиксацией (линий и трансформаторов) семь и более;
- на ЦПС 110 кВ, строящихся как полигоны для изучения технических решений и обучения персонала.

7.18 Требования ко вторичным цепям ТТ и ТН, ЦТН, ЦТТ, а так же к МУ с цифровым выходом с поддержкой протокола SV стандарта IEC 61850 приведены в разделах 13 и 17.

7.19 Для измерительных трансформаторов тока и напряжения 330 кВ и выше система мониторинга должна выполнять контроль состояния изоляции (давление элегаза, измерение токов проводимости и частичных разрядов).

7.20 На вводных выключателях 10-35 кВ на ЦПС с шиной процесса должны использоваться цифровые ТТ или электромагнитные ТТ с объединительными модулями (МУ).

7.21 При выборе выключателей следует руководствоваться следующим:

- в ОРУ 110-750 кВ следует предусматривать элегазовые выключатели, которые должны обеспечивать работоспособность во всем требуемом диапазоне температур;
- в цепях (авто)трансформатора 330 кВ и выше со стороны высшего напряжения должны применяться элегазовые выключатели, как правило, снабженные устройствами управляемой коммутации, обеспечивающими надежную работу выключателей и снижение коммутационных перенапряжений и бросков тока;
- в цепях ШР и БСК всех классов напряжения должны применяться выключатели снабженные устройствами управляемой коммутации;
- в РУ 6-10 кВ должны применяться вакуумные выключатели;
- выключатель 110 кВ и выше должен иметь по два соленоида включения и отключения;
- выключатель ввода 110 кВ трансформатора (при установке независимой защиты трансформатора) должен иметь два соленоида включения и три соленоида отключения;
- вводные выключатели 10-35 кВ должны иметь по два соленоида включения и отключения;
- секционные выключатели и выключатели присоединений 10-35 кВ должны иметь отдельные соленоиды отключения для каждого комплекса защит.

7.22 Конструкция выключателя-разъединителя (ВР) должна обеспечивать надежную механическую связь между указателем положения и механизмом

срабатывания выключателя. Номинальные параметры ВР должны соответствовать IEC 62271-108.

7.23 ВР со встроенным заземляющим ножом должны иметь двигательный привод с возможностью ручных и автоматических блокировок, а также иметь возможность блокировки на навесной замок в замкнутом положении.

7.24 Выключатели и выключатели-разъединители, как правило, должны оснащаться двумя объединительными модулями, предназначенными для интеграции выключателя в шину станции с использованием протоколов MMS и GOOSE стандарта IEC 61850. Объединительные модули должны устанавливаться в шкафу выключателя.

7.25 Диагностика и мониторинг каждого выключателя должны выполняться с использованием функций терминала автоматики выключателя или отдельного IED (для ответственных выключателей 330-750 кВ), интегрируемого в шину станции с использованием протоколов MMS и GOOSE стандарта IEC 61850. IED должен устанавливаться в шкафу управления выключателя.

Функция диагностики и мониторинга выключателей должна обеспечивать контроль следующих параметров (для пофазных приводов – каждой фазы):

- количество коммутаций нормальных (рабочих) токов и токов короткого замыкания;
- собственное время включения и отключения;
- разновременность включения и отключения фаз;
- остаточный ресурс каждой фазы выключателя;
- срабатывание датчиков давления элегаза (две ступени);
- время работы двигателя привода;
- срабатывание защит привода.

Для выключателей 330-750 кВ дополнительно должен обеспечиваться пофазный контроль давления элегаза и других параметров, предлагаемых производителем оборудования.

7.26 Разъединители 35 кВ и выше, а также разъединители 6-10 кВ в цепях собственных нужд подстанции, должны применяться с электродвигательными приводами на главных и заземляющих ножах с дистанционным управлением и требуемым перечнем блокировок.

7.27 Должны применяться разъединители с улучшенной кинематикой и контактной системой, с электродвигательным приводом (полупантографные, пантографные, а также горизонтально-поворотные с подшипниковыми устройствами, не требующими ремонта с разборкой в течение всего срока службы).

7.28 Количество заземляющих ножей выбирается исходя из места установки в схеме с учетом того, что:

- система (секция) шин 6-10 кВ должна иметь одно стационарное заземление в ячейке ТН;
- каждая секция (система) сборных шин РУ напряжением 35 кВ и выше должна иметь, как правило, два комплекта заземлителей. При наличии ТН заземления сборных шин рекомендуется осуществлять заземлителями разъединителей ТН;
- разъединитель ВЛ должен иметь ЗН со стороны линии.

7.29 Разъединитель 35 кВ и выше с моторным приводом, как правило, должен оснащаться IED, предназначенным для выполнения диагностики и мониторинга и интеграции разъединителя и заземляющих ножей в шину станции с использованием протоколов MMS и GOOSE стандарта IEC 61850. IED должен устанавливаться в шкафу управления разъединителя.

Функция диагностики и мониторинга разъединителя и заземляющих ножей должна обеспечивать контроль следующих параметров (для пофазных приводов – каждой фазы):

- число коммутаций;
- собственное время включения и отключения;
- время работы двигателя привода;
- срабатывания защит;
- других параметров, предлагаемых производителем оборудования.

Дополнительно рекомендуется контролировать температуру контактов.

Для разъединителей и заземляющих ножей 330-750 кВ дополнительно должен обеспечиваться пофазный контроль тока двигателя привода при выполнении операции включения-отключения.

7.30 Управляемые ДГР (см. п.6.20) должны оснащаться системой автоматического регулирования емкостного тока замыкания на землю и должны иметь возможность интегрирования в шину станции с использованием протоколов MMS и GOOSE стандарта IEC 61850 без установки дополнительного оборудования.

7.31 Конструкция применяемых средств компенсации реактивной мощности (см. п.6.10) должна исключать негативное влияние (выдавать высшие гармоники) на качество электроэнергии в точке подключения их к сети.

7.32 При отсутствии электрооборудования с требуемой длиной пути утечки внешней изоляции [ГОСТ-9920-89], до разработки соответствующего исполнения, допускается применение выключателей, измерительных трансформаторов и разъединителей на следующий класс напряжения.

7.33 На подстанциях системы заземления и защитных мер безопасности должны выполняться в соответствии с ТКП 339-2011(02230), ГОСТ 30331.1, СТП 09110.47.103-07 и СТП 09110.47.203-07

8 КОМПОНОВКА И КОНСТРУКТИВНАЯ ЧАСТЬ

8.1 ЦПС 110-750 кВ должны проектироваться, как правило, открытого типа.

8.2 Сооружение ЦПС 110-330 кВ закрытого типа следует предусматривать в случаях:

- расположения ЦПС на территории городов;
- расположения ЦПС в зонах сильных промышленных загрязнений;
- необходимости снижения уровня шума до допустимых пределов.

8.3 Допускается применение ЦПС 110-330 кВ открытого типа на территории промышленных предприятий в городской черте. При этом должны выполняться необходимые мероприятия для снижения уровня шума до допустимых пределов.

8.4 Открытые ЦПС 330 кВ и выше, как правило, должны проектироваться по одному из следующих вариантов:

а) Централизованная, состоящая из:

- одно здание ОПУ, с помещениями для обслуживающего персонала;
- ОРУ 110-750 кВ;
- ЗРУ 10-35 кВ.

б) Децентрализованная, состоящая из:

- здание центрального пункта управления модульного типа, с помещениями для обслуживающего персонала;
- здания релейных щитов модульного или контейнерного типа заводского исполнения, приближенных к первичному оборудованию;
- ОРУ 110-750 кВ;
- ЗРУ 10-35 кВ.

8.5 Открытые ЦПС 110 кВ, как правило, должны проектироваться по одному из следующих вариантов:

- ОРУ 35-110кВ должно выполняться комплектным, заводского изготовления.

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

РУ 6-10 кВ – в виде КРУН наружной установки или здания модульного или контейнерного типа заводского исполнения;

- с ОРУ 110 кВ, ОПУ и ЗРУ 10-35 кВ в одном здании.

8.6 На закрытых ПС 110-330 кВ с упрощенными схемами на стороне ВН, размещаемых в районах с загрязненной атмосферой, рекомендуется открытая установка оборудования ВН и трансформаторов с усиленной внешней изоляцией. Закрытая установка допускается при наличии ТЭО.

8.7 Уровень изоляции оборудования ОРУ и ошиновки выбирается в соответствии с требованиями ТКП 339 и с учетом степеней загрязнения по ГОСТ 9920.

8.8 ЗРУ напряжением 35 кВ и выше применяются в районах:

- с загрязненной атмосферой, где применение ОРУ с усиленной изоляцией или аппаратурой следующего класса напряжения с учетом ее обмыва не эффективно, а удаление ПС от источника загрязнения экономически нецелесообразно;
- требующих установки оборудования исполнения ХЛ по ГОСТ 15150 при отсутствии такого исполнения;
- стесненной городской и промышленной застройки;
- с сильными снеготаносами и снегопадами, а также в особо суровых климатических условиях и при стесненных площадках при соответствующем ТЭО.

8.9 Трансформаторы 35-750 кВ следует, как правило, устанавливать открытыми.

8.10 Закрытая установка трансформаторов 35-220 кВ применяется:

- когда усиление изоляции не дает должного эффекта;
- когда в атмосфере содержатся вещества, вызывающие коррозию, а применение средств защиты не рационально;
- при необходимости снижения уровня шума до нормированных значений и невозможности обеспечить необходимое снижение шума другими средствами.

8.11 Компоновка и конструкция ОРУ напряжением 35 кВ и выше должны обеспечивать возможность проведения ремонта и технического обслуживания выключателей, измерительных трансформаторов и других аппаратов с применением автокранов, гидроподъемников или телескопических вышек преимущественно без снятия напряжения с соседних присоединений, а также подъезд передвижных лабораторий, автотранспорта ремонтных служб к оборудованию для проведения испытаний, ремонтных и профилактических работ.

8.12 Компоновки ОРУ напряжением 110 кВ и выше должны предусматривать возможность перехода от простых к более сложным схемам электрических соединений, за исключением тех случаев, когда в перспективе не предусматривается расширение ПС.

При необходимости расширения РУ 110-330 кВ целесообразно сохранять конструктивно-компоновочные решения расширяемой части, как в действующей.

8.13 Сборные шины ОРУ 35-330 кВ, как правило, должны выполняться с применением жесткой ошиновки круглого сечения из алюминиевого сплава

с применением компенсаторов температурных расширений и мер против вибрации.

8.14 При сооружении ОРУ вблизи химических предприятий и т.п. местах, где опытом эксплуатации установлено разрушение алюминия, следует применять специальные алюминиевые и сталеалюминовые провода, защищенные от коррозии.

8.15 Жесткая ошиновка на стороне 6-10 кВ трансформаторов (реакторов) допускается только на коротких участках в случаях, когда применение гибких токопроводов усложняет конструкцию. Рекомендуется мост от трансформатора до РУ 6-10 кВ выполнять кабелем с изоляцией из сшитого полиэтилена. Жесткие шинные мосты 6-10 кВ должны выполняться на изоляторах на класс выше. Жесткие шинопроводы на подходе и на вводе в ЗРУ при отсутствии мер по защите от падения снега (наледи) с кровли здания должны иметь на соответствующем участке изолированное исполнение, в том числе допускается изолирование при помощи термоусаживаемых (система усиления изоляции) рукавов.

8.16 Механический расчет ошиновки для определения максимальных усилий в ошиновке, стрел провеса и отклонений следует выполнять для различных сочетаний ветровых, гололедных и температурных воздействий в соответствии с ТКП 339.

8.17 Жесткая ошиновка выбирается с учетом наибольшего допустимого прогиба от собственного веса, веса ответвлений и гололедных отложений, а также расчетных ветровых и электродинамических воздействий.

8.18 Все ответвления от проводов и шин (кроме жесткой ошиновки 110-330 кВ), а также присоединения их к аппаратным зажимам должны производиться опрессовкой, в том числе методом взрыва, или сваркой.

Болтовые соединения допускаются только на ответвлениях к ОПН, разрядникам, конденсаторам связи и ТН.

8.19 Не допускается расположение ошиновки с одним пролетом над двумя системами сборных шин или над двумя трансформаторами. При необходимости такого прохождения ошиновки между системами шин или трансформаторами должна быть установлена дополнительная опора.

8.20 Компоновка оборудования и расположение ОРУ 330-750 кВ должны обеспечивать наименьшее влияние электрического поля на обслуживающий персонал. В случаях, когда электрическое поле на рабочих местах и пешеходных дорожках превышает нормируемые гигиеническими нормативами значения, необходимо предусматривать стационарные и индивидуальные средства защиты.

8.21 На новых и реконструируемых ПС, содержащих БСК с экологически безопасным жидким диэлектриком, необходимо предусматривать под

конструкцией БСК асфальтированную площадку с направленным стоком с нее, с оборудованным приемком для возможности стекания в этот приемок жидкости из поврежденных конденсаторов и исключаяющей попадание ее в почву.

Для хранения повреждаемых конденсаторов необходимо предусматривать выгороженную асфальтированную площадку с направленным стоком в приемок, позволяющий принять до 5 % от общего объема этой жидкости всех конденсаторов, находящихся в эксплуатации. К указанной площадке должен быть обеспечен круглогодичный подъезд транспорта.

8.22 В ЗРУ 10-35 кВ должны применяться шкафы КРУ заводского изготовления. Для ремонта КРУ и хранения выкатных тележек в ЗРУ должно предусматриваться специальное место.

8.23 В ЗРУ 10-35 кВ рекомендуется располагать оборудование секций в отдельных, изолированных друг от друга помещениях, с установкой двух последовательно включенных секционных выключателей в разных помещениях.

На ЦПС 110 кВ и выше шкафы РЗА, ПА, АСУТП, АСКУЭ, связи и др. должны размещаться в ОПУ. Помещения, в которых устанавливаются указанные шкафы, должны оснащаться системами кондиционирования воздуха.

9 ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

9.1 При проектировании ЦПС должен быть выполнен комплекс мероприятий, обеспечивающих электромагнитную совместимость оборудования и технических средств.

9.2 Технические средства РЗА и ПА, АСУТП, АСКУЭ, связи и другие, способные создавать электромагнитные помехи и/или функционирование которых зависит от воздействия внешних электромагнитных помех, должны соответствовать требованиям СТП 09110.47.104, IEC 61850-3 и других действующих ТНПА в области ЭМС.

9.3 Основные мероприятия должны быть разработаны с учетом выбранной электрической схемы ПС и включают:

- компоновочные решения объекта (компоновка и размещение силового, первичного и реакторного оборудования, как источников импульсных высокочастотных помех, магнитных полей и т.п. на открытой (закрытой) части подстанции, в зданиях и помещениях ОПУ);
- 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 ЗУ ПС с указанием количества связей между ЗУ ОРУ разных напряжений, ЗУ здания и ЗУ 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;
 - применение экранированных контрольных кабелей и заземление их экранов;
 - выполнение защиты от электромагнитных полей радиочастотного диапазона устройств РЗА, ПА, АСУ ТП, АСКУЭ, связи и др.;
 - выполнение защиты от статического электричества устройств РЗА, ПА, АСУ ТП, АСКУЭ, связи и др. (напольные антистатические покрытия, полупроводящий пол, поддержание благоприятного режима по температуре и влажности).

9.4 Дополнительные мероприятия должны быть разработаны с обоснованием их необходимости, с учетом основных мероприятий и анализа ожидаемых уровней электромагнитных, радиочастотных помех, магнитных полей и других воздействий на устройства РЗА, ПА, АСУ ТП, АСКУЭ, связи и включать:

- экранирование помещений, в которых размещаются устройства РЗА, ПА, АСУ ТП, АСКУЭ, связи и др.;
- раскладку силовых кабелей и кабелей вторичной коммутации по разным кабельным каналам или с разных сторон кабельного канала;
- обеспечение электромагнитной совместимости высокоомных входов устройств РЗА, ПА, АСУ ТП, АСКУЭ, связи и др. при подключении к ним кабелей, приходящих из РУ разных напряжений и/или других зданий;
- обеспечение защиты от импульсных помех в системах оперативного постоянного и переменного токов;
- применение зонной защиты по СТП 09110.47.104.

9.5 Мероприятия по обеспечению требований электромагнитной совместимости на реконструируемых объектах должны разрабатываться с учетом результатов проведенных обследований электромагнитной обстановки, в том числе и на ПС противоположных концов ВЛ 110-750 кВ, где устанавливаются МП устройства РЗА, ПА и связи.

10 ТЕРРИТОРИЯ ПОДСТАНЦИИ

10.1 На ЦПС следует предусматривать специальные бетонированные площадки перед шкафами с микропроцессорными устройствами,

предназначенные для проведения необходимых работ в этих шкафах. Размеры площадок с учетом дороги, должны позволять размещение необходимого проверочного оборудования, а также, при неблагоприятных погодных условиях, защитных переносных палаток.

10.2 Уровни напряженности электрического и магнитного поля на рабочих местах на ОРУ не должны превышать допустимых значений для оборудования и персонала.

10.3 На ЦПС следует предусматривать маршруты для осмотра оборудования и маршруты следования к рабочим местам, обеспечивающие безопасный подход ко всем аппаратам. Участки маршрутов, на которых напряженность электрического поля превышает 15 кВ/м, должны быть экранированы.

Для сокращения объема экранирования маршруты следует располагать в зонах экранирующего действия стоек порталов, фундаментов и заземленных частей оборудования.

11 СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ И ОПЕРАТИВНЫЙ ПОСТОЯННЫЙ ТОК

11.1 Собственные нужды

11.1.1 На всех ЦПС необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд.

11.1.2 На ЦПС 330 кВ и выше следует предусматривать резервирование питания собственных нужд от третьего независимого источника питания: трансформатора или дизель-генераторной установки с автоматическим запуском. Питание третьего трансформатора должно обеспечиваться от местных электрических сетей или от другого независимого источника питания.

11.1.3 На ЦПС 110 кВ и выше с целью снижения требований к АКБ СОПТ допускается применение третьего источника резервного питания в виде дизель-генераторной установки с автоматическим запуском, рассчитанной на питание СОПТ, средств связи и другого критичного оборудования.

11.1.4 Схемы собственных нужд ЦПС должны предусматривать присоединение трансформаторов собственных нужд к разным источникам питания (вводам разных трансформаторов, различным секциям РУ и др.)

11.1.5 Для однострансформаторных и двухтрансформаторных ЦПС (в начальный период их работы с одним трансформатором) питание второго трансформатора собственных нужд должно выполняться от местных электрических сетей.

11.1.6 От сети собственных нужд ЦПС питание сторонних потребителей не допускается.

11.1.7 При подключении одного из ТСН к внешнему независимому источнику питания необходимо выполнять проверку отсутствия сдвига фаз.

11.1.8 Для обеспечения надежности схем питания СН в проектах должны применяться:

- секционирование шин источников питания напряжением 10-35 кВ;
- деление шин СН 0,4 кВ на секции, каждая из которых питается от отдельного источника питания;
- автоматическое включение резервного питания (АВР) секций шин СН, первичных сборок, перерыв питания которых может привести к отказу в работе оборудования и систем, выполняющих ответственные и защитные функции (пожарные насосы, насосы охлаждения и т.п.), к снижению нагрузки подстанции, отключению или повреждению основного оборудования или другим нарушениям технологического процесса передачи электроэнергии;
- распределение основных и резервных механизмов СН 0,4 кВ по разным секциям шин из условия минимального нарушения работы оборудования ПС в случае выхода из строя любой секции;
- дизель-генераторная установка (ДГУ) с автоматическим запуском или возможность подключения передвижной ДГУ;
- питание от СОПТ через инверторы для отдельных потребителей;
- агрегаты бесперебойного питания для отдельных потребителей особой группы электроприемников первой категории, не допускающих кратковременного перерыва питания (связь, АСУТП и др.).

11.1.9 Мощность ТСН, питающих шины 0,4 кВ, должна выбираться в соответствии с нагрузками в разных режимах работы ПС с учетом коэффициентов одновременности их загрузки, а также перегрузочной способности.

Мощность каждого ТСН с НН 0,4 кВ, должна быть не более 630 кВА для ПС 110кВ и не более 1000 кВА для ПС 330 кВ и выше.

11.1.10 Рекомендуются следующие схемы соединений ТСН, при мощности ТСН до 100 кВА – Y/Z-о; свыше 100 кВА – Δ/Y-о.

11.1.11 Для сети собственных нужд переменного тока необходимо принимать напряжение 380/220 В с заземленной нейтралью.

В зависимости от вида, особенностей и назначения электрооборудования и устройств для сети собственных нужд переменного тока 380/220 В должны применяться следующие системы заземления: TN-C, TN-S, TN-C-S.

11.1.12 На стороне НН ТСНы должны работать отдельно с АВР.

11.1.13 Для защиты сети собственных нужд от электромагнитных помех и импульсных перенапряжений на каждой секции шин ЩСН следует установить УЗИП класса II с предохранителями или плавкими вставками.

11.1.14 ТСН должны присоединяться через предохранители или выключатели к шинам РУ 10-35 кВ, а при отсутствии этих РУ и необходимости выполнения схем АВР 6-10 кВ – к обмотке НН основных трансформаторов. В этом случае для организации схемы АВР НН на обмотке НН трансформатора должен устанавливаться ТН.

11.1.15 Шины 0,4 кВ ЩСН секционируются нормально отключенным автоматическим выключателем с устройством АВР двухстороннего действия. В нормальном режиме каждый ТСН питает приемники своей секции шин, при обесточивании которой подается питание от другой секции шин автоматическим включением секционного выключателя.

11.1.16 Время автоматического восстановления питания секций СН в результате отключения рабочих вводов и включения устройствами АВР резервных вводов источников питания СН не должно превышать 0,2-0,4 с (в соответствии с ТКП339-2011 п.4.3.5.4).

11.1.17 Непосредственно к ЩСН должны подключаться индивидуальными кабельными линиями электроприемники мощностью более 40 кВт и групповыми кабельными линиями – вторичные сборки.

11.1.18 Электроприемники мощностью менее 40 кВА должны подключаться к вторичным сборкам, размещенным в местах максимально приближенных к группам электроприемников.

11.1.19 Вторичные сборки для питания электроприемников первой категории должны подключаться к ЩСН двумя кабельными линиями от разных секций или систем шин ЩСН, на вводах питания вторичных сборок должны устанавливаться контакторы для автоматического переключения источников питания, управляемые устройством АВР.

11.1.20 Вторичные сборки для питания электроприемников второй и третьей категории должны подключаться к ЩСН по схеме разомкнутого кольца двумя групповыми кабельными линиями от разных секций или систем шин ЩСН. При этом групповые кабельные линии должны постоянно находиться под напряжением со стороны ЩСН. На вводах питания вторичных сборок устанавливаются рубильники для ручного переключения источников питания.

11.1.21 Для питания особой группы электроприемников, относимых к первой категории, и не допускающих кратковременного перерыва электроснабжения (связь, АСУТП и др.) следует использовать:

- питание от СОПТ;
- источники бесперебойного питания;
- питание от СН и от СОПТ (с/без использованием(я) инвертора) через два гальванически развязанных блока питания;
- питание от разных ЩПТ СОПТ (с/без использованием(я) инвертора) через два гальванически развязанных блока питания.

11.1.22 Если резервированием электроснабжения нельзя обеспечить необходимой непрерывности технологического процесса или если резервирование электроснабжения экономически нецелесообразно, должно быть осуществлено технологическое резервирование, например, путем установки взаимно резервирующих технологических агрегатов, специальных устройств безаварийного останова технологического процесса, действующих при нарушении электроснабжения.

11.1.23 Электропитание однотипных взаиморезервирующих друг друга агрегатов и устройств СН в нормальном режиме должно осуществляться через разные вторичные сборки от разных секций или систем шин ЩСН.

11.1.24 Система мониторинга и управления собственными нуждами переменного тока, должна выполнять следующие функции:

- контроль и регистрация текущих параметров (напряжения, токи) и их отклонений за допустимые пределы;
- контроль положения коммутационных аппаратов;
- управление коммутационными аппаратами вводов и секционных выключателей ЩСН;
- АВР питания СН;
- контроль состояния и фиксация срабатываний устройств защиты электрооборудования системы питания СН;
- регистрация дискретных сигналов аварийных событий;
- регистрация аналоговых величин нормального режима с дискретностью не более 1 сек.

Система мониторинга и управления собственными нуждами переменного тока подстанции должна интегрироваться в шину станции с использованием протоколов MMS и GOOSE стандарта IEC 61850 без установки дополнительного оборудования.

11.1.25 На стадии «Архитектурный проект» должны быть:

- определены состав, номенклатура по категории надежности и мощность потребителей СН ПС;
- обоснованы источники электроснабжения СН, выбраны количество и мощности трансформаторов СН;
- обоснована необходимость установки дизель-генератора и выбрать его мощность;
- выполнена разработка структурной схемы СН;
- выполнены предварительный расчет токов короткого замыкания и выбор основного оборудования СН;
- определены количество и габаритные размеры шкафов, ориентировочные параметры защитных аппаратов, требования к измерениям и учету энергии;
- разработана пояснительная записка.

11.1.26 На стадии «Строительный проект» должны быть:

- уточнены все положения стадии «Архитектурный проект»;
- разработаны рабочие чертежи систем электроснабжения СН на напряжениях 10(6) и 0,4 кВ с выбором аппаратуры и кабелей;
- выполнены расчеты токов коротких замыканий, выбор предохранителей и уставок защитных устройств, проверка по условиям термической стойкости и устойчивости к коротким замыканиям защитных аппаратов, кабелей и проводников;
- заполнены опросные листы для заказа ЩСН;
- разработаны кабельные журналы;
- разработана пояснительная записка.

остальных защитных аппаратов, имеющих более подходящие параметры и проверку которых осуществлять не целесообразно.

11.1.27 Расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка аппаратов, кабелей и проводников по условиям устойчивости к коротким замыканиям и продолжительных режимов в сетях собственных нужд подстанций с выбором уставок защитных аппаратов, электрооборудования по изоляции производится проектной организацией на стадии разработки строительного проекта в соответствии с ГОСТ 28249, ГОСТ 1516.3-96. В дальнейшем, на стадии выполнения пусконаладочных работ проводятся уточненные расчеты уставок (с подготовкой карт уставок) с учетом конкретных местных данных по схемам, электрооборудованию и кабелям.

11.2 Система оперативного постоянного тока

11.2.1 Система оперативного постоянного тока должна обеспечивать питание следующих электроприемников:

- релейная защита и автоматика;
- противоаварийная автоматика;
- АСУТП;
- устройства АСКУЭ и АСКПКЭ;
- средств диспетчерского-технологического управления и связи;
- локальной сети подстанции;
- приводов постоянного тока коммутационных аппаратов;
- противоаварийные системы оборудования;
- система управления СКРМ;
- система обеспечения безопасности;
- пожарная сигнализация;
- система пожаротушения;
- аварийное освещение;
- преобразовательные агрегаты бесперебойного питания (АБП);
- приводы коммутационных аппаратов в цепях СН подстанции.

11.2.2 СОПТ должна интегрировать в единое целое:

- аккумуляторные батареи (АБ);
- зарядные устройства (ЗУ);

- щиты постоянного тока (ЩПТ);
- защитные устройства (защита от коротких замыканий и перегрузок);
- коммутационные аппараты;
- устройства защиты от перенапряжений;
- систему мониторинга и управления процессов СОПТ с системой автоматизированного поиска «земли»;
- шкафы распределения оперативного тока (ШРОТ);
- кабельную сеть;
- потребителей постоянного тока (ППТ).

11.2.3 На ЦПС должна применяться система оперативного постоянного тока (СОПТ) напряжением 220 В. Нормально допустимое отклонение напряжения на клеммах электроприемников СОПТ – $\pm 5\%$. Предельно допустимое отклонение напряжения на клеммах электроприемников СОПТ, в том числе при аварийных разрядах АБ и при выполнении ускоренных и уравнивающих зарядов АБ – $\pm 10\%$.

11.2.4 Компоновка и схемные решения СОПТ должны обеспечивать:

- а) минимизацию объема технического обслуживания;
- б) сохранение питания всех электроприемников при техническом обслуживании;
- в) питание устройств РЗА и ПА от ШРОТ или сборок питания в шкафах микропроцессорных устройств;
- г) раздельное электропитание от разных АБ через разные ШРОТы:
 - основных и резервных защит каждого присоединения;
 - первого и второго соленоида отключения выключателей;
 - соленоидов отключения выключателей секции 6-10 кВ и вводных (секционных) выключателей 6-10 кВ;
- д) раздельное электропитание:
 - электроприемников, относящихся к РЗА, ПА и ЛВС;
 - других электроприемников, расположенных в пределах одного здания;
 - электроприемников, расположенных вблизи силового оборудования;
- е) цепи резервирования между сборками щитов постоянного тока и ШРОТами должна иметь два коммутационных аппарата, размещенных в разных шкафах;
- ж) проводные и кабельные соединения СОПТ должны удовлетворять требованиям термической стойкости и невозгораемости;
- з) все компоненты и электроприемники системы оперативного постоянного тока должны быть защищены от токов короткого замыкания и перегрузки защитными аппаратами: плавкими предохранителями и/или автоматическими выключателями.
- и) СОПТ должна иметь защиту от коммутационных перенапряжений и импульсных помех;
- к) контроль снижения уровня изоляции полюсов сети (не менее 110 кОм);

- л) поиск «земли» должен обеспечиваться без отключения электроприемников и без инъекции в сеть СОПТ токов, способных вызвать ложное срабатывание устройств РЗА и ПА;
- м) замену неисправного оборудования без демонтажа исправного;
- н) свободный доступ к клеммам оборудования для ревизии контактных соединений;
- о) отсутствие гальванической связи между АБ и исключение возможности их параллельной работы;
- п) питание ШРОТов или сборок питания в шкафах микропроцессорных устройств от разных ЩПТ.

11.2.5 СОПТ должна строиться по одному из следующих вариантов:

- а) централизованная - применяется на подстанциях с одним ОПУ и должна содержать:
 - две АБ;
 - четыре ЗУ;
 - два ЩПТ;
 - ШРОТы;
 - кабели и другое электрооборудование.
- б) децентрализованная – состоит из нескольких отдельных комплексов ОПТ питающих потребителей одного или нескольких присоединений, расположенных в помещениях релейных щитов, приближенных к первичному оборудованию.
 - Каждый комплекс ОПТ должна содержать:
 - одну АБ;
 - два ЗУ или одно ЗУ модульного типа;
 - один ЩПТ;
 - ШРОТы;
 - кабели и другое электрооборудование.

11.2.6 Сборки питания в шкафах микропроцессорных устройств, установленных в ОПУ, в ЗРУ и на ОРУ, должны подключаться к ЩПТ по схеме разомкнутого кольца двумя групповыми кабельными линиями от разных секций или систем шин ЩПТ. При этом групповые кабельные линии должны постоянно находиться под напряжением со стороны ЩПТ. На вводах питания вторичныхборок устанавливаются рубильники для ручного переключения источников питания.

11.2.7 Аккумуляторные батареи должны эксплуатироваться в режиме постоянного подзаряда.

11.2.8 Емкость АБ должна определяться с учетом ограничения по глубине разряда аккумуляторов, а также с учетом возможных ограничений по импульсам тока разряда, указанным в технических условиях на аккумуляторы. При этом емкость каждой из батарей должна быть выбрана с

учетом полной нагрузки всех потребителей СОПТ и их безаварийной работы не менее 2 часов при полном отключении собственных нужд.

11.2.9 Должны применяться следующие группы АБ (согласно СТП 09110.20.366):

- а) в централизованных СОПТ на ЦПС 330-750 кВ – III группа – свинцово-кислотные малообслуживаемые аккумуляторные батареи с жидким электролитом (классификация по типополнению положительной пластины – G_{ro}E, OPzS, OGi). Рекомендуется применение данных батарей с фильтр пробками для рекомбинации газов. Наличие в пробках клапана избыточного давления обязательно.
- б) в централизованных СОПТ на ЦПС 110 кВ и децентрализованных СОПТ на ЦПС 110 кВ и выше – IV группа – герметичные АБ с сорбированным электролитом (типополнение положительной пластины – OGi).

11.2.10 Аккумуляторные батареи III группы должны устанавливаться в специально предназначенных для них незатапливаемых помещениях.

11.2.11 При установке аккумуляторов, при необходимости, должна предусматриваться механическая (принудительная) приточно-вытяжная вентиляция, рассчитанная на предотвращение взрывоопасной концентрации смеси водорода с воздухом в помещении, и естественная вентиляция в объеме не менее однократного воздухообмена.

11.2.12 В помещениях аккумуляторных батарей должна поддерживаться температура воздуха, рекомендуемая заводом изготовителем по условию их оптимальной работоспособности.

11.2.13 Зарядные устройства (ЗУ) предназначены для питания электроприемников постоянного тока и заряда/подзаряда аккумуляторных батарей. Допускается применение модульных ЗУ с резервированием N+1.

11.2.14 ЗУ должны выбираться совместно с АБ для обеспечения всех требований, предъявляемых изготовителями АБ к ЗУ, необходимых для поддержания заявленного срока службы АБ и надежной ее работы.

11.2.15 Мощность каждого ЗУ выбирается из условия одновременного заряда аккумуляторной батареи до емкости, равной 100% номинальной, в течение не более 8 часов и питания всех электроприемников постоянного тока. Должна обеспечиваться возможность одновременной параллельной работы на стороне выпрямленного напряжения двух ЗУ с симметричным делением между ними суммарного тока нагрузки или работы одного из ЗУ в режиме «горячего» резерва.

11.2.16 ЗУ должны обеспечивать:

- уравнивающий заряд АБ в автоматическом режиме без превышения напряжения выше допустимого для всех потребителей;

- корректировку напряжения (термокомпенсацию) поддерживающего заряда АБ с использованием датчика температуры АБ и контроль его исправности;
- пульсации напряжения при работе ВЗУ на полную нагрузку комплекта СОПТ, при отключенной АБ, не более 2 % $U_{ном}$;
- точность стабилизации выходного напряжения в режиме поддерживающего заряда не хуже $\pm 1\%$.

11.2.17 Два ЗУ одной АБ не должны размещаться в одном или рядом расположенных шкафах.

11.2.18 Компоновка щита постоянного тока должна обеспечивать:

- а) соблюдение правильного расположения аппаратов по допустимым уровням их размещения;
- б) удобство эксплуатации устройств и оборудования оперативным, ремонтным и наладочным персоналом;
- в) ремонт или замену одного изделия без вывода из работы всей секции или подсекции;
- г) должно быть предусмотрены резервные места для возможности установки защитных автоматов в перспективе.

11.2.19 Защита от токов короткого замыкания и перегрузки должна обеспечивать:

- селективную работу защитных устройств СОПТ при КЗ в ее цепях и отстройку от максимальной нагрузки;
- отключение коротких замыканий в любой точке СОПТ сопровождающихся снижением напряжения на неповрежденных фидерах, питающих микропроцессорные устройства, глубиной более 50% со временем не превышающим 50 мс;
- отключения КЗ с учетом термической стойкости соединительных проводов и кабелей;
- дальнейшее резервирование автоматических выключателей. Дальнейшее резервирование плавких предохранителей не требуется.

11.2.20 СОПТ должна иметь трех- или двухуровневую систему защиты:

- верхний уровень - защита шинок щита постоянного тока на вводе АБ и ЗУ;
- средний уровень - защита шинок распределения оперативного тока, питающих потребителей;
- нижний уровень - защита цепей питания непосредственных потребителей (устройства РЗА, устройства ПА, цепи управления выключателями и т.п.). Для нижнего уровня защиты рекомендуется применение автоматических выключателей.

Для децентрализованной СОПТ допускается применение двухуровневой системы защиты, содержащей верхний и нижний уровни.

11.2.21 Защита СОПТ должна выполняться с использованием в качестве защитных аппаратов автоматических выключателей и/или предохранителей. Конструктивное выполнение защитных аппаратов должно обеспечивать их безопасное обслуживание.

11.2.22 Защитные аппараты, устанавливаемые в пределах каждого уровня системы защиты, должны быть однотипными.

11.2.23 Индивидуальные автоматические выключатели цепей управления, релейной защиты и автоматики рекомендуется устанавливать в отдельных шкафах распределения оперативного тока (ШРОТ) или в шкафах устройств РЗА и ПА.

11.2.24 На передних панелях шкафов СОПТ должны быть предусмотрены устройства отображения состояния защитных аппаратов и основных параметров текущего режима работы СОПТ:

- напряжения АБ и на сборках;
- ток в цепи АБ;
- напряжений между полюсами АБ и «землей»;
- сопротивления изоляции полюсов сети относительно "земли";
- состояния автоматических выключателей и предохранителей;
- целостности цепи АБ и исправности ЗУ.

11.2.25 Система мониторинга и управления СОПТ, должна выполнять следующие функции:

- контроль и регистрация текущих параметров (напряжения, токи) и их отклонений за допустимые пределы;
- контроля уровня пульсации напряжения на секции и выдача сигнала при увеличении уровня пульсации выше заданной уставки;
- контроля АБ и зарядных устройств;
- контроль целостности цепи АБ (при использовании импульсных зарядных устройств);
- контроля сопротивления изоляции цепей оперативного тока;
- автоматического определения поврежденного (замыкание на землю) присоединения ЩПТ;
- оперативного поиска замыканий на землю в сети постоянного тока;
- контроля целостности всех предохранителей и аварийного отключения любого автоматического выключателя;
- регистрация дискретных сигналов аварийных событий;
- регистрация аналоговых величин нормального режима с дискретностью не более 1 сек.

11.2.26 Система мониторинга и управления СОПТ должна интегрироваться в шину станции с использованием протоколов MMS и GOOSE стандарта IEC 61850 без установки дополнительного оборудования.

11.2.27 На стадии «Архитектурный проект» должны быть:

- определена структура СОПТ: централизованная или децентрализованная;
- определен ориентировочный состав электроприемников и их основные параметры;
- определены параметры средств защиты от импульсных перенапряжений;
- определены параметры системы поиска «земли»; контроля режимов работы и состояния оборудования СОПТ, объем мониторинга и регистрации аварийных процессов;
- выполнена разработка структурной схемы СОПТ;
- выбрана предварительная емкость АБ;
- выполнены предварительный выбор кабелей для распределительной сети электропитания и трасс их прокладки;
- выполнены предварительный расчет токов короткого замыкания и выбор основного оборудования;
- определены количество и габаритные размеры шкафов, ориентировочные параметры защитных аппаратов;
- разработана пояснительная записка.

11.2.28 На стадии «Строительный проект» должны быть:

- уточнены все положения стадии «Архитектурный проект»;
- разработаны рабочие чертежи СОПТ;
- выполнены расчеты токов коротких замыканий, выбор предохранителей и уставок защитных устройств, проверка по условиям термической стойкости и устойчивости к коротким замыканиям защитных аппаратов, кабелей и проводников;
- заполнены опросные листы для заказа СОПТ;
- разработаны кабельные журналы;
- разработана пояснительная записка.

11.2.29 Расчет сети постоянного оперативного тока выполняется в соответствии с ГОСТ 29176 и должен содержать:

- расчет токов КЗ в двух режимах:
- максимальный (расчет токов КЗ в максимальном режиме при близких металлических КЗ);
- минимальный (расчет токов КЗ в минимальном режиме при удаленных дуговых КЗ);
- выбор характеристик защитных аппаратов и уставок срабатывания автоматических выключателей с независимыми защитами постоянного тока (по току и времени);
- проверку селективности работы защитных аппаратов;
- проверку термической стойкости защитных аппаратов и кабелей.

На стадии «Архитектурный проект» расчеты выполняются для наиболее характерных (критичных) точек сети и режимов (по величине и времени протекания тока КЗ, чувствительности защитных аппаратов) с указанием

11.3 Дизель-генераторные установки

11.3.1 Дизель-генераторная установка (ДГУ) должна подключаться к выделенной сборке резервного питания или к рабочим секциям ЩСН.

11.3.2 К выделенной сборке резервного питания должны подключаться следующие электроприемники:

- электродвигатели насосов системы пожаротушения;
- электродвигатели аварийной вентиляции;
- одно из двух зарядных устройств каждой аккумуляторной батареи;
- оборудование связи;
- АСУТП.

11.3.3 При установке стационарной ДГУ должны быть обеспечены:

- соответствие характеристик ДГУ максимальным нагрузкам СН или нагрузке электроприемников, включая пусковые режимы;
- способность ДГУ обеспечивать питанием электроприемники без отклонения напряжения и частоты сети за допустимые пределы, как при подключении, так и отключении самого мощного присоединения;
- возможность выполнения работ предусмотренных правилами технического обслуживания ДГУ (ГОСТ 10032, ГОСТ 14228).

При подключении ДГУ к выделенной сборке его мощность выбирается по суммарной мощности подключенных к ней электроприемников. При подключении ДГУ к рабочим секциям ЩСН его мощность должна быть не меньше мощности ТСН.

11.3.4 Запас топлива должен обеспечивать работу ДГУ в течение не менее двух часов, а для ЦПС 330 кВ и выше – не менее 24 часов. При этом должна обеспечиваться возможность дозаправки топливом без прекращения работы ДГУ.

11.3.5 Время от подачи сигнала на автоматический или дистанционный автоматизированный запуск ДГУ до момента готовности приема нагрузки должно быть не более, указанного в таблице 11.1

Таблица 11.1

Номинальная мощность дизель-генератора, кВт	Время, с, не более
До 100 включительно	10-15
Свыше 100 до 500	20-30
От 500 до 1000	30-45
Свыше 1000	40-80

11.3.6 При отсутствии на подстанции стационарной ДГУ должна быть предусмотрена возможность подключения передвижной ДГУ к выделенной сборке резервного питания или к рабочим секциям ЩСН.

12 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СЕТЬ ПОДСТАНЦИИ

12.1 Общие положения

12.1.1 Технологическая сеть подстанции выполняется в соответствии с требованиями настоящего СТП, серии стандартов IEC 61850, а также требованиями других ТНПА, не противоречащих настоящему СТП.

12.1.2 Топология технологической сети ЦПС должна базироваться на топологии электрической подстанции. Шины станции и шины процесса должны быть разделены на две отдельные сети для уменьшения нагрузки на шину станции и исключения единой точки отказа.

Шина станции должна объединять микропроцессорные устройства всей подстанции (АСУТП, присоединений и специализированных технологических систем). Она также обеспечивает взаимодействие устройств защиты и управления внутри присоединения, различных присоединений между собой, а также микропроцессорных устройств с помощью шлюзов с вышестоящими уровнями управления электрической сети.

Шина процесса должна объединять микропроцессорные устройства первичного измерительного и управляющего оборудования с терминалами РЗА и ПА, ЦСЭ и другими микропроцессорными устройствами.

12.1.3 При необходимости организации прямого доступа со стороны АСУТП, инженерного или других приложений к устройствам шины процесса (например, для контроля) должны применяться маршрутизаторы или IED с логическим узлом «прокси-сервер», который сопоставляет модель данных устройств шины процесса с объектами IEC 61850-7-4. Маршрутизатор должен быть защищен брандмауэрами и другими устройствами защиты от вторжений.

12.1.4 Для шины станции рекомендуется использовать один сегмент сети для всей ЦПС. В больших сетях шина станции может быть сегментирована, но все сегменты должны быть объединены на уровне станции.

12.1.5 Через шину станции, как правило, передается трафик GOOSE и TCP/UDP (MMS, SNTP, SNMP, FTP и т.д.), а также трафик, не относящийся к IEC 61850 (например, видеонаблюдение).

12.1.6 При соответствующем обосновании, допускается передача ограниченного SV трафика по шине станции (например, для передачи SV потоков защиты шин или напряжения в шину процесса другого присоединения или уровня напряжения).

Для этого соединение шины процесса присоединения и шины станции должно быть выполнено с использованием коммутаторов с возможностью фильтрации многоадресной рассылки. Для шины процесса с HSR должны использоваться RedBox или специализированные устройства с интерфейсом HSR.

При этом, как правило, шина станции должна быть разделена на два сегмента, один из которых обслуживает SV и GOOSE трафик и обеспечивает такое же качество обслуживания, как и шина процесса.

12.1.7 Сегмент шины процесса, как правило, должен быть ограничен присоединениями одной секции шин или одного класса напряжения.

Как правило, шина процесса должны организовываться с использованием нескольких коммутаторов, обслуживающих отдельные ячейки и связанных между собой на скорости 1000 Мбит/с или более. Для организации защиты шин и дифференциальной защиты в таких схемах, должны устанавливаться отдельные коммутаторы шины процесса, которые напрямую соединяются с коммутаторами шины процесса необходимых присоединений. Для снижения нагрузки на коммутаторы и повышения надежности должна использоваться фильтрация трафика.

Через шину процесса должен передаваться SV и, как правило, GOOSE трафик. Допускается передача MMS трафика.

Шина процесса должна обеспечивать гарантированный наихудший срок доставки пакетов в режиме реального времени, который определяется требованиями стандарта IEC 61850 и техническими возможностями устройств, применяемых в шине процесса.

12.1.8 При построении сети должны в первую очередь рассматриваться следующие основные сетевые топологии:

- для шины станции – «дублированная звезда» с технологией резервирования PRP;
- для подключения ячеек 10-35 кВ к шине станции – «кольцо с технологией резервирования HSR», подключаемое к шине станции (PRP) с использованием двух RedBox;
- для подключения отдельных устройств, не поддерживающего PRP (SAN), к шине станции (PRP) – подключение к одной сети или подключение к обеим локальным сетям с использованием одного RedBox;
- для подключения вспомогательного оборудования, не поддерживающего PRP (SAN), к шине станции – отдельная сеть со схемой «звезда» подключаемая к шине станции (PRP) с использованием одного RedBox;
- для шины процесса – две отдельные сети со схемой «звезда» и/или «дублированная звезда» с технологией резервирования PRP;

- для шины процесса – «кольцо с технологией резервирования HSR»;
- для подключения вспомогательного оборудования и других систем к выделенному сегменту ЛВС АСУТП – отдельная сеть со схемой «звезда» с использованием протоколов RSTP или PRP.

12.1.9 Шина станции «дублированная звезда» (с PRP) должна состоять из двух независимых локальных сетей (LAN A и LAN B).

Терминалы РЗА и ПА, устройства сопряжения с объектом; контроллеры СОПТ и ЩПТ, контроллеры, сервера и шлюзы АСУТП должны поддерживать протокол резервирования PRP и должны быть подключены к двум сетям.

Остальные устройства могут быть подключены только к одной локальной сети.

Отдельные локальные сети могут состоять из нескольких коммутаторов, соединенных в кольцо.

Каждая из этих сетей должна соответствовать требованиям к пропускной способности, которые существовали бы, если бы использовалась только одна сеть.

Для обеспечения полной избыточности требуется применение DANP устройств (с PRP) и удвоенной сетевой инфраструктуры. Устройства SAN должны подключаться с использованием RedBox или могут обеспечивать избыточность посредством избыточности устройств.

12.1.10 Шина станции «кольцо с технологией резервирования HSR» должна применяться, как правило, для отходящих присоединений 10-35 кВ.

«Кольцо с технологией резервирования HSR» требует применения устройств с поддержкой HSR или RedBox для подключения SAN устройств, а так же обязательного применения двух RedBox для подключения к шине станции с PRP.

При применении более одного IED в каждой ячейке, могут применяться HSR RedBox с несколькими портами для подключения IED.

Количество узлов в кольце ограничивается суммарной задержкой, формируемой устройствами кольца, причем максимальная величина определяется приложением (допустимой задержкой времени передачи). Время задержки должно подтверждаться расчетами.

Для снижения суммарной задержки в кольце может применяться разделение на несколько колец.

Для исключения длительной потери избыточности при отключении устройства в кольце должны применяться схемы с «байпасом».

12.1.11 Шина процесса, как правило, должна строиться с использованием двух независимых сетей (LAN A и LAN B) со схемой «звезда».

12.1.12 Шина процесса «дублированная звезда» (с PRP) может применяться для обеспечения высокой надежности при использовании одного устройства на присоединение (например, устройства управления). Каждое такое устройство должно быть подключено к двум независимым локальным сетям (LAN A и LAN B) с использованием протокола PRP.

12.1.13 Шина процесса «кольцо с технологией резервирования HSR» может применяться для простых схем с малым количеством устройств в кольце.

Количество узлов в кольце ограничивается суммарной задержкой, формируемой устройствами кольца, причем максимальная величина определяется приложением (допустимой задержкой времени передачи). Время задержки должно подтверждаться расчетами.

12.1.14 При соответствующем обосновании допускается проектировать шину процесса с прямым соединением «точка-точка» между устройствами шины процесса, с применением стандартных интерфейсов Ethernet. Применение нестандартных (фирменных) интерфейсов запрещено. При этом устройства шины процесса должны иметь необходимое количество портов или должны применяться дополнительные устройства MU.

12.1.15 Для особых случаев (например, защита шин) должны использоваться устройства с несколькими портами со скоростью 100 Мбит/с или с одним портом со скоростью 1000 Мбит/с.

12.1.16 Для больших сегментов шины процесса в строительном проекте должна быть проверена пропускная способность внутренней шины коммутаторов и выполнена настройка фильтрации многоадресной рассылки на всех портах.

12.1.17 Требования к надежности на подстанции должны соответствовать IEC 61850-5.

12.1.18 На подстанции должна применяться комплексная стратегия обнаружения отказов и обслуживания, которая позволит минимизировать время ремонта.

Для цифровой подстанции, как правило, должна обеспечиваться возможность дистанционной диагностики и обслуживания сетевого оборудования. Также рекомендуется применение модульной конструкции оборудования с возможностью горячей замены модулей.

12.1.19 Для упрощенных схем сети связи без резервирования, при необходимости, должны быть выполнены расчеты надежности сети подстанции в соответствии с IEC 62439-1:2010 (раздел 7).

12.1.20 Применение беспроводных устройств на ЦПС запрещается.

12.2 Сеть Ethernet на подстанции

12.2.1 В сети должна использоваться многоуровневая система безопасности в соответствии с требованиями стандарта IEC 62351 (см. раздел 21).

12.2.2 В сети допускается использование только управляемых коммутаторов.

12.2.3 Конечные устройства должны подключаться к коммутаторам, как правило, на скорости 100 Мбит/с с использованием интерфейса 100BASE-FX. Рекомендуется применять оптический кабель с многомодовыми волокнами 50 мкм (50/125).

12.2.4 Присоединение устройства с использованием интерфейса 100BASE-TX (медь) должно использоваться внутри шкафов. Допускается использование интерфейса 100BASE-TX при присоединении устройств к коммутаторам расположенным в соседних шкафах одного ряда. Рекомендуется применять соединительный кабель Cat.6 и разъемы RJ45.

12.2.5 Объединение коммутаторов между собой должно выполняться, как правило, на скорости 1 Гбит/с с использованием интерфейса 1000BASE-LX (между шкафами) и 1000BASE-TX (внутри шкафа). При расстоянии до 550 м, как правило, должен применяться кабель с многомодовыми волокнами 50 мкм (50/125). Для больших расстояний должен использоваться кабель с одномодовыми волокнами и соответствующий интерфейс.

12.2.6 Коммутаторы должны оснащаться двумя источниками питания, подключенными к разным АКБ СОПТ. Допускается применение коммутаторов с одним встроенным блоком питания 48 В и двух внешних преобразователей напряжения 220/48В работающих параллельно.

12.2.7 Коммутаторы должны иметь не менее 10% резервных портов для подключения устройств.

12.2.8 Рекомендуется использовать различную цветовую маркировку кабелей и разъемов для каждой ЛВС.

12.2.9 Между шкафами должны использоваться оптоволоконные кабели, подключаемые к оптическим кроссам (пачт-панелям) с разъемами типа LC (IEC 61754-20).

12.2.10 Допускается использование патч-кордов для соединения конечных устройств, расположенных на разных шкафах в одном ряду.

12.2.11 Условные обозначения в схемах ЛВС должны соответствовать приведенным в приложении А.1.

12.2.12 При объединении коммутаторов в кольцо должен использоваться протокол восстановления RSTP.

12.2.13 Для управления трафиком на разных уровнях должны использоваться VLAN и фильтрация многоадресной рассылки.

12.2.14 Фильтрация многоадресной рассылки должна применяться в широковещательном домене одной VLAN и выполняться для каждого порта коммутатора.

12.2.15 Должно применяться статическое управление многоадресной рассылкой. Многоадресные фильтры портов коммутаторов должны быть определены на стадии строительного проекта. Динамическое управление многоадресной рассылкой запрещено.

12.2.16 Рекомендуется применять коммутаторы, поддерживающие мониторинг, конфигурирование и управление с использованием протокола MMS.

12.2.17 Для разделения трафика (РЗА и ПА, АСУТП, АСКУЭ, видеонаблюдение, связь и др.), совместно использующего среду передачи, а так же с целью повышения безопасности, должна использоваться технология виртуальных локальных сетей (VLAN). Разделению трафика по VLAN должно выполняться на стадии строительного проекта с учетом приоритезация и логической сегрегации трафика. При необходимости, связь между VLAN должна осуществляться через маршрутизаторы уровня 3.

12.2.18 На стадии «Строительный проект» должны быть разработаны:

- схема распределения по ТТ и ТН технических средств ЦПС;
- схема структурная технологической ЛВС;
- принципиальные схемы и схемы подключения проектируемого оборудования ЛВС;
- таблицы SV потоков;
- таблицы GOOSE сообщений;
- таблицы настройки оборудования ЛВС (IP адреса, VLAN, фильтрация и т.д.);
- кабельный журнал;
- задания на изготовление нетиповых шкафов;
- мероприятия по улучшению электромагнитной обстановки на энергообъектах;
- пояснительная записка.

12.3 Адресация на подстанции

12.3.1 В пределах подстанции должна применяться одна сеть или несколько подсетей, использующие IPv4 адреса из диапазона частных блоков адресов В (172.16.0.0 - 172.31.255.255) (RFC 1918).

12.3.2 Все устройства, которые должны связываться между собой, должны быть настроены с одной маской подсети. При необходимости, допускается взаимодействие ограниченного количества устройств из разных подсетей с использованием маршрутизации.

12.3.3 Устройства должны иметь статические IP-адреса. IP-адреса и IP-маски являются свойством каждого устройства. В случае замены устройства, замещающее устройство должно получать тот же IP-адрес.

12.3.4 Распределение IP-адресов должно происходить после присвоения имен основным объектам в соответствии с IEC 81346.

12.3.5 Как правило, должна использоваться следующая структура IP-адресов, соответствующая правилам присвоения имен устройств (D1Q01A1).

172.NET.BAY.DEVICE (172.сеть.присоединение.устройство)

Поле NET (172.16.xxx.xxx - 172.29.xxx.xxx) присваивается с учетом уровня напряжения и принятого решения по разделению сетей и определяет физически независимые сети. Нумерация начинается с самого высокого уровня напряжения, доступного на соответствующей подстанции.

NET (172.30.xxx.xxx) используется для общесистемного трафика (не относящегося к IEC 61850).

На небольших подстанциях АСУТП должна использовать одну плату Ethernet и маску 255.240.0.0. На больших подстанциях АСУТП сети должны поддерживаться отдельно, используя различные платы Ethernet с различными адресами, например 172.16.xxx.xxx, 172.17. xxx.xxx и т.д. и одинаковой маской 255.255.0.0.

Поле BAY присваивается в соответствии со следующими правилами:

0 – используется для выделенных устройств уровня станции или системной функции.

1-150 – используются для присоединений с учетом их номера.

170-179 – используются для «виртуальных присоединений» (замена реальных устройств путем моделирования или расчета, согласно IEC 61850-6).

201-250 – используются для сетевых устройств уровня станции (IEC 61850).

172.30.0.xxx – подстанционная сеть (не IEC 61850).

Поле DEVICE связано с функциональностью IED и присваивается в соответствии со следующими правилами:

1-10 – адреса устройств управления или терминалов фидера;

11-19 – адреса устройств первого комплекса защит присоединения

21-29 – адреса устройств второго комплекса защит присоединения

31-39 – адреса устройств третьего комплекса защит присоединения или автоматики/противоаварийной автоматики присоединения

41-45 – адреса устройств мониторинга присоединения

51-59 – измерительных устройств присоединения

61-69 – адреса устройств АСКУЭ присоединения

71-79 – адреса устройств РІА присоединения

81-99 – адреса устройств РІВ присоединения

100 – адрес коммутатора присоединения или станции (PRP или сеть А)

200 – адрес коммутатора присоединения или станции (сеть В)

В PRP две отдельные аналогичные локальные сети работают параллельно. Каждое двунаправленное устройство имеет тот же IP-адрес, который будет использоваться для сети без резервирования по обоим портам. Устройства, подключаемые только в одной локальной сети, в частности мосты и RedBox, должны иметь отдельный IP-адрес. Устройства подключаемые к сети А именуются в соответствии с общими правилами. Для устройств подключаемых только к сети В к числу в поле DEVICE добавляется 100.

12.3.6 Подстанция должна обмениваться информацией с внешним миром на сетевом уровне через один или несколько маршрутизаторов или шлюзов. IEC 61850 предусматривает несколько видов связи подстанции с внешним миром:

- а) Связи между подстанциями с использованием связи уровня 2 и уровня 3, согласно IEC/TR 61850-90-1;
- б) Связь между устройствами фазовых измерений и концентраторами фазовых измерений, согласно в IEC/TR 61850-90-5;
- в) Связь для дистанционной настройки, мониторинга и управления. С этой целью IED могут действовать в дополнение к MMS в качестве веб-сервера.

Для связи вне подстанции должны, как правило, использоваться адреса IPv6.

Трафик уровня 2 (GOOSE и SV) может быть отправлен непосредственно на уровне 2, если выделенный путь существует или туннелируется. При использовании протоколов, отличных от Ethernet, должно применяться туннелирование уровня 2 (например, RFC 2661 L2TP).

12.3.7 Многоадресные адреса GOOSE и SV потоков должны быть распределены таким образом, чтобы разрешить многоадресную фильтрацию.

12.4 Оценка производительности и управление трафиком

12.4.1 При проектировании должна выполняться оценка загрузки и времени задержки в сети во всех режимах работы (приложение А.2).

Должны быть оценены связи между логическими устройствами и IED, объемы передаваемых/принимаемых данных (SV, GOOSE, MMS).

Дополнительно должен быть оценен трафик, не относящийся к IEC 61850. Например, трафик синхронизации часов, видеонаблюдения и т.д.

Задержки передачи кадров для различных видов трафика должны соответствовать требованиям IEC 61850-5.

12.4.2 Суммарная загрузка транковых (соответствующих оконечным устройствам) портов Ethernet 100BaseTX/FX не должна превышать 70% (рекомендуемая – 50%). Для магистральных портов Ethernet 1000BaseTX/LX – 50% (рекомендуется – 30%).

12.4.3 SV поток от источника до получателя во всех режимах работы сети должен проходить не более чем через 5 сетевых устройств (коммутатор, RedBox и т.д.).

12.4.4 Поставщик оборудования (системный интегратор) должен оценить влияние алгоритмов управления доступом к среде (MAC) на назначение адресатов многоадресной рассылки назначения и предоставить рекомендации по назначению MAC адресов. Возможно использование рекомендаций приложения В IEC 61850-8-1:2011 (приложения В IEC 61850-9-2:2011).

12.4.5 Для уменьшения трафика Клиент/Сервер (C/S, одноадресный) должны применяться VLAN.

12.4.6 Для уменьшения трафика многоадресной рассылки (GOOSE и SV) должны применяться деление на изолированные подсети, VLAN и многоадресная фильтрация.

12.4.7 В схеме «кольцо» многоадресный трафик и VLAN должны отправляться в обоих направлениях внутри кольца, поскольку невозможно определить, где в физическом кольце сетевой порт был заблокирован протоколом RSTP.

12.4.8 В сетях с PRP фильтрация многоадресной передачи должна быть сконфигурирована одинаково. Если параллельные сети не идентичны, необходимо проконтролировать, что конечный узел с PRP принимает многоадресные сообщения по обеим сетям на обоих интерфейсах.

12.4.9 Для обеспечения приоритетов рекомендуется применять GOOSE и SV трафик с приоритетом. IEC 61850 использует маркировку приоритета 802.1Q для защиты критического трафика от низкоприоритетного MMS трафика.

12.4.10 VLAN должен применяться для туннелирования связи подстанция-подстанция (согласно IEC/TR 61850-90-1), чтобы предотвратить распространение «всплесков» на другую подстанцию.

12.4.11 Управление трафиком, как правило, должно быть спроектировано с помощью программных средств Network Engineering Tools, которые позволяют графически визуализировать или редактировать топологию сети,

оценивать и изменять файлы SCD и определять, какие IED подписываются на группы многоадресной передачи.

Программные средства должны позволять настраивать сетевые устройства автоматически, основываясь на файле SCD.

12.5 Синхронизация времени

12.5.1 Встроенные часы в устройства должны быть синхронизированы с глобальной привязкой по времени.

12.5.2 Необходимость в синхронизации МУ шины процесса зависит от рассматриваемой прикладной архитектуры и топологии сети. В случае локальных функций защит, для которых SV поток формируются одним устройством, необходимости во внешней синхронизации нет. Если данные поступают из разных МУ (например, для дифференциальной защиты) необходимо синхронизировать устройства сопряжения. Количество синхронизируемых устройств сопряжения должно быть сведено к минимуму.

12.5.3 Для шины процесса допускается применение относительной синхронизации часов. При подключении к шине процесса дифференциальных защит линий или устройств фазных измерений должна выполняться абсолютная синхронизация устройств шины процесса с глобальной привязкой по времени.

12.5.4 Точность синхронизации (классы тактовой синхронизации) для разных приложений должна соответствовать требованиям IEC 61850-5.

12.5.5 Сервер времени на подстанции должен принимать спутниковый сигнал точного времени (GPS, ГЛОНАСС, Галилео).

12.5.6 Для подстанций с шиной процесса, дифференциальными защитами линий или системами векторных измерений должны использоваться два сервера времени разных типов со специальными помехозащищенными направленными антеннами для приема спутниковых сигналов. Допускается применение атомных часов в качестве одного из серверов времени.

12.5.7 Местные часы в устройствах должны сохранять время в пределах допуска после отключения опорных часов в течение времени (время удержания), достаточного для перехода с основного сервера времени на резервный. Для приложений IEC 61850-9-2 (SV) время перехода с основного сервера времени на резервный должно быть не более 5 с.

12.5.8 При проектировании подстанции должна использоваться только одна временная база, предпочтительно ТАІ. Любые другие шкалы времени должны быть получены из ТАІ. Шкала времени UTC может использоваться только в АСУТП.

12.5.9 На цифровой подстанции должны использоваться следующие протоколы синхронизации часов:

- SNTP;
- PTP;
- 1 PPS.

12.5.10 Синхронизация часов устройств шины станции, использующих протоколы IEC 61850-8-1, должна выполняться с использованием протокола SNTP (SNTP - упрощенная версия NTP) с точностью не хуже 1 мс.

Должен использоваться протокол NTP v.4.

Синхронизация часов SNTP инициируется клиентом (ведомым часом), который отправляет запрос времени серверу, который отвечает текущим временем. Клиент компенсирует задержки в сети, вычисляя задержку в оба конца между сервером часов и им самим.

Для точной синхронизации с использованием SNTP настройка сети должна обеспечивать симметричное время прохождения запроса времени и ответа. Для этого необходимо использовать маршрутизаторы с фиксированными маршрутами.

12.5.11 Для синхронизации устройств шины процесса, как правило, должен использоваться протокол PTP (IEC 61588).

12.5.12 Профиль PTP на подстанции использует только многоадресную рассылку уровня 2. Маршрутизаторы должны обеспечивать функцию граничных часов, чтобы синхронизировать сегменты сети.

12.5.13 Для PTP могут использоваться два способа коррекции передаваемого времени – «одношаговые» и «двухшаговые» часы. Две схемы могут быть смешаны, если устройства обеспечивают как одношаговую, так и двухшаговую коррекцию часов.

12.5.14 Для PTP рекомендуется использовать алгоритм резервирования мастер-часов – «альтернативный мастер», определенный в IEC 61588.

Чтобы ускорить восстановление, предпочтительный резервный мастер должен быть настроен с тайм-аутом Announce короче, чем тайм-аут Announce других часов. Такой механизм уменьшает коллизии при попытке несколько мастер-часов стать главными после сбоя основных мастер часов.

12.5.15 Для сетей с технологией резервирования PRP и HSR должен использоваться профиль IEC 61588 описанный в IEC 62439-3:2012 (приложение B).

Должно обеспечиваться достижение максимальной точности 1 мкс в максимальном размере сети, состоящей из серии до 16 прозрачных часов.

Допускаются как одношаговая, так и двухшаговая синхронизация (предпочтительной является одношаговая)

12.5.16 В сети PRP гранд-мастер часы должны быть подключены к обеим локальным сетям, либо как DANP, либо через RedBox.

12.5.17 Погрешность синхронизации времени сети HSR должна быть проверена во время разработки и, при необходимости, кольцо должно быть разделено.

12.5.18 При соединении сети PRP с кольцом HSR два RedBoxes должны обрабатывать сообщения синхронизации, поступающие с основных гранд-мастер часов.

12.5.19 Рекомендуется подключать мастер-часы (RedBox) в кольце HSR с противоположных сторон кольца, чтобы ограничить количество переходов (или прозрачных часов) для каждого узла кольца в нормальном режиме.

12.5.20 Red Boxes должны поддерживать граничные или прозрачные часы.

Если два RedBoxes реализуют прозрачные часы, тогда четыре сообщения синхронизации циркулируют по кольцу, и узлы HSR должны обрабатывать все четыре из них.

12.5.21 Гранд-мастер часы должны быть подключены к шине станции и, как правило, к шине процесса.

12.5.22 При подключении гранд-мастер часов только к шине станции, устройства шины процесса должны быть синхронизированы с ними с использованием моста Ethernet или IED с мостовыми функциями, которые должны работать как прозрачные часы PTP, синхронизирующие устройства шины процесса.

Когда опорный тактовый сигнал на шине станции становится недоступным, устройство на шине процесса должно взять на себя роль гроссмейстера, как к шине станции (если она все еще работает), так и к шине процесса. Когда шина станции возобновляет работу, соединительное устройство слагает свою основную роль опорного тактового сигнала.

12.5.23 Резервные часы должны быть спроектированы так, чтобы общий режим отказа был маловероятным и, чтобы наихудшее количество прозрачных часов на пути к обычным часам было меньше или равно такому же значению для основных часов.

12.5.24 При проектировании сети PTP, должен быть достигнут компромисс между затратами на коммутаторы и шлюзы с PTP и количеством IED на подстанции, которые должны быть синхронизированы с высокой точностью.

При небольшом количестве этих IED допускается применение 1 PPS, в остальных случаях должна проектироваться сеть коммутаторов с поддержкой PTP.

12.5.25 Для синхронизации устройств шины процесса может использоваться протокол синхронизации 1 PPS. 1 PPS представляет собой непрерывную последовательность импульсов с частотой один импульс в секунду и не несет абсолютное время.

Сигнал 1 PPS должен генерироваться отдельным устройством, синхронизируемым с использованием РТР, и передаваться по прямым волоконным линиям к каждому устройству, для которого требуется точная синхронизация.

12.6 Мониторинг и управление сетью

12.6.1 Сетевые устройства должны обеспечивать непрерывный контроль своей работоспособности и способности поддерживать трафик на портах.

12.6.2 Для мониторинга состояния сетевых устройств должны использоваться протоколы MMS IEC 61850 (предпочтительно) и/или SNMP.

12.6.3 АСУТП должна поддерживать SNMP, напрямую или через OPC-сервер.

12.6.4 Для контроля состояния сети и обнаружения сбоев в сети должны применяться специализированные инструменты сетевого мониторинга и диагностики.

12.6.5 Специализированные инструменты сетевого мониторинга должны обеспечивать:

- контроль правильности работы сети;
- контроль правильности настройки сетевых устройств;
- сокращение простоев;
- увеличение производительности;
- быструю и простую визуальную идентификацию сбоев;
- быстрое и точное понимание причины проблемы и ее устранение;
- контроль деградации и неустойчивых нарушений для прогнозирования будущих сбоев;
- снижения требований к знаниям в области ИТ у обслуживающего персонала.

12.6.6 Специализированные инструменты сетевой диагностики должны обеспечивать:

- получение информации о диагностике сети и проверка работоспособности устройств;
- обнаружение и идентификация любых устройств, подключенных к сети Ethernet (полевые устройства, а также инфраструктурные устройства);
- извлечение информации о сети и связях IEC 61850 из любых устройств;
- извлечение MIB из любых управляемых устройств;
- изучение возможностей и параметров устройств, как только они будут доступны удаленно через IEC 61850 и/или SNMP;
- помощь в проверке правильности настроек, используемых для управления потоками данных, такими как параметры фильтрации многоадресных рассылок, настройки VLAN;

- идентификацию любых линии связи между устройствами, даже если они логически отключены;
- сравнение обнаруженной топологии с инженерной топологией, определенной в SCD, или с ранее сохраненной топологией;
- проверку работоспособности избыточности сети и выдачу аварийных сигналов при изменении нормального состояния потоков;
- предоставление оператору единой оценки работоспособности сети;
- отображения на экране появляющихся предупреждений (включая их источник, метку времени и статус);
- легкий поиск на схеме устройства, которое генерирует сигнал тревоги;
- анализ сетевого потока данных и выявление проблем на уровне коммуникации;
- анализ сетевого потока данных и выявление проблем на уровне приложений (с использованием тегов уровня приложения и имен функций).

12.6.7 К сети подстанции может, при необходимости, обеспечиваться удаленное подключение инженера для управления, резервного копирования или восстановления конфигурации сетевых элементов. Дополнительно должны быть приняты специальные меры для обеспечения информационной безопасности.

13 ОРГАНИЗАЦИЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КАНАЛОВ

13.1 Классы точности измерительных каналов должны соответствовать требованиям ТКП 339-2011, СТП 33243.01.216-16.

13.2 Проектирование измерительных каналов (ИК) для ЦПС без шины процесса должно выполняться в соответствии с требованиями ТКП 339-2011, СТП 33243.01.216-16 и других действующих ТНПА.

13.3 При проектировании измерительных каналов 110 кВ и выше на ЦПС с шиной процесса с электромагнитными ТТ и электромагнитными/емкостными ТН должны применяться следующие решения:

- для целей РЗА и ПА организуются две независимых шины процесса с использованием двух комплектов МУ;
- для целей измерения, учета и контроля ПКЭ организуется одна резервированная шина процесса (с PRP) с использованием МУ, включенных по 4-х проводной схеме.

Допускается выполнять каналы измерения, учета и контроля ПКЭ в соответствии с требованиями п.13.2.

13.4 При проектировании измерительных каналов 10-35 кВ на ЦПС с шиной процесса с электромагнитными ТТ и электромагнитными/емкостными ТН должны применяться следующие решения:

- для целей РЗА и ПА организуются две независимых шины процесса с использованием МУ;
- каналы измерения, учета и контроля ПКЭ выполняются в соответствии с требованиями п.13.2.

13.5 При проектировании измерительных каналов на ЦПС с шиной процесса с цифровыми ТТ и цифровыми и/или электромагнитными/емкостными ТН должны применяться следующие решения:

- для целей РЗА и ПА, измерения, учета и контроля ПКЭ организуются две независимых шины процесса;
- для каждого электромагнитного/емкостного ТН 6-750 кВ, включаемого в шину процесса, должны применяться два комплекта МУ.

Допускается, при необходимости, для целей учета и контроля ПКЭ предусматривать отдельный сегмент(-ы) ЛВС в составе указанных шин (-ы) или отдельную ЛВС шины процесса с использованием независимых портов цифровых ТТ и ТН и МУ.

13.6 Основными источниками для выполнения измерений текущих режимных параметров энергосистемы и электрооборудования должны являться непосредственно измерительные трансформаторы тока (ТТ) и трансформаторы напряжения (ТН), без промежуточных аналоговых измерительных преобразователей, а так же ЦТТ и ЦТН.

Информация от ТТ (ЦТТ) и ТН (ЦТН) должна обрабатываться в многофункциональных цифровых измерительных преобразователях (ЦИП), устройствах АСКУЭ и терминалах РЗА и ПА, подключенных непосредственно к ТТ и ТН или имеющих связь с шиной процесса.

В тракте измерений текущих режимных параметров должен обеспечиваться класс точности не хуже 0,5.

13.7 Измерения текущих режимных параметров электрооборудования должны выполняться с использованием:

- на ЦПС без шины процесса – многофункциональных цифровых измерительных преобразователей или устройств АСКУЭ;
- на ЦПС с шиной процесса и «классическими» ТТ и ТН – многофункциональных цифровых измерительных преобразователей, устанавливаемых вблизи силового оборудования или устройств АСКУЭ;
- на ЦПС с шиной процесса и цифровыми ТТ и ТН – устройств АСКУЭ.

Допускается применение терминалов РЗА и ПА для измерения напряжения и частоты.

13.8 Средства измерения (ЭТТ, ЭТН, ЦТТ, ЦТН, МУ, ЦИП, ЦСЭ, ЦУКПКЭ и т.д.), применяемые для измерений, учета и контроля качества

электроэнергии, должны быть в Государственном реестре средств измерений Республики Беларусь.

13.9 Применяемые цифровые измерительные преобразователи, как правило, должны иметь не менее двух цифровых интерфейса 100BASE-FX для подключения к шине станции с поддержкой протоколов GOOSE и MMS (IEC 61850) и протоколов резервирования PRP (обязательно) и HSR (при необходимости);

13.10 Применяемые МУ должны иметь не менее двух цифровых интерфейса 100BASE-FX (не хуже) для подключения к шине процесса с поддержкой протокола SV (IEC 61850) и протоколов резервирования PRP (обязательно) и HSR (при необходимости).

МУ должны размещаться в шкафах, устанавливаемых возле ТТ и ТН, или в ячейке КРУ(ЗРУ).

13.11 Цифровые ТТ и ТН должны иметь не менее двух взаиморезервируемых каналов измерения, подходящих по классу точности как для целей РЗА и ПА, так и для целей измерения, учета и контроль ПКЭ.

Каждый канал измерения ЦТТ и ЦТН должен иметь не менее двух цифровых интерфейсов 100BASE-FX (не хуже) для подключения к шине процесса с поддержкой протоколов SV (IEC 61850) и протоколов резервирования PRP (обязательно) и HSR (при необходимости).

13.12 Электромагнитные трансформаторы тока (ТТ), как правило, должны иметь следующее количество вторичных обмоток, соединенных по схеме «звезда»:

- первая обмотка для подключения первого комплекса РЗА и ПА класса точности не хуже 5P;
- вторая обмотка для подключения второго комплекса РЗА и ПА класса точности не хуже 5P;
- третья обмотка для подключения счетчиков электроэнергии и устройств контроля параметров качества электроэнергии. Данная обмотка должна иметь класс точности 0,2S для 110 кВ и выше; 0,5S – для остальных классов номинального напряжения;
- четвертая обмотка (при необходимости) с классом точности не хуже 0,5S для подключения измерительных приборов.

Классы точности обмоток должны подбираться с учетом возможности резервирования вторичных обмоток, предназначенных для различных целей.

Допускается для цифровой подстанции без шины процесса использовать ТТ со следующими дополнительными обмотками:

- пятая обмотка для подключения первого комплекса ДЗШ класса точности не хуже 5P;

- шестая обмотка для подключения второго комплекса ДЗШ класса точности не хуже 5Р.

Подключение независимых защит трансформаторов должно выполняться на отдельные вторичные обмотки встроенных в трансформатор ТТ класса 5Р или Р.

13.13 Электромагнитные/емкостные трансформаторы напряжения (ТН), как правило, должны иметь следующее количество вторичных обмоток, соединенных по схеме «звезда»:

- первая обмотка для подключения терминалов или МУ первого комплекса РЗА и ПА и измерений;
- вторая обмотка для подключения терминалов или МУ второго комплекса РЗА и ПА и измерений;
- третья обмотка для подключения устройств или МУ учета и контроля ПКЭ (при необходимости обеспечения защиты от несанкционированного доступа и изменения вторичных нагрузок).

Допускается для цифровой подстанции с шиной процесса выполнять подключение МУ учета и контроля ПКЭ к первой и/или второй обмотке ТН при условии обеспечения защиты обмоток от несанкционированного доступа и обеспечения неизменности вторичных нагрузок.

Указанные обмотки должны иметь класс точности 0,2 для 110 кВ и выше; 0,5 – для остальных классов номинального напряжения.

13.14 Для обеспечения точности, соответствующей или превосходящей точность традиционных ИК, необходимо в совокупности применять следующие способы (подходы):

- использовать ЦТТ и ЦТН с необходимыми классами точности согласно требований ТКП 339-2011, СТП 33243.01.216-16);
- использовать ТТ и ТН с необходимыми классами точности согласно требований ТКП 339-2011, СТП 33243.01.216-16);
- использовать МУ и другие устройства, применяемые в ИК, с классами точности, превосходящими характеристики применяемых ТТ и ТН;
- обеспечить целостность и резервирование (при необходимости) потоков SV.

13.15 В шине процесса должны использоваться следующие цифровые потоки данных согласно IEC 61850-9-2 (LE):

- для целей РЗА и ПА – SV80;
- для целей измерений, технического и расчетного учета –SV256 или SV80 (при условии обеспечения необходимого класса точности);
- для целей контроля ПКЭ – SV256.

На время проведения технического обслуживания, поверки и ремонта допускается снижение дискретности SV потоков расчетного учета и контроля

ПКЭ при условии соответствия классов точности резервируемых обмоток и/или МУ.

13.16 Рекомендуется использовать различные цифровые порты одного ЦТТ, ЦТН или МУ для передачи SV-потокa для различных целей (систем) при условии:

- обеспечения защиты от несанкционированного доступа и изменения параметров объединительного модуля;
- возможности проведения регламентных работ без ущерба для целостности и точности SV-потокa всех заинтересованных потребителей;
- физической и логической независимости портов;
- соответствия характеристик SV-потокa требованиям, установленным для указанных целей (систем).

14 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА И ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА

14.1 Общие положения

14.1.1 Релейная защита, автоматика и противоаварийная автоматика выполняется в соответствии с требованиями настоящего СТП, а также требованиями других ТНПА, не противоречащих настоящему СТП.

14.1.2 Релейная защита, автоматика и противоаварийная автоматика ЦПС выполняется на основании задания на проектирование с учетом:

- требований ТНПА по проектированию ЦПС;
- актов обследования технического состояния оборудования РЗА и ПА, АСУТП (телемеханики) и цепей вторичной коммутации;
- результатов оценки электромагнитной обстановки на электроэнергетических объектах;
- исходных данных для выполнения расчетов токов короткого замыкания и расчета уставок РЗА данного объекта;
- решений по реконструкции устройств РЗА смежных энергообъектов.

14.1.3 Проектная организация на стадии проектирования должна направить на рассмотрение проекты по устройствам РЗА и ПА соответствующим службам в зависимости от принадлежности проектируемого оборудования и учесть предложения служб, если эти предложения не противоречат ТНПА.

14.1.4 Проектная документация (архитектурный проект) по РЗА энергообъекта, предъявляемая заказчику должна содержать:

- расчеты токов аварийных режимов;
- расчеты для выбора и проверки устройств РЗА и ПА;
- расчеты цепей ТТ и ТН (при необходимости);
- схема расстановки защит в сети;

- схема распределения по ТТ и ТН технических средств ЦПС;
- схема структурная ЛВС РЗА и ПА;
- пояснительная записка.

14.1.5 Рабочая документация (строительный проект) по РЗА и ПА энергообъекта, предъявляемая заказчику должна содержать:

- расчеты токов аварийных режимов;
- расчеты уставок устройств РЗА и ПА;
- расчеты цепей ТТ и ТН (при необходимости);
- схема расстановки защит в сети;
- схема распределения по ТТ и ТН технических средств ЦПС;
- схема структурная ЛВС РЗА и ПА;
- принципиальные схемы и схемы подключения проектируемого оборудования;
- таблицы SV потоков и GOOSE сообщений;
- таблицы настройки оборудования ЛВС РЗА и ПА (IP адреса, VLAN, фильтрация и т.д.);
- функциональные схемы логики работы микропроцессорных терминалов РЗА и ПА;
- изменения в принципиальных схемах и схемах подключения существующих устройств РЗА и ПА, если реконструкция подстанции производится с сохранением существующих устройств РЗА и ПА (при необходимости);
- кабельный журнал;
- задания на изготовление нетиповых шкафов;
- мероприятия по улучшению электромагнитной обстановки на энергообъектах;
- пояснительная записка.

14.1.6 Проектные расчеты уставок устройств РЗА отходящих линий 6-35 кВ выполняются по требованию Заказчика (указывается в задании на проектирование). Для выполнения данных расчетов Заказчик предоставляет следующие исходные данные одновременно с выдачей задания на проектирование:

- схема распределительной сети и подробное описание режимов работы сети, для которых должны быть выполнены расчеты;
- параметры элементов сети (марка провода (кабеля), сечение, длина линий, мощность и U_k трансформаторов и т.д.);
- максимальные нагрузки по линиям.

14.2 Общие принципы построения

14.2.1 Создание цифровой подстанции на базе существующей (реконструкция) должна производиться комплексно, с полной заменой РЗА и ПА всего объекта.

14.2.2 Для схем «треугольник» и «четыреугольник» РУ 330 кВ должны применяться следующие технические решения:

- два комплекса РЗА и ПА каждого присоединения, обеспечивающих защиту присоединения от всех видов повреждений, противоаварийную автоматику, защиты и автоматику выключателей.

14.2.3 Для схемы «трансформатор-шины с присоединением линий через два выключателя» и других схем с двумя выключателями на поле РУ 330 кВ должны применяться следующие технические решения:

- два комплекса РЗА и ПА каждого присоединения, обеспечивающих защиту присоединения от всех видов повреждений, противоаварийную автоматику, защиту и автоматику выключателей;
- два комплекса защиты шин (ошиновки автотрансформатора).

14.2.4 Для схем «трансформатор-шины с полуторным присоединением линий» и «полуторная» РУ 330 кВ должны применяться следующие технические решения:

- два комплекса защиты и автоматики для трех выключателей поля;
- два комплекса защиты шин (ошиновки автотрансформатора);
- два комплекса РЗА и ПА для каждого присоединения.

14.2.5 Для всех схем РУ 750 кВ должны применяться следующие технические решения:

- два комплекса защиты и автоматики для каждого выключателя;
- два комплекса защиты шин (ошиновки автотрансформатора);
- два комплекса РЗА и ПА для каждого присоединения.

Для шунтирующего реактора линии должны предусматриваться два комплекса РЗА и ПА, обеспечивающее защиты шунтирующего реактора от всех видов повреждений, противоаварийную автоматику и автоматику выключателя.

14.2.6 В схемах «трансформатор-шины с присоединением линий через два выключателя» и «трансформатор-шины с полуторным присоединением линий» защита ошиновки в составе защит АТ не выполняется, а должны быть предусмотрены два отдельных комплекса защит шин, включающих в зону защиты ошиновку 330-750 кВ АТ.

14.2.7 Для присоединений 110-220 кВ должны предусматриваться два равноценных комплекса релейной защиты и автоматики, каждый из которых обеспечивает защиту присоединения от всех видов повреждений, противоаварийную автоматику, защиту и автоматику выключателя (двух выключателей).

14.2.8 Применение других технических решений допускается при наличии технико-экономического обоснования.

14.2.9 Для каждого выключателя 330-750 кВ должна предусматриваться функция УРОВ в двух комплексах, выполняющих функцию защиты и автоматики выключателя.

14.2.10 Для каждого выключателя 110-220 кВ должна предусматриваться функция резервирования отказа выключателя (УРОВ) в двух комплексах релейной защиты и автоматики присоединений и/или в ДЗШ.

14.2.11 УРОВ выключателей 110-750 кВ должно быть реализовано со ступенчатым действием:

- первая ступень – действие без выдержки времени и без контроля тока на отключение своего выключателя;
- вторая ступень – действие с выдержкой времени и с контролем тока на отключение выключателей смежных присоединений с запретом АПВ.

На выключателях линий с ОАПВ должен осуществляться пофазный пуск УРОВ и пофазный контроль тока.

14.2.12 Автоматика выключателя 330-750 кВ должна выполнять следующие функции:

- ОАПВ и УТАПВ (для выключателей линии);
- ТАПВ;
- пофазный контроль положения выключателя;
- контроль состояния выключателя;
- расчет ресурса выключателя;
- ЗНФ с автоматическим увеличением выдержки времени в цикле ОАПВ по сигналу от защит линии;
- контроль и улавливание синхронизма при включении выключателя;
- управление выключателем с передней панели управления устройства или от АСУТП;
- контроль положения разъединителей и заземляющих разъединителей;
- формирование сигналов ФОВ и ФВВ.

Защита от непереключения фаз (ЗНФ) должна обеспечивать ликвидацию неполнофазного режима выключателя (отключение выключателя) с запретом ТАПВ.

14.2.13 Автоматика выключателя 110-220 кВ должна быть реализована в составе защит присоединения.

Автоматика выключателя 110-220 кВ должна выполнять следующие функции:

- ТАПВ;
- контроль положения выключателя;
- контроль состояния выключателя;
- расчет ресурса выключателя;
- контроль синхронизма при включении выключателя;

- управление выключателем с передней панели управления устройства или от АСУТП;
- контроль положения разъединителей и заземляющих разъединителей;
- формирование сигналов ФОВ и ФВВ.

14.2.14 Для трансформатора 35 кВ должны предусматриваться два равноценных комплекса релейной защиты и автоматики выключателей.

14.2.15 Для вводной ячейки РУ 6-35 кВ должны предусматриваться два равноценных комплекса релейной защиты и автоматики выключателя в составе комплексов защит (авто)трансформаторов.

14.2.16 Для остальных присоединений РУ 10-35 кВ должен предусматриваться один комплекс релейной защиты и автоматики выключателя.

14.2.17 УРОВ присоединений 10-35 кВ допускается выполнять в виде действия защиты присоединения с дополнительной выдержкой времени (времени УРОВ) на отключение питающих присоединений с запретом АПВ.

14.2.18 На каждом выключателе 10-35 кВ присоединений, отказ выключателя которых не резервируется защитами других присоединений, должно предусматриваться УРОВ с пуском от защит присоединений.

14.2.19 Автоматика выключателя 10-35 кВ должна выполнять следующие функции:

- ТАПВ;
- контроль положения выключателя;
- контроль состояния выключателя;
- расчет ресурса выключателя;
- контроль синхронизма (для вводного и секционного выключателя и при наличии на присоединении генерации);
- управление выключателем с передней панели управления устройства или от АСУТП;
- контроль положения разъединителей (ячейки) и заземляющих разъединителей.

14.2.20 Как правило, комплекс защиты и автоматики присоединения, должен выполняться на базе одного терминала, реализующего все необходимые функции. Исключения допускаются для комплекса защит и автоматики автотрансформатора, шунтирующего реактора, а также защит и автоматики присоединений 750 кВ.

14.2.21 В пределах одного вновь проектируемого или реконструируемого объекта в сети одного напряжения, как правило, должны применяться микропроцессорные устройства РЗА и ПА не более трех производителей.

14.2.22 Используемые устройства должны удовлетворять требованиям ТНПА (к электропитанию, электромагнитной совместимости, надежности и т.д.).

14.2.23 Применяемые устройства РЗА и ПА, как правило, должны иметь:

- два цифровых интерфейса 100BASE-FX (не хуже) для подключения к шине станции с поддержкой протоколов GOOSE и MMS (IEC 61850) и протоколов резервирования PRP (обязательно) и HSR (при необходимости);
- два цифровых интерфейса 100BASE-FX (не хуже) для подключения к шине процесса (при необходимости) с поддержкой протоколов SV и GOOSE (IEC 61850) и протоколов резервирования PRP (обязательно) и HSR (при необходимости).

14.2.24 Использование протокола Modbus допускается только для независимых защит трансформаторов и дуговых защит (при соответствующем обосновании).

Использование других протоколов не допускается.

14.2.25 На ЦПС для каждого присоединения ОРУ (ЗРУ, КРУЭ) 110-750 кВ должны применяться два комплекта IED, предназначенные для интеграции оборудования ячейки в шину станции. IED должны размещаться в шкафу управления силового оборудования или в шкафах, устанавливаемых возле силового оборудования, или в ячейке КРУ(ЗРУ).

14.2.26 Для присоединений 110 кВ допускается размещение двух комплектов МУ и всех комплектов IED ячейки в одном шкафу управления ячейки.

14.2.27 На ЦПС для каждой ячейки вводного выключателя 10-35 кВ должны применяться два IED, предназначенных для интеграции оборудования ячейки в шину станции. IED должны размещаться в ячейке КРУ(ЗРУ) вводного выключателя 10-35 кВ или в отдельном шкафу.

14.2.28 На ЦПС 110 кВ без шины процесса допускается применение следующего технического решения:

- формирование цепей питания соленоидов включения и отключения (первого и второго комплектов) выключателей выполняется в шкафу РЗА и ПА в ОПУ;
- терминалы РЗА и ПА воздействуют непосредственно на соленоиды включения и отключения;
- сбор информации о положении выключателя выполняется «сухими контактами» непосредственно в терминалы РЗА и ПА совместно (на одном опертоке и в одном кабеле) с цепями питания и цепями включения и отключения выключателя;

- сбор сигналов газовых защит, защит РПН и технологических защит трансформаторов выполняется «сухими контактами» непосредственно в терминалы РЗА и ПА;
- сбор остальной информации по силовому оборудованию ячейки ОРУ (ЗРУ, КРУЭ) 6-110 кВ (трансформатор, выключатель, разъединитель и т.д.) и управление этим оборудованием выполняется с использованием одного IED. IED должен размещаться в шкафу управления силового оборудования, в шкафу, устанавливаемому возле силового оборудования, или в ячейке КРУ(ЗРУ).

14.2.29 В шкафу КРУ секционного выключателя и выключателя присоединения 10-35 кВ должен устанавливаться терминал защиты, интегрируемый в шину станции с использованием протоколов MMS и GOOSE стандарта IEC 61850.

14.2.30 Цепи тока и напряжения РЗА и ПА на ЦПС без шины процесса, а также МУ на ЦПС с шиной процесса, должны выполняться в соответствии с требованиями СТП 33243.01.216-16.

14.2.31 Должно быть предусмотрено автоматическое переключение функций терминалов РЗА и ПА с основного потока напряжения на резервный при выводе в ремонт или неисправности основного ТН. Переключение должно выполняться с учетом положения выключателей и разъединителей.

14.2.32 Для присоединений 330 кВ и выше должно обеспечиваться автоматическое переключение защит присоединения на поток ТН шин или смежного присоединения при первом включении или АПВ и автоматический возврат на основной поток. Переключение должно выполняться с учетом используемого для опробования выключателя, а так же положения других выключателей и разъединителей.

14.2.33 На ЦПС 330 кВ и выше могут, по требованию заказчика, предусматриваться «подменные» комплекты защит, которые вводятся в работу вместо неисправного комплекта защит ВЛ и (авто)трансформатора. Подменный комплект должен быть подключен к отдельному коммутатору шины процесса, на который должны быть направлены необходимые SV потоки, и к шине станции. Ввод в работу подменного комплекта защит (настройка фильтрации на порту коммутатора шины процесса, «заливка» и проверка конфигурации) должен выполняться дистанционно.

14.2.34 На ЦПС с шиной процесса все устройства РЗА и ПА должны обеспечивать контроль качества и специальных меток SV потоков и выполнять автоматический перевод на резервный поток или блокировать функции, которые могут работать неправильно.

ЦТН, ЦТТ и МУ должны иметь функцию самодиагностики, обеспечивающую блокирование SV потоков или присваивающую им соответствующие метки при обнаружении внутренней или внешней

неисправности. Дополнительно должны контролироваться испытательные блоки и защитные аппараты в цепях обработки классических ТТ и ТН.

14.2.35 Защитные функции, которые могут ложно работать при неисправностях в цепях ТН или SV потоков ТН, должны блокироваться отдельной функцией, выполняющей анализ нарушения в измеряемых напряжениях.

14.2.36 Должно предусматриваться оперативное управление режимами РЗА и ПА как по месту – с кнопок управления терминалов РЗА, так и дистанционное – с помощью средств АСУТП.

14.2.37 В цепях питания, цепях отключения и цепях тока и напряжения должны быть установлены клеммники с размыкателями или многофункциональные испытательные блоки.

14.2.38 Положение всех коммутационных устройств должно контролироваться и регистрироваться в МУ, IED или комплексах защит и автоматики.

14.3 Автоматическое повторное включение

14.3.1 Автоматическое повторное включение должно предусматриваться для воздушных, воздушно-кабельных линий электропередач и сборных шин (ошиновок) ОРУ.

14.3.2 Для линий 330-750 кВ должны быть предусмотрены следующие функции:

- однофазное автоматическое повторное включение (ОАПВ);
- трехфазного автоматического повторного включения (ТАПВ) с различными видами контроля;
- ускоренное трехфазное автоматическое повторное включение (УТАПВ) с различными видами контроля.

В остальных случаях должно применяться ТАПВ

14.3.3 При выполнении АПВ ВЛ, КВЛ и шин (ошиновок) 330-750 кВ должны быть реализованы:

- многократность действия (для шин (ошиновок) – однократность действия);
- действие на включение выключателя по факту наличия готовности выключателя линии и устройства АПВ, с установленной выдержкой времени;
- запрет действия АПВ при отключении/включении выключателя оперативным персоналом;
- возможность запрета АПВ от внешних устройств (УРОВ, защиты от неполнофазного режима и т.п.);
- возможность запрета ТАПВ при неуспешном автоматическом включении одной фазы (неуспешное ОАПВ);

- возможность реализации ТАПВ выключателя с увеличенной выдержкой времени после неуспешного ОАПВ;
- взаимный запрет ТАПВ выключателей при неуспешном ТАПВ выключателя, включаемого первым (при наличии двух выключателей на присоединении);
- сохранение функции ТАПВ при отключении одной фазы и возникновении КЗ на других фазах в цикле ОАПВ;
- оперативный ввод (вывод) ОАПВ, УТАПВ, ТАПВ, изменение алгоритмов контроля УТАПВ и ТАПВ посредством местного и удаленного доступа;
- разные выдержки времени ТАПВ для линии и шин (при использовании автоматического опробования систем шин);
- возможность оперативного ввода/вывода АПВ шин 110-750 кВ на любом примыкающем выключателе ЛЭП, трансформатора (АТ).

Должны предусматриваться следующие виды контроля ТАПВ, которые могут вводиться в любой комбинации:

- с контролем отсутствия напряжения на линии и наличия симметричного напряжения на шинах (ошиновке) (КОНЛ);
- с контролем отсутствия напряжения на шинах (ошиновке) и наличия симметричного напряжения на линии (КОНШ);
- с контролем наличия синхронизма и симметричного напряжения на линии и на шинах (ошиновке) (КС);
- с улавливанием синхронизма и контролем наличия симметричного напряжения на линии и на шинах (ошиновке) (УС).

Должны предусматриваться следующие виды контроля УТАПВ:

- с контролем отсутствия напряжения на линии и наличия симметричного напряжения на шинах (ошиновке) (КОНЛ);
- с контролем наличия синхронизма и симметричного напряжения на линии и на шинах (ошиновке) (КС).

14.3.4 Пуск ОАПВ и УТАПВ линий 330-750 кВ должен выполняться от защит. Пуск ТАПВ линий и шин (ошиновок) 330-750 кВ должен выполняться «по несоответствию» или от защит.

Команды пуска и/или запрета АПВ должны посылаться от всех комплексов защит. При этом функция АПВ должна быть активна в одном из комплексов автоматики выключателя.

14.3.5 При выполнении ТАПВ ВЛ, КВЛ и шин (ошиновок) 110-220 кВ должны быть реализованы:

- многократность действия;
- действие на включение выключателя по факту наличия готовности выключателя линии и устройства ТАПВ, с установленной выдержкой времени;

- запрет действия ТАПВ при отключении/включении выключателя оперативным персоналом;
- возможность запрета ТАПВ от внешних устройств (УРОВ и т.п.);
- взаимный запрет ТАПВ выключателей при неуспешном ТАПВ выключателя, включаемого первым (при наличии двух выключателей на присоединении);
- оперативный ввод (вывод) ТАПВ, изменение алгоритмов контроля ТАПВ посредством местного и удаленного доступа;
- разные выдержки времени ТАПВ для линии и шин (при использовании автоматического опробования систем шин).

Должны предусматриваться следующие виды контроля ТАПВ, которые могут вводиться в любой комбинации:

- с контролем отсутствия напряжения на линии и наличия симметричного напряжения на шинах (ошиновке) (КОНЛ);
- с контролем отсутствия напряжения на шинах (ошиновке) и наличия симметричного напряжения на линии (КОНШ);
- с контролем наличия синхронизма и симметричного напряжения на линии и на шинах (ошиновке) (КС);
- с улавливанием синхронизма и контролем наличия симметричного напряжения на линии и на шинах (ошиновке) (УС);
- без контроля напряжений и синхронизма (простое АПВ).

14.3.6 На линиях 110-220 кВ с двухсторонним питанием ТАПВ должно выполняться, как правило, с однократным действием, а на линиях с односторонним питанием – с двукратным действием.

14.3.7 На линиях 110-220 кВ с односторонним питанием, а также с двухсторонним питанием, если при отключении выключателя нет опасности потери синхронизма, пуск АПВ может выполняться без контроля напряжений и синхронизма (простое АПВ).

14.3.8 Пуск АПВ линий и шин (ошиновок) 110-220 кВ должен выполняться от защит или «по несоответствию».

Команды пуска и/или запрета АПВ должны посылаться от всех комплексов защит. При этом функция АПВ должна быть активна в одном из комплексов автоматики выключателя.

14.3.9 На ВЛ и КВЛ 10-35 кВ в каждом комплексе защит присоединения должны быть предусмотрены функции трехфазного автоматического повторного включения (ТАПВ) двукратного действия.

При выполнении ТАПВ должны быть реализованы:

- многократность действия;

- действие на включение выключателя по факту наличия готовности выключателя линии и устройства ТАПВ, с установленной выдержкой времени;
- запрет действия ТАПВ при отключении/включении выключателя оперативным персоналом;
- возможность запрета ТАПВ от внешних устройств (УРОВ и т.п.);
- оперативный ввод (вывод) ТАПВ, изменение алгоритмов контроля ТАПВ посредством местного и удаленного доступа;
- разные выдержки времени ТАПВ для линии и шин (при использовании автоматического опробования систем шин).

Должны предусматриваться следующие виды контроля ТАПВ, которые могут вводиться в любой комбинации:

- с контролем отсутствия напряжения на линии и наличия симметричного напряжения на шинах (КОНЛ);
- с контролем отсутствия напряжения на шинах и наличия симметричного напряжения на линии (КОНШ);
- с контролем наличия синхронизма и симметричного напряжения на линии и на шинах (КС);
- без контроля напряжений и синхронизма (простое АПВ).

Пуск АПВ должен выполняться от защит.

14.3.10 Допускается автоматический ввод в работу других элементов сети с разрешения производителя оборудования и эксплуатирующей организации.

14.4 РЗА и ПА линии 330-750 кВ

14.4.1 Для линий 330-750 кВ, как правило, должны предусматриваться два равноценных комплекса релейной защиты и автоматики.

14.4.2 Каждый комплекс РЗА и ПА линии 330-750 кВ должен выполнять следующие функции:

- дифференциальная токовая защита линии (при необходимости);
- дистанционно-токовые защиты с ускорением;
- защита от неполнофазного режима (ЗНР);
- автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН);
- автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО);
- автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР) (при необходимости);
- автоматика фиксации отключения линии (АФОЛ);
- прием и отправка команд РЗ и ПА на противоположный конец линии с использованием каналов связи по ВОЛС и/или УПАСК-ВЧ;
- АУВ и УРОВ двух выключателей (при необходимости);
- определение места повреждения (ОМП);
- регистрация аварийных событий.

14.4.3 В состав дистанционно-токовых защит должны, как правило, входить пятиступенчатая дистанционная защита от всех видов КЗ, четырехступенчатая направленная токовая защита нулевой последовательности и двухступенчатая направленная МТЗ.

14.4.4 Комплексы защит должны подключаться на сумму токов выключателей.

14.4.5 Для обеспечения взаимодействия полукомплектов ДЗЛ должны использоваться независимые каналы связи по ВОЛС.

Преимущественно должно использоваться прямое соединение полукомплектов защит по ВОЛС. Допускается применение каналобразующей аппаратуры по ВОЛС с интерфейсом связи с терминалом защит IEEE C37.94.

14.4.6 В случае отсутствия двух независимых каналов по ВОЛС функция ДЗЛ в двух комплексах РЗА и ПА должны работать по одному ВОЛС, а для ускорения быстродействующих ступенчатых защит, необходимо применение одного УПАСК-ВЧ.

14.4.7 При отсутствии каналов связи по ВОЛС должны применяться два комплекса РЗА и ПА без функции ДЗЛ подключаемые на сумму токов выключателей с передачей разрешающих сигналов и два независимых УПАСК-ВЧ.

14.4.8 Для линий, отходящих от атомных электростанций, дополнительно к указанным двум комплексам защит, должен устанавливаться третий комплекс защит (ДЗЛ со ступенчатыми защитами или ступенчатые защиты) с использованием независимого канала связи (ВОЛС или УПАСК-ВЧ). Третий комплекс защит должен выполняться по «классической» схеме (без использования шины процесса) и подключаться к линейным электромагнитным ТТ и электромагнитным или емкостным ТН и действовать непосредственно на соленоиды отключения выключателей.

14.4.9 Аппаратура УПАСК-ВЧ РЗА и ПА должна размещаться в шкафу комплекса защиты линии или в отдельном шкафу.

14.4.10 Используемая для РЗА и ПА каналобразующая аппаратура по ВОЛС должна питаться от СОПТ и, как правило, устанавливаться в помещении шкафов РЗА.

14.4.11 Каждый из комплексов защит должен иметь логику однофазного/трехфазного отключения выключателей и возможность перевода ее действия на отключение трех фаз.

14.4.12 Должна предусматриваться возможность оперативного и автоматического ускорения ступенчатых защит и выбора ускоряемых ступеней.

14.4.13 Должна быть обеспечена возможность блокировки ступеней дистанционной защиты при качаниях.

14.5 РЗА автотрансформатора 220-750 кВ

14.5.1 Для автотрансформатора 220-750 кВ должны предусматриваться два равноценных комплекса релейной защиты и автоматики.

14.5.2 Каждый комплекс РЗА и ПА автотрансформатора (АТ) 220-750 кВ должен выполнять следующие функции:

- дифференциальная токовая защита;
- контроль срабатывания газовых защит;
- контроль срабатывания защиты РПН (струйных реле);
- контроль срабатывания технологических защит;
- защиты от тепловой перегрузки обмоток;
- контроль изоляции вводов 330-750 кВ (при использовании маслонаполненных высоковольтных вводов);
- дифференциальная токовая защита ошиновки ВН (применяется при подключении стороны высшего напряжения АТ к шинам через два выключателя, кабельную вставку или если это предусмотрено техническим заданием на проектирование);
- дифференциальная токовая защита ошиновки СН (применяется при подключении стороны среднего напряжения АТ к шинам через два выключателя, кабельную вставку или если это предусмотрено техническим заданием на проектирование);
- дифференциальная токовая защита ошиновки НН с включением в её зону ЛРТ и токоограничивающего реактора;
- резервирование при отказе выключателя ВН и/или СН при повреждении за токоограничивающим реактором на стороне НН (при необходимости);
- дистанционно-токовые защиты стороны ВН АТ;
- дистанционно-токовые защиты стороны СН АТ;
- МТЗ стороны НН АТ с возможностью комбинированного пуска по напряжению;
- направленную МТЗ стороны НН АТ в случае возможности подпитки КЗ со стороны РУ;
- защиту от замыканий на землю стороны НН АТ для сети с резистивно-заземленной нейтралью;
- комбинированный пуск по напряжению для МТЗ стороны НН АТ;
- логическую защиту шин стороны НН АТ;
- защита минимального напряжения стороны НН АТ;
- защита максимального напряжения стороны НН АТ;
- контроль тока для дуговой защиты секции НН;
- сигнализация замыканий на землю в обмотке и на ошиновке НН АТ;
- сигнализация при неисправностях цепей напряжения;

- АУВ и УРОВ выключателей ВН (при необходимости);
- АУВ и УРОВ выключателей СН;
- АУВ и УРОВ выключателей НН;
- контроль синхронизма при включении выключателя;
- автоматика регулирования РПН;
- регистрация аварийных событий.

14.5.3 При установке со стороны НН АТ линейного регулировочного трансформатора (ЛРТ) каждый комплекс РЗА ошиновки НН АТ дополнительно должен выполнять следующие функции:

- контроль срабатывания газовой защиты ЛРТ;
- контроль срабатывания защиты РПН ЛРТ (струйных реле);
- контроль срабатывания технологических защит ЛРТ;
- защита от тепловой перегрузки ЛРТ;
- автоматика регулирования РПН ЛРТ.

14.5.4 Газовые (струйные) реле и технологические защиты автотрансформаторов и ЛРТ должны действовать через оба комплекса защит с использованием двух независимых отключающих контактов указанных реле и защит.

14.5.5 В дистанционных и токовых защитах должно предусматриваться автоматическое и оперативное ускорение отдельных ступеней.

14.6 РЗА трансформатора 35-220 кВ

14.6.1 Для трансформатора 35-220 кВ должны предусматриваться два равноценных комплекса релейной защиты и автоматики.

14.6.2 Каждый комплекс РЗА и ПА трансформатора 35-220 кВ должен выполнять следующие функции:

- дифференциальная токовая защита;
- контроль срабатывания газовых защит;
- контроль срабатывания защиты РПН (струйных реле);
- контроль срабатывания технологических защит;
- защиты от тепловой перегрузки обмоток;
- токовые защиты стороны ВН с возможностью пуска по напряжению;
- МТЗ стороны СН (для трехобмоточного трансформатора) и НН АТ с возможностью комбинированного пуска по напряжению;
- направленную МТЗ стороны НН(СН) в случае возможности подпитки КЗ со стороны РУ;
- защиту от замыканий на землю стороны НН(СН) для сети с резистивно-заземленной нейтралью;
- комбинированный пуск по напряжению для МТЗ стороны НН(СН);
- логическую защиту шин стороны НН(СН);
- защита минимального напряжения стороны НН(СН);
- защита максимального напряжения стороны НН(СН);

- контроль тока для дуговой защиты секции 6-35 кВ;
- сигнализация замыканий на землю в обмотке и на ошиновке 6-35 кВ;
- сигнализация при неисправностях цепей напряжения;
- АУВ и УРОВ выключателей ВН;
- АУВ и УРОВ выключателей СН (для трехобмоточного трансформатора);
- АУВ и УРОВ выключателей НН;
- контроль синхронизма при включении выключателя;
- автоматика регулирования РПН;
- регистрация аварийных событий.

При установке со стороны НН (СН) токоограничивающего реактора и недостаточной чувствительности дифзащиты трансформатора или по требованию заказчика дополнительно должна выполняться дифференциальная токовая защита ошиновки НН (СН) и токоограничивающего реактора.

14.6.3 На трансформаторах 110 кВ по требованию заказчика может устанавливаться независимая защита трансформаторов. Независимая защита трансформатора должна действовать на отдельный (третий) соленоид отключения выключателя.

14.6.4 На трансформаторе 35/0,4 кВ вместо дифференциальной защиты должна предусматриваться токовая отсечка.

14.6.5 Газовые (струйные) реле и технологические защиты трансформаторов должны действовать через оба комплекса защит с использованием двух независимых отключающих контактов указанных реле и защит.

14.6.6 Газовая защита трансформатора должна иметь возможность перевода на сигнал/отключение.

14.7 РЗА шунтирующего реактора 110-750 кВ

14.7.1 Для шунтирующего реактора (ШР) 110-750 кВ должны предусматриваться два равноценных комплекса релейной защиты и автоматики.

14.7.2 Каждый комплекс РЗА и ПА шунтирующего реактора (ШР) 110-750 кВ должен выполнять следующие функции:

- дифференциальная токовая защита ШР;
- поперечная дифференциальная токовая защита ШР (должны быть предусмотрены ТТ, встроенные в выводы нейтрали ШР);
- контроль срабатывания газовых защит;
- контроль срабатывания технологических защит;
- защиты от тепловой перегрузки ШР;
- дифференциальная токовая защита ошиновки ВН;

- контроль изоляции вводов 330 кВ (при использовании маслонаполненных высоковольтных вводов);
- АУВ и УРОВ выключателей 330 кВ (при необходимости);
- регистрация аварийных событий.

14.7.3 Для управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов в каждом комплексе РЗА ШР дополнительно должны выполняться следующие функции:

- дифференциальная токовая защита компенсационной обмотки (КО) и ошиновки КО ШР;
- двухступенчатая ТЗНП КО ШР;
- двухступенчатая МТЗ КО ШР;
- контроль тока для дуговой защиты ячеек со стороны НН ШР;
- защита максимального напряжения;
- сигнализация замыканий на землю в КО ШР и на ошиновке;
- сигнализация при неисправностях цепей напряжения;
- токовые защиты трансформаторов подмагничивания (ТМП);
- АУВ и УРОВ выключателей ТМП.

14.7.4 Газовые реле и технологические защиты реакторов должны действовать через оба комплекса защит с использованием двух независимых отключающих контактов указанных реле и защит.

14.8 Защита шин 110-750 кВ

14.8.1 Для защиты шин и ошиновок АТ в схемах «трансформаторы-шины...» 330-750 кВ должны предусматриваться два равноценных комплекса дифференциальной защиты шин (ДЗШ) для каждой секции шин.

14.8.2 Для защиты шин КРУЭ 110-220 кВ, ОРУ с двумя рабочими системами шин и ОРУ с одной рабочей системой шин с количеством присоединений (линии, трансформаторы) четыре и более на секцию должны предусматриваться по два комплекса ДЗШ для каждой секции шин.

14.8.3 Для защиты одной рабочей секционированной выключателем системы шин 110-220 кВ с количеством присоединений (линии, трансформаторы) менее четырех на секцию должны предусматриваться, как правило, два комплекса ДЗШ, каждый из которых защищает две секции шин.

14.8.4 Каждый комплекс ДЗШ должен выполнять следующие функции:

- дифференциальная токовая защита;
- дифференциальная токовая отсечка;
- чувствительный орган дифференциальной токовой защиты;
- УРОВ выключателей.

14.8.5 ДЗШ должна обеспечивать отключение КА шин 110-220 кВ в зависимости от положения разъединителей присоединений.

14.8.6 ДЗШ должна иметь чувствительный орган (очувствление), который кратковременно вводится в работу при опробовании обесточенной секции шин от питающих присоединений.

14.8.7 ДЗШ должна иметь устройство контроля исправности цепей переменного тока и выводить защиту из работы.

14.9 РЗА и ПА линии 110-220 кВ

14.9.1 Два комплекса быстродействующих защит с абсолютной селективностью (ДЗЛ с КСЗ РС) должны применяться по требованию заказчика или в следующих случаях:

- на линиях с двухсторонним питанием, отнесенных к системообразующим;
- на особо ответственных линиях, если при отказе срабатывания или выведении из действия основной быстродействующей защиты отключение короткого замыкания на линии резервной защитой с выдержкой времени может привести к нарушению устойчивости нагрузки, к нарушению технологии особо ответственных производств, надежной работы атомных станций, а также требований экологии;
- на кабельных и кабельно-воздушных линиях;
- на ВЛ, проходящих в городской черте и в местах массовой застройки.

Каналы связи полуккомплектов защит по ВОЛС должны выполняться независимыми, т.е. проходить по разным трассам. В случае отсутствия двух независимых каналов связи по ВОЛС, для связи двух полуккомплектов защит должны использоваться одна ВОЛС и дополнительно применяться ускорение КСЗ РС в обоих комплексах защит с использованием одного ВЧКС.

При отсутствии канала связи по ВОЛС должны применяться КСЗ РС и два независимых УПАСК-ВЧ.

14.9.2 На остальных линиях должны применяться два комплекса быстродействующих защит с абсолютной селективностью (ДЗЛ и/или КСЗ РС) с двумя каналами связи или одним УПАСК-ВЧ.

Каналы связи полуккомплектов защит допускается выполнять по одной ВОЛС.

14.9.3 Преимущественно должно использоваться прямое соединение полуккомплектов защит по ВОЛС. Допускается применение каналообразующей аппаратуры по ВОЛС с интерфейсом связи с терминалом защит IEEE C37.94.

14.9.4 На «тупиковых» линиях допускается применение двух комплексов дистанционно-токовых защит без ускорения.

При наличии на обратных концах «тупиковых» линий выключателей, на них должен устанавливаться один комплект дистанционно-токовых защит и автоматики выключателя.

14.9.5 Комплекс быстродействующей защиты с абсолютной селективностью линии 110-220 кВ должен выполнять следующие функции:

- дифференциальная токовая защита линии (при необходимости);
- дистанционно-токовые защиты с ускорением;
- автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО);
- автоматика фиксации отключения линии (АФОЛ) (при необходимости);
- прием и отправка команд РЗ и ПА на противоположный конец линии с использованием каналов связи по ВОЛС и/или УПАСК-ВЧ;
- АУВ и УРОВ выключателя;
- определение места повреждения (ОМП);
- регистрация аварийных событий.

14.9.6 В состав дистанционно-токовых защит должны, как правило, входить пятиступенчатая дистанционная защита от всех видов КЗ, четырехступенчатая направленная токовая защита нулевой последовательности и двухступенчатая МТЗ.

14.9.7 Для схем с двумя выключателями комплексы защит линии должны подключаться на сумму токов выключателей.

14.9.8 Отдельные (по выбору) ступени дистанционной защиты должны блокироваться при качаниях.

14.9.9 Должна предусматриваться возможность оперативного и автоматического ускорения ступенчатых защит и выбора ускоряемых ступеней.

14.10 РЗА обходного выключателя 110-220 кВ

14.10.1 Для обходного выключателя 110-220 кВ должны предусматриваться два равноценных комплекса релейной защиты и автоматики.

14.10.2 Комплекс РЗА и ПА обходного выключателя 110-220 кВ должен выполнять следующие функции:

- дистанционно-токовые защиты с ускорением;
- автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО);
- автоматика фиксации отключения линии (АФОЛ) (при необходимости);
- прием и отправка команд РЗ и ПА на противоположный конец линии с использованием каналов связи по ВОЛС и/или ВЧКС;
- АУВ и УРОВ выключателя;
- определение места повреждения (ОМП);
- регистрация аварийных событий.

14.10.3 В состав дистанционно-токовых защит должны, как правило, входить пятиступенчатая дистанционная защита от всех видов КЗ,

четырёхступенчатая направленная токовая защита нулевой последовательности и двухступенчатая МТЗ.

14.10.4 При наличии на переводимых на ОВ присоединениях быстродействующих защит с ускорением с использованием каналобразующей аппаратуры по ВОЛС (интерфейс связи с терминалом защит IEEE C37.94) или УПАСК-ВЧ должен быть предусмотрен, как правило, перевод цепей/канала ускорения на защиты ОВ.

14.10.5 При наличии на переводимых на ОВ присоединениях ДЗЛ и быстродействующих защит работающих по опто-каналам должен быть предусмотрен перевод данных комплексов защит по цепям тока, напряжения (SV потоков тока и напряжения) и действия.

14.11 РЗА шиносоединительного и секционного выключателя 110-220 кВ

14.11.1 Для шиносоединительного и секционного выключателя 110-220 кВ должны предусматриваться два равноценных комплекса релейной защиты и автоматики.

14.11.2 Комплекс РЗА и ПА шиносоединительного и секционного выключателя 110-220 кВ должен выполнять следующие функции:

- токовые защиты;
- автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО);
- автоматика фиксации отключения линии (АФОЛ) (при необходимости);
- прием и отправка команд РЗ и ПА на противоположный конец линии с использованием каналов связи по ВОЛС и/или ВЧКС;
- УРОВ выключателя;
- АУВ выключателя;
- определение места повреждения (ОМП);
- регистрация аварийных событий.

14.12 РЗА РУ 10-35 кВ

14.12.1 Релейная защита и автоматика вводного выключателя РУ 10-35 кВ должна выполняться в составе защит (авто)трансформаторов.

14.12.2 Комплекс релейной защиты и автоматики секционного выключателя РУ 10-35 кВ должен выполнять следующие функции:

- МТЗ;
- направленная МТЗ в случае возможности подпитки КЗ со стороны РУ;
- защита от замыканий на землю в сети с резистивно-заземленной нейтралью;
- логическая защита шин;
- контроль тока для дуговой защиты двух секций;
- АВР;

- УРОВ;
- АУВ;
- контроль синхронизма при включении выключателя;
- расчет ресурса выключателя;
- регистрация аварийных событий.

14.12.3 Комплекс релейной защиты и автоматики присоединения РУ 10-35 кВ должен выполнять следующие функции:

- МТЗ;
- направленная МТЗ в случае возможности подпитки КЗ со стороны присоединения;
- защита по обратной мощности (на присоединениях питающих двигательную нагрузку),
- защиту от перегрузки;
- логическая защита шин;
- защита от замыканий на землю в сети с резистивно-заземленной нейтралью;
- сигнализацию «замыкания на землю» в сети с изолированной или компенсированной нейтралью;
- контроль тока для дуговой защиты ячейки присоединения;
- АЧР и ЧАПВ;
- ТАПВ;
- УРОВ;
- АУВ;
- контроль синхронизма при включении выключателя (в случае возможности несинхронного включения);
- расчет ресурса выключателя;
- регистрация аварийных событий.

14.12.4 На РУ 6-35 кВ должны быть выполнены следующие защиты:

- ДЗШ (на ответственных подстанциях по требованию заказчика либо при наличии генерации на шинах 6-35кВ);
- логическая защита шин;
- дуговая защита.

14.12.5 Защита от замыканий на землю при низкоомном резистивном заземлении нейтрали должна обеспечивать селективное отключение поврежденного присоединения за минимально возможное время. Защита должна выполняться в соответствии с требованиями СТП 09110.20.187.

14.13 Регистрация аварийных процессов

14.13.1 Регистрация аварийных процессов и событий должна выполняться с использованием функции в составе защит присоединений.

14.13.2 На ЦПС без шины процесса по требованию заказчика дополнительно могут устанавливаться регистраторы аварийных процессов (РАС),

обеспечивающие запись аналоговых значений токов и напряжений, а так же GOOSE сообщений.

РАС должны подключаться к вторичным обмоткам ТН класса 0,5 и ТТ класса 5P с требуемой номинальной предельной кратностью.

14.13.3 На ЦПС с шиной процесса по требованию заказчика могут устанавливаться специализированные регистраторы аварийных процессов, обеспечивающие запись SV потоков и GOOSE сообщений. Регистраторы должны иметь необходимое количество Ethernet портов для подключения к отдельным сегментам шины процесса и шины станции и поддерживать протокол резервирования PRP.

14.14 Определение места повреждения на линиях

14.14.1 Определение места повреждения на ВЛ 330 кВ и выше, КЛ и КВЛ 110 кВ большой протяженности или проходящих по территории городов должно выполняться, как правило, волновым методом с использованием отдельного устройства ОМП или функции в составе защиты линии.

Выполнение расчета должно выполняться в устройстве или на диспетчерском пункте по данным двух устройств ОМП установленных на разных концах линии.

14.14.2 Определение места повреждения на остальных ВЛ, КЛ и КВЛ 110-220 кВ должно выполняться с использованием функций ОМП в составе защит линий. Допускается дополнительно использовать функцию ОМП в регистраторах аварийных процессов или использовать специальное программное обеспечение, использующее данные регистрации аварийных процессов устройств защиты присоединений.

14.15 Противоаварийная автоматика

14.15.1 Разработка ПА в проекте ЦПС должна выполняться на основе результатов расчетов устойчивости энергосистемы. Для этого должны быть выполнены расчеты статической и динамической устойчивости. На основании анализа результатов расчетов устойчивости должна быть разработана структурная схема комплекса ПА региона или скорректирована существующая структурная схема. В соответствии с новой структурной схемой комплекса ПА региона выполняется размещение требующихся устройств ПА на проектируемой ЦПС и на других связанных с ней ПС.

14.15.2 При проектировании ПА должны учитываться требования НТП ПС [СТП 33243.01.216-16].

14.15.3 Необходимые функции ПА должны, как правило, выполняться в составе защит присоединений.

14.15.4 Отдельные устройства ПА должны включаться в шину станции и шину процесса (при необходимости).

14.16 Передача аварийных сигналов и команд

14.16.1 Передача аварийных сигналов и команд противоаварийного управления с одного энергетического объекта на другой, как правило, должна выполняться с использованием устройств РЗА и ПА линий или специализированных устройств передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК) работающих по ВЧ-каналам (УПАСК-ВЧ), ВОЛС, через мультиплексоры или по выделенным каналам Ethernet.

14.16.2 УПАСК-ВЧ должно обеспечивать возможность передачи команд РЗА (отключения, ускорение, блокировка) и команд ПА.

14.16.3 УПАСК, как правило, должен иметь возможность передавать команды непосредственно в шину станции с использованием протокола GOOSE без использования дополнительных устройств.

15 УПРАВЛЕНИЕ И ОПЕРАТИВНАЯ БЛОКИРОВКА

15.1 Управления основными элементами электрических схем РУ ЦПС (выключателями, приводами РПН, разъединителями и заземляющими разъединителями с электродвигательными приводами и т.д.) должно выполняться:

- с вышестоящих уровней управления;
- с АРМа оперативного персонала, входящего в состав АСУТП;
- с терминалов с функциями автоматики и управления;
- с безопасного расстояния с использованием переносных или стационарных блоков управления, подключаемых к шкафам управления основного оборудования и ячейкам, установленным в зданиях и на территории ОРУ.

15.2 Основная сигнализация на ПС должна выполняться в составе АСУТП на экранах АРМ оперативного персонала в следующем объеме:

- отображение положения всех коммутационных аппаратов и РПН;
- обобщенная звуковая предупредительная и аварийная сигнализация;
- индивидуальная предупредительная и аварийная сигнализация отклонения от нормального режима работы, неисправностях и аварийных режимах работы оборудования и энергосистемы;
- сигнализация всех систем интегрированных в АСУТП.

15.3 Резервная сигнализация на ПС должна выполняться в минимальном объеме:

- центральная звуковая сигнализация, обеспечивающая привлечение внимания персонала при выводе из работы или неисправности АРМа оперативного персонала;
- отображение положения дистанционно управляемых аппаратов на экранах терминалов релейной защиты и автоматики;

- индивидуальная визуальная на экранах и лицевых панелях терминалов релейной защиты и автоматики, обеспечивающая предварительный анализ ситуации;
- световая сигнализация положения аппаратов – на переносных или стационарных блоках управления.

15.4 Центральная звуковая сигнализация должна выполняться с использованием отдельного устройства, подключаемого в шину станции с использованием протоколов MMS и GOOSE стандарта IEC 61850.

Устройство звуковой сигнализации должно обеспечивать:

- звуковой сигнал для привлечения внимания (авария либо неисправность);
- голосовое оповещение о типе аварии или неисправности.

Звуковая сигнализация должна быть независима от АСУТП.

15.5 Оперативная блокировка предназначена для предотвращения неправильных действий с разъединителями и заземляющими разъединителями (заземляющими ножами разъединителей) и должна выполняться с учетом следующих требований:

- разъединители напряжением 6 кВ и выше должны иметь механическую и электромагнитную блокировки со своими заземлителями;
- разъединители с электродвигательными приводами должны иметь, кроме того, электрическую блокировку со своими заземлителями.

15.6 Оперативная блокировка должна выполняться в терминале управления соответствующего присоединения (с использованием GOOSE сообщений) или в отдельном микропроцессорном устройстве оперативной блокировки (интегрируемом в АСУТП).

15.7 Питание цепей оперативной блокировки и управления разъединителями и заземляющими разъединителями должно осуществляться от СОПТ через DC-DC конвертер напряжения. Должна обеспечиваться возможность питания преобразователя от разных АКБ СОПТ.

15.8 На выходе конвертера должны быть организованы шинки питания ОБР. Питание цепей ОБР каждой зоны должно организовываться от шинок питания через отдельный автоматический выключатель.

15.9 В цепях питания ОБР (после DC/DC конвертера) следует предусматривать устройства контроля изоляции и устройства контроля напряжения.

15.10 Информация о работе системы питания ОБР (напряжение, контроль изоляции, неисправности по каждой зоне и т.д.) должна обрабатываться отдельным устройством и передаваться в шину станции с использованием протоколов MMS и GOOSE стандарта IEC 61850.

15.11 При двух рабочих системах шин оперативная блокировка должна разрешать включение и отключение одного шинного разъединителя при включенном другом шинном разъединителе данного присоединения и включенных шиносоединительном выключателе и его разъединителях.

15.12 В приводе разъединителя должна быть предусмотрена возможность механического разблокирования замка на время выполнения операции ручного управления при помощи специального ключа.

15.13 Управление приводами с переносных или стационарных блоков управления должно быть заблокировано с помощью оперативной блокировки.

15.14 В переносных или стационарных блоках управления разъединителями должна быть предусмотрена световая сигнализация разрешения управления коммутационным аппаратом от оперативной блокировки, а так же предусмотрена схема деблокировки в случае неисправности оперативной блокировки.

16 АСУТП

16.1.1 АСУТП выполняется в соответствии с требованиями настоящего СТП, а также требованиями других ТНПА, не противоречащих настоящему СТП.

16.2 При проектировании АСУТП необходимо учитывать ее роль как источника полной, своевременной и достоверной информации о режимах и состоянии оборудования ПС и прилегающих участков электрических сетей для АСУ всех уровней иерархии управления в электроэнергетике.

С точки зрения оперативно-технологического управления режимами электрических сетей и энергосистем АСУТП должна быть подсистемой нижнего уровня для иерархических автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ) организации, в чьем оперативном управлении (ведении) находится ЦПС.

Так же, АСУТП должна быть источником необходимой информации для ремонтно-технического обслуживания ЦПС.

16.3 Оперативно-технологическое управления режимами работы ЦПС осуществляется с диспетчерских пунктов вышестоящих уровней управления. Для управления подстанцией персоналом ОВБ должен предусматриваться пункт управления, оснащенный АРМ оперативного персонала.

16.4 Объемы работ по проектированию АСУТП ЦПС должны быть определены техническим заданием заказчика на разработку АСУТП и учитывать:

- структуру оперативно-технологического управления и ремонтно-технического обслуживания ЦПС;

- информацию о реальном состоянии средств АСДУ на диспетчерских пунктах;
- оценку целесообразности и необходимых объемов ТПВ и РК оборудования ДП для обеспечения управления и взаимодействия с проектируемой в их зоне ответственности ЦПС;
- технические параметры всех проектируемых на подстанции систем (РЗА, ПА, АСКУЭ, СОПТ, автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности, систем мониторинга и диагностики силового оборудования, инженерных систем, технологического и охранного видеонаблюдения, пожарной и охранной сигнализации, пожаротушения, средств и систем информационного обмена с высшими уровнями иерархии управления и т.д.).

16.5 Проектирование средств и систем автоматизированного управления ЦПС должно осуществляться с учетом и взаимным согласованием основных технических решений, принимаемых при проектировании на ЦПС основного контролируемого и управляемого оборудования (трансформаторов, КА, СКРМ и т.д.), а также средств и систем автоматизации.

16.6 АСУТП должна быть спроектирована и реализована с учетом рекомендаций стандарта IEC 61850.

16.7 Система АСУТП должна быть рассчитана на непрерывное функционирование. При отказах отдельных элементов допускается деградация соответствующих функций системы. Система диагностики должна обеспечивать выявление адреса отказавших технических и программных средств.

16.8 Ключевым компонентом АСУТП должна быть SCADA система, реализующая функции визуализации всех технологических процессов ЦПС, в том числе представление состояния коммутационных аппаратов главной схемы, основных коммутационных аппаратов ЩСН, ЩПТ, мониторинг РЗА и ПА, измерений и выдачи команд телеуправления и т.д..

16.9 Информационные функции системы предназначены для обработки и представления полной, достоверной, своевременной и понятной информации о работе основного оборудования ПС и автоматических устройств.

По отношению к процессу управления информационные функции делятся на:

- оперативные, используемые в процессе непосредственного управления ПС и адресованные оперативно-диспетчерскому персоналу, находящемуся непосредственно на подстанции, а также в диспетчерской службе вышестоящих уровней управления;
- неоперативные, направленные на анализ, коррекцию работы ПС и планирование долгосрочных мероприятий, предназначенные для

персонала, ответственного за эксплуатацию основного оборудования и технических средств системы.

Ориентировочный перечень информационных функций, которые должна выполнять система:

- прием и первичная обработка информации;
- телеуправление;
- контроль параметров по предельным значениям;
- технологическая сигнализация;
- человеко-машинный интерфейс;
- обмен информации с технологическими системами на подстанции;
- обмен информации с верхними уровнями управления;
- архивирование и протоколирование информации;
- формирование баз данных;
- служба единого времени;
- начальная загрузка и восстановление конфигурации системы;
- тестирование и самодиагностика системы;
- и другие.

16.10 Управление должно организовываться как автоматизированное. Неавтоматизированное управление (в частности, при оперативном управлении КА) допускается для низковольтного оборудования, а для высоковольтного – может использоваться в качестве резервного.

16.11 Проектируемые средства автоматизации ЦПС должны обеспечивать поддержание заданных параметров режима без участия персонала с соответствующим контролем и выдачей информации на верхние уровни управления при существенных отклонениях от задания или нарушениях режима. Объемы информации передаваемой на верхние уровни управления, а также команд управления должны обеспечивать управление ЦПС во всех режимах.

16.12 В АСУТП ЦПС должны реализовываться «базовые» информационные и управляющие функции, т.е. функции, необходимые для организации и ввода в действие целостной системы управления, а также для ее эффективного функционирования во всех режимах работы ПС.

16.13 «Базовые» функции системы управления ЦПС должны обеспечивать выполнение следующих функций (задач):

- контроль текущего состояния основного оборудования;
- контроль текущих параметров режима и их отклонений за допустимые пределы;
- аварийная и предупредительная сигнализация;
- отображение текущего состояния оборудования и параметров режима на АРМ оперативного персонала;
- дистанционное управление КА и другими управляемыми элементами подстанции (в том числе, оперативными элементами

- вторичных схем, установочными элементами автоматических устройств и др.);
- сбор и обработка текущей информации от оборудования и систем;
 - контроль исправности цепей блокировки коммутационных аппаратов;
 - регистрация (и архивирование) событий и параметров, необходимых для оперативного и ретроспективного анализа работы оборудования, персонала и средств автоматизации, в том числе:
 - регистрация фактов неправильного функционирования – в том числе неисправности – технических средств управления (при наличии необходимых средств обнаружения);
 - регистрация действий персонала;
 - обмен информацией с другими уровнями иерархии управления функционированием и эксплуатацией электрических сетей;
 - обеспечение информационного взаимодействия с системами и средствами автоматизации на ЦПС и смежными системами.

16.14 По согласованию с заказчиком рекомендуется расширять состав реализуемых функций АСУТП за счет решения других задач контроля, анализа, диагностики и управления, повышающих качество системы управления и, как следствие, эффективность функционирования и эксплуатации.

16.15 Требования к организации измерительных каналов приведены в разделе 13.

16.16 Для присоединений и шин РУ 110 кВ и выше должно выполняться измерение следующих текущих режимных параметров: токи (по каждой фазе, действующее), напряжения (по каждой фазе, действующее), активная и реактивная мощность, частота.

Для вводов трансформаторов и шин 10-35 кВ должно выполняться измерение следующих текущих режимных параметров: токи (по каждой фазе, действующее), напряжения (по каждой фазе, действующее), напряжения нулевой последовательности, активная и реактивная мощность, частота.

Для присоединений 10-35 кВ должно выполняться измерение тока (действующее). Рекомендуется дополнительно выполнять измерение активной и реактивной мощности.

16.17 Программно-технические средства (ПТС), применяемые в канале измерения, должны обеспечивать первичную обработку аналоговой/цифровой информации, включающую, как правило, масштабирование, фильтрацию, контроль и обеспечение достоверности информации. При вводе аналоговых сигналов в соответствующие ПТС допускается использование определенной зоны нечувствительности,

величина которой должна выбираться таким образом, чтобы не нарушалась технологическая логика решения всех функциональных задач АСУТП.

16.18 Контроль текущего состояния основного оборудования (дискретная информация) и выдача сигналов управления КА должна выполняться с использованием IED и/или терминалов РЗА и ПА. Должна проверяться достоверность дискретной информации о положении КА. Для этого для каждого КА должно обрабатываться два сигнала, соответствующих его включенному и отключенному положению.

16.19 Управление выключателем должно осуществляться через терминал РЗА с функцией автоматики выключателя.

16.20 Управление разъединителями и заземляющими ножами должно осуществляться через IED, установленный вблизи оборудования.

16.21 Если предусматривается управление КА и другими управляемыми элементами ЦПС от автоматического устройства, то должна обеспечиваться возможность перехода от режима автоматического управления на режим оперативного управления по инициативе оператора или автоматически (в последнем случае, если реализуется автоматическое обнаружение неисправности).

16.22 Время выдачи команды управления на исполнительный орган должно быть не более 3 с. Время выдачи команды - это время от момента инициализации команды с АРМ до получения обратного сообщения о передаче ее на исполнительный орган. Указанное время должно быть гарантировано при всех режимах работы системы.

16.23 Регистрироваться и заноситься в архив АСУТП должны следующие события:

- действия оперативного персонала по управлению подстанцией персоналом с АРМ или по месту;
- реализация команд управления устройствами блокировки и автоматического управления (но не автоматического регулирования);
- изменение положения КА, автоматов и ключей вторичных цепей;
- выход параметров за установленные допустимые пределы;
- появление, квитирование и прекращение аварийной и предупредительной сигнализации;
- запуск и срабатывание устройств РЗА и ПА;
- отказы и неисправности всех технических средств;
- события и данные формируемые другими системами;
- команды управления и данные, посылаемые другим системам;
- другие события и данные по согласованию с заказчиком

Регистрация должна осуществляться с указанием времени возникновения, наименований событий и их принадлежности к соответствующим объектам

управления. Точность фиксации времени событий должна быть согласована со средствами регистрации аварийных процессов и позволять однозначно распознавать при анализе последовательность событий, в частности, два последовательных переключения КА наивысшего быстродействия. Система регистрации должна обеспечивать персоналу возможность дальнейшего анализа событий, а также отображения и архивирования результатов анализа.

При регистрации событий и параметров режима ПС должны предусматриваться меры для защиты зарегистрированной техническими средствами информации от несанкционированного изменения персоналом.

16.24 Регистрация аварийных процессов и событий должны выполняться МП устройствами РЗА и ПА или другими системами, установленными на подстанции.

В общем случае регистрации (осциллографированию) подлежат электромагнитные переходные процессы, связанные с короткими замыканиями и работой устройств РЗА (токи, напряжения, дискретные сигналы о работе РЗА, состояние выключателей, параметры СОПТ). Должны также регистрироваться параметры электромагнитных процессов, вызванные нарушениями в работе сетей напряжением 110 кВ и выше и сопровождающиеся работой устройств ПА (АОПН, АЛАР, АЧР, КНР и т.д.).

Должна быть предусмотрена возможность автоматической передачи результатов регистрации с терминалов РЗА и ПА и других устройств на верхний уровень АСУТП для дальнейшего архивирования и ретроспективного анализа, а также отображения данных на АРМ оперативного персонала и инженера-релейщика.

16.25 Для обеспечения возможности ретроспективного анализа режимов работы ПС должно производиться архивирование зарегистрированных параметров и событий. Как правило, архивированию подлежит регистрируемая информация о событиях и процессах, а также сообщения, выданные оперативным персоналом объекта на высшие уровни управления, и распоряжения по проведению коммутаций в главной схеме и других оперативных действий.

Данные архива должны сохраняться на резервных носителях по установленному регламенту (в том числе, по срокам хранения).

Зарегистрированная и архивируемая информация не должна теряться и искажаться в случаях нарушений электропитания. Должна также обеспечиваться защита этой информации от вирусов и несанкционированного доступа.

Формирование и ведение архива должно обеспечивать персоналу удобный доступ ко всей хранимой информации.

16.26 АСУТП должна максимально полно использовать данные, собираемые и обрабатываемые на ПС средствами АСКУЭ.

16.27 Самодиагностика АСУТП должна обеспечивать непрерывную техническую диагностику ПТК с глубиной поиска дефекта до уровня отказавшего устройства, информационного канала или программного модуля системы.

16.28 Средствами АСУТП должны выполняться передача информации, необходимой высшим уровням оперативно-технологического управления, как в штатном автоматическом режиме, так и по запросу верхнего уровня иерархии управления. В задачи АСУТП входит также прием информации, поступающей с высших уровней иерархии управления (заданных значений режимных параметров или графиков их изменения, заданных значений уставок устройств РЗА и т.д.).

16.29 Информационный обмен телеметрической информацией с высшими уровнями диспетчерского управления выполняется в соответствии с требованиями действующих ТНПА и согласовываться с заинтересованными диспетчерскими службами и эксплуатирующей организацией.

Информационный обмен телеметрической информацией с высшими уровнями иерархии управления должен осуществляться с применением цифровых каналов передачи данных с использованием протоколов IEC 60870-5-104 и IEC 60870-5-101.

Суммарное время на измерение и передачу телеметрической информации с объекта диспетчеризации в диспетчерский центр, а также время выдачи команды управления с диспетчерского центра на управляемый аппарат, устанавливается требованиями подсистем системы оперативно-диспетчерского управления, использующих эту информацию, и должно быть не более 3 с.

Обмен телеметрической информацией и командами управления между ЦПС 330 кВ и выше и диспетчерскими центрами должен осуществляться по двум независимым каналам (маршрутам) связи, обеспечивающим необходимый уровень надежности передачи данных.

16.30 АСУТП должна осуществлять подготовку и передачу различной технологической информации (в том числе параметров режима, состояния оборудования, событий, данных диагностики) на соответствующие уровни оперативно-технологического управления и ремонтно-технического обслуживания.

Обмен технологической информацией между ЦПС 330 кВ и выше и заинтересованными диспетчерскими службами и эксплуатирующими организациями должен осуществляться по двум независимым каналам (маршрутам) связи. Для ЦПС 110 кВ допускается применение одного

каналам связи, обеспечивающего необходимый уровень надежности передачи данных.

16.31 К информационному обмену между компонентами в составе АСУТП и со смежными системами контроля и управления (АСКУЭ, система мониторинга и диагностики основного оборудования, связи и др.) предъявляются следующие требования:

- обмен информацией между компонентами системы должен основываться на цифровых каналах передачи данных с использованием протокола MMS стандарта IEC 61850-8-1;
- обмен информацией между АСУТП и РЗА и ПА должен основываться на цифровых каналах передачи данных с использованием протокола MMS стандарта IEC 61850-8-1 и в некоторых случаях Modbus (п.14.2.24);
- обмен информацией со смежными системами контроля и управления должен основываться на цифровых каналах передачи данных с использованием протокола MMS стандарта IEC 61850-8-1. Допускается применение протоколов IEC 60870-5-101 и IEC 60870-5-104;
- запрещается использование закрытых или нестандартных протоколов обмена;
- передаваемые данные должны иметь метку времени и соответствующие их назначению атрибуты (достоверность, превышение уставки);
- должна быть обеспечена возможность синхронизации интегрируемых систем с астрономическим временем с точностью не хуже 1 мс;
- в составе передаваемой информации должна быть служебная информация (результаты внутренней самодиагностики технического и программного обеспечения, наличие несчитанной информации, импульсы синхронизации и т.п.).

16.32 Устанавливаемые на подстанции микропроцессорные устройства РЗА и ПА должны рассматриваться как компоненты нижнего уровня ПТК, которые могут использоваться в качестве источников значительного объема информации для решения различных задач контроля и управления объектом в нормальных и аварийных режимах.

АСУТП должна обеспечивать следующие функции в части интеграции с микропроцессорными устройствами РЗА и ПА:

- считывание токов и напряжений, активной и реактивной мощности и других электрических параметров текущего режима работы;
- считывание текущих состояний дискретных входов и внутренних функций;
- изменение групп уставок терминала;
- телеуправление КА через выходные реле терминалов;

- фиксацию, регистрацию (запись) действий устройств РЗА и ПА, формирование и передачу сигналов об их срабатывании;
- контроль изменения параметров настройки устройств;
- периодический контроль исправности устройств РЗА и ПА и/или сбор данных о результатах диагностики и регистрация (запись) результатов;
- считывание списка зарегистрированных событий;
- считывание аварийных осциллограмм, зарегистрированных устройствами РЗА и ПА (в ручном и автоматическом режиме);
- дистанционный просмотр и изменение параметров настройки устройств РЗА и ПА в диалоговом режиме с АРМ инженера службы РЗА, работа в терминальном режиме при наладке и ручном управлении.

16.33 При реализации взаимодействия АСУТП с АСКУЭ должна обеспечиваться возможность:

- считывание токов и напряжений, активной и реактивной мощности и других электрических параметров текущего режима работы;
- считывание информации по потреблению электроэнергии;
- получения текущей информации о функционировании системы.

Интеграция с системами АСКУЭ должна выполняться на уровне ЦСЭ или УСПД.

16.34 При реализации взаимодействия АСУТП с системами мониторинга и диагностики оборудования должна обеспечиваться возможность:

- получения текущей информации о состоянии контролируемого оборудования;
- получения архивной информации о работе контролируемого оборудования (при её наличии);
- получения текущей информации о функционировании системы.

Должна также обеспечиваться возможность доступа к архиву данных мониторинга и диагностики оборудования с верхних уровней управления.

16.35 При реализации взаимодействия АСУТП с системами автоматического управления (управления охлаждением трансформатора, пожаротушения, регулирования напряжения и реактивной мощности и др.) должна обеспечиваться возможность:

- получения текущей информации о функционировании системы;
- изменения уставок системы;
- отключения системы автоматического управления и переход на режим оперативного дистанционного управления (если это целесообразно и технически осуществимо).

16.36 При проектировании АСУТП должен быть организован пункт управления ЦПС, на котором размещается стационарный АРМ оперативного

персонала и с которого осуществляется оперативное управление и связь с верхним уровнем диспетчерского управления энергосистемы. ПУ предназначен для управления ПС в целом во всех режимах функционирования.

Дополнительно должна быть предусмотрена возможность подключения:

- мобильного АРМ оперативного персонала, с которого может осуществляться контроль и управление всем оборудованием подстанции;
- мобильного АРМ инженера-релейщика, на котором осуществляется анализ аварийных ситуаций, контроль работы устройств РЗА, управление их уставками в соответствии с инструкциями;
- мобильного АРМ системного инженера, ответственного за обслуживание комплекса технических и программных средств АСУТП.

16.37 В качестве основного средства организации контроля и сигнализации текущего состояния и режима оборудования на ЦПС должен использоваться АРМ оперативного персонала, на экране которого отображаются мнемосхемы электрических соединений, положение КА и других управляемых элементов ПС в динамике, а также – при необходимости – текущих значений режимных параметров.

16.38 Взаимодействие персонала с АСУТП рекомендуется строить на основе выбора конкретных управляемых и контролируемых элементов на мнемосхеме. В данном случае под управляемым элементом понимается элемент первичной или вторичной схемы, состояние которого изменяется в результате выполнения команды, подаваемой оперативным персоналом, а под контролируемым – элемент оборудования, применительно к которому осуществляется контроль состояния и (или) режимных параметров.

Для улучшения восприятия оперативным персоналом текущей информации рекомендуется проектировать автоматическое представление на мнемосхеме обобщенной информации, относящейся к соответствующему фрагменту главной электрической схемы, содержащему выбранный контролируемый элемент, с последующей ее детализацией по инициативе персонала.

С целью повышения самоконтроля оперативного персонала при управлении КА главной электрической схемы ПС рекомендуется обеспечивать возможность обзора мнемосхемы участка соответствующего напряжения, к которому относится управляемый элемент, а также предусматривать следующие операции управления:

- выбор управляемого элемента;
- получение подтверждения правильности выбора и возможности проведения операции с данным элементом;
- выдача команды управления;
- получение подтверждения исполнения команды.

Реализация любой операции должна строиться так, чтобы исключить ее случайное выполнение. При этом должен быть исключен одновременный выбор двух и более управляемых элементов.

16.39 Формы отображения (выбор мнемознаков, цветовая и яркостная индикация, расположение элементов и т.д.) должны соответствовать действующим стандартам и нормам.

Динамическая аналоговая информация на мнемосхемах должна обновляться с периодичностью, достаточной для решения задач оперативного управления.

Предупредительная и аварийная сигнализация должны различаться по характеру сигнала, по формам и способам визуального представления.

16.40 Встроенных часов технических средств АСУТП должны синхронизироваться от единого источника астрономического времени подстанции с использованием протоколов NTP (SNTP). Точность синхронизации, а также точность привязки меток времени событий, фиксируемых в устройствах нижнего уровня системы, к астрономическому времени должны быть не хуже 1 мс.

16.41 При поэтапном проектировании и строительстве ЦПС верхний уровень АСУТП (серверы, сетевое оборудование, АРМ и т.п.) должен проектироваться с учетом перспективного развития ЦПС, т.е. ввод в работу дополнительных средств автоматизации должен осуществляться с минимальными изменениями программного и аппаратного обеспечения уже введенной в работу АСУТП.

16.42 АСУТП ПС 110 кВ должна быть построена на базе одного сервера, который должен иметь резервированные блоки питания и дисковый массив не ниже RAID5, а так же поддерживать возможность горячей замены вентиляторов, жестких дисков и блоков питания без необходимости вывода его из работы.

16.43 АСУТП ПС 110 кВ (по требованию заказчика) и ПС 220 кВ и выше должна быть построена на базе двух серверов, которые должны находиться в состоянии горячего резерва. Сервера должны иметь резервированные блоки питания и дисковый массив не ниже RAID5, а так же поддерживать возможность горячей замены вентиляторов, жестких дисков и блоков питания без необходимости вывода их из работы.

16.44 Питание серверов должно осуществляться от двух независимых источников гарантированного питания (п.11.1.21).

16.45 Информационный обмен телеметрической информацией с высшими уровнями иерархии управления должен осуществляться с применением двух шлюзов связи, которые в режиме реального времени должны поддерживать одновременные сессии со всеми диспетчерскими центрами.

16.46 Информационный обмен технологической информацией с соответствующими уровнями оперативно-технологического управления и ремонтно-технического обслуживания должен осуществляться с серверов АСУТП. Допускается для организации обмена технологической информацией применять независимые технологические шлюзы связи.

16.47 Любой отказ или комбинация из двух отказов ПТК АСУТП, произошедших одновременно, не должны приводить к ситуации, при которой возникает угроза жизни персонала.

16.48 Программное обеспечение (ПО) должно базироваться на международных стандартах и отвечать следующим принципам:

- модульность построения всех составляющих;
- эффективность (минимальные затраты ресурсов на создание и обслуживание ПО);
- простота интеграции (возможность расширения и модификации);
- гибкость и открытость (возможность внесения изменений и перенастройки силами обученного персонала заказчика);
- надежность (соответствие заданному алгоритму, отсутствие ложных действий);
- защищенность от несанкционированного доступа и разрушения, как программ, так и данных;
- простота процедуры перезапуска и живучесть (реконфигурация при частичных отказах, восстановление после сбоев);
- унификация решений;
- общепринятые форматы выходных файлов и способов межзадачного обмена.

17 УЧЕТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

17.1 Общие положения

17.1.1 Учет электроэнергии и организация АСКУЭ выполняется в соответствии с требованиями настоящего СТП, а также требованиями других ТНПА, не противоречащих настоящему СТП.

17.1.2 В части требований, не указанных в настоящем СТП, следует руководствоваться соответствующими требованиями ТКП 339 (в части учета), СТП 33243.01.216-16 (в части учета), СТБ 2096-2010, СТП 09110.35.126-09.

17.1.3 Учет (расчетный и контрольный), контроль качества электроэнергии и балансовые задачи выполняются средствами АСКУЭ и АСКПКЭ.

17.1.4 Основным источником результатов измерений параметров сети для АСУТП, как правило, должны являться средства учета и контроля качества электроэнергии, входящие в состав АСКУЭ/АСКПКЭ.

17.1.5 Для обеспечения взаимодействия между собой, со смежными системами, ведения журналов, профилей нагрузок и т.д. необходимо использовать устройства АСКУЭ/АСКПКЭ с поддержкой соответствующих логических узлов по IEC 61850 (разделов IEC 61850-7-4, IEC 61850-7-2 и других).

17.1.6 Информационный обмен со смежными системами должен производиться с использованием протоколов GOOSE и MMS (IEC 61850), механизма отчетов или иных стандартизованных способов.

В качестве типовых данных, передаваемых с помощью МЭК 61850-8-1, следует использовать:

- Для GOOSE сообщений – дискретные сигналы положения коммутационных аппаратов, неисправности трансформаторов и/или МУ и другие дискретные сигналы.
- Для MMS сообщений – результаты (вычисленные) измерений, команды управления между устройствами и приложениями, сообщения о состоянии сетевых устройств и другие сообщения.

Конкретизация состава данных выполняется в строительном проекте.

17.1.7 Средства АСКУЭ/АСКПКЭ и соответствующее сетевое оборудование, как правило, должны соответствовать следующим требованиям:

- безвентиляторное исполнение;
- минимальное энергопотребление;
- не требует обслуживания или требует минимального обслуживания в течение всего срока эксплуатации.

17.1.8 Устройства АСКУЭ (включая МУ), как правило, располагаются в отдельном сегменте сети (подсети). Распределение адресного пространства, распределение устройств по VLAN указывается в проектной документации стадии строительного проекта. При этом следует учитывать требования разделов 12.3 и 13.

17.1.9 Взаимодействие со смежными системами, располагаемыми в других подсетях, выполняется с использованием маршрутизации, осуществляемой МСЭ (предпочтительно), коммутаторами третьего уровня или маршрутизаторами.

17.2 Точки учета и контроля ПКЭ

17.2.1 Требования данного раздела распространяются на ЦИК, построенные с использованием:

- ЦТТ, ЦТН, ЦСЭ, ЦУКПКЭ и соответствующего сегмента ЛВС;
- с использованием ТТ, ТН и их вторичных цепей, заводимых в МУ, ЦСЭ, ЦУКПКЭ и соответствующего сегмента ЛВС;
- смешанный, объединяющий вышеуказанные.

17.2.2 Состав точек учета электроэнергии на энергообъекте должен обеспечивать контроль баланса электроэнергии и мощности по объекту в целом, для РУ каждого номинального напряжения и каждой системы/секции шин в отдельности.

17.2.3 К точкам контрольного учета 220 кВ и выше следует применять требования, аналогичные требованиям к точкам расчетного учета. Для остальных точек учета данное требование является рекомендательным.

17.2.4 Для выполнения требований п. 17.1.4 состав точек учета, возможности средств учета электроэнергии должны учитывать требования АСУТП.

17.2.5 Места установки основного и дублирующего средств учета регламентируется ТКП 339-2011 и СТП 33243.01.216-16.

17.2.6 Рекомендованным методом дублирования средств учета является дублирование внутренних схем в рамках одного устройства при условии обеспечения аппаратного «горячего резервирования». При отсутствии указанной возможности допускается установка двух физически различных средств учета – основного и дублирующего.

17.2.7 При использовании на присоединении только одного средства учета необходимо предусматривать групповой резерв из расчета не менее 20% от общего числа цифровых средств учета. Указанные устройства должны работать в режиме «горячего резервирования» и быть включены в шину процесса и шину станции. Если указанные шины разделены на несвязанные сегменты, то групповой резерв (с указанными параметрами) предусматривается для каждого сегмента в отдельности.

17.2.8 Места установки средств контроля ПКЭ должны выбираться на основании требований СТП 33243.01.216-16, ТКП 183.1-2009 и ТКП 183.1-2009.

17.2.9 Организация постоянного мониторинга с выявлением источников искажений ПКЭ на присоединениях расчетного учета и/или шинах, к которым подключены указанные присоединения, является обязательной.

17.2.10 Для технического учета постоянный мониторинг ПКЭ является рекомендуемым.

17.2.11 На присоединениях расчетного учета и/или шинах, к которым подключены указанные присоединения, необходимо использовать средства контроля ПКЭ класса «А» по ГОСТ 30804.4.30-2013 и класса «I» по ГОСТ 30804.4.7-2013. Для технического учета допускается использование средств контроля классов «S»/«II» соответственно.

17.2.12 Для всех присоединений необходимо предусматривать возможность подключения переносных приборов контроля ПКЭ.

17.2.13 Для по-фидерного контроля ПКЭ на энергообъектах необходимо предусматривать хотя бы один из вариантов:

- переносной прибор контроля ПКЭ с возможностью подключения в соответствующий сегмент шины процесса;
- стационарно установленный прибор (или приборы) контроля ПКЭ, включенный в шину процесса, с возможностью выбора требуемых потоков SV.

17.2.14 Рекомендуется предусматривать дублирование средств постоянного контроля ПКЭ. Рекомендуемый метод дублирования – групповой резерв аналогично требованиям п. 17.2.7.

17.3 Организация измерительных каналов для целей учета и контроля

17.3.1 Допускается совмещать функционал различных средств измерений в рамках одного устройства (например, ЦСЭ и ЦУКПКЭ) при условии аттестации устройства для выполнения совмещаемых функций.

17.3.2 Все средства учета и контроля ПКЭ (при использовании одного устройства) должны получать два потока SV – основной и резервный, содержащих значения токов и напряжений. Если в потоках содержатся значения только токов (или только напряжений), то необходимо резервирование каждого из таких потоков.

17.3.3 Основной и резервный потоки SV может генерироваться с применением протоколов резервирования PRP. Выбор протокола резервирования должен производиться с учетом требований смежных систем.

17.3.4 Требования к дискретности потоков SV указаны в разделе 13.

17.3.5 Дискретности основного и резервного потоков SV, как правило, должны совпадать. Допускается различие в дискретностях SV потоков при условии соответствия требованиям раздела 13 и способности измерительных приборов (ЦСЭ и ЦУКПКЭ) переключаться между указанными потоками.

17.3.6 В качестве основного протокола синхронизации шины процесса времени следует применять RTP. Для обеспечения совместимости с существующим оборудованием и смежными системами допускается применять протокол 1PPS.

17.3.7 Учет и контроль ПКЭ с применением ЦТТ и ЦТН

17.3.7.1 Резервирование каналов измерений для целей учета и контроля ПКЭ обязательно для точек расчетного учета номинального напряжения 220 кВ и более.

17.3.7.2 В качестве резервных каналов измерений могут применяться каналы, используемые для целей РЗА и ПА и пр. (далее – для иных целей) при соответствии их требованиям раздела 13.

17.3.7.3 Цифровые измерительные каналы, построенные с использованием ЦТТ и ЦТН, для целей учета и контроля должны обеспечивать:

- отдельный поток SV для целей учета;
- отдельный поток SV для целей контроля ПКЭ.

Допускается совмещение указанных потоков, если функции учета и контроля ПКЭ выполняет одно устройство или параметры потоков соответствуют требованиям учета и контроля ПКЭ.

17.3.8 Учет и контроль ПКЭ с применением ТТ, ТН и МУ

17.3.8.1 Резервирование обмоток ТТ и ТН выполняется в соответствии с требованиями ТКП 339, СТП 33243.01.216-16 и раздела 13.

17.3.8.2 Защита от несанкционированного доступа к аналоговой части ТТ, ТН, их вторичным цепям и объединительным модулям выполняется в соответствии с требованиями ТКП 339 и СТП 33243.01.216-16.

17.3.8.3 Для точек расчетного учета номинального напряжения 220 кВ и более необходима установка двух МУ – основного и резервного.

17.3.8.4 Резервирование МУ, используемого только для целей контроля ПКЭ не требуется.

17.3.9 Объединительные модули (МУ)

17.3.9.1 Выдача потоков SV от МУ должны выполняться по двум (или более) независимым портам Ethernet не хуже 100BaseFX. Предпочтительно использовать МУ с возможностью одновременной выдачи потоков SV80 и SV256 по одному порту.

17.3.9.2 От каждого объединительного модуля следует предусматривать выдачу основного и резервного потоков SV с использованием протоколов резервирования.

17.3.9.3 Для питания МУ следует использовать две линии внешнего питания – основную и резервную с защитой от перенапряжений.

17.3.9.4 Разрешается использование двух источников питания (основного и резервного) для группы МУ, установленных в одном шкафу.

17.3.9.5 МУ, как правило, устанавливаются в отдельных запираемых шкафах на ОРУ/ЗРУ. Места установки выбираются с учетом минимизации

длины контрольных кабелей и минимизации воздействия электромагнитных полей.

17.3.10 ЦСЭ

17.3.10.1 Количество коммуникационных портов ЦСЭ должно составлять, не менее:

- 2 порта, не хуже Ethernet 100BaseTX(FX) – для приема основных и резервных потоков SV;
- 2 порта, не хуже Ethernet 100BaseTX(FX) – для передачи результатов измерений, синхронизации времени, обмена со смежными системами.

17.3.10.2 Допускается применение ЦСЭ с меньшим числом портов при условии установки соответствующего числа дублирующих счетчиков.

17.3.10.3 ЦСЭ, как правило, должен применяться в качестве основного источника данных о режимных параметрах сети (ток, напряжение, частота, активная/реактивная мощность энергия) для АСУТП.

17.3.10.4 ЦСЭ должен обеспечивать передачу результатов измерений в смежные системы по протоколу IEC 61850-8-1 (MMS) и обмен информационными сообщениями по IEC 61850-8-1 (GOOSE).

17.3.10.5 Переключение ЦСЭ между основным и резервным SV потоками должно происходить в режиме «горячего» резервирования с использованием протоколов резервирования, по условию (значению флагов качества, сообщениям GOOSE и т.д.).

17.3.10.6 Коммуникационные возможности ЦСЭ в части протоколов GOOSE и MMS должны определяться с учетом количества адресатов/отправителей в смежных системах.

17.3.10.7 Для питания ЦСЭ следует использовать две линии внешнего питания – основную и резервную с защитой от перенапряжений.

17.3.10.8 Следует выбирать ЦСЭ с поддержкой:

- протоколов существующих ЦСОД АСКУЭ (CRQ, CRC RB и т.д.);
- при необходимости: протоколов телемеханики (IEC 60870-5-104, МЭК 60870-5-101, Modbus и т.д.).

Допускается применение внешних конвертеров протоколов.

17.3.10.9 Синхронизация времени ЦСЭ, как правило, должна выполняться по протоколу IEEE 1588-2008 (PTP). Допускается использование протокола SNTP.

17.3.11 ЦУКПКЭ

17.3.11.1 Количество коммуникационных портов ЦУКПКЭ должно составлять, не менее:

- 2 порта, не хуже Ethernet 100BaseTX(FX) – для приема основных и резервных потоков SV;
- 2 порта, не хуже Ethernet 100BaseTX(FX) – для передачи результатов измерений, синхронизации времени, обмена со смежными системами.

17.3.11.2 ЦУКПКЭ должен обеспечивать передачу результатов измерений в смежные системы по протоколу IEC 61850-8-1 (MMS) и обмен информационными сообщениями по IEC 61850-8-1 (GOOSE).

17.3.11.3 Переключение ЦУКПКЭ между основным и резервным SV потоками должно происходить в режиме «горячего» резервирования с использованием протоколов резервирования, по условию (например, значению флагов качества, сообщениям GOOSE и т.д.).

17.3.11.4 Для питания ЦУКПКЭ рекомендуется использовать две линии внешнего питания – основную и резервную с защитой от перенапряжений.

17.3.11.5 Синхронизация времени ЦУКПКЭ должна быть унифицирована со ЦСЭ.

17.4 Системы АСКУЭ и АСКПКЭ

17.4.1 Система АСКУЭ проектируется как отдельная система.

17.4.2 Структура АСКУЭ, как правило, должна быть трехуровневой и соответствовать требованиям СТП 33243.01.216-16, СТП 09110.35.126-09.

17.4.3 В качестве ЦУСПД допускается применение серверов, устанавливаемых на подстанциях, при условии соответствия функционала, конструктивных, метрологических характеристик и срока службы сервера требованиям, предъявляемым к ЦУСПД.

17.4.4 АСКПКЭ выполняется в качестве подсистемы АСКУЭ с использованием максимально возможного числа общего оборудования.

17.4.5 Электропитание средств АСКУЭ и АСКПКЭ, соответствующего сетевого оборудования выполняется от двух независимых источников с источником гарантированного электропитания.

17.4.6 В качестве источника гарантированного питания должны использоваться:

- система оперативного постоянного тока;
- необслуживаемые, без элементов, требующих периодической замены в течение всего срока эксплуатации системы АСКУЭ, источники питания с накопителем энергии. Например, с модулем на базе конденсаторов.

Указанные накопители должны обеспечивать электропитание системы на время переключения схемы АВР.

17.4.7 Основным источником данных для смежных систем являются ЦСЭ и ЦУКПКЭ, резервным – ЦУСПД. Все средства АСКУЭ/АСКПКЭ должны иметь возможность приема GOOSE сообщений.

17.4.8 Передача данных измерений в смежные системы выполняется по протоколу MMS (IEC 61850-8-1). В качестве резервного протокола разрешается использовать протоколы телемеханики (IEC 60870-5-104 и т.д.).

17.4.9 Средства АСКУЭ и АСКПКЭ, соответствующее сетевое оборудование должны размещать в отдельных шкафах с защитой от несанкционированного доступа и соответствующей сигнализацией.

17.4.10 Информационный обмен с ЦСОД АСКУЭ в части учета электроэнергии выполняется по протоколам, поддерживаемым данными ЦСОД (CRQ, CRC RB, МЭК 60870-5-104 и т.д.). Допускается использование конвертеров протоколов.

17.4.11 Информационный обмен с ЦСОД АСКУЭ в части ПКЭ выполняется по протоколам IEC 61850 или специализированным протоколам ЦУКПКЭ. Для обеспечения сбора данных с ЦУКПКЭ должно, при необходимости, предусматриваться специализированное программное обеспечение и серверное оборудование.

17.4.12 В системе АСКУЭ следует применять единое ЦУСПД для доступа к ЦСЭ и СЭ.

17.4.13 ЦУСПД

17.4.13.1 ЦУСПД должно иметь следующие типы коммуникационных портов:

- Порты не хуже Ethernet 100BaseTX(FX) – для опроса ЦСЭ.
- Не менее 2-х портов, не хуже Ethernet 100BaseTX(FX) – для передачи данных учета на верхний уровень, синхронизации времени, обмена со смежными системами.
- Порты RS-485 – для опроса СЭ (при их наличии на ПС).

17.4.13.2 ЦУСПД может применяться в качестве источника данных о режимных параметрах сети (ток, напряжение, частота, активная/реактивная мощность энергия) для АСУТП.

17.4.13.3 ЦУСПД должно обеспечивать передачу результатов измерений в смежные системы по протоколу МЭК 61850-8-1 (MMS) и обмен информационными сообщениями по МЭК 61850-8-1 (GOOSE).

17.4.13.4 Для питания ЦУСПД следует использовать две линии внешнего питания – основную и резервную с защитой от перенапряжений.

17.4.13.5 Обмен данными с ЦСОД АСКУЭ выполняется через ЦУСПД. Допускается обеспечивать прямой доступ к ЦСЭ со стороны ЦСОД АСКУЭ для расчетных счетчиков, устройств контроля ПКЭ и др. При этом следует обеспечивать безопасность доступа согласно требованиям раздела 21.

17.4.13.6 Синхронизация времени ЦУСПД, как правило, должна выполняться по протоколу IEEE 1588-2008 (PTP). Допускается использование протокола SNTP.

17.5 Шина процесса и шина станции АСКУЭ и АСКПКЭ

17.5.1 Проектирование шины процесса АСКУЭ и АСКПКЭ должно выполняться с учетом требований раздела 12.

17.5.2 ЦСЭ должны включаться в обе сети шины процесса АСКУЭ и АСКПКЭ.

17.5.3 ЦУКПКЭ допускается включать в одну сеть шины процесса АСКУЭ и АСКПКЭ.

17.5.4 Загрузка портов Ethernet 100BaseTX/FX, предназначенных только для передачи потоков SV не должна превышать 70% от максимальной (рекомендуется – 50%). А при наличии дополнительного трафика (не связанного со служебным трафиком в сети Ethernet, например, MMS, GOOSE, систем диагностики и безопасности и т.п.) – 50%.

17.5.5 ЦСЭ и ЦУСПД должны включаться в обе сети шины станции с использованием технологии PRP.

18 КАБЕЛЬНОЕ ХОЗЯЙСТВО

18.1 Прокладка кабельных трасс должна осуществляться надземным (в металлических кабельных коробах), наземным (в кабельных лотках) или подземным способом.

18.2 Прокладка кабелей должна выполняться с обязательной реконструкцией кабельных трасс.

18.3 Не допускается совместная прокладка силовых и контрольных кабелей в металлических коробах. При прокладке силовых и контрольных кабелей в кабельных каналах и тоннелях должны быть приняты специальные меры по снижению уровней наведенного напряжения в контрольных кабелях.

18.4 На подстанции должны применяться экранированные контрольные кабели (провода) и оптические кабели с диэлектрической броней с индексом «нг» или «нг-LS», согласно СТБ 1951.

18.5 Допускается между шкафами в ОПУ (ЗРУ) применять оптические патч-корды с индексом «нг-LS» и защитой от грызунов при условии обеспечения их защиты от механических повреждений.

18.6 На ОРУ кабели должны прокладываться, как правило, в наземных лотках и металлических коробах необходимой прочности и долговечности.

Применение кабельных каналов должно иметь специальное обоснование. Не следует применять лотки в местах проезда механизмов для производства ремонтных работ между фазами оборудования.

При применении лотков должен обеспечиваться проезд по ОРУ и подъезд к оборудованию машин и механизмов, необходимый для выполнения работ по ремонтно-техническому обслуживанию.

Для обеспечения проезда механизмов должны предусматриваться переезды.

Выход кабелей из лотков (коробов, каналов) к шкафам управления и защиты, приводам и сборкам различного назначения выполняется, как правило, в трубах или коробах без углубления их в землю. Одиночные кабели (до семи) от кабельных сооружений до приводов и шкафов различного назначения могут прокладываться в земле в гофрированных трубах, при отсутствии над ними проездов.

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

18.7 На ПС 110 кВ и выше, на которых установлены два трансформатора (АТ), компоновка кабельного хозяйства должна быть выполнена таким образом, чтобы при возникновении пожаров в кабельном хозяйстве или вне его вероятность выхода из строя двух трансформаторов (АТ) была бы минимальной. Кабельные потоки от РУ различных напряжений и трансформаторов должны прокладываться в отдельных лотках или каналах и по разным трассам.

18.8 В целях повышения надежности и полноценного дублирования кабели основных и резервных систем (РЗА и ПА, АСУТП, АСКУЭ, связи и т.д.) должны прокладываться по разным трассам.

18.9 Для прокладки потребительских силовых кабелей следует предусматривать организованный вывод их по территории ПС (в каналах, туннелях, траншеях и т.п.) до ее внешнего ограждения.

18.10 Расположение кабельных каналов и прокладку кабелей следует выполнять с учетом требований по электромагнитной совместимости.

18.11 При проходе кабелей через стены и фундаменты должны использоваться противопожарные преграды.

19 СРЕДСТВА СВЯЗИ

19.1.1 Комплекс средств связи выполняется в соответствии с требованиями настоящего СТП, а также требованиями других ТНПА, не противоречащих настоящему СТП.

19.2 Комплекс средств связи предназначен для решения задач оперативно-технологического управления и ремонтно-технического обслуживания, а также информационного взаимодействия технологических систем ЦПС и смежных объектов электроэнергетики.

19.3 Комплекс средств внешней и внутренней связи ПС разрабатывается с учетом утвержденных схем перспективного развития средств диспетчерского и технологического управления энергосистемами и действующих НТПА.

19.4 Комплекс средств связи ЦПС должен иметь в своем составе:

- оборудование внешней связи технологических систем (ВОЛС, ВЧ связи по ЛЭП), используемое для информационного обмена между технологическими системами ЦПС (РЗА, ПА, АСКУЭ, АСУТП и других) и других энергообъектов;
- оборудование внешней связи (ВОЛС, проводной, беспроводной связи, ВЧ связи по ЛЭП) с вышестоящими уровнями управления, используемое для решения задач диспетчерского управления, эксплуатации и ремонтно-технического обслуживания;
- оборудование систем внутренней связи (видео, компьютерной, телефонной, беспроводной и громкоговорящей связи);
- оборудование системы электропитания.

19.5 Схема организации внешней связи ЦПС должна выполняться с учетом необходимых направлений передачи информации, требуемого количества каналов связи, включая требования по условиям передачи данного вида информации (скорость, время, надежность и т. п.) и перспективы организации каналов связи, в том числе транзитных.

19.6 Для подключения оборудования внешней связи к АСУТП должны, как правило, применяться следующие стыки:

- для каналов обмена телеметрической информацией с использованием протокола IEC 60870-5-104 – цифровой интерфейс 100BASE-FX;
- для каналов обмена телеметрической информацией с использованием протокола IEC 60870-5-101 – цифровой интерфейс RS-485;
- для каналов обмена технологической информацией – цифровой интерфейс 100BASE-FX.

19.7 При выборе видов (каналов) связи в процессе проектирования средств передачи информации рекомендуется учитывать рекомендации документа «Руководящие указания по проектированию систем сбора и передачи

информации в энергосистемах Беларуси. Сети передачи данных» (СТП 09110.48.513).

19.8 При проектировании должна предусматриваться модернизация средств внешней связи ЦПС, а так же устройств гарантированного электропитания, на всей протяженности линий связи.

19.9 Оборудование комплекса связи на ЦПС 330 кВ и выше должно размещаться в отдельном помещении связи, на остальных подстанциях – в ОПУ.

19.10 Помещения, где устанавливается оборудование комплекса средств связи, к которому изготовителем предъявляются особые требования по температурному режиму работы (системы электропитания с АБ, аппаратура уплотнения и др.), должны быть оснащены системой кондиционирования воздуха, обеспечивающая необходимый температурный режим.

19.11 Оборудование комплекса средств связи на ПС с отдельным помещением связи рекомендуется размещать следующим образом:

- аппаратура связи: каналобразующая аппаратура ВЧ связи по ВЛ, аппаратура уплотнения кабельных, волоконно-оптических и радиорелейных линий, УКВ и КВ радиостанций, абонентских терминалов спутниковой связи, аппаратура для передачи данных, кроссы, боксы, а также устройства электропитания аппаратуры связи, в том числе щиты и распределительные панели – в помещениях связи. Антенные устройства должны быть размещены в точках с наименьшим уровнем помех от электроустановок, при этом должно отсутствовать затенение излучения в направлении связи.
- специализированная аппаратура связи для РЗА и ПА – в помещениях совместно с соответствующими устройствами РЗА и ПА.
- устройства системы электропитания: источники бесперебойного питания, выпрямители, преобразователи, герметичные аккумуляторы (в специальных шкафах) – в аппаратной связи.

19.12 Электропитание оборудования комплекса средств связи ПС 110 кВ должно осуществляться от СОПТ и соответствовать первой категории в отношении надежности энергоснабжения.

19.13 Электропитание оборудования комплекса средств связи ПС 330 кВ и выше должно осуществляться от СОПТ и/или системы гарантированного электропитания и соответствовать первой категории в отношении надежности энергоснабжения.

19.14 Система электропитания оборудования средств связи должна обеспечивать питания расчетной нагрузки в течение не менее двух часов, в случае исчезновения собственных нужд подстанции, а при питании от ДГУ в соответствии с требованиями п.11.3.

19.15 Оборудование комплекса средств связи, устанавливаемое на ПС, подлежат защите от опасных напряжений и токов на ПС.

19.16 Комплекс средств связи должен быть укомплектован специальным оборудованием и контрольно-измерительными приборами в составе и объеме, необходимом для эксплуатации и обслуживания устройств и аппаратуры связи, а также комплектом запасных частей.

20 КОМПЛЕКСНАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

20.1 Проектирование систем комплексной безопасности должно выполняться с учетом требований следующих стандартов:

- серии стандартов СТБ ISO/IEC 27000 «Информационная безопасность»;
- закона РБ от 10 ноября 2008 г. «Об информации, информатизации и защите информации»;
- закона РБ от 28 декабря 2009 г. «Об электронном документе и электронной цифровой подписи»;
- указа Президента Республики Беларусь от 16 апреля 2016 г. № 196 «О некоторых мерах по совершенствованию защиты информации», которым утверждено Положение о технической и криптографической защите информации в Республике Беларусь;
- приказа Оперативно-аналитического центра при Президенте Республики Беларусь от 11 октября 2013 г. № 64;
- руководящих документов Оперативно-аналитического центра при Президенте Республики Беларусь;
- инструкции о порядке обеспечения информационной безопасности в информационных системах Министерства энергетики Республики Беларусь, утвержденной приказом Министерства энергетики Республики Беларусь от 18.03.2015 № 50;
- серии стандартов ISO/IEC 27000 «Информационные технологии - Методы обеспечения безопасности»;
- серии стандартов IEC 62351 «Управление энергосистемами и связанный обмен информацией - Безопасность данных и связи»;
- серии стандартов IEC 62443 «Сети промышленной связи - Безопасность сети и системы»;
- серии стандартов IEC 61508 «Функциональная безопасность электрических/электронных/ программируемых электронных систем, связанных с безопасностью»;
- серии стандартов IEC 62642 «Системы охранной сигнализации»;
- серии стандартов IEC 60839 «Системы сигнализации и электронной безопасности»;

- серии стандартов ИЕС 62676 «Системы видеонаблюдения для использования в приложениях безопасности».
- других действующих ТНПА.

20.2 Проектирование систем комплексной безопасности должно основываться на оценке риска для определения применяемых решений и их оценки по критерию «стоимость-выгода».

20.3 Комплексная система обеспечения безопасности должна интегрировать в единое целое следующие системы:

- системы охранной и пожарной сигнализации;
- системы охранного и технологического видеонаблюдения;
- система контроля и управления доступом;
- системы пожаротушения;
- систему информационной безопасности.

20.4 При проектировании комплексной системы обеспечения безопасности должны быть рассмотрены возможные угрозы для надежной работы ЦПС, наиболее важными из которых являются:

- неисправность оборудования;
- стихийные бедствия (штормы, снегопады и т.д.);
- умышленные угрозы
- недовольные сотрудники;
- вандалы;
- хакеры;
- вирусы и черви;
- кража;
- терроризм.

20.5 В качестве основных мер (в режиме реального времени) должны применяться:

- контроль (мониторинг) доступа к объектам и предупреждение любых аномалий доступа (включая физическое приближение к объектам подстанции);
- мониторинг работоспособности, физического и информационного состояния объектов и оборудования.

20.6 При проектировании комплексной системы обеспечения безопасности должны учитываться правила и инструкции для персонала обеспечивающего эксплуатацию и ремонт ЦПС, а при необходимости выполнена корректировка существующих документов и/или разработаны новые документы, учитывающие применяемые мероприятия по обеспечения комплексной безопасности объекта.

20.7 Для повышения степени безопасности должны применяться системы мониторинга состояния ключевого оборудования и средства, обеспечивающие регистрацию/предупреждение соблюдения правил безопасности.

20.8 Для повышения безопасности должна быть обеспечена возможность доступа на подстанцию и в определенные зоны (ячейка, помещение и т.д.) только обслуживающего персонала с учетом разрешений (допуска).

20.9 На подстанции аномалии должны обрабатываться (анализироваться) с использованием простых алгоритмов. Более детальный анализ должен выполняться на вышестоящих уровнях управления и обеспечения безопасности.

21 ИНФОРМАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

21.1 Общие положения

21.1.1 Система информационной безопасности (СИБ) выполняется в соответствии с требованиями настоящего СТП, документов приведенных в разделе 20.1, а также требованиями других ТНПА, не противоречащих настоящему СТП.

21.1.2 СИБ должна, с высокой долей вероятности, обеспечивать основные требования безопасности:

- конфиденциальность – предотвращение несанкционированного доступа к информации;
- целостность – предотвращение несанкционированного изменения защищаемой информации;
- доступность – предотвращение временного или постоянного блокирования разрешенного доступа к информации;
- отсутствие отказа – предотвращение отказа или нарушения в совершении действия или выполнении действия, которое не было санкционировано;
- подотчетность – обеспечение однозначного прослеживания действий любого объекта;
- аутентичность или подлинность – обеспечение идентичности субъекта или ресурса требованиям.

21.1.3 К защищаемой информации относятся:

- обрабатываемая информация;
- программные настройки технических средств, включая значения уставок и других условно постоянных данных;
- системное и прикладное программное обеспечение;
- значения настраиваемых параметров средств защиты от НСД.

Состав защищаемой информации (перечни защищаемой информации) и правила разграничения доступа к ней определяется документами,

утверждаемыми руководителем организации – владельца ЦПС перед началом разработки технического задания на создание СИБ.

21.1.4 До начала проектирования системы информационной безопасности производится оценка информационной системы ЦПС на ее соответствие критериям критически важных объектов информатизации (КВОИ).

В случае отнесения информационной системы к КВОИ:

- производится классификация информационной системы в соответствии с СТБ 34.101.52;
- требования по защите информации в техническом задании устанавливаются на основании действующих ТНПА в соответствии с присвоенным классом по СТБ 34.101.52 и результатов обработки риска, связанного с нарушением информационной безопасности.

21.1.5 В процессе разработки СИБ должна быть:

- выполнена оценка рисков, связанных с нарушением информационной безопасности;
- определен ущерб (финансовый, социальный, экологический и др.), который может быть вызван нарушением безопасности;
- проведено сравнение этого ущерба и расходов по внедрению и поддержанию СИБ.

21.1.6 При проектировании СИБ должна учитываться необходимость периодической переоценки угроз, технологий защиты и нападения и адаптации к этим изменениям.

21.1.7 Предотвращение (существенное затруднение) несанкционированного доступа (НСД) к защищаемой информации достигается разработкой и внедрением системы защиты информации, предусматривающей:

- размещение технических средств на контролируемой территории ЦПС;
- разработку и внедрение аппаратно-программных средств защиты информации;
- разработку и внедрение программных средств защиты информации;
- разработку и внедрение организационных мер защиты, направленных на обеспечение безопасных условий функционирования ЦПС.

21.1.8 Контролируемые территории создаются проведением комплекса инженерных и организационных мероприятий, направленных на предотвращение неконтролируемого доступа к техническим средствам ЦПС, включающих:

- организацию пропускного режима на территорию, в здания и контроля доступа в помещения, в которых расположены технические средства;
- контроль доступа к техническим средствам для проведения ремонтных или регламентных работ

21.1.9 Разработка и внедрение аппаратно-программных средств защиты включает:

- обоснование применения аппаратно-программных средств криптографической защиты информации;
- выбор, настройку и сопровождение при эксплуатации средств межсетевое экранирования.

21.1.10 Разработка и внедрение программных средств защиты информации от НСД включает в себя:

- настройку параметров средств защиты операционных систем и общесистемных компонентов технологической платформы для реализации функций авторизации, управления доступом и аудита событий безопасности;
- разработку (обоснование выбора) и внедрение программных средств контроля целостности файловой системы ПЭВМ на АРМ и серверах и их антивирусную защиту

21.1.11 Организационные меры разрабатываются согласно требованиям к системе менеджмента информационной безопасности в соответствии в СТБ ISO/IEC 27001-2016.

21.1.12 К взаимодействию с АСУТП ЦПС допускаются информационные системы, подсистемы защиты информации которых аттестованы в установленном порядке.

21.1.13 Защита информации считается достаточной, если совместно выполняются следующие условия:

- при создании и вводе в эксплуатацию ЦПС разработчиком выполнены гарантийные требования безопасности по уровню УГОЗ согласно СТБ 34.101.3-2014 Информационные технологии и безопасность. Критерии оценки безопасности информационных технологий. Часть 3: Гарантийные требования безопасности;
- при проведении приемочных испытаний системы защиты информации подтверждено ее соответствие требованиям технического задания;
- проведена аттестация системы защиты информации, которая подтвердила ее соответствие требованиям законодательства Республики Беларусь в сфере защиты информации

21.2 Обеспечение безопасности технологической сети

21.2.1 При проектировании СИБ рекомендуется руководствоваться положениями стандарта IEC/TR 62351-10.

21.2.2 Все применяемые технические и программные средства, а так же организационные мероприятия, применяемые для обеспечения безопасности, должны быть согласованы друг с другом, чтобы исключить непреднамеренные проблемы.

21.2.3 При проектировании активного сетевого оборудования технологической сети должны быть учтены следующие рекомендации:

- на магистральных (соединительных) портах коммутаторов вводить ограничения не рекомендуется;
- на всех портах коммутаторов и маршрутизаторов, к которым подключаются НМІ, шлюзы, сервера времени и инженерные рабочие станции, должна использоваться фильтрация MAC-адресов;
- на всех портах коммутаторов и маршрутизаторов, к которым подключаются IED и MU, должна использоваться фильтрация MAC-адресов;
- на всех инженерных портах (предназначенных для подключения ПК) коммутаторов и маршрутизаторов должна быть настроена аутентификация (например, с использованием сервера RADIUS);
- все свободные порты коммутаторов и маршрутизаторов должны выделяться в отдельную VLAN;
- на всех коммутаторах должна создаваться отдельная Management VLAN для передачи информации сервисов мониторинга сетевого оборудования.
- оконечные устройства (включая IED и MU) должны быть включены в состав одной или нескольких VLAN.

21.2.4 Для защиты серверов, компьютеров и рабочих станций должны выполняться следующие требования:

- не должны применяться внешние съемные носители данных;
- должны отсутствовать внешние порты (в т.ч. USB), за исключением необходимых для подключения комплектно поставляемого оборудования: клавиатуры, мыши, принтера и т.д.;
- должен быть ограничена возможность несанкционированного использования имеющихся портов (пломбирование, ограничение физического доступа, меры программной блокировки);
- индивидуальная аутентификация и авторизация пользователей.

21.2.5 Для защиты ИЧМ микропроцессорных устройств должна применяться ограничение доступа с использованием паролей.

21.2.6 Обеспечение конфиденциальности, целостности и аутентификации сообщений протоколов, применяемых на ЦПС, должно базироваться на использовании рекомендаций стандартов IEC 62351.

21.2.7 Для протоколов GOOSE, GSE и SV (IEC 61850), как правило, должна применяться аутентификация через цифровую подпись.

21.2.8 Сетевое и системное управления информационной инфраструктурой должно выполняться с учетом положений стандарта IEC 62351-7.

21.2.9 Для ЦПС 220 кВ и выше, как правило, должны предусматриваться специализированные средства (IDS/IPS) для регистрации и сигнализации о

подозрительной активности и обнаружения (рекомендательно - предотвращения) вторжений.

21.3 Обеспечение безопасности каналов связи с верхними уровнями управления и эксплуатации

21.3.1 Каналы связи с верхними уровнями иерархии управления функционированием и эксплуатацией электрических сетей, удаленный доступ должны строиться с применением виртуальных туннелей и средств криптографической защиты информации (шифрования, ЭЦП).

21.3.2 В качестве оборудования защиты межсетевого взаимодействия рекомендуется применять быстродействующие аппаратные межсетевые экраны.

21.3.3 Средства криптографической защиты информации и межсетевые экраны должны соответствовать требованиям ТНПА Республики Беларусь и иметь действующий сертификат соответствия Оперативно-аналитического центра при Президенте Республики Беларусь

22 ОХРАННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

22.1 Территория ЦПС должна быть ограждена внешним забором высотой не менее 2,2 м. Ограждение следует выполнять сплошным (предпочтительно из железобетонных конструкций) с верхним дополнительным ограждением. Ворота и калитки ПС должны быть сплошными металлическими с верхним дополнительным ограждением и закрываться на встроенный замок.

Заборы могут не предусматриваться для закрытых ПС.

22.2 Верхнее дополнительное ограждение должно представлять собой противоперелазный козырек на основе спиральной или плоской армированной колючей ленты диаметром не менее 0,5 м.

22.3 Верхнее дополнительное ограждение следует устанавливать на крышах и стенах одноэтажных зданий, примыкающих к основному ограждению объекта или являющихся составной частью его периметра.

22.4 При расположении ЦПС вблизи дорог общего пользования необходимо предусматривать мероприятия, исключающие прорыв на территорию объекта автомобильного транспорта в случае дорожно-транспортных происшествий (установка дополнительных бетонных заграждений и т.п.).

22.5 Ограждение территории ПС следует выполнять в объеме, предусмотренном проектом на расчетный период.

22.6 На ЦПС напряжением 330 кВ и выше по периметру внешнего ограждения с внутренней стороны должна предусматриваться

незастраиваемая полоса земли шириной 5,0 м для организации охранных мероприятий.

22.7 Входные наружные двери всех помещений ЦПС следует выполнять металлическими и оборудованными внутренними замками.

22.8 Остекление зданий на территории ЦПС следует максимально сокращать.

Оконные проемы не должны предусматриваться в следующих зданиях, сооружениях и помещениях ЦПС:

- в модульных (контейнерных) зданиях ОПУ;
- в ЗРУ(КРУН);
- на фасадной стороне ОПУ в случае совмещения фасадной линии ОПУ с оградой ЦПС;
- в кабельных этажах и шахтах;
- в складских помещениях.

В случае необходимости в естественном освещении окна первого этажа оборудуются решетками. Окна второго и более высоких этажей рекомендуется из армированного стекла или стеклоблоков.

22.9 Конструкция ввода и вывода кабелей, водопровода и канализации на территории ПС должна исключить проникновение на ПС посторонних лиц, домашних и диких животных.

22.10 Периметральная охранная сигнализация должна проектироваться на всех ЦПС.

22.11 Охранная сигнализация зданий и помещений ЦПС должна осуществлять контроль:

- закрытого состояния входных наружных дверей, ворот (для КРУЭ) и люков, а также всех окон здания;
- закрытого состояния дверей помещений ПС;
- целостности оконных стекол;
- целостности дверных и оконных проемов;
- целостности защищенных технологических проемов.

22.12 Контроль шкафов (открытие дверей, повреждение, температура в шкафу и т.д.), установленных на ОРУ, в КРУЭ и ЗРУ, а также шкафов, установленных в помещениях ОПУ, должен выполняться средствами АСУТП.

22.13 Сигналы срабатывания охранной сигнализации ЦПС должны передаваться через АСУТП на ДП соответствующих уровней управления.

22.14 При срабатывании охранной сигнализации периметра ЦПС должно быть предусмотрено включение периметрального охранного освещения.

22.15 При срабатывании охранной сигнализации помещений и периметра ЦПС должно быть предусмотрено периодическое включение внешнего звукового сигнала.

22.16 Передача сигнала срабатывания охранной сигнализации на пульт вневедомственной охраны рекомендуется при наличии ТЭО и заключения соответствующих договорных соглашений.

22.17 Физическая охрана на ЦПС, её объём и порядок оказания определяются исходя из их категории и требований нормативных правовых актов Республики Беларусь, а также требований организационно-распорядительных документов ГПО «Белэнерго».

22.18 На ЦПС, имеющих физическую охрану, должна предусматриваться пешеходная тропа с внутренней стороны ограждения на расстоянии не менее 1 м от полотна ограждения.

22.19 При выборе системы периметральной охранной сигнализации следует учитывать её функционирование в условиях влияния электрического и магнитного полей ОРУ, трансформаторов и заходов ВЛ.

23 ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

23.1 Помещения релейных панелей и узла связи на ЦПС должны быть оборудованы автоматическими системами пожарной сигнализации.

23.2 На подстанциях 330 кВ и выше, как правило, должно предусматриваться газовое пожаротушение помещений релейных панелей и узла связи.

23.3 Автотрансформаторы и реакторы мощностью 125 МВА и выше должны быть оборудованы системой защиты от взрыва и пожара.

23.4 Оборудование автоматическими установками пожарной сигнализации и установками пожаротушения остальных зданий, помещений и оборудования на ЦПС, а также системами передачи извещений о чрезвычайных ситуациях на пункт диспетчеризации пожарной автоматики Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь следует предусматривать согласно НПБ 15, СТП 34.49.101 и других ТНПА.

23.5 Категория зданий и помещений ПС по взрывопожарной и пожарной опасности определяется в соответствии с ТКП 474 и ТКП 130.

23.6 Степень огнестойкости зданий и предел огнестойкости строительных конструкций следует определять по ТКП 45-2.02-142 и ТКП 339 (подраздел 6.2).

23.7 Сигналы срабатывания автоматических установок пожарной сигнализации и установок пожаротушения должны передаваться через АСУТП на ДП соответствующих уровней управления.

24 ВИДЕОНАБЛЮДЕНИЕ

24.1 На ЦПС 110 кВ должна устанавливаться совмещенная система охранного и технологического видеонаблюдения, обеспечивающая контроль:

- периметра подстанции и зданий;
- основного оборудования на ОРУ, в КРУЭ и ЗРУ, включая зоны установки шкафов с МП оборудованием и шкафов управления;
- положения разъединителей и заземляющих разъединителей;
- ворот и входов в здания (с возможностью идентификации людей и объектов).

24.2 На ЦПС 330 кВ и выше должна устанавливаться совмещенная система охранного и технологического видеонаблюдения, обеспечивающая контроль:

- периметра подстанции и зданий;
- основного оборудования на ОРУ, в КРУЭ и ЗРУ, включая зоны установки шкафов с МП оборудованием и шкафов управления;
- ворот и входов в здания (с возможностью идентификации людей и объектов);
- всех помещений с оборудованием РЗА, ПА, АСУТП, АСКУЭ, ЩПТ, ЩСН.

24.3 Система видеонаблюдения должна интегрироваться с системой охраны периметра и АСУТП 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.

25 ОСВЕЩЕНИЕ

25.1 Освещение ЦПС подразделяется на рабочее, аварийное и охранное.

25.2 Рабочее освещение включает в себя общее стационарное, ремонтное и местное освещение.

25.3 Источники света для рабочего 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.

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

25.5 Для аварийного освещения должны применяться светодиодные источники света.

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

25.7 Питание систем освещения ОРУ, установленных на прожекторных мачтах, мачтах радиосвязи используемых в качестве молниеотводов, порталах с молниеприемниками или присоединенными грозотросами, следует выполнять в соответствии с требованиями СТП 33243.01.216-16.

25.8 Охранное освещение должно предусматриваться на всех ЦПС. Должна обеспечиваться освещенность поверхности земли вдоль внутренней стороны ограждения не менее 0,5 лк.

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

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

Функциональные зоны должны быть согласованы с зонами охвата технологического видеонаблюдения.

25.11 Система управления рабочим освещением указанных в п.25.8 зон, а также помещений в зданиях и сооружениях, должно предусматриваться с делением на зоны и иметь возможность управления:

- ручного – со щита управления освещением;
- аппаратного удаленно управления – с АРМ оперативного персонала;
- автоматического управления – по команде от систем видеонаблюдения, сигнализации и/ или регистрации аварийных процессов с функцией определения зоны.

25.12 Система управления охранным освещением должна иметь следующие возможности:

- ручного управления каждого участка – со щита управления охранным освещением;
- аппаратного удаленно управления – с АРМ оперативного персонала;

- автоматического управления – по команде от систем видеонаблюдения, сигнализации с функцией определения зоны.

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

26 ОТОПЛЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЯ И КОНДИЦИОНИРОВАНИЕ

26.1.1 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха в зданиях выполняется в соответствии с требованиями настоящего СТП, ТКП 45-2.04-43, СНБ 4.02.01-03, СНБ 2.04-02, а также требованиями других ТНПА, не противоречащих настоящему СТП.

26.2 Требуемая температура внутреннего воздуха в помещениях ЦПС, кратность воздухообмена, тепловыделения от устанавливаемого оборудования, наличие вредных, горючих или взрывоопасных веществ, выделяющихся при работе или при аварии, необходимость устройства аварийной вентиляции определяются на основании технических параметров оборудования и выполненных расчетов.

26.3 Система вентиляции и отопления ЦПС должна состоять из следующих систем:

- система общеобменной приточно-вытяжной вентиляции;
- система кондиционирования;
- система аварийной вентиляции;
- система мониторинга и управления вентиляцией и отопления.

26.4 Система общеобменной приточно-вытяжной вентиляции предназначена для осуществления воздухообмена в технических и технологических помещениях с оборудованием.

26.5 Система аварийной вентиляции предназначена для аварийного удаления отработанного огнетушащего вещества и продуктов горения после срабатывания системы пожаротушения.

26.6 В противопожарных целях предусматривается отключение всех систем вентиляции и кондиционирования в случае возникновения пожара и закрытие огнезадерживающих клапанов.

26.7 В аварийных ситуациях удаление продуктов горения и отработанного огнетушащего вещества из помещения панелей должно осуществляться без снятия теплоизбытков оборудования ЦПС.

26.8 Системы приточно-вытяжной вентиляции, при значительных тепловыделениях от оборудования, должны быть оборудованы рекуператорами для экономии тепловой энергии в холодный период года.

26.9 Вентиляционные системы помещений ЦПС не должна быть связана с другими вентиляционными системами.

26.10 Помещения ЦПС должны быть оборудованы системами кондиционирования с поддержанием температуры, влажности и чистоты воздуха, обеспечивающими комфортные условия для бесперебойной работы оборудования.

26.11 В помещениях с установленными автономными прецизионными системами кондиционирования воздуха, должна быть предусмотрена возможность отключения системы отопления.

26.12 В системах кондиционирования с поддержанием влажности необходимо предусмотреть установку оборудования для обеспечения требуемой жесткости воды для паропроизводителя, т.к. повышенная жесткость приведет к износу или выходу из строя паропроизводителя кондиционера.

26.13 Подача охлажденного воздуха непосредственно к устройствам (стойкам с аппаратурой) должна осуществляться по воздуховодам или из подпольного пространства. Вытяжные отверстия следует размещать над оборудованием, выделяющим тепло.

26.14 Вентиляция помещения с герметичными АБ по СТП 09110.50.500 закрытого типа приточно-вытяжная с естественным побуждением в объеме однократного воздухообмена.

26.15 В помещениях ЗРУ для ассимиляции теплоизбытков выполняется приточно-вытяжная вентиляция с естественным побуждением.

В ЗРУ для удаления дыма и газов после аварии маслonaполненного оборудования выполняется аварийная вытяжная вентиляция, рассчитанная на пятикратный воздухообмен в час.

26.16 В помещениях КРУЭ вентиляция и отопление выполняется в соответствии с требованиями СТП 33243.01.216-16.

26.17 Вентиляционные системы камер трансформаторов и реакторов, а также кабельных сооружений выполняется в соответствии с требованиями СТП 33243.01.216-16.

26.18 Для помещений ЦПС категорий В1-В3 необходимо предусматривать противопожарные мероприятия, в соответствии с требованиями СНБ 4.02.01-03.

26.19 Отопление помещений без обслуживающего персонала – дежурное электрическое.

26.20 Отопление помещений обслуживающего персонала – электрическое.

26.21 Нагревательные приборы – электроконвекторы с закрытыми термоэлементами и выносным термостатом. Степень защиты оболочек не ниже IP 44.

26.22 При отсутствии стационарного отопления на время производства ремонтных (наладочных) работ при отключенных трансформаторах поддержание температуры воздуха в помещении ЦПС в холодный период года не ниже 18°C должно обеспечиваться передвижными воздухонагревателями.

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

26.23.1 Система мониторинга и управления вентиляции и отопления должна выполнять следующие функции:

- контроль и регистрация текущих параметров (температура, влажность, потребление) и их отклонений за допустимые пределы;
- контроль работы и управление оборудованием;
- контроль состояния и фиксация срабатываний устройств защиты оборудования;
- регистрация дискретных сигналов аварийных событий;
- регистрация аналоговых величин нормального режима с дискретностью не более 1 сек.

26.23.2 Система мониторинга и управления вентиляции и отопления подстанции должна интегрироваться в шину станции с использованием протоколов MMS и GOOSE стандарта IEC 61850 без установки дополнительного оборудования.

27 ВОДОСНАБЖЕНИЕ И КАНАЛИЗАЦИЯ

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

- технологические потребители (пароувлажнители систем технологического кондиционирования, подпитка систем холодоснабжения и др.);
- система пожаротушения;
- хозяйственно-питьевые потребители.

27.2 Система канализации должна быть предназначена для удаления в наружную сеть канализации:

- твердых и жидких продуктов жизнедеятельности человека;
- технологических стоков;
- дождевых сточных вод.

27.3 На ЦПС всех классов напряжения, расположенных в городской черте, должны предусматриваться хозяйственно-питьевой водопровод и хозяйственно-фекальную канализация с подключением к близлежащим сетям. В здании ОПУ должен предусматриваться санузел (умывальник и унитаз). При этом сеть канализации должна быть, по возможности, самотечной.

27.4 На ЦПС 330 кВ и выше, расположенных вне городской черты, должны предусматриваться хозяйственно-питьевой водопровод с использованием водозаборных скважин и простейшие местные очистные сооружения (септик, поля подземной фильтрации, выгреб). В здании ОПУ должен предусматриваться санузел (умывальник и унитаз).

27.5 На остальных ЦПС, расположенных вне городской черты, должна предусматриваться надворная уборная с герметическим колодцем. Персонал ОВБ должен быть обеспечен привозной питьевой водой и рукомойником.

27.6 Расход воды на противопожарное водоснабжение ПС должен рассчитываться согласно ТКП 45-2.02-138, а на хозяйственные нужды по СНБ 4.01.01. Внутренние сети водопровода рекомендуется выполнять из стальных труб, а канализации из полиэтиленовых труб. Материал труб для наружной сети противопожарного водопровода рекомендуется выбирать в зависимости от давления в сети и условий прохождения трассы. Для наружной канализации рекомендуется использовать полиэтиленовые трубы.

27.7 Электропитание систем водоснабжения и канализации должно осуществляться по первой категории надежности, от отдельной группы силового щита.

27.8 В проекте должны быть рассмотрены вопросы электробезопасности, связанные с выносом опасных потенциалов по трубопроводам систем водоснабжения и канализации, с учетом требований п.4.3.6.2 [9].

28 ТРЕБОВАНИЯ К ШКАФАМ НКУ

28.1.1 Шкафы НКУ с оборудованием РЗА, ПА, АСУТП, АСКУЭ, СОПТ, СН, связи и другими устройствами выполняются в соответствии с требованиями настоящего СТП, а также требованиями других ТНПА, не противоречащих настоящему СТП.

28.2 На ЦПС должны применяться шкафы одностороннего или двухстороннего обслуживания.

28.3 Габариты типовых шкафов (В×Ш×Г) внутреннего исполнения, устанавливаемых в ОПУ, должны составлять:

- общая высота – 2200 мм;
- ширина – 600 или 800 мм;

– глубина – 600 или 800 мм.

Изменение габаритов типового шкафа допускается при проектном обосновании и согласовании с заказчиком.

В помещении должны устанавливаться шкафы одинаковой высоты, а в ряду – одинаковой глубины.

В общую высоту шкафа РЗА должен входить цоколь размером 200 мм.

28.4 Для ЦПС 110 кВ с модульными зданиями рекомендуется применять шкафы внутреннего исполнения с односторонним обслуживанием шириной 800 мм. При этом шкафы должны быть оснащены поворотной рамой, на которой устанавливается часть оборудования. Клеммные ряды и часть оборудования, не требующая визуального осмотра, должны устанавливаться на монтажной раме в глубине шкафа.

28.5 Габариты шкафов РЗА наружного исполнения, а так же устанавливаемых в ЗРУ, определяются техническими решениями проекта.

28.6 Все шкафы должны иметь стандартные (комплектуемые изготовителем) боковые стенки, при этом ширина шкафов может быть увеличена на 15-20 мм.

28.7 Передняя дверь может быть сплошной металлической или полностью прозрачной.

Если в шкафу имеются сигнальные элементы, то конструкция шкафа должна обеспечивать возможность их визуального контроля без открывания двери: дверь из прозрачного материала, установка сигнальных элементов на двери и т.п.

Установка ключей, накладок, испытательных блоков и т.п. должна выполняться на передней стенке шкафа за дверью.

28.8 Задняя дверь должна быть распашной, разделенной на две створки, либо цельной общей шириной не более 600 мм.

28.9 Все двери шкафов, установленных в ОПУ, ЗРУ и КРУ, должны быть оборудованы ручками и закрываться стандартным (комплектуемым изготовителем) замком. При поставке нескольких шкафов РЗА замки должны иметь универсальный ключ.

28.10 Все двери шкафов, установленных на ОРУ, должны быть оборудованы ручками и закрываться стандартным (комплектуемым изготовителем) замком с индивидуальным ключом.

28.11 Все двери шкафов и стенки, допускающие демонтаж, должны комплектоваться датчиками открытия (снятия).

28.12 При открывании дверей должны быть предусмотрены фиксаторы, с углом раскрытия не менее 110°.

28.13 Для крепления шкафа к закладным должны использоваться болтовые соединения, в количестве не менее 4-х. Крепление с помощью сварки запрещается.

28.14 Шкафы предназначенные для эксплуатации в закрытых помещениях с естественной вентиляцией и без/с искусственно регулируемые климатическими условиями должны изготавливаться для климатического исполнения УХЛ4.

28.15 Шкафы предназначенные для эксплуатации на открытом воздухе (наружного исполнения) должны изготавливаться для климатического исполнения УХЛ1.

28.16 Требования в части стойкости шкафа наружного исполнения к атмосферным условиям должны соответствовать ГОСТ 15543.1-89. Шкафы наружного исполнения должны быть изготовлены из нержавеющей или полимерных материалов

28.17 Шкафы НКУ наружного исполнения должны быть оснащены системой антиконденсационного обогрева. Необходимость установки системы обогрева определяется техническими решениями проекта.

28.18 Охлаждение шкафа должны выполняться, как правило, путем естественной вентиляции.

28.19 Применение принудительной вентиляции внутри шкафа внутренней установки не рекомендуется.

28.20 Необходимость установки принудительного охлаждения шкафа наружной установки определяется техническими решениями проекта. Для обеспечения необходимой степени защиты шкафа должен применяться, как правило, теплообменник «воздух-воздух».

28.21 Все шкафы должны быть оборудованы датчиками температуры контактного типа, обеспечивающими двухуровневую (настраиваемую) сигнализацию повышения температуры. Шкафы наружной установки дополнительно должны иметь контактный датчик (настраиваемый) сигнализации понижения температуры.

28.22 Требования в части стойкости шкафа внутреннего исполнения должны обеспечиваться при следующих атмосферных условиях:

- место установки защищается от попадания брызг воды, масел, эмульсий, а также от прямой солнечной радиации;
- естественная вентиляция или устройства регулирования климатических условий;
- отсутствие конденсации влаги;
- температура окружающего воздуха – +10...+25°C,
- относительная влажность воздуха – 20%...50%;

- относительная влажность воздуха не более 50% при максимальной температуре 40°C;
- допускается повышенная влажность при низких температурах, например 60% при 20°C;
- предельная температура окружающего воздуха не более 40°C, а её среднее значение за период 24 ч не более 35°C;
- нижний предел температуры окружающего воздуха – плюс 5°C.

28.23 При эксплуатации шкафов НКУ в особых условиях, эти условия должны быть оговорены в задании на закупку и соглашении между изготовителем и заказчиком. Заказчик должен информировать изготовителя о наличии нижеследующих особых условий эксплуатации:

- значения температуры, относительной влажности, отличающиеся от указанных в 28.18;
- изменения температуры или давления воздуха происходят с такой скоростью, при которой может произойти повышенная конденсация внутри шкафа;
- воздействие сильных электрических или магнитных полей;
- воздействие плесени или микробов (микроорганизмов);
- установка в пожароопасных или взрывопожароопасных помещениях;
- воздействие сильной вибрации и ударов.

28.24 Изготовитель должен установить меры, которые должны быть приняты в части ЭМС, связанной с установкой, эксплуатацией и техническим обслуживанием шкафов.

28.25 Определяющими принципами при формировании компоновки шкафа являются:

- размещение аппаратуры по монтажным единицам (МЕ);
- соблюдение правильного расположения аппаратов по допустимым уровням их размещения;
- удобство эксплуатации устройств и оборудования оперативным, наладочным и ремонтным персоналом.

28.26 В шкафу НКУ ЦПС без шины процесса, устанавливаемом в ОПУ, рекомендуется располагать не более четырех МЕ.

28.27 В шкафу НКУ ЦПС с шиной процесса, устанавливаемом в ОПУ, рекомендуется располагать не более десяти МЕ.

28.28 В шкафу НКУ ЦПС, устанавливаемом вблизи оборудования в ЗРУ или на ОРУ, рекомендуется располагать не более четырех МЕ.

28.29 В шкафу с аппаратурой, относящейся к разным присоединениям или разным устройствам одного присоединения, которые могут проверяться отдельно, должны быть нанесены разграничительные линии.

28.30 Комплектующие элементы должны устанавливаться в соответствии с инструкциями изготовителя с учетом удобства и безопасности наблюдения за изделиями при выполнении сборочных работ, проведении осмотра, испытаний и обслуживания.

28.31 При формировании в шкафу рядов с устройствами РЗА, измерительными элементами и аппаратурой ВК необходимо учитывать допустимые минимальный и максимальный уровни размещения данных типов аппаратных элементов, установленных в ряду, относительно пола.

28.32 Установку аппаратных элементов следует производить в зоне от 400 до 2000 мм от уровня пола.

Аппараты ВК ручного оперативного управления (переключатели, кнопки) рекомендуется располагать на высоте не более 1700 мм и не менее 700 мм от уровня пола.

Измерительные приборы рекомендуется устанавливать таким образом, чтобы шкала каждого из приборов находилась на высоте 1000-1800 мм от уровня пола.

28.33 Ряды зажимов в шкафу, как правило, должны соответствовать следующим требованиям:

- должны применяться винтовые или пружинные зажимы;
- ряды зажимов формируются вертикально и располагаются на левой и правой боковинах шкафа по виду со стороны монтажа;
- в случае одного ряда зажимов, он устанавливается на левой боковине шкафа по виду со стороны монтажа;
- в шкафу шириной 1000 мм и более рекомендуется применять четыре вертикальных ряда зажимов;
- допускается при проектном обосновании горизонтальное расположение зажимов;
- ряды зажимов должны устанавливаться таким образом, чтобы была свободная зона, достаточная для прокладки и крепления кабелей;
- ряды зажимов должны разделяться на части (клеммники) по монтажным единицам и функциональным группам (токовые цепи, цепи напряжения и др.);
- нумерация в пределах клеммника выполняется с номера 1 по N, а вначале клеммника устанавливается маркировочная колодка;
- для минимизации длин проводников клеммники следует располагать с учетом размещения аппаратных элементов.

28.34 В шкафах должно выполняться разделение цепей в рядах зажимов и цепей, переключение которых может привести к отключению основного оборудования или короткому замыканию, в том числе:

- цепь «плюса» оперативных цепей и цепь включения или отключения;
- цепи «плюса» и «минуса» оперативного тока;

- цепи разного функционального назначения (токовые, напряжения, оперативные, сигнализации).

Разделение выполняется свободными зажимами, промежуточными цепями или специальными разделительными пластинами, обеспечивающими визуальное и механическое разделение соседних зажимов.

28.35 Разводка цепей в шкафу, как правило, должны выполняться с учетом следующих требований:

- цепи с одинаковыми марками соединяются между собой в шкафу и выводятся на ряд зажимов, если это требуется, от аппарата ближайшего к ряду зажимов;
- в шкафах, где расположено несколько отдельных устройств, питание которых осуществляется от общего «+» и «-», подсоединение каждого устройства к «+» и «-» следует осуществлять через ряд зажимов;
- при разводке оперативных цепей рекомендуется располагать их в ряду зажимов для удобства эксплуатации по возрастанию цифровых марок относительно полюсов цепей оперативного тока;
- при количестве точек подключения к полюсам цепей оперативного тока более 6 необходимо выполнять кольцевую разводку.

28.36 Степень защиты шкафа РЗА от прикосновения к токоведущим частям, попадания твердых посторонних тел и жидкости должна соответствовать ГОСТ 14254-96.

Степень защиты шкафов внутреннего исполнения должна быть не менее IP2X после его установки в соответствии с инструкциями изготовителя.

Степень защиты шкафов наружного исполнения должна быть не менее IP54 после его установки в соответствии с инструкциями изготовителя.

28.37 Для шкафов РЗА с подводом кабелей снизу в нижней зоне на отметке не менее 250 мм от уровня пола должна быть свободная зона для подвода кабеля.

28.38 Для шкафов РЗА с подводом кабелей сверху в верхней зоне на отметке не менее 250 мм от уровня крышки должна быть свободная зона для подвода кабеля.

28.39 Проходы кабелей как снизу, так и сверху внутрь шкафов РЗА должны осуществляться через уплотняющие устройства, предотвращающие попадание внутрь пыли, влаги, посторонних предметов и сохранять заявленную степень защиты.

28.40 Конструкция прохода кабелей и выполнение уплотнения должны исключать механические повреждения оболочек кабеля.

28.41 Шкафы должны иметь элемент для заземления. Организация элемента заземления и присоединения заземляющих проводников должна выполняться с учётом обеспечения требований к ЭМС шкафа.

28.42 Заземление экранов контрольных кабелей следует выполнять специальными зажимами большой площадью контактов, осуществляющими прижатие экрана к заземлённой конструкции шкафа.

28.43 Шкафы РЗА должны подвергаться выходному контролю на площадке изготовителя.

29 ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ВНЕДРЕНИЕ

29.1 Проектирование основных информационных систем ЦПС должно выполняться в соответствии с требованиями настоящего СТП, серии стандартов IEC 61850, а также требованиями других ТНПА, не противоречащих настоящему СТП.

29.2 Данный раздел относится к системам и управлению проектами в части:

- технического процесса и его вспомогательных инструментов;
- жизненного цикла технических и программных средств;
- обеспечения качества, начинающегося со стадии разработки и заканчивающегося прекращением и снятием с эксплуатации технических и программных средств.

29.3 Разработка информационных систем ЦПС основана на спецификации системных требований, которая определяет объем, функции, границы и дополнительные ограничения и требования к системе и включает в себя:

- определение необходимой аппаратной и программной конфигурации информационных систем: определение технических и программных средств, их интерфейсов, протоколов;
- адаптацию функциональности и количества сигналов к конкретным эксплуатационным требованиям;
- документирование всех конкретных определений.

29.4 Проектная организация на стадии «обоснование инвестиций» или «архитектурный проект» разрабатывает проектную документацию, включающую требования к системе, которые определяют:

- область действия;
- принципиальную схему подстанции;
- требования к функциям системы;
- требования к техническим и программным средствам;
- правила именования для первичного и вторичного оборудования;
- схемы адресации, необходимые для взаимодействия с другими системами заказчика;
- требования к надежности, доступности, избыточности и временам отклика;
- требования к мерам безопасности;

- необходимые условия окружающей среды;
- экологические, физические и географические ограничения для проекта;
- другие требования.

На данном этапе разрабатываются технические требования, которые будут использованы для проведения тендеров и дальнейшего проектирования, независимо от того кем будут выполняться проектные и монтажные работы.

29.5 После проведения торгов, проектная организация, совместно с производителем оборудования и поставщиком (системным интегратором), разрабатывает:

- окончательную функциональную и физическую структуру системы;
- требования к техническим и программным средствам, необходимым для выполнения заданных функций;
- требования к взаимодействию компонентов системы между собой и смежными системами;
- спецификации используемых технических и программных средств.

Результирующая спецификация системы может поддерживаться формальным описанием IED, функциями на них и их отношением к функциональности процесса, как определено в IEC 61850-6 (SCD, описание конфигурации системы).

29.6 Рекомендуется основную часть проектной спецификации системы разрабатывать во время проведения торгов с учетом предлагаемой структуры системы и оборудования.

29.7 Производитель или поставщик (системный интегратор) совместно с проектной организацией разрабатывает конфигурации микропроцессорных устройств для конкретного проекта и выполняет их тестирование.

29.8 Наладочная организация выполняет настройку технологических, функциональных и системных параметров IED на специфические для проекта характеристики.

Наладочная организация, совместно с системным интегратором и эксплуатирующей организацией (заказчиком), тестирует систему и вводит систему в эксплуатацию.

29.9 Допускается, чтобы одна организация выполняла несколько функций. Например, производитель также может являться системным интегратором, или заказчик сам выполняет системную интеграцию.

29.10 Как правило, в процессе проектирования должны использоваться инженерные инструменты трех видов:

- инструмент спецификации системы: предназначен для составления требований к системе и устройствам с точки зрения необходимых функциональных возможностей системы и процессов;

- инструмент конфигурирования системы (системный дизайн): предназначен для выбора необходимых IED на основе спецификации системы (требований) и определения связей между IED системы и логические отношения между функциональными возможностями IED и основным оборудованием. Как правило, инструмент настройки системы должен обеспечивать формирование спецификации системы;
- инструмент конфигурирования (параметризации) IED: предназначен для создания согласованного набора параметров IED для конкретного IED в системе.

29.11 Проектная документация должна включать в себя:

- аппаратную документацию, предназначенную для представления всех внешних соединений между системными компонентами, которые определены в процессе проектирования;
- документацию по программному обеспечению в виде (основных) функциональных диаграмм, блок-схем (по мере необходимости);
- документацию для параметрирования технических и программных средств.

29.12 Аппаратная документация разрабатывается в соответствии с требованиями ЕСКД и должна содержать:

- принципиальные схемы;
- схемы ЛВС;
- списки сигналов;
- схемы прокладки кабелей и кабельный журнал.

29.13 Документация для параметрирования технических и программных средств системы должна содержать:

- списки сигналов;
- списки параметров;
- адреса сети связи;
- графическое представление всех дисплеев и последовательностей меню операций (при необходимости);
- функциональные схемы или описания функций.

29.14 Поставщик (системный интегратор) должен всегда предлагать инженерные инструменты, необходимые для обслуживания системы, и необходимое обучение заказчика (специалистов эксплуатирующей организации) для использования этих инструментов, чтобы заказчик мог поддерживать и расширять систему.

Системный интегратор должен всегда обеспечивать необходимое обучение заказчика (специалистов эксплуатирующей организации) по поставляемому оборудованию, чтобы заказчик мог поддерживать и ремонтировать оборудование.

В случае, если инженерные задачи (параметрирование, наладка и т.д.) выполняются не системным интегратором, он должен обеспечить необходимое обучение специалистов выполняющих инженерные задачи в части оборудования и использования инженерных инструментов.

Системный интегратор должен поддерживать эти процессы с помощью консультационных услуг, обучения и регулярной информации об обновлениях и расширенных функциях установки системы и технических инструментах.

29.15 Обеспечение качества системы является общей задачей системного интегратора/производителя и заказчика с различными областями ответственности. Если участвуют две или более стороны, обязанности каждой стороны определяются во время закупок.

29.16 Изготовитель несет ответственность за правильное проведение типовых испытаний и системных испытаний своих отдельных продуктов. Типовые тесты и системные тесты являются предварительными условиями для участия в торгах.

Все тесты должны проводиться независимой лабораторией организации-изготовителя, которая имеет право на проведение испытаний, или независимой внешней организацией, квалифицированной для испытаний соответствующей независимой организацией.

29.17 Все технические средства должны пройти обычные заводские тесты, определенные производителем, для обеспечения качества, прежде чем они будут отправлены заказчику.

29.18 Системный интегратор обязан подготовить и провести специальные исследования для отдельных продуктов и всей системы. Кроме того, системный интегратор обязан доказать выполнение технических требований, включая критерии эффективности.

29.19 При внедрении системы системный интегратор отвечает за то, чтобы все функции были совместно протестированы представителями системного интегратора и заказчика во время заводского приемочного испытания (FAT) и обязательного тест-приемочного испытания (SAT) с конкретной конфигурацией и набор параметров клиента.

29.20 Обычно ввод в эксплуатацию системы на месте до SAT является обязанностью поставщика (системного интегратора). За пуском в эксплуатацию следует этап пробной эксплуатации. Длина этой фазы и условия, которые должны быть выполнены, например, пробная эксплуатация до или после SAT, должны быть согласованы между заказчиком и поставщиком (системным интегратором).

29.21 Приемочный тест на заводе (FAT) служит для проверки и проверки системы и ее функций с точки зрения заказчика. Заводские приемочные испытания являются необязательными.

Объем и объект FAT должны обсуждаться и согласовываться между системным интегратором и заказчиком и должны документироваться как часть контракта.

Результат FAT должен быть документирован и подписан как системным интегратором, так и заказчиком.

В процессе проведения FAT должна выполняться проверка типичных решений и их поведение в нормальных и ненормальных ситуациях.

29.22 Основная цель приемочного испытания системы на месте (SAT) - показать правильный монтаж и подключение всех компонентов системы. Он должен выполняться на полностью установленном оборудовании на отдельных этапах.

Этапы выполняются в соответствии с планом ввода в эксплуатацию, который должен охватывать проверку всего информационного обмена и выполнения всех функций.

Процедура SAT должна документировать результаты каждого шага и является необходимой для ввода системы в эксплуатацию.

29.23 Производитель несет ответственность за поддержание процесса обеспечения качества, с помощью которого любые ошибки, связанные с программными и техническими средствами, обнаруженные во время испытаний проекта, должны быть исправлены.

29.24 После ввода объекта в эксплуатацию должна быть обеспечена в соответствии с согласованными условиями гарантия на аппаратное и программное обеспечение.

Производитель оборудования должен сообщать соответствующим системным интеграторам и клиентам о любых недостатках оборудования и программного обеспечения, обнаруженных на этапе гарантии. Клиент должен принять решение о необходимости установки новой версия оборудования или программного обеспечения.

29.25 Системный интегратор или производитель должны обеспечивать послепродажное (постгарантийное) обслуживание:

- поставка запасных частей на согласованный период;
- поддержка при диагностике сбоев;
- обязательное предоставление клиентам срочной информации о неисправностях;
- исправление обнаруженных ошибок программного обеспечения и аппаратных дефектов;
- предложение и внедрение обновлений программного обеспечения.

29.26 Изготовитель должен разработать и предложить специальные диагностические инструменты для определения отказа внутри или вне системы и локализации отказа внутри системы и отдельных устройств.

Диагностические инструменты должны допускать дистанционное использование.

29.27 Техническая документация системы и ее отдельных продуктов должна включать рекомендуемое профилактическое обслуживание (например, для батарей, конденсаторов).

29.28 Заказчик несет ответственность за то, чтобы соответствующие экологические и эксплуатационные условия системы удовлетворяли условиям, описанным в технической документации системы и ее отдельных продуктов.

Заказчик должен проводить профилактическое обслуживание для обслуживания или замены ремонтируемых деталей в соответствии с инструкциями производителя.

Корректирующее обслуживание должно выполняться сразу же после обнаружения дефектов, чтобы обеспечить максимально возможную доступность.

29.29 При проведении испытаний и ввода в эксплуатацию должно использоваться испытательное оборудование.

Испытательное оборудование используется для обеспечения проверки всех входов и выходов основного оборудования, связи с центром управления и функциональности отдельных устройств (например, защиты), а так же для контроля поведения и характеристик системы.

29.30 Производитель должен своевременно информировать всех клиентов о прекращении выпуска и поддержки оборудования, чтобы клиенты имели возможность заказать запасные части или подготовить замену.

В случае, когда прекращение выпуска и поддержки оборудования будет осуществляться без выпуска функционально совместимого оборудования, требуемое уведомление должно быть опубликовано за 2 года.

В случае выпуска нового функционально совместимого оборудования уведомление может быть опубликовано за 1 год. Должна быть обеспечена возможность поставки обоих типов оборудования в течение не менее 1 года.

29.31 В течение жизненного цикла системы и используемого оборудования изготовитель обязан обеспечить поддержку оборудования в соответствии с соглашением между системным интегратором, соответствующим клиентом и производителем. Могут использоваться следующие варианты таких соглашений:

- специальное соглашение с клиентом для дальнейшего снабжения с минимальным годовым заказом со специальными согласованными ценами и условиями поставки в согласованный период времени;
- поставка тех же или совместимых устройств (с точки зрения функциональности, монтажа и проводки) для расширений в конкретных условиях поставки в течение согласованного периода времени;
- поставка запасных частей и предоставление ремонтных услуг с особыми условиями в течение длительного периода времени;
- администрирование, обслуживание и поставка всех поставляемых версий программного обеспечения IED и программного обеспечения сервисных инструментов производителем в соответствии с согласованными условиями поставки;
- поддержка интеграции новых продуктов.

В случае, когда производитель и системный интегратор – различные организации, поддержка должна быть согласована в соответствующих контрактах.

29.32 Вышеуказанные требования, касающиеся «жизненного цикла системы», не относятся к общедоступному оборудованию (например, ПК, CD-ROM).

30 РЕМОНТ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

30.1 Объемы и сроки проведения ремонтно-технического обслуживания силового оборудования, устройств и сооружений определяются действующими ТНПА, а также технической документацией изготовителей.

30.2 Для оборудования оснащенного средств диагностики технического состояния проведение ремонтно-технического обслуживания должно выполняться по результатам диагностического контроля и профилактических испытаний.



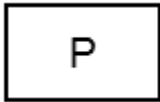
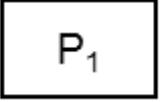
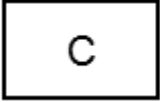
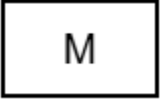
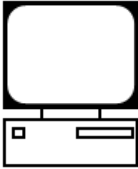
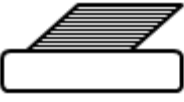

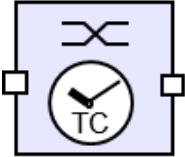
30.3 Форма и структура организации ремонта, технического и оперативного обслуживания ЦПС определяется утвержденной схемой организации эксплуатации или проектом организации ФЭС, в которых указывается также местоположение и тип РПБ, РЭП, оснащение их необходимыми механизмами и ремонтными средствами.

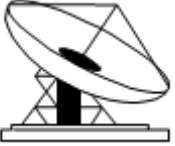
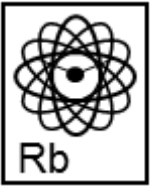
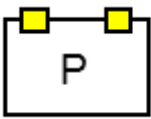
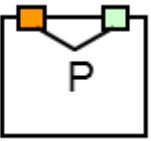
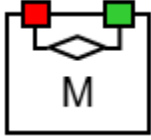
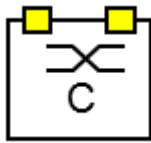
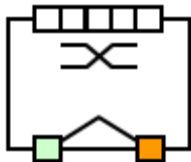
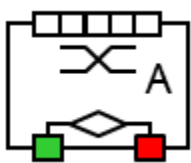
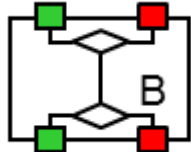
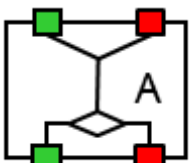
30.4 В ОПУ ЦПС 330 кВ и выше должны предусматриваться помещения для персонала, осуществляющего ремонт и техническое обслуживание силового оборудования, РЗА и ПА, АСУТП, АСКУЭ и связи.


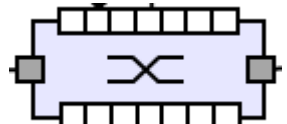
Приложения

Приложение А.1 Условные обозначения в схемах ЛВС

Условные обозначения в схемах ЛВС должны соответствовать требованиям стандарта IEC 61850-90-4

Условные обозначения ЛВС	
	Устройство
	Несколько устройств
	Устройство с функциями защиты
	Устройство с функциями защиты (1= 1-й комплекс) (2= 2-й комплекс)
	Устройство с функциями контроля
	Устройство с функциями измерения
	Компьютер (сервер)
	Принтер
	Сетевые часы (NTP, GMC, MC, OC, HC)
	Коммутатор с функцией прозрачных часов (TC)

	Приемник спутниковых сигналов точного времени (GNSS, GPS)
	Рубидиевые атомные часы
	Устройство с функциями защиты с двумя независимыми портами
	Устройство с функциями защиты с двумя портами с поддержкой PRP
	Устройство с функциями измерения с двумя портами с поддержкой HSR
	Устройство с функциями контроля с двумя портами с поддержкой RSTP
	RedBox-H (RSTP коммутатор – PRP)
	RedBox-H (RSTP коммутатор – HSR)
	QuadBox (HSR-HSR)
	QuadBox (HSR-PRP)

	IP маршрутизатор или шлюз
	Коммутатор

Условные обозначения портов оборудования ЛВС			
□	100BASE-TX	⊗	1000BASE-LX (мультимод)
○	100BASE-FX	⊙	1000BASE-LX (одномод)
■	Транковый порт		

Приложение А.2 Оценка загрузки и времени задержки в сети

При проектировании должна выполняться оценка загрузки и времени задержки в сети во всех режимах работы.

Должны быть оценены связи между устройствами, объемы передаваемых/принимаемых данных (SV, GOOSE, MMS) в частности:

- какие наборы данных используются для GOOSE, для SV и для сообщений MMS;
- какие СВУ обмениваются данными с клиентами IEC 61850;
- какие СВУ подписываются на каждого из издателей GOOSE;
- какие СВУ подписываются на каждого из издателей SV на шине процесса.

Дополнительно должен быть оценен трафик, не относящийся к IEC 61850. Например, трафик синхронизации часов, видеонаблюдения и т.д.

Задержки передачи кадров для различных видов трафика должны соответствовать требованиям IEC 61850-5.

GOOSE трафик оказывает значительное влияние на станционную шину циклически, т.к. передает сообщения и ретранслирует спонтанные сообщения, обычно два раза, для преодоления возможных потерь кадров.

Одно приложение GOOSE в IED, как правило, генерирует трафик около 1 кбит/с в стационарном режиме и около 1 Мбит/с во время всплесков. Всплески часто происходят одновременно, поскольку одна операция переключения может запускать несколько кадров GOOSE.

MMS трафик, создаваемый IED, как правило, состоит из опроса из АСУТП, связанным с событиями, и отчетов, отправляемых серверами MMS клиентам MMS. IED отправляет цифровые значения и счетчики данных, используя отчеты, вызванные изменением данных, изменением качества или обновлением данных. IED также могут быть настроены для отправки отчетов о целостности с цифровыми значениями в качестве дополнительного механизма проверки данных, интервал таких отчетов обычно находится в диапазоне от 60 с до 300 с.

Измерения обычно отправляются с интервалом около 1 с, но IED также могут быть настроены для отправки измерений, вызванных изменениями данных.

Как правило, трафик MMS, генерируемый одним IED на станции, в стационарном состоянии составляет менее 10 кбит/с. Поскольку трафик MMS не является многоадресной рассылкой, он влияет только на полосу пропускания на сетевых соединениях между сервером MMS и клиентом MMS и не влияет на соединения между другими IED.

SV трафик требовательный, но легко предсказуемый.

Поток SV с частотой дискретизации 80 отсчетов за цикл (для сети 50 Гц) генерирует трафик от 4,6 до 5,6 Мбит/с.

Поток SV с частотой дискретизации 256 отсчетов за цикл (для сети 50 Гц) генерирует трафик от 7,1 до 15,5 Мбит/с.

Оценка допустимой загрузки порта Ethernet должна выполняться с учетом наличия в шине процесса другого трафика, а так же возможностей устройства, подключенного к данному порту, по приему и обработке всего трафика.

Библиография

- [1] Международный стандарт
IEC 61850 (МЭК 61850) Communication Networks and Systems in Substations
Сети и системы связи на подстанциях
- [2] Международный стандарт
IEC 60839 (МЭК 60839) Alarm and electronic security systems
Системы сигнализации и электронной безопасности
- [3] Международный стандарт
IEC 62351 (МЭК 62351) Power systems management and associated information exchange exchange - Data and communications security
Управление энергосистемами и связанный обмен информацией. Безопасность данных и коммуникаций.
- [4] Международный стандарт
IEC 62443 (МЭК 62443) Industrial communication networks - Network and system security
Сети промышленной связи. Безопасность сети и системы
- [5] Международный стандарт
IEC 61508 (МЭК 61508) Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems
Функциональная безопасность электрических/электронных/программируемых электронных систем, связанных с безопасностью
- [6] Международный стандарт
IEC 62642 (МЭК 62642) Alarm systems - Intrusion and hold-up systems
Системы сигнализации - Системы охранной сигнализации
- [7] Международный стандарт
IEC 62676 (МЭК 62676) Video surveillance systems for use in security applications
Системы видеонаблюдения для использования в приложениях безопасности