ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
ПАО «ФСК ЕЭС»

СТО 56947007-
29.240.10.248-2017

Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)

Стандарт организации

Дата введения: 25.08.2017

ПАО «ФСК ЕЭС»
2017

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», объекты стандартизации и общие положения при разработке и применении стандартов организаций Российской Федерации - ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения», общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению межгосударственных стандартов, правил и рекомендаций по межгосударственной стандартизации и изменений к ним - ГОСТ 1.5-2001, правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов Российской Федерации, общие требования к их содержанию, а также правила оформления и изложения изменений к национальным стандартам Российской Федерации - ГОСТ Р 1.5-2012.

Сведения о стандарте организации

1. РАЗРАБОТАН: АО «НТЦ ФСК ЕЭС», Департаментом подстанций.

2. ВНЕСЁН: Департаментом подстанций, Департаментом инновационного развития.

3. УТВЕРЖДЁН И ВВЕДЁН В ДЕЙСТВИЕ: Приказом ПАО «ФСК ЕЭС» от 25.08.2017 № 343.

4. ВВЕДЁН ВЗАМЕН: СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ, утвержденного Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 13.04.2009 № 136 «Об утверждении норм технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ».

Замечания и предложения по стандарту организации следует направлять в Департамент инновационного развития ПАО «ФСК ЕЭС» по адресу: 117630, Москва, ул. Ак. Челомея, д. 5А, электронной почтой по адресу: gost.e-ecolog.ru

Содержание

1 Область применения ... 4
2 Нормативные ссылки ... 4
3 Термины, определения, обозначения и сокращения ... 6
4 Общие требования ... 14
5 Площадка для строительства подстанции ... 17
6 Схемы электрические распределительных устройств ... 20
7 Выбор первичного электротехнического оборудования ... 22
8 Защита от перенапряжений, заземление, электромагнитная совместимость ... 27
9 Собственные нужды, кабельное хозяйство, оперативный ток, освещение ... 32
10 Управление, автоматика и сигнализация ... 40
11 Оперативная блокировка неправильных действий при переключениях в электроустановках ... 42
12 Релейная защита и автоматика ... 43
13 Противоаварийная автоматика ... 60
14 Автоматизированное управление. АСУ ТП, АСТУ, АСДУ ... 63
15 Системы связи ... 75
16 Компоновка и конструктивная часть ... 86
17 Генеральный план и транспорт ... 97
18 Вспомогательные сооружения (масляное хозяйство) ... 103
19 Водоснабжение, водоотведение, противопожарные мероприятия, отвод масла ... 104
20 Организация эксплуатации ... 109
21 Обеспечение объектов электросетевого комплекса инженерно-техническими средствами охраны ... 112
22 Учет электроэнергии ... 117
23 Контроль качества электроэнергии ... 120
24 Средства измерений и метрологическое обеспечение ... 120
25 Особые условия окружающей среды ... 122
26 Охрана окружающей среды ... 124
Библиография ... 126

1 Область применения

Нормы технологического проектирования подстанций (НТП ПС) устанавливают основные требования по проектированию подстанций (ПС), распределительных пунктов (РП) и переключательных пунктов (ПП) переменного тока ПАО «ФСК ЕЭС» с высшим напряжением 35-750 кВ.

Настоящий стандарт (далее – Нормы) распространяются на объекты нового строительства, а также подлежащие комплексному техническому перевооружению и реконструкции (КТПиР) ПС, РП и ПП напряжением 35-750 кВ.

При проектировании КТПиР ПС с учетом существующих схем РУ, компоновок оборудования, конструкций зданий и вспомогательных сооружений допускаются обоснованные отступления от настоящих Норм, согласованные на стадии формирования задания на проектирование с электросетевыми компаниями и системным оператором (в части объектов диспетчеризации). Указанное не распространяется на требования, связанные с охраной труда, пожаробезопасностью и охраной окружающей среды, отступления от которых согласовываются в установленном порядке.

При проектировании ПС, РП и ПП следует руководствоваться Правилами устройств электроустановок (ПУЭ) [1], настоящими НТП ПС, нормативными документами, указанными в разделе 2.

При проектировании необходимо руководствоваться редакциями документов, необходимых и действующих на момент разработки документации, в том числе, не указанными в настоящих НТП ПС.

2 Нормативные ссылки

ГОСТ 12.1.002-84 ССБТ. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах.

ГОСТ 17.1.3.13-86 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения.

ГОСТ 17.5.3.04-83 Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель (с Изменением № 1).

ГОСТ 5237-83 (СТ СЭВ 3893-82) Аппаратура электросвязи. Напряжения питания и методы измерений (с Изменением № 1).

ГОСТ 9920-89 (СТ СЭВ 6465-88, МЭК 815-86, МЭК 694-80) Электроустановки переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Длина пути утечки внешней изоляции.

ГОСТ 23120-78 Лестницы маршевые, площадки и ограждения стальные. Технические условия.

ГОСТ 26881-86 Аккумуляторы свинцовые стационарные. Общие технические условия (с Изменением № 1).

ГОСТ 28601.1-90 Система несущих конструкций серии 482,6 мм. Панели и стойки. Основные размеры.

ГОСТ 28601.2-90 Система несущих конструкций серии 482,6 мм. Шкафы и стоечные конструкции. Основные размеры.

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

ГОСТ Р 12.4.026-01 ССБТ. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний (с Изменением № 1).

ГОСТ Р МЭК 60896-11-15 Батареи свинцово-кислотные стационарные. Общие требования и методы испытаний. Часть 11. Открытые типы. Общие требования и методы испытаний.

ГОСТ Р 55105-12 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования.

ГОСТ Р 55437-13 Двигатели внутреннего сгорания поршневые. Классификация по объему автоматизации и технические требования к автоматизации.

ГОСТ Р 55608-2013 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Переключения в электроустановках. Общие требования.

ГОСТ Р 56302-2014 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования.

ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-06 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 101. Обобщающий стандарт по основным функциям телемеханики.

ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-04 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 104. Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей.

ГОСТ Р МЭК 61850-6-09 Сети и системы связи на подстанциях. Часть 6. Язык описания конфигурации для связи между интеллектуальными электронными устройствами на электрических подстанциях.

ГОСТ Р МЭК 61850-7-1-09 Сети и системы связи на подстанциях. Часть 7. Базовая структура связи для подстанций и линейного оборудования. Раздел 1. Принципы и модели.

3 Термины, определения, обозначения и сокращения

Автоматизированная система технологического управления – единый распределённый комплекс согласованно функционирующих взаимосвязанных систем: оперативно-технологического и ситуационного управления, производственно-технического управления, мониторинга и диагностики состояния оборудования, мониторинга и управления качеством электроэнергии, РЗА, учета электроэнергии (мощности), управления электропотреблением.

Автоматизированное управление – управление, осуществляемое при совместном участии человека и средств автоматизации.

Автоматическое управление – управление, осуществляемое без участия человека.

Вторичное оборудование – оборудование (аппаратура, устройства, комплексы) АСТУ, противопожарной системы, охранной сигнализации, видеонаблюдения, СОПТ, системы собственных нужд переменного тока 0,4 кВ, системы управления и сигнализации вспомогательного оборудования и т.п.

Главный щит управления – помещение в здании ОПУ, в котором размещается ЩУ дежурного ОП.

Диспетчерский персонал – в соответствии с ГОСТ Р 55608.

Диспетчерский центр – в соответствии с ГОСТ Р 55608.

Дистанционное управление – в соответствии с ГОСТ Р 55608.

Зоны с особыми условиями использования территорий – охранные, санитарно-защитные зоны, зоны охраны объектов культурного наследия (памятников истории и культуры) народов Российской Федерации, водоохранные зоны, зоны затопления, подтопления, зоны санитарной охраны источников питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения, зоны охраняемых объектов, иные зоны, устанавливаемые в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Коммутационный аппарат – электрический аппарат, предназначенный для коммутации электрической цепи и проведения тока: выключатель, разъединитель, в том числе заземляющий разъединитель.

Местное управление – в соответствии с ГОСТ Р 55608.

Оперативный персонал – в соответствии с ГОСТ Р 55608, в том числе, оперативный персонал ЦУС.

Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике – в соответствии с ГОСТ Р 55608.

Оперативно-технологическое управление – в соответствии с ГОСТ Р 55608.

Основная защита – в соответствии с ГОСТ Р 55608.

Особо охраняемые природные территории – участки земли, водной поверхности и воздушного пространства над ними, где располагаются природные комплексы и объекты, которые имеют особое природоохранное, научное, культурное, эстетическое, рекреационное и оздоровительное значение, которые изъяты решениями органов государственной власти полностью или частично из хозяйственного использования и для которых установлен режим особой охраны.

Первичное оборудование ПС – силовые авто(трансформаторы), системы (секции) шин, выключатели, разъединители, СКРМ, измерительные трансформаторы, преобразовательные установки и другое оборудование объектов электроэнергетики, не относящееся ко вторичному оборудованию.

Подстанционный пункт управления – помещение в здании ОПУ, в котором размещается АРМ дежурного ОП.

ПС нового поколения – в соответствии с пунктом 7.1 ГОСТ Р 55608.

Расчетный период – период на который разрабатывается проектная документация: год ввода в эксплуатацию ПС (окончания КТПиР) с учетом этапов строительства и перспектива 5 лет после ввода ПС в эксплуатацию (окончания КТПиР)).

Резервная защита – в соответствии с ГОСТ Р 55608.

Телеуправление – в соответствии с ГОСТ Р 55608.

Управляемые элементы ПС – коммутационные аппараты, задающие устройства систем автоматического регулирования (возбуждения синхронных электрических машин, реакторов, преобразовательных установок и др.), устройства РПН трансформаторов и автотрансформаторов, технологическое оборудование (насосы, задвижки и др.).

Центр управления сетями – в соответствии с ГОСТ Р 55608.

Цифровая подстанция (ЦПС) – это подстанция с высоким уровнем автоматизации, в которой практически все процессы информационного обмена между элементами ПС, а также управление работой ПС осуществляются в цифровом виде на основе стандартов серии МЭК 61850.

Для обозначения обязательности выполнения технических требований применяются понятия **«должен»**, **«следует»**, **«необходимо»** и производные от них.

Понятие **«как правило»** означает, что данное техническое требование является преобладающим, а отступление от него должно быть обосновано.

Понятие **«допускается»** означает, что данное техническое требование или решение применяется в виде исключения, как вынужденное при соответствующем обосновании (вследствие стеснённых условий, ограниченных ресурсов, отсутствия необходимого электротехнического оборудования, изделий и материалов и т. п.).

Понятие **«рекомендуется»** означает, что данное техническое решение является приоритетным, но не обязательным.

Понятие **«не допускается»**, означает, что применение данного технического решения запрещено.

Обозначения и сокращения:

АБ	– аккумуляторная батарея;
АВР	– автоматическое включение резерва;
АДВ	– автоматическое дозирование воздействий;
АЗД	– автоматическое запоминание дозирования;
АИИС КУЭ	– автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (мощности);
АЛАР	– автоматика ликвидации асинхронного режима;
АОДС	– автоматика опережающего деления сети;
АОПН	–автоматика ограничения повышения напряжения;
АПВ	– автоматическое повторное включение;
АПНУ	– автоматическое предотвращение нарушения устойчивости;
АПТ	– автоматика пожаротушения;
АРМ	– автоматизированное рабочее место;
АРН	– автоматический регулятор напряжения;
АС	– автоматизированная система;
АСДУ	– автоматизированная система диспетчерского управления;
АСК	– асинхронизированный компенсатор;
АСТУ	– автоматизированная система технологического управления;
АСУ ТП	– автоматизированная система управления технологическими процессами;
АТ	– автотрансформатор;
АУВ	– автоматика управления выключателем;
БС	– блокирующий сигнал;
БСК	– батарея статических конденсаторов;
ВЛ	– воздушная линия;
ВН	– высшее напряжение;
ВОК	– волоконно-оптический кабель;
ВОЛС	– волоконно-оптическая линия связи;
ВЧ	– высокочастотный;
ВЧКС	– высокочастотные каналы связи;
ГГС	– громкоговорящая связь и оповещения;
ГИЛ	– газоизолированная линия;
ГТ	– грозозащитный трос;
ГЩУ	– главный щит управления;
ДГУ	– дизель-генераторная установка;
ДЗ	– дистанционная защита;
ДЗЛ	– продольная дифференциальная защита линии;
ДЗО	– дифференциальная защита ошиновки;
ДЗШ	– дифференциальная токовая защиты шин;
ДФЗ	– дифференциально-фазная защита;

ДЦ	– диспетчерский центр АО «СО ЕЭС»;
ЕНЭС	– единая национальная (общероссийская) электрическая сеть;
ЗВН	– здание вспомогательного назначения;
ЗВП	– защита от внутренних повреждений;
ЗИП	– запасные части, инструменты, принадлежности;
ЗРУ	– закрытое распределительное устройств;
ЗУ	– зарядное устройство;
ИВКЭ	– информационно-вычислительный комплекс электроустановки;
ИИК	– информационно-измерительный комплекс;
ИТСО	– инженерно-технические средства охраны;
ИЭУ	– интеллектуальное электронное устройство;
КА	– коммутационный аппарат;
КВЛ	– кабельно-воздушная линия;
КЗ	– короткое замыкание;
КИВ	– устройство контроля изоляции высоковольтных вводов;
ККЭ	– контроль качества электроэнергии;
КЛ	– кабельная линия;
КЛС	– кабельная линия связи;
КП	– контроллер присоединения;
КПР	– контроль предшествующего режима;
КР	– компенсационный реактор;
КРУ	– комплектное распределительное устройство;
КРУН	– комплектное распределительное устройство наружного исполнения;
КРУЭ	– комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;
КСЗ	– комплект ступенчатых защит;
КСТСБ	– комплекс систем технических средств безопасности;
КТПиР	– комплексное техническое перевооружение и реконструкция (в том числе расширение);
ЛАЗ	– линейно-аппаратный зал;
ЛВС	– локальная вычислительная сеть;
ЛЭП	– линия электропередачи;
МИ	– методика измерений;
МП	– микропроцессорный;
МЭС	– филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, магистральные электрические сети;
НВЧЗ	– направленная высокочастотная фильтровая защита;
НН	– низшее напряжение;
НТД	– нормативно-технический документ;
НТП ПС	– нормы технологического проектирования

	подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ;
ОАПВ	– однофазное автоматическое повторное включение;
ОВ	– обходной выключатель;
ОВБ	– оперативно-выездная бригада;
ОДУ	– филиал АО «СО ЕЭС» объединенное диспетчерское управление;
ОК	– оптический кабель;
ОКГТ	– оптический кабель, встроенный в грозозащитный трос;
ОКНН	– оптический кабель неметаллический навивной, навиваемый на фазный провод или грозозащитный трос воздушной линии;
ОКСН	– оптический кабель самонесущий неметаллический;
ОКФП	– оптический кабель, встроенный в фазный провод;
ОМП	– устройство определения места повреждения;
ОП	– оперативный персонал;
ОПН	– ограничитель перенапряжений;
ОПНН	– ограничитель перенапряжений нейтрали;
ОПТ	– оперативный постоянный ток;
ОПУ	– общеподстанционный пункт управления;
ОРБ	– оперативно-ремонтная бригада;
ОРУ	– открытое распределительное устройство;
ОРЭМ	– оптовый рынок электроэнергии и мощности;
ПА	– противоаварийная автоматика;
ПКЭ	– показатели качества электроэнергии;
ПМЭС	– предприятие магистральных электрических сетей;
ПП	– переключательный пункт;
ППТ	– потребители постоянного тока;
ППУ	– подстанционный пункт управления;
ПС	– подстанция (а также ПП, РП, если не оговорено иное)
ПТК	– программно-технический комплекс;
ПТС	– программно-техническое средство;
ПУЭ	– правила устройства электроустановок;
РАС	– регистратор аварийных событий;
РДУ	– филиал АО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление;
РЗ	– релейная защита;
РЗА	– релейная защита и автоматика;
РП	– распределительный пункт;
РПБ	– ремонтно-производственная база;
РПН	– устройство регулирования напряжения под нагрузкой;
РРЛ	– радиорелейная линия связи;

РС	– разрешающий сигнал;
РУ	– распределительное устройство;
РЩ	– релейный щит;
СА	– сетевая автоматика;
САУ	– система автоматического управления;
СВ	– секционный выключатель;
СДТУ	– средства диспетчерского и технологического управления;
СЗ	– ступенчатые защиты;
СЗА	– степень загрязнения атмосферы;
СЗЗ	– санитарно-защитная зона;
СИ	– средство измерений;
СН	– среднее напряжение;
СОЕВ	– система обеспечения единого времени;
СОПТ	– система оперативного постоянного тока;
СК	– синхронный компенсатор;
СКС	– структурированная кабельная сеть;
СКРМ	– средства компенсации реактивной мощности;
СМПР	– система мониторинга переходного режима;
СМиД	– система мониторинга и диагностики;
СМиУКЭ	– система мониторинга и управления качеством электроэнергии;
СНиП	– строительные нормы и правила;
СРКТ	– система распределенного контроля температуры;
ССПИ	– система сбора и передачи информации;
ССПТИ	– система сбора и передачи неоперативной технологической информации;
СТК	– статический тиристорный компенсатор;
Т	– трансформатор;
ТАПВ	– трехфазное автоматическое повторное включение;
ТН	– трансформатор напряжения;
ТНЗНП	– токовая направленная защита нулевой последовательности;
ТО	– телеотключение;
ТСН	– трансформатор собственных нужд;
ТТ	– трансформатор тока;
ТУ	– телеускорение;
УПАТС	– учрежденческо-производственная автоматическая телефонная станция;
УПНКП	– устройство преднамеренной неодновременной коммутации полюсов;
УРОВ	– устройство резервирования при отказе выключателя;
УСВИ	– устройство синхронизированных векторных измерений;

УСО	– устройство связи с объектами;
УСВ	– устройство синхронизации времени;
УТАПВ	– ускоренное трехфазное автоматическое повторное включение;
УШР	– управляемый шунтирующий реактор;
ЦПС	– цифровая подстанция;
ЦРРЛ	– цифровая радиорелейная линия связи;
ЦСПИ	– цифровые системы передачи информации;
ЦУС	– центр управления сетями ПАО «ФСК ЕЭС»;
ЧДА	– частотная делительная автоматика;
ШАОТ	– шкаф автоматики охлаждения трансформатора;
ШМУ	– шкаф местного управления;
ШР	– шунтирующий реактор;
ШРОТ	– шкаф распределительный оперативного постоянного тока;
ШСВ	– шиносоединительный выключатель;
ЩПТ	– щит постоянного тока;
ЩСН	– щит собственных нужд;
ЩУ	– оперативный щит управления;
ЭМС	– электромагнитная совместимость;
ЭП	– электрическое поле;
Ethernet	– технологии пакетной передачи данных;
GOOSE	– Generic Object Oriented Substation Events (широковещательное объектно-ориентированное сообщение о событии на подстанции);
Gigabit-Ethernet	– gigabit per second (технология пакетной передачи данных – Гигабит в секунду);
GSM	– Global System for Mobile Communications (глобальный стандарт цифровой мобильной сотовой связи);
Fast Ethernet	– 100 megabit per second (технология пакетной передачи данных – 100 Мбит в секунду);
Firewall	– network firewall (межсетевой экран);
MMS	– Manufacturing Message Specification (спецификация производственных сообщений);
PDH	– Plesiochronous Digital Hierarchy (плезиохронная цифровая иерархия);
SDH	– Synchronous Digital Hierarchy (Синхронная цифровая иерархия);
SCD	– Substation Configuration description file (файл описания конфигурации подстанции);
SCL	– Substation Configuration description Language (язык описания конфигурации подстанций);
SSD	– Systems Specification Description file (файл описания

	системной спецификации);
UMTS	– Universal Mobile Telecommunications System (универсальная мобильная телекоммуникационная система);
WDM	– wavelength-division multiplexing (технология оптического спектрального мультиплексирования).

4 Общие требования

4.1 При проектировании ПС должны быть выполнены условия по:

4.1.1 Надежному и качественному электроснабжению потребителей.

4.1.2 Внедрению передовых проектных решений, обеспечивающих соответствие всего комплекса показателей ПС современному мировому техническому уровню.

4.1.3 Высокому уровню технологических процессов, обеспечивающих качество строительных и монтажных работ.

4.1.4 Экономической эффективности, обусловленной стремлением к снижению капитальных вложений за счет применения оптимизированных проектных решений, сокращением площадей, занимаемых объектами электросетевого хозяйства, и снижением эксплуатационных затрат.

4.1.5 Соблюдению требований промышленной, пожарной, экологической безопасности и охраны окружающей среды.

4.1.6 Передовым методам эксплуатации, безопасным и отвечающим требованиям гигиены условиям труда эксплуатационного персонала.

4.1.7 Оптимальной загрузке (авто-) трансформаторного оборудования ПС, рассчитанной на момент ввода и перспективу.

4.1.8 Возможности расширения ПС в перспективе.

4.1.9 Обеспечению вариантов выбора земельного участка для проектирования на основе исходных данных, включающих, но не ограничивающихся актуальными сведениями Государственного кадастра недвижимости, данными лесоустройства, сведениями о наличии обременений, о категории земель, виде разрешенного использования, наличии особо охраняемых природных территорий, месторождений полезных ископаемых, зон с особыми условиями использования территорий.

4.1.10 Обеспечению на стадии проектирования разработки и утверждения документации по планировке и межеванию территории и включению указанной документации в состав проектной документации.

4.1.11 Учету требований энергоэффективности в части применяемых технологий и материалов, позволяющих обеспечить рациональный расход энергетических ресурсов как в процессе строительства (реконструкции) зданий, сооружений, так и в процессе их эксплуатации.

4.2 Проектная документация по новому строительству, КТПиР ПС разрабатывается в соответствии с Постановлением Правительства Российской

Федерации «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» от 16.02.2008 № 87 [4] на основании утвержденного в установленном порядке задания на проектирование.

4.3 Проектирование ПС должно выполняться на основании утвержденных:

– схемы и программы развития ЕЭС России;

– схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ;

– схем внешнего электроснабжения объектов;

– схем выдачи мощности электростанций;

– технических условий на осуществление технологического присоединения энергоустановок заявителей;

– программ (планов, схем) развития технических комплексов и устройств управления общесистемного назначения, включающие релейную защиту и автоматику (РЗА), СДТУ, АИИС КУЭ, технологической сети связи.

4.4 При проектировании ПС должны учитываться следующие исходные данные (в дальнейшем уточняются в составе проектной документации):

– район размещения ПС: в части воздействия климатических факторов внешней среды, по условиям загрязнения внешней изоляции, по сейсмическим условиям, по грозовой активности и пр.;

– нагрузки на расчетный период с указанием распределения их по уровням, напряжениям и категориям надежности электроснабжения (в %);

– необходимость расширения объекта в перспективе;

– количество, единичная мощность и номинальные напряжения обмоток Т, АТ;

– соотношения номинальных мощностей обмоток трехобмоточных Т;

– уровни и пределы регулирования напряжения на шинах ПС и необходимость дополнительных регулирующих устройств с учетом требований к качеству электроэнергии;

– количество присоединяемых линий напряжением 6 кВ и выше и их нагрузки на расчетный период;

– рекомендации по схемам электрических соединений ПС на расчетный период;

– необходимость резервирования питания собственных нужд от независимых источников питания;

– режимы заземления нейтралей трансформаторов;

– места установки, количество и мощность ШР, БСК, управляемых СКРМ и других средств ограничения перенапряжения в сетях 110 кВ и выше на расчетный период;

– рекомендации по режиму работы нейтрали в сети 35 кВ и ниже (резистивное заземление или через ДГР);

– расчетные значения токов однофазного и трехфазного КЗ с учетом развития сетей и генерирующих источников а также мероприятия по ограничению токов КЗ на расчетный период;

– рекомендации по предотвращению феррорезонанса и по ограничению высокочастотных коммутационных перенапряжений на электротехническом оборудовании в РУ 110 кВ и выше.

4.5 При рассмотрении вопросов организации ремонтов, технического и оперативного обслуживания учитываются следующие исходные данные:

– форма и структура ремонтно-эксплуатационного обслуживания, организация управления технологическими режимами оборудования и устройствами;

– технические средства для ремонтно-эксплуатационного обслуживания.

4.6 Из схем организации плавки гололеда на ВЛ в прилегающем к ПС районе принимаются следующие исходные данные:

– необходимость и способ плавки гололеда на проводах и тросах ВЛ, отходящих от ПС;

– количество устанавливаемых на ВЛ дистанционных сигнализаторов гололедообразования и закорачивающих пунктов.

4.7 При отсутствии каких-либо данных, перечисленных в пунктах 4.3-4.6, или при наличии устаревших данных соответствующие вопросы следует разработать или уточнить в составе проектной документации в виде самостоятельных разделов.

4.8 При проектировании новой (реконструируемой) ПС следует рассматривать вопросы схемы прилегающей электрической сети и ее отдельных элементов в соответствии с:

– требованиями и рекомендациями «Правил устройства электроустановок» [1], «Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем» [5], а также других отраслевых норм и инструкций по вопросам развития электрических сетей и систем электроснабжения;

– проектной документацией на строительство смежных электросетевых объектов;

– обеспечением требований нормативно-правовых актов Российской Федерации и отраслевых нормативно-технических документов в области охраны окружающей среды и сбережения энергоресурсов.

4.9. При решении вопросов присоединения проектируемой (реконструируемой, расширяемой) ПС к сети энергосистемы изучаются:

– экономическая эффективность принимаемых решений с учетом необходимых для присоединения мероприятий в прилегающей сети, в том числе на объектах иных собственников;

– важность рассматриваемого объекта электрической сети для энергосистемы. При этом, следует учитывать влияние рассматриваемого объекта на условия работы других электрических объектов, а также электрических сетей в смежных энергосистемах и обеспечение транзитных перетоков мощности и электроэнергии на расчетный период.

4.10 Объем технического перевооружения и реконструкции ПС определяется на основании документов, подготовленных по результатам

полного обследования и оценки технического состояния ПС и утвержденных в установленном порядке, в соответствии с [6].

4.10.1 При проектировании технического перевооружения и реконструкции ПС должно быть предусмотрено устранение недостатков, неисправностей и повреждений оборудования, конструкций, устройств, схем, зданий, сооружений, в том числе, выявленных по результатам технического освидетельствования, оборудования, зданий и сооружений и комплексного обследования зданий и сооружений, а также изменены все технические решения, которые не соответствуют действующим нормативам или являлись причиной отказов при эксплуатации ПС. Кроме того, должны быть обязательно учтены необходимые мероприятия в прилегающей сети, в том числе, на объектах иных собственников.

4.10.2 Работоспособность оборудования и конструкций, сохраняемых для дальнейшей эксплуатации, в необходимых случаях, должна подтверждаться проведением соответствующих испытаний с учетом его состояния.

Оборудование с истекшим сроком службы, как правило, заменяется новым. Возможность продления срока службы должна определяться Заказчиком на основании протокола-заключения по итогам технического освидетельствования.

4.11 На ПС должны применяться: первичное оборудование, устройства РЗА, АСУ ТП, СДТУ, АИИС КУЭ, связи, систем диагностики, а также ПТК и программное обеспечение, прошедшие регламентированную процедуру проверки качества [37].

4.12 Диспетчерские наименования строящимся ПС, а также оборудованию строящихся ПС и ПС, на которых выполняется КТПиР, должны присваиваться и согласовываться в соответствии с требованиями ГОСТ Р 56302.

5 Площадка для строительства подстанции

5.1 Выбор площадки для строительства ПС должен производиться в соответствии с требованиями Градостроительного, Земельного, Лесного, Водного кодексов РФ, нормативно-правовыми актами по охране окружающей среды, обеспечения экологической безопасности и рационального использования природных ресурсов и отраслевых НТД на основании:

– генерального плана развития территорий (при его наличии);

– схемы развития электрических сетей района или схемы электроснабжения конкретного объекта;

– материалов проектов районной планировки и проектов планировки городов (поселков);

– технико-экономического сравнения вариантов;

– методических указаний по выбору и согласованию площадок ПС 35 кВ и выше [8].

5.2 Площадка ПС, по возможности, размещается вблизи:

– центра электрических нагрузок;

– автомобильных дорог, по которым возможно передвижение трейлеров необходимой грузоподъемности;

– железнодорожных станций или подъездных железнодорожных путей промышленных предприятий, на которых возможна разгрузка тяжелого оборудования, строительных конструкций и материалов, а также к которым возможно примыкание подъездного пути ПС;

– населенных пунктов, в которых возможно размещение жилых домов эксплуатационного персонала.

При этом, должны соблюдаться размеры СЗЗ для промышленных объектов, которые обеспечивают уменьшение негативного воздействия (загрязнения атмосферного воздуха, шума, электромагнитного излучения) до значений, установленных гигиеническими нормативами [9].

– существующих инженерных сетей (водопровода, канализации, тепло- и газоснабжения, связи), а также проектируемых сетей при условии их опережающего ввода.

5.3 Изъятие земель в постоянное (площадка ПС) и во временное (склады, поселок строителей и др.) пользование не должно превышать размеров, ограниченных ведомственными нормами отвода земли [106].

5.4 Площадки ПС выбираются:

В первую очередь:

– на непригодных для сельскохозяйственного использования землях (расположение ПС на орошаемых, осушенных и пахотных землях допускается только в исключительных случаях по решению соответствующих органов);

– на незалесенной территории или на территории занятой кустарниками и малоценными насаждениями;

– вне зон природных загрязнений (морское побережье, засоленная почва и др.) и вне зон атмосферы, загрязненной промышленными уносами. Размещение ПС в условиях загрязненной атмосферы допускается при технико-экономическом обосновании с учетом требований соответствующих руководящих документов;

– на незатопляемых местах и на местах с уровнем грунтовых вод ниже заложения фундаментов и инженерных коммуникаций;

– вне зон особо охраняемых природных территорий и зон с особыми условиями использования территорий;

– на грунтах, не требующих устройства дорогостоящих оснований и фундаментов под здания и сооружения;

– на территориях, на которых отсутствуют строения или коммуникации, подлежащие сносу или переносу в связи с сооружением ПС.

А также:

– вне зон активного карста, оползней, оседания или обрушения поверхности под влиянием горных разработок, селевых потоков и снежных лавин, которые могут угрожать застройке и эксплуатации ПС, вне зон,

подлежащих промышленной разработке (торфяники и др.), а также вне радиационно-зараженных мест;

– на территориях, не подверженных размывам в результате русловых процессов при расположении площадок у рек, или водоемов, а также вне мест, где могут быть потоки дождевых и других вод, а также выше отметок складов с нефтепродуктами и другими горючими жидкостями. При невозможности расположения ПС вне указанных зон должны быть выполнены специальные гидротехнические сооружения по защите площадок от повреждений (подсыпка площадки, укрепление откосов насыпи, водоотводные сооружения, дамбы, габионы и др.);

– на площадках, рельеф которых, как правило, не требует производства трудоемких и дорогостоящих планировочных работ;

– в сейсмических районах на площадках с грунтами I или II категории по сейсмическим свойствам;

– на площадках, обеспечивающих максимально удобные заходы ЛЭП всех напряжений;

– вне зон возможного обледенения оборудования и ошиновки ОРУ при сбросе воды через водосборные сооружения гидростанций в период осенне-зимних паводков;

– на расстоянии от аэродромов и посадочных площадок авиации, складов взрывчатых материалов, крупных складов горюче-смазочных материалов, нефтепроводов, газопроводов, радиостанций и телевышек, определяемом соответствующими нормами и правилами;

– вне зон влияния карьеров, разрабатываемых с помощью взрывов;

– на площадках, свободных от залегания полезных ископаемых;

– с учетом минимального ущерба земельным сельскохозяйственным ресурсам, лесным угодьям, среде обитания объектов животного мира и условий их размножения, нагула, отдыха и путей миграции [10].

5.5 Размещение ПС должно производиться с учетом наиболее рационального использования земель, как на расчетный период, так и с учетом последующего расширения ПС. При этом должны учитываться коридоры подходов ЛЭП всех напряжений.

При реконструкции ПС и строительстве новых РУ должен рассматриваться вариант размещения их на существующей ПС. При этом результаты технико-экономического сравнения отражаются в акте выбора площадки.

5.6 При проектировании ПС следует предусматривать возможное кооперирование с соседними предприятиями и населенными пунктами по строительству дорог, инженерных сетей, подготовки территории, жилых домов.

5.7 В районах с объемом снегопереноса 300 $м^3/м$ и более при выборе площадки ПС следует учитывать необходимость защиты от снежных заносов [11].

5.8 На схеме планировочной организации земельного участка, в обязательном порядке, должны быть указаны границы земельного участка, предоставленного для целей проектирования, строительства, реконструкции или эксплуатации ПС на основании актуальных данных Государственного кадастра недвижимости, с привязкой к действующей системе координат.

5.9 Расстояние от периметрального ограждения ПС до границ лесного массива следует принимать в соответствии с [12].

5.10 При проектировании строительства ПС вблизи автомобильных дорог с интенсивным движением, а также в условиях загрязненной атмосферы необходимо предусмотреть усиление изоляции.

6 Схемы электрические распределительных устройств

6.1 Схемы электрические распределительных устройств выбираются в соответствии со стандартами организации ПАО «ФСК ЕЭС» «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ. Типовые решения» СТО 56947007-29.240.30.010-2008 [13] и «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35–750 кВ» СТО 56947007-29.240.30.047-2010 [14].

6.2 Применение отделителей и короткозамыкателей не допускается.

6.3 Для РУ 330–750 кВ должны применяться схемы с коммутацией присоединений двумя выключателями либо с коммутацией присоединений через полуторные цепочки (на первоначальных этапах строительства целесообразно применять схемы «треугольник» и «пятиугольник»).

6.4 В ячейках ЛЭП РУ 330-750 кВ должно быть обеспечено 100 % резервирование цепей переменного напряжения по обоим концам ЛЭП путем установки двух ТН (с каждой стороны линейного разъединителя).

В схемах 220–750 кВ «многоугольник» ТН должны устанавливаться на ошиновках ВН АТ с возможностью сохранения ТН в работе при отключении АТ с разборкой его схемы разъединителем ВН.

6.5 В схемах, предусматривающих подключение ЛЭП через два выключателя, ТТ в цепях ЛЭП устанавливаются для целей коммерческого учета электроэнергии, ПА и ОМП. Подключение к ТТ в цепях ЛЭП устройств РЗ должно быть обосновано при проектировании.

6.6 На ПС 110-500 кВ в качестве шинных ТН преимущественно должны применяться емкостные ТН. Присоединение емкостных шинных ТН должно выполняться без разъединителей. В РУ 110-500 кВ с индуктивными ТН и выключателями, содержащими емкостные делители напряжения, должны быть предусмотрены мероприятия по предотвращению появления феррорезонансных перенапряжений [15, 16].

6.7 Применение схем РУ, отличных от типовых [13], допускается при наличии технико-экономического обоснования.

6.8 Количество Т (АТ), устанавливаемых на ПС, принимается, как правило, два. Установка более двух (авто-) трансформаторов принимается на

основе технико-экономических расчетов, а также в тех случаях, когда на ПС требуется два средних напряжения.

В первый период эксплуатации (на этапе строительства) допускается установка одного Т (АТ).

6.9 Допускается установка одного Т (АТ) на ПС при обеспечении требуемой категории надежности электроснабжения потребителей.

6.10 На ПС устанавливаются, как правило, трехфазные Т. При отсутствии трехфазного Т необходимой мощности, а также при наличии транспортных ограничений, допускается применение группы однофазных Т, либо двух трехфазных Т одинаковой мощности.

6.11 При установке в закрытых трансформаторных камерах на ПС предпочтение должно отдаваться трёхфазным Т (АТ).

6.12 При установке на ПС групп(-ы) однофазных АТ, ШР, УШР должны быть обоснованы необходимость установки резервной фазы и способ ее подключения (путем перекатки, с помощью перемычек при снятом напряжении).

При двух группах АТ, ШР или УШР на ПС на период работы одной группы предусматривается установка фазы от второй группы.

Допускается предусматривать (использовать) резервную фазу, находящуюся в централизованном резерве группы ПС, если перспективными планами не предусматривается установка второй группы АТ, ШР или УШР.

6.13 Не рекомендуется подключение к обмоткам НН (6–35 кВ) АТ 220 кВ и выше внешних потребителей (в том числе, на этапе строительства).

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

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

6.15 На стороне НН 6, 10, 20 и 35 кВ должна предусматриваться раздельная работа Т (АТ) с АВР, в том числе, посредством включения СВ.

6.16 При необходимости ограничения токов КЗ на стороне 6-20 кВ, предусматриваются следующие основные мероприятия с применением:

– трехобмоточных Т с максимальным сопротивлением между обмотками ВН и НН и двухобмоточных Т с повышенным сопротивлением;

– Т с расщепленными обмотками 6-20 кВ;

– токоограничивающих реакторов в цепях вводов от Т (АТ), причем отходящие линии выполняются, как правило, нереактированными;

– обмотки НН классом напряжения 20 и 35 кВ.

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

6.17 Степень ограничения токов КЗ в РУ 6 кВ и выше определяется необходимостью применения оборудования, кабелей и ошиновки на меньшие номинальные токи.

6.18 При необходимости компенсации емкостных токов в сетях 6-35 кВ на ПС должны устанавливаться дугогасящие заземляющие реакторы преимущественно с плавным автоматическим регулированием индуктивности и селективной сигнализацией замыкания на землю. На напряжении 35 кВ дугогасящие реакторы присоединяются, как правило, к нулевым выводам соответствующих обмоток Т через развилку из разъединителей, позволяющую подключать их к любому из трансформаторов. На напряжении 6-20 кВ дугогасящие реакторы подключаются к нейтральному выводу отдельного Т, подключаемого к сборным шинам через выключатель.

6.19 При реконструкции ПС с сооружением РУ 110-750 кВ на новой площадке и переводом существующих линейных и трансформаторных присоединений в новые РУ должны предусматриваться временные электрические связи между существующими и вновь сооружаемыми РУ 110-750 кВ.

Временные электрические связи между существующими и вновь сооружаемыми РУ 110-750 кВ должны обеспечивать необходимую надежность питания присоединений, подключенных, к существующим и новым РУ, а также сохранность непрерывности транзита передаваемой через РУ мощности в течение всего периода реконструкции ПС до завершения перевода присоединений в новое РУ.

6.20 Применяемые схемы должны обеспечивать возможность расширения РУ в перспективе: путем резервирования места, а в случае, если расширение планируется ранее пяти лет с момента ввода ПС, путем обеспечения готовности ячеек.

При отсутствии исходных данных по количеству перспективных присоединений следует предусматривать возможность расширения:

– для РУ 6-20 кВ, питающих энергоустановки потребителей, – не менее чем на восемь присоединений;

– для РУ 35-110 кВ – не менее чем на четыре присоединения;

– для РУ 220 кВ и выше – не менее чем на два присоединения.

7 Выбор первичного электротехнического оборудования

7.1 Выбор электротехнического оборудования осуществляет Заказчик на основании технических требований к оборудованию, разработанных проектной организацией. Технические требования к оборудованию составляются на основании технико-экономических расчетов и сравнения различных вариантов компоновки ПС. Исходными данными для таких расчетов являются: данные о примыкающих электрических сетях, особые

условия окружающей среды, данные по изменению нагрузок, передаваемой мощности, развитию электрических сетей на расчетный период.

7.2 При рассмотрении вариантов компоновки ПС в стесненных условиях строительства в рамках технико-экономических расчетов следует рассматривать применение компактных ячеек высокой заводской готовности, а также применение РУ с жесткой ошиновкой, комбинированных аппаратов (измерительные трансформаторы тока и напряжения, выключатели -разъединители).

7.3 Мощность Т выбирается так, чтобы при отключении наиболее мощного из них на время ремонта или замены, оставшиеся в работе, с учетом их допустимой, по техническим условиям на трансформаторы, перегрузки и резерва по сетям СН и НН, обеспечивали питание нагрузки.

Т с повышенной нагрузочной способностью (на основе применения форсированной системы охлаждения) мощностью до 100 МВА включительно класса напряжения 110, 150 и 220 кВ выбираются в соответствии с действующими нормативными документами [17] и заводскими материалами.

При росте нагрузок сверх расчетного уровня увеличение мощности ПС производится, как правило, путем замены Т на более мощные, установка дополнительных Т должна быть технико-экономически обоснована. Возможность установки более мощных Т на существующих фундаментах должна подтверждаться результатами их обследования и расчетами прочности фундаментов с учетом изменения механических нагрузок.

Должны применяться современные АТ и Т:

– оборудованные РПН;

– имеющие необходимую электродинамическую стойкость;

– оборудованные высоковольтными вводами с твердой изоляцией;

– со сниженными потерями и уровнем акустических шумов.

7.4 Решение о замене Т и АТ, установке дополнительных или оставлении действующих принимается на основании данных о фактическом состоянии работающих Т (АТ), надежности их работы за истекший период, фактическом сроке эксплуатации по отношению к нормативному сроку службы, росте нагрузок, развитии примыкающих электрических сетей и изменении главной схемы электрических соединений ПС.

7.5 АТ, имеющие регулирование напряжения с помощью вольтодобавочных трансформаторов, включаемых в их нейтраль, должны заменяться на соответствующие АТ, имеющие встроенное регулирование напряжения на стороне СН АТ.

7.6 На ПС 110 кВ с отдаленной перспективой роста нагрузки или с резко переменным графиком нагрузки рекомендуется применять Т с форсированной ступенью охлаждения, имеющие повышенную нагрузочную способность.

7.7 На ПС 110 кВ с трехобмоточными Т при сочетании суммарных нагрузок по сетям СН и НН, не превышающих в течение расчетного периода и последующих 5 лет номинальной мощности выбираемого Т, целесообразно последний выбирать с неполной мощностью обмоток СН и НН.

7.8 При применении линейных регулировочных трансформаторов следует проверять их электродинамическую и термическую стойкость при КЗ на стороне регулируемого напряжения. В необходимых случаях предусматривается установка токоограничивающих реакторов.

7.9 При замене одного Т (АТ) на двухтрансформаторной ПС на новый проверяются условия, обеспечивающие параллельную работу сохраняемого в работе и нового Т (АТ) в автоматическом режиме регулирования напряжения на соответствующей стороне.

7.10 При неполной замене фаз группы однофазных АТ допустимость работы в одной группе сохраняемых в работе и новых фаз АТ, отличающихся величинами напряжений короткого замыкания, обосновывается специальными расчетами.

7.11 При выборе типов выключателей следует руководствоваться следующим:

– в РУ 110-750 кВ следует предусматривать элегазовые выключатели, которые должны обеспечивать работоспособность во всем требуемом диапазоне температур;

– в цепи (У)ШР и БСК выключатели, предназначенные для коммутации тока реактора и конденсаторных батарей, соответственно. В случае необходимости при обосновании расчетами и подтверждении соответствующими протоколами типовых испытаний допускается применение выключателей с УПНКП;

– по мере развития технологий допускается также применение вакуумных выключателей, а также выключателей-разъединителей в сетях 110-220 кВ;

– предусматривать мероприятия, исключающие возникновение недопустимой величины апериодической составляющей в токах отключения ЛЭП, оснащенных индуктивными средствами поперечной компенсации [18];

– выбор отключающей способности выключателей выполнять на основании расчетов токов КЗ на расчетный период.

7.12 В ОРУ 35 кВ должны предусматриваться элегазовые или вакуумные выключатели.

7.13 В РУ 6, 10 и 20 кВ должны предусматриваться шкафы КРУ с вакуумными выключателями. Применение элегазовых выключателей возможно при отдельном обосновании, например: коммутация БСК.

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

7.15 Оборудование и ошиновка в цепи Т (АТ) должны выбираться, как правило, с учетом установки в перспективе Т (АТ) следующего по шкале мощности. При этом в цепях ВН и СН всех трехобмоточных АТ и ВН и НН двухобмоточных Т выбор оборудования по номинальному току и ошиновки по нагреву производится по току Т (АТ), устанавливаемого в перспективе, с учетом его допустимой перегрузки.

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

7.16 При выборе оборудования и ошиновки ячеек ЛЭП 35 кВ и выше следует принимать максимальный ток ВЛ по условиям нагрева проводов в послеаварийном режиме, при этом количество типоразмеров ошиновки должно быть минимальным по условиям пропускной способности ВЛ в послеаварийном или ремонтном режиме на расчетный период.

7.17 Новые и реконструируемые ПС напряжением 330 кВ и выше рекомендуется оснащать системами диагностики и мониторинга состояния силовых трансформаторов, шунтирующих реакторов, элегазовых РУ, маслонаполненных вводов, интегрированными в АСУ ТП ПС.

7.18 При выборе измерительных ТТ и ТН необходимо руководствоваться следующим:

7.18.1 Для учета электроэнергии измерительные трансформаторы должны иметь обмотку для целей АИИС КУЭ, отдельную от цепей измерений, АСУ ТП и РЗА.

7.18.2 Требования к классам точности обмоток ТТ и ТН для целей учета электроэнергии:

– ТТ 110 кВ и выше – не хуже 0,2S;

– остальные ТТ – не хуже 0,5S;

– ТН 110 кВ и выше – не хуже 0,2;

– остальные ТН - не хуже 0,5.

7.18.3 Требования к классам точности обмоток ТТ и ТН для целей АСУ ТП, измерений и СМПР:

– ТТ 110 кВ и выше – не хуже 0,2;

– остальные ТТ – не хуже 0,5;

– ТН 110 кВ и выше – не хуже 0,2;

– остальные ТН – не хуже 0,5.

7.18.4 Коэффициент безопасности приборов обмоток измерений – не более 5.

7.18.5 Требования к классам точности обмоток ТТ и ТН для целей РЗА (в том числе, ОМП, РАС):

– для ТТ – предел допускаемой полной погрешности при токе номинальной предельной кратности не должен превышать 5 или 10 %;

– для ТН – 0,5 и/или 3Р.

7.18.6 Коэффициент трансформации ТТ обмоток АИИС КУЭ, АСУ ТП и измерений должен обеспечивать измерение рабочего тока с нормированной точностью во всем диапазоне его изменения от минимального до максимального значения, определяемого на основании расчетов электроэнергетических режимов. Целесообразно применение ТТ с обмотками АИИС КУЭ, АСУ ТП и измерений с несколькими ступенями номинальных значений коэффициентов трансформации.

7.18.7 Фактические вторичные нагрузки измерительных ТТ и мощности нагрузки ТН должны соответствовать требованиям нормативных документов и обеспечивать работу ТТ и ТН в требуемом классе точности.

7.18.8 Номинальная предельная кратность вторичных обмоток ТТ для целей РЗА должна быть от 5 до 40. При этом предельная кратность вторичных обмоток ТТ для целей РЗА должна быть выбрана в соответствии с расчетом, предусмотренным в проектной документации, исходя из фактических значений и с учетом возможной перспективы роста токов КЗ в сети.

7.18.9 Интервал между поверками измерительных ТТ и ТН должен быть не менее 8 лет.

7.18.10 Требования по метрологическому обеспечению измерительных ТТ и ТН должны соответствовать положениям раздела 24.

7.19 В качестве дискретно управляемых СКРМ применяются:

– ШР, подключаемые к шинам электростанций, ПС или к ЛЭП;

– БСК, подключаемые к шинам 6, 10, 35, 110 и 220 кВ ПС;

– вакуумно–реакторные группы, подключаемые к обмоткам НН (10-35 кВ) АТ или шинам ПС через вакуумные выключатели.

В качестве непрерывно управляемых СКРМ применяются:

– УШР, подключаемые к шинам ПС или к ЛЭП;

– статические компенсаторы реактивной мощности (СТК и СТАТКОМ), подключаемые к обмоткам НН АТ, шинам ПС или через специальный Т к ЛЭП.

7.20 Выбор типа, мощности, других параметров, места размещения и способа присоединения СКРМ в электрических сетях 110-750 кВ осуществляется в соответствии с требованиями [19].

7.21 При установке устройств компенсации реактивной мощности, содержащих в своем составе БСК, на участке сети, на котором имеется искажение формы кривой напряжения, должна производиться проверка данного устройства и, в частности, БСК, на возможную перегрузку токами высших гармоник.

7.22 При реконструкции ПС допустимость полной замены СК на СТК должна быть обоснована расчетами электроэнергетических режимов и токов КЗ.

7.23 Дугогасящие реакторы с плавным регулированием индуктивности должны оснащаться системой автоматического контроля (измерения) емкостного тока замыкания на землю.

7.24 В целях улучшения обслуживания и повышения автоматизации ПС разъединители 110 кВ и выше должны предусматриваться с электродвигательными приводами на главных и заземляющих ножах.

Указанное требование по оснащению оборудования электродвигательными приводами на новых и комплексно реконструируемых ПС распространяется также на приводы главных и заземляющих ножей разъединителей, предохранителей-разъединителей 6-35 кВ и, при обосновании

(необходимость частого оперирования и др.), заземлителей и тележек выключателей КРУ 6-35 кВ.

7.25 При замене силового Т (АТ), ШР или дугогасящего реактора, выключателей присоединений 35 кВ и выше должна выполняться замена их устройств РЗА, выполненных на электромеханической базе, и кабелей вторичной коммутации. Объем замены определяется по результатам разработки проекта и согласуется с Заказчиком.

7.26 При проектировании ЦПС к используемому электротехническому оборудованию дополнительно выдвигаются следующие требования:

– использование цифровых ТТ и ТН с поддержкой протокола МЭК 61850-9-2;

– использование систем диагностики и мониторинга состояния силовых Т (АТ), ШР (УШР), элегазовых РУ, маслонаполненных вводов и др. с поддержкой протокола МЭК 61850-8-1;

– использование управляемых СКРМ, оснащенных контроллерами с поддержкой протокола МЭК 61850-8-1;

– использование КА 6-750 кВ, привод которых оснащен встроенными полевыми преобразователями с поддержкой протокола МЭК 61850-8-1 или обеспечивает возможность дополнительной установки указанных преобразователей стороннего производителя.

7.27 Применяемые на ПС СИ должны соответствовать требованиям раздела 24.

7.28 Выключатели 330 кВ и выше должны иметь пофазные приводы. На выключателях 110-220 кВ необходимость установки пофазного привода должна быть специально обоснована.

7.29 Не применять на ПС элегазовое оборудование (выключатели, ТТ, ТН), требующее автоматического отключения при снижения давления (плотности) элегаза.

При срабатывании датчиков снижении давления (плотности) элегаза в измерительных трансформаторах должна быть выполнена предупредительная сигнализация.

При срабатывании датчиков снижении давления (плотности) элегаза в элегазовых выключателях должна быть выполнена предупредительная (аварийная) сигнализация и автоматическая блокировка управления выключателем, запрещающая операции включения и отключения.

8 Защита от перенапряжений, заземление, электромагнитная совместимость

8.1 Защита от грозовых перенапряжений

8.1.1 Защита от грозовых перенапряжений РУ осуществляется:

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

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

8.1.2 Защита ВЛ 35 кВ и выше от прямых ударов молнии на подходах к РУ должна быть осуществлена в соответствии с ПУЭ.

8.1.3 В РУ 35 кВ и выше, к которым присоединены ВЛ, должны быть установлены ОПН. Защитные характеристики ОПН должны быть скоординированы с изоляцией защищаемого оборудования и ВЛ.

Защитные характеристики ОПН, установленных в одном РУ, не должны отличаться друг от друга [20].

8.1.4 Количество комплектов ОПН 35-750 кВ и место их установки выбираются в соответствии с требованиями ПУЭ, уровнем испытательных напряжений защищаемого оборудования, исходя из принятых на расчетный период схем электрических соединений, количества ВЛ и Т (АТ), длин кабельных вставок. При поэтапной замене разрядников типов РВС, РВМК и РВМГ на ОПН на действующих ПС следует уточнять их расстановку, исходя из характеристик ОПН и уровня испытательных напряжений оборудования.

8.1.5 Для защиты трансформаторного оборудования от грозовых перенапряжений на стороне 6-10 кВ так же устанавливаются ОПН.

8.1.6 При применении КРУЭ 35-750 кВ или КЛ и кабельных вставок для их защиты от грозовых перенапряжений должны применяться ОПН. Выбор места установки и параметров ОПН определяется на основании расчетов, выполненных в проектной документации, и уточняется на стадии разработки рабочей документации.

8.2 Защита от внутренних перенапряжений

8.2.1 Электрические сети 6-35 кВ должны работать с нейтралью:

– изолированной;

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

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

При использовании дугогасящих заземляющих реакторов предпочтение должно отдаваться устройствам с управляемой проводимостью, не вызывающим нелинейных искажений напряжения сети. Для автоматического управления дугогасящего заземляющего реактора рекомендуется использовать средства, основанные на контроле собственной частоты контура нулевой последовательности, обеспечивающие непрерывную настройку компенсации емкостного тока в режимах, предшествующих однофазным замыканиям на землю.

8.2.2 Расстановка и выбор ОПН для защиты от коммутационных перенапряжений определяются в соответствии с [15, 20].

8.2.3 В сетях 220-750 кВ, в зависимости от схемы сети, количества линий и Т (АТ) следует предусматривать меры по ограничению длительных повышений напряжения и внутренних перенапряжений [15, 16, 21]. Необходимость ограничения квазиустановившихся и внутренних перенапряжений и параметры средств защиты от них определяются на основании расчетов перенапряжений для случая вывода в ремонт одного или нескольких основных элементов схемы (ВЛ, ШР, АТ,Т).

8.2.4 При применении КЛ и кабельных вставок 35 кВ и выше необходимо проводить расчетом проверку необходимости установки ОПН для защиты остального оборудования от коммутационных перенапряжений.

8.2.5 С целью ограничения опасных для оборудования коммутационных перенапряжений следует применять ОПН, выключатели с УПНКП или другие средства, а также сочетать их с мероприятиями по ограничению длительных повышений напряжения (установка ШР (УШР) и КР, ПА, в частности АОПН). Необходимость установки ОПН для защиты оборудования в ячейках линий 220-750 кВ для ограничения коммутационных перенапряжений определяется расчетом и уровнем испытательных напряжений защищаемого оборудования. Аналогичную проверку проводят при замене оборудования в ячейках линий при реконструкции, техперевооружении или перезаводе ЛЭП. Выбор параметров ОПН осуществляется в соответствии с действующей нормативной документацией [15, 16, 20, 21].

8.2.6 Для РУ 110-750 кВ должны предусматриваться технические решения, исключающие появление феррорезонансных перенапряжений, возникающих при последовательных включениях электромагнитных ТН и емкостных делителей напряжения выключателей. К этим решениям относятся:

– применение выключателей без емкостных делителей напряжения;

– применение антирезонансных ТН (в том числе, емкостных);

– увеличение емкости ошиновки РУ путем установки на шинах дополнительных конденсаторов, например конденсаторов связи.

В случае невозможности применения указанных решений для всего РУ (например при расширении РУ), необходимо выполнить расчет возможности возникновения феррорезонансных перенапряжений и предусмотреть мероприятия по устранению причин возникновения феррорезонансных перенапряжений, или убедиться, что принятые ранее мероприятия достаточны [15, 16].

Для исключения феррорезонансных перенапряжений в сетях 6-35 кВ должны применяться антирезонансные ТН.

8.2.7 Разработка мероприятий по ограничению высокочастотных перенапряжений и защите от них электротехнического оборудования РУ 110 кВ и выше должны осуществляться в соответствии с [22].

8.2.8 Для РУ 330-750 кВ должны предусматриваться технические решения по ограничению резонансных повышений напряжения на отключенных фазах ЛЭП, например, в цикле ОАПВ.

8.3 Заземление

8.3.1 Проектирование заземляющих устройств следует выполнять в соответствии с требованиями ПУЭ [1] и нормированием по допустимому напряжению прикосновения или по допустимому сопротивлению, а также с учетом требований по снижению импульсных помех для обеспечения работы вторичного оборудования. Выбор нормирования определяется расчетом.

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

При реконструкции необходимо проверять состояние контура заземления ПС и, в случае необходимости, выполнять его усиление в соответствии с требованиями ПУЭ, методических указаний по контролю состояния заземляющих устройств [23, 24] и требованиями по ЭМС и снижению импульсных помех для обеспечения работы вторичного оборудования [25].

8.4 Режим заземления нейтрали трансформаторов и автотрансформаторов

8.4.1 Режим заземления нейтрали обмоток ВН Т 110-150 кВ выбирается с учетом класса изоляции нейтрали, обеспечения в допустимых пределах коэффициента заземления, допустимых значений токов однофазного КЗ по условиям выбора оборудования, действия РЗ.

8.4.2 При присоединении к линии 110-150 кВ ответвлениями нескольких ПС и при наличии на одной или нескольких из них питания со стороны СН или НН необходимо обеспечивать постоянное заземление нейтрали не менее, чем у одного из присоединенных к линии Т, имеющих питание со стороны СН или НН.

8.4.3 Постоянное заземление нейтрали должны иметь все АТ и обмотки 220-330 кВ Т. Нейтрали обмоток 110 кВ Т, которые в процессе эксплуатации могут быть изолированы от земли, должны быть защищены ограничителями перенапряжений типа ОПНН или ОПН-110 с уровнем ограничения, скоординированным с уровнем изоляции защищаемой нейтрали.

8.4.4 Для снижения однофазных токов КЗ допускается заземление нейтрали АТ 220-750 кВ через низкоомные токоограничивающие резисторы или реакторы.

8.5 Электромагнитная совместимость

При проектировании объектов нового строительства, технического перевооружения и реконструкции ПС 110 кВ и выше должен быть выполнен комплекс мероприятий, обеспечивающих ЭМС устройств РЗА, АСУ ТП, АИИС КУЭ, связи, СИ и сигнализации в соответствии с действующими нормативными документами.

8.5.1 Основные мероприятия должны быть разработаны с учетом выбранной электрической схемы ПС и включать:

– компоновочные решения объекта (компоновка и размещение первичного оборудования, как источников импульсных высокочастотных помех, магнитных полей и т.п. на открытой (закрытой) части ПС, в зданиях и помещениях ОПУ, РЩ);

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

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

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

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

– использование разнесенных контрольных кабелей для цепей постоянного и переменного тока.

8.5.2 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, АСУ ТП, АИИС КУЭ, связи, СИ и сигнализации и включать:

– применение экранированных контрольных кабелей и определение мест заземления их экранов;

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

– раскладку силовых кабелей и кабелей вторичной коммутации по кабельным каналам, снижающих влияние электромагнитных полей от силовых кабелей на кабели вторичной коммутации;

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

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

8.5.3 Мероприятия по обеспечению требований ЭМС на проектируемых объектах технического перевооружения и реконструкции, где устанавливаются МП устройства РЗА, АСУ ТП, АИИС КУЭ, связи, СИ и сигнализации, должны разрабатываться с учетом результатов проведенных обследований электромагнитной обстановки.

9 Собственные нужды, кабельное хозяйство, оперативный ток, освещение

9.1 Собственные нужды

9.1.1 На всех ПС необходимо устанавливать не менее двух ТСН.

Для однотрансформаторных ПС (в том числе, комплектных ПС заводского изготовления) питание второго ТСН обеспечивается:

– от другого электросетевого объекта;

– при их отсутствии второй ТСН включается аналогично первому.

Допускается питание собственных нужд организовывать от трансформатора(-ов) напряжения с увеличенной мощностью вторичной обмотки.

9.1.2 От сети собственных нужд ПС питание сторонних потребителей не допускается. Исключение составляют телекоммуникационное оборудование, средства и системы связи сторонних потребителей, осуществляющих реконструкцию, развитие или создание объектов связи с использованием инфраструктуры электроэнергетики. При этом должна быть предусмотрена возможность организации учета потребленной энергии сторонними потребителями.

9.1.3 Схемы собственных нужд ПС должны предусматривать присоединение ТСН к разным источникам питания (вводам разных Т (АТ), различным секциям РУ и др.).

Трансформатор напряжения с увеличенной мощностью вторичной обмотки, подключенный к секциям (системам) шин и/или ЛЭП, которые отвечают требованиям п. 1.2.10 ПУЭ [1], является независимым источником питания.

9.1.4 На стороне НН ТСН должны работать раздельно. В схеме собственных нужд должен быть предусмотрен АВР.

9.1.5 На ПС 330 кВ и выше следует предусматривать резервирование питания собственных нужд от третьего (резервного) источника питания.

В качестве третьего (резервного) источника питания могут использоваться:

– ДГУ с автоматическим запуском. Мощность ДГУ не должна, как правило, превышать 500 кВт, и подтверждается расчетом;

– трансформатор напряжения с увеличенной мощностью вторичной обмотки;

– другой электросетевой объект.

9.1.6 В случае необходимости установки ДГУ в целях снижения эксплуатационных затрат он должен иметь конструктивное исполнение «в

кожухе», как наружная электроустановка. Исполнение в контейнере или строительство отдельного здания ДГУ допускается по согласованию с Заказчиком при наличии технико-экономического обоснования.

9.1.7 К ДГУ должны подключаться только потребители собственных нужд, непосредственно участвующие в технологическом процессе ПС. Длительность работы ДГУ рекомендуется принимать не менее одного часа.

9.1.8 Мощность ТСН должна выбираться в соответствии с нагрузками в разных режимах работы ПС с учетом коэффициентов одновременности их загрузки, а также перегрузочной способности.

Мощность каждого ТСН должна быть не более 630 кВА для ПС 110-220 кВ и не более 1000 кВА для ПС 330 кВ и выше.

9.1.9 На двухтрансформаторных ПС 110-750 кВ в начальный период их работы с одним Т (АТ) необходимо устанавливать два ТСН с питанием одного из них от другой ПС с АВР. Это питание в дальнейшем допускается сохранять.

На двухтрансформаторных ПС в начальный период их работы с одним Т (АТ) в районах, где второй ТСН невозможно питать от другой ПС, допускается устанавливать один рабочий ТСН, при этом второй должен быть смонтирован и включен в схему ПС.

9.1.10 Для собственных нужд должны применяться, как правило, сухие Т с литой изоляцией воздушного охлаждения.

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

9.1.12 ТСН к шинам РУ 6-35 кВ или к обмотке НН основных Т (АТ), должны присоединяться через выключатели. При питании собственных нужд от трансформаторов напряжения с увеличенной мощностью вторичной обмотки установка выключателей в их первичной цепи не требуется.

9.1.13 При отсутствии необходимости строительства ЗРУ для питания внешних потребителей 10-35 кВ – применять блочные схемы для организации собственных нужд.

9.2 Кабельное хозяйство

9.2.1 На ОРУ и по территории ПС кабели должны прокладываться наземным или надземным способом – в кабельных лотках или на кабельных эстакадах [26].

Применение заглубленных кабельных каналов и (или) тоннелей должно иметь специальное обоснование.

При использовании лотков должен обеспечиваться проезд машин и механизмов по ОРУ и между фазами оборудования для выполнения ремонтных и эксплуатационных работ.

Переезды для машин и механизмов должны предусматриваться на одном уровне с расположением лотков.

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

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

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

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

9.2.3 На ПС 110-750 кВ кабельные потоки от распределительных устройств различных напряжений, Т (АТ), а также от присоединений подключенных к разным секциям РУ одного напряжения должны прокладываться в отдельных кабельных сооружениях.

9.2.4 Замена силовых и контрольных кабелей осуществляется с учетом фактического состояния и результатов профилактических испытаний.

Прокладка новых или замена пришедших в негодность силовых и контрольных кабелей должна выполняться с обязательной реконструкцией кабельных трасс.

9.2.5 При прокладке силовых кабелей 6-35 кВ для подключения потребителей следует предусматривать организованный вывод их по территории ПС (в каналах, туннелях, траншеях и т.п.) до ее внешнего ограждения.

9.2.6 Выбор сечения жил кабелей 6-35 кВ, питающих потребителей, должен выполняться по величине максимального расчетного тока в нормальном и послеаварийном режимах, с учетом допустимой перегрузки в послеаварийном режиме, а также другими требованиями [1].

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

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

9.2.9 На ПС 110 кВ и выше, на которых установлены два Т (АТ), компоновка кабельного хозяйства должна быть выполнена таким образом, чтобы при возникновении возгораний в кабельном хозяйстве или вне его вероятность выхода из строя двух Т (АТ) была бы минимальной.

9.2.10 При замене устройств РЗА, АСУ ТП, АИИС КУЭ, связи СИ на новые устройства, выполненные на МП или микроэлектронной базе и имеющие высокую чувствительность к импульсным помехам, необходимо руководствоваться рекомендациями по защите вторичных цепей от импульсных помех [25].

9.2.11 В целях повышения надежности и полноценного дублирования основные и резервные защиты (либо два комплекта защит) должны быть разделены по цепям переменного тока, оперативного тока и исполнительным цепям путем размещения их в разных кабелях, а также, по возможности, по разным трассам.

9.2.12. Защита вторичных цепей от импульсных помех должна осуществляться в соответствии с методическими указаниями [25]. Вдоль кабельных трасс должны прокладываться горизонтальные заземлители, присоединяемые к заземляющему устройству ПС.

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

9.2.13. Как правило, на всех ПС должны применяться контрольные кабели с медными жилами. Применение контрольных кабелей с алюминиевыми жилами допускается как исключение.

9.2.14 Контрольные кабели должны иметь не менее одной резервной жилы.

9.2.15 Сечение кабелей вторичных цепей ТН должно выбираться таким образом, чтобы потери напряжения во вторичной цепи ТН не превышали следующих значений:

– в цепях учета электроэнергии до счетчика электрической энергии 0,25 % от номинального вторичного напряжения ТН;

– в цепях измерений и АСУ ТП до измерительных преобразователей для первичных напряжений 110кВ и выше – 0,25 % от номинального вторичного напряжения ТН, для остальных уровней первичного напряжения – 0,5 % от номинального вторичного напряжения ТН.

9.3. Оперативный ток

9.3.1 Оперативный постоянный ток

9.3.1.1 На ПС 35 кВ (кроме отпаечных и тупиковых) и выше должна применяться СОПТ напряжением 220 В, выполняемая в соответствии с требованиями [27]. Применение выпрямленного и переменного оперативного тока на ПС 35-110 кВ допускается только на существующих объектах.

9.3.1.2 СОПТ должна обеспечивать рабочее и резервное питание следующих основных электроприемников:

– устройств РЗА;

– устройств управления высоковольтными КА (кроме питания приводов разъединителей и заземляющих ножей, питание приводов выключателей возможно при обосновании);

– устройств связи, обеспечивающих передачу сигналов и команд РЗА;

– устройств коммуникации, обеспечивающих передачу сигналов и команд между устройствами РЗА;

– устройств полевого уровня и уровня присоединений АСУ ТП;

– устройств сбора информации для АСУ ТП и ССПИ;

– приводов автоматических вводных и секционных выключателей ЩСН напряжением 0,4 кВ;

– устройств сигнализации.

СОПТ должна обеспечивать резервное питание:

– инверторов резервного питания АСУ ТП;

– светильников аварийного освещения помещений АБ, ОПУ, РЩ, ЗРУ, насосных, камер задвижек пожаротушения.

9.3.1.3 На ПС 35 кВ и выше должна как правило применяться централизованная (общеподстанционная) СОПТ (применяется одна или две АБ для питания ППТ). При расположении РЗА присоединений ПС в отдельных РЩ, приближенных к первичному оборудованию, необходимо рассматривать целесообразность применения децентрализованной системы ОПТ, состоящей из гальванически не связанных АБ, расположенных в ОПУ и зданиях РЩ.

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

9.3.1.5 Организация питания ОПТ устройств РЗА и электромагнитов отключения выключателей должна обеспечивать:

– при аварийном отключении любого защитного аппарата, обесточении любой секции ЩПТ или ШРОТ сохранение в работе хотя бы одного устройства РЗА, обеспечивающего защиту от всех видов КЗ и одного (при наличии двух) соленоида отключения выключателя на защищаемом присоединении 110 кВ и выше;

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

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

9.3.1.6 Аккумуляторная батарея должна:

– быть стационарной свинцово-кислотной закрытого типа по ГОСТ 26881 и ГОСТ Р МЭК 60896-11 (имеющая несъемную крышку с фильтр-пробкой или с пробкой рекомбинации);

– при работе в автономном режиме (при потере собственных нужд ПС) обеспечивать максимальные расчетные толчковые токи после гарантированного 2 (двух) часового (не менее) разряда током нагрузки.

При соответствующем обосновании допускается применение аппаратов управления оперативным током с АБ, размещенными в шкафах.

9.3.1.7 На ПС напряжением 220 кВ и выше, ПС 110 кВ с 3-мя и более выключателями в РУ ВН применять две АБ. На ПС с ВН 35 кВ и остальных ПС 110 кВ - одну АБ. Срок службы АБ должен быть не менее 20 лет.

9.3.1.8 Каждая из двух АБ, устанавливаемых на ПС должна выбираться с учетом суммарной нагрузки двух АБ.

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

На ПС напряжением 220 кВ и выше, ПС 110 кВ с 3-мя и более выключателями в РУ ВН применять четыре стационарных ЗУ, по два на каждую АБ.

На ПС напряжением 35 кВ и остальных ПС 110 кВ применять два стационарных ЗУ.

При этом ЗУ должны обеспечивать:

а) заряд АБ в трехступенчатом автоматическом режиме:

– 1 ступень – ограничение начального тока заряда:

– 2 ступень – ограничение напряжения заряда;

– 3 ступень – стабилизация напряжения с условием термокомпенсации напряжения подзаряда;

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

в) качество напряжения в режимах поддерживающего и уравнительного заряда в соответствии с заводской документацией электроприемников ОПТ (например, устройств РЗА);

г) бесперебойное электропитание устройств, находящихся постоянно под напряжением (например, устройств РЗА), при нарушении связи с АБ по любой причине в соответствии с их заводской документацией;

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

Должна обеспечиваться возможность одновременной параллельной работы на стороне выпрямленного напряжения двух ЗУ с симметричным делением между ними суммарного тока нагрузки или работу одного из ЗУ в режиме «горячего» резерва (при применении трёх ЗУ для двух АБ).

9.3.1.10 Система ОПТ должна иметь трех- или двухуровневую систему защиты:

– нижний уровень: защита цепей питания непосредственных потребителей (устройства РЗА, цепи управления выключателями и т.п.). Для нижнего уровня защиты рекомендуется применение автоматических выключателей;

– средний уровень: защита цепей ШРОТ и других потребителей ЩПТ;

– верхний уровень: защита шин ЩПТ на вводе АБ.

Для среднего и верхнего уровней защиты должны использоваться плавкие предохранители сертифицированные для использования в электроустановках постоянного тока.

Вариант двухуровневой защиты СОПТ возможен при децентрализованной СОПТ.

9.3.1.11 Требования к ЩПТ:

– для каждой АБ должен предусматриваться отдельный ЩПТ;

– каждый ЩПТ должен иметь достаточное количество защитных устройств, секций для выполнения регламентных работ в системе ОПТ без отключения АБ (замена защитных устройств, снятие характеристик АБ и т. п.);

– каждый ЩПТ должен иметь две отдельных секции;

– ввод на каждую секцию ЩПТ должен выполняться отдельным кабелем;

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

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

9.3.1.12 На каждом ЩПТ должны быть предусмотрены:

– измерительные приборы для отображения напряжения на секциях, токов нагрузки и заряда АБ, сопротивления изоляции полюсов распределительной сети СОПТ;

– устройства контроля симметрии напряжения групп аккумуляторов АБ;

– устройства местной индикации состояния плавких предохранителей и исправности ЗУ;

– стационарные средства определения секций ЩПТ, на присоединениях которых имеются повреждения изоляции полюсов сети относительно земли;

– переносные устройства поиска мест повреждения изоляции полюсов сети относительно земли;

– генерирование «мигающего света» (при необходимости).

Должна выполняться регистрация аварийных процессов и событий (РАС) в СОПТ.

9.3.1.13 Рекомендуется оборудовать ЩПТ устройствами сигнализации и контроля, которые поддерживают протокол МЭК 61850-8-1, для ЩПТ ЦПС поддержка протокола МЭК 61850-8-1 обязательна.

9.3.2 При выполнении на реконструируемых ПС электромагнитной блокировки разъединителей, независимо от наличия АБ на ПС, должны предусматриваться выпрямительные блоки питания от сети собственных нужд или DC/DC конверторы для питания цепей оперативной блокировки.

Цепи питания МП устройств РЗА не допускается объединять с цепями питания оперативной блокировки.

Для сигналов, вводимых в АСУ ТП от оборудования РУ ПС 220 кВ и выше – питание должно быть организовано от резервированных источников

постоянного тока напряжением 220 В, удовлетворяющих следующим требованиям:

– без собственных батарей;

– гальванически развязанных от СОПТ;

– иметь контроль изоляции и наличия напряжения на стороне цепей сигнализации;

– сохранять свою работоспособность в течение времени работы СОПТ, в случае потери питания собственных нужд.

9.4 Освещение

9.4.1 Устройства освещения ПС должны соответствовать требованиям раздела 6 ПУЭ [1]. Освещение ПС подразделяется на рабочее, аварийное и охранное.

9.4.2 Рабочее освещение включает в себя общее стационарное, ремонтное и местное освещение.

При проектировании освещения территории ПС необходимо выполнять расчет освещенности, с приложением чертежей с изображением зон интенсивности освещаемости.

Положение в пространстве, высоту и место установки светильников определять в соответствии с расчетом освещенности и требованиями [28].

Выбор типа и мощности светильников следует производить исходя из результатов расчета освещенности.

Питание осветительных установок должно осуществляться от распределительных ЩСН, расположенных на территории ПС, без нарушения категории надежности электроснабжения.

Управление наружным освещением необходимо предусматривать как местное, так и дистанционное (из ОПУ). Как правило, питание каждой мачты освещения или группы прожекторов, установленных на крыше здания, осуществляется по собственной линии, от отдельного автоматического выключателя.

9.4.3 Аварийное освещение необходимо предусматривать на всех ПС.

9.4.4 Охранное освещение должно устанавливаться вдоль ограждения, с охватом полосы шириной 3-5 м, и предусматривается по всему периметру ПС, имеющих подразделение охраны, а также на ПС, оборудованных охранной сигнализацией.

При проектировании охранного освещения ПС необходимо выполнять расчет освещенности, с приложением чертежей зон интенсивности освещенности.

Сеть охранного освещения ПС должна выполняться отдельно от сети рабочего освещения. Управление охранным освещением должно осуществляться из проходной ПС с резервированием из ОПУ.

Включение охранного освещения осуществляется вручную или автоматически при срабатывании периметральной охранной сигнализации.

Ответвления к светильникам от КЛ необходимо выполнять без разрезания жил кабеля, с использованием ответвительных зажимов.

Степень защиты светильников не менее IP55, применение ламп накаливания не рекомендуется.

Проектирование охранного освещения необходимо осуществлять в едином комплексе с охранной сигнализацией и интегрировать с техническими средствами защиты на аппаратном уровне.

9.4.5 Ремонтное освещение необходимо питать от установленного понижающего трансформатора с выполнением стационарной сети напряжением 24 В или 12 В в соответствии с требованиями ПУЭ [1].

9.4.6 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.

9.4.7 Освещение помещений и территории должно использовать энергосберегающие лампы и светильники. Освещение помещений без постоянного дежурства ОП должны снабжаться автоматикой (датчиками движения) отключения освещения без человека и системой регулирования освещенности.

9.4.8 В качестве аварийного освещения рекомендуется использовать светодиодные лампы.

10 Управление, автоматика и сигнализация

10.1 При проектировании управления элементами ПС проектная документация должна выполняться таким образом, чтобы управление КА осуществлялось способами, указанными в Таблице 10.1:

№ п/п	Тип КА	Вид и место управления	Примечание
1[1]	КА не реконструируемой части ПС или при отсутствии АСУ ТП	Существующие шкафы управления, ЩУ ПС	Основное средство управления.
2.	Выключатели 6 кВ и выше, разъединители, тележки ячеек КРУ и заземляющие ножи с электроприводами; вводные и секционные выключатели ЩСН; РПН;	АРМ ОП на ПС, возможность управления из АРМ ОП ЦУС ПМЭС, диспетчерского персонала ДЦ	Основное средство управления. С блокировкой от одновременного управления с разных мест с возможностью передачи функций управления на ПС, в ЦУС, в ДЦ

[1] - На частично реконструируемых ПС с созданием АСУ ТП, щит управления сохраняется для управления существующими (не заменяемыми) КА (определяется проектной документацией). Это же относится к переходному периоду при комплексной поэтапной реконструкции. При реконструкции РУ ПС без перевода управления КА в АСУТП, например, при использовании ССПИ, щит управления сохраняется для управления КА реконструированного РУ. В случае добавления ячеек РУ без перевода управления КА в АСУТП, управление КА должно осуществляться аналогично существующим КА РУ.

№ п/п	Тип КА	Вид и место управления	Примечание
	выключатели отдельных потребителей ЩСН, (при их наличии)		
3.	Выключатели, разъединители и заземляющие ножи с электроприводами 35 кВ и выше	От органов управления в составе КП (с мнемонической схемы на панели КП)	Резервное средство управления при неисправности уровня подстанции или уровня присоединений АСУ ТП, команды управления фиксируются в протоколе событий (КП), оперативная блокировка разъединителей выполняется: терминалами АУВ ячейки или КП
4.	Выключатели, тележки ячеек КРУ, заземляющие ножи с электроприводами 6-20 кВ, РПН. Вводные и секционные выключатели 0,4 кВ, насосы и задвижки установок пожаротушения - при наличии возможности	От кнопок (ключей) в шкафах РЗА, РПН, ЩСН, АПТ на ПС	
5.[2]	Выключатели, разъединители, заземляющие ножи с электроприводами всех классов напряжения, насосы и задвижки водяного пожаротушения	По месту установки КА (шкафы управления КА устанавливаются в зоне их безопасного обслуживания)	Резервное средство управления при неисправности полевого уровня АСУ ТП. Является аварийным режимом, т.к. программные блокировки разъединителей и заземлителей не действуют

Действие устройств РЗА на отключение и включение выключателя не должно зависеть от используемого ОП вида управления (местное или дистанционное).

10.2 Устройства технологической автоматики выключателей, разъединителей, Т (АТ), поставляемые совместно с выше названным оборудованием, должны располагаться во влагопыленепроницаемых шкафах наружной установки, оборудованных обогревом и сигнализацией снижения температуры ниже допустимой.

10.3 Управление разъединителями 110, 220 кВ, используемыми в схемах плавки гололёда, должно осуществляться дистанционно.

10.4 При установке на присоединении нескольких МП терминалов с функциями РЗ и СА допускается использование функции АПВ только в одном из них. Функции управления выключателями при этом не должны теряться при неисправности или выводе в проверку любого из терминалов РЗ и СА.

10.5 Световая сигнализация положения КА с дистанционным управлением должна предусматриваться:

– в составе АРМ ОП;

– на мнемонической схеме в составе КП.

[2] - При местном управлении КРУЭ управление производится с АУВ КРУЭ с сохранением блокировок изготовителя.

10.6 Световая сигнализация положения КА с местным управлением должна предусматриваться:

– в шкафах управления КА в РУ.

10.7 При наличии АСУ ТП должна предусматриваться сигнализация:

– основная - индивидуальная световая и обобщенная звуковая предупредительная и аварийная сигнализация отклонения от нормального режима работы оборудования, неисправностях и аварийных режимах энергосистемы в составе АСУ ТП;

– индивидуальная визуальная в составе шкафов и терминалов РЗ, обеспечивающая предварительный анализ ситуации;

– резервная (в минимальном объеме) - центральная звуковая и обобщенная световая сигнализация, обеспечивающая привлечение внимания персонала при выводе из работы или неисправности АРМ ОП.

10.8 При отсутствии АСУ ТП должна предусматриваться сигнализация:

– индивидуально-обобщенная световая предупредительная и аварийная сигнализация отклонения от нормального режима работы оборудования и неисправностях в составе щита управления;

– индивидуальная визуальная в составе шкафов и терминалов РЗ.

10.9 Следует предусматривать селективную сигнализацию замыкания на землю отходящих присоединений 6-10 кВ, а также систем автоматической пожарной сигнализации и автоматических установок пожаротушения.

10.10 При отсутствии ОПУ устройство центральной сигнализации должно устанавливаться в РУ 6, 10 кВ, а сигналы предупредительной и аварийной сигнализации выводиться в место базирования ОП, в зависимости от принятой схемы оперативного обслуживания ПС.

11 Оперативная блокировка неправильных действий при переключениях в электроустановках

11.1 Оборудование распределительных устройств должно быть оборудовано оперативной блокировкой от неправильных действий при переключениях в электрических установках в соответствии с требованиями [1].

11.2 Схемы оперативной блокировки должны выполняться с учетом следующих условий:

– разъединители 35 кВ и выше должны иметь механическую и электромагнитную блокировку со своими заземлителями;

– на заземлителях линейных разъединителей со стороны линии допускается иметь только механическую блокировку с приводом разъединителя.

11.3 Оперативная блокировка разъединителей с пофазным приводом должна исключать возможность включения разъединителя одной фазы при включенном заземлителе на другой фазе.

11.4 Для РУ с управлением КА средствами АСУ ТП должна применяться программная (логическая) блокировка, реализуемая в КП в составе АСУ ТП с использованием блокировочных элементов приводов.

11.5 Питание цепей оперативной блокировки должно быть осуществлено от системы гарантированного питания ПС с обязательной гальванической развязкой цепей блокировки разъединителей от СОПТ и временем автономной работы не менее 2 часов.

Цепи оперативной блокировки разъединителей должны иметь контроль питания и сигнализацию снижения изоляции полюсов относительно земли.

11.6 Оперативная блокировка должна обеспечивать включение и отключение разъединителя в цепи линейного регулировочного трансформатора только после отключения КА со всех сторон АТ.

11.7 При двух рабочих системах шин оперативная блокировка должна разрешать включение и отключение одного шинного разъединителя при включенном другом шинном разъединителе данного присоединения и включенных ШСВ и его разъединителях вне зависимости от положения выключателя присоединения.

11.8 В приводе разъединителя должна быть предусмотрена возможность механического разблокирования замка при помощи специального ключа.

11.9 Устройство оперативной блокировки должно предусматривать функцию самодиагностики, включающую в себя контроль исправности цепей сбора информации о положении КА. Сигнализация о неисправности устройства, реализующего функцию оперативной блокировки, должна выводиться в АРМ ОП либо на панель устройства оперативной блокировки с запуском предупредительной звуковой сигнализации.

12 Релейная защита и автоматика

12.1 Общие принципы построения

12.1.1 РЗА должна проектироваться в соответствии с [1] и настоящими НТП ПС.

При новом строительстве, КТПиР должны применяться современные устройства РЗА предпочтительно российского производства, соответствующие действующим нормативам и прошедшие регламентированную процедуру проверки качества оборудования.

Применяемая аппаратура РЗА должна иметь стандартные протоколы обмена информацией по ГОСТ, стандартам МЭК и отвечать требованиям по надёжности работы и требованиям по ЭМС. Алгоритм функционирования устройства РЗА должен обеспечивать отсутствие излишней работы данного устройства при внешних КЗ с насыщением ТТ.

Необходимость реконструкции и технического перевооружения систем РЗА определяется на основе обследования, анализа и оценки их технического состояния.

При наличии обоснованной необходимости выполнения работ и по согласованию между Заказчиком и ДЦ допускается включать в задание на

проектирование требования о выполнении конкретных работ по реконструкции и техническому перевооружению устройств (комплектов) РЗА, при несоответствии:

- устройств и комплексов РЗ требованиям НТД в части обеспечения быстродействия, селективности, чувствительности;
- функциональных возможностей устройств СА, РА требованиям НТД;
- технических характеристик или функциональных возможностей устройств и комплексов ПА, в том числе каналов связи для ПА;
- требованиям НТД, схемно-режимным и/или режимно-балансовым условиям работы энергосистемы.

Физический износ аппаратуры РЗА определяется её нормативным сроком службы, установленным техническими условиями, а также увеличением затрат на её обслуживание.

12.1.2 Каждая ступень резервных защит (комплекты) АТ, установленных на сторонах ВН и СН, должна иметь возможность трехступенчатого последовательного действия на деление распределительного устройства соответствующего напряжения (при наличии возможности реализации такого деления), отключение выключателя соответствующей стороны АТ и полное отключение АТ.

12.1.3 Включение элемента сети после его отключения должно выполняться, как правило, автоматически, за исключением случаев отключения поврежденного оборудования, не допускающего АПВ (Т (АТ), реакторы, КРУЭ, КЛ).

12.1.4 Состав и построение защит и автоматики каждого элемента сети 110 кВ и выше должны отвечать требованиям ближнего резервирования и при выводе из работы любого устройства по любой причине должны:

– обеспечивать сохранение функций защиты данного элемента сети от всех видов повреждений;

– исключать необходимость вывода данного элемента из работы.

12.1.5 Выбор технических и метрологических характеристик обмоток измерительных ТТ и ТН для целей РЗА и систем измерений должен производиться в соответствии с требованиями пункта 7.18.

Основные и резервные защиты каждого элемента сети 110 кВ и выше должны включаться на разные вторичные обмотки ТТ.

К одной вторичной обмотке ТТ, как правило, должно подключаться одно устройство РЗ. В отдельных случаях, допускается подключение к одной вторичной обмотке ТТ не более двух устройств РЗ смежных присоединений.

Должна предусматриваться установка оперативных переключающих устройств в цепях переменного тока устройств РЗА.

12.1.6 Должно предусматриваться резервирование защит по цепям напряжения с ручным переводом цепей на другой ТН.

При выводе в ремонт системы (секции) шин, выполненной по схеме сборных шин с фиксированным подключением присоединений, или изменении фиксации присоединения по системам шин, цепи напряжения

устройств РЗА должны подключаться к соответствующему ТН автоматически с использованием реле-повторителей положения разъединителей.

При использовании в устройствах РЗА блокировки при неисправности цепей напряжения, выполненной на сравнении напряжений «звезды» и «разомкнутого треугольника», перевод цепей напряжения «звезды» и «разомкнутого треугольника» должен производиться отдельными переключающий устройствами.

12.1.7 При наличии двух электромагнитов отключения выключателя действие устройств РЗА любого элемента сети должно предусматриваться на каждый электромагнит.

12.1.8 Для действия при отказах защит или выключателей смежных элементов должна предусматриваться резервная защита, предназначенная для обеспечения дальнего резервирования. Если дальнее резервирование не обеспечивается, должны предусматриваться меры по усилению ближнего резервирования.

12.1.9 При наличии на ПС АСУ ТП все устройства РЗА должны быть интегрированы в эту систему на информационном уровне.

Функционирование устройств РЗА при наличии на объекте электроэнергетики АСУ ТП должно быть автономным и не зависеть от состояния указанной системы.

12.1.10 Управление МП РЗА должно предусматриваться:

– дистанционное, с помощью средств АСУ ТП;

– местное, с помощью переключающих устройств, устанавливаемых в шкафах РЗА (местное управление является резервным).

Положение всех переключающих устройств должно фиксироваться в АСУ ТП. Запись аварийных событий должна выполняться в нередактируемом формате.

Параметры настройки устройств РЗА и их изменение должно регистрироваться в МП устройстве РЗА.

Должна быть предусмотрена возможность оперативного вывода/ввода цепей переменного тока, цепей переменного напряжения и выходных цепей устройства РЗА (за исключением цепей сигнализации) без отсоединения проводов на клеммах панели (шкафа) посредством установленных в этих цепях соответствующих оперативных переключающих устройств.

12.1.11 Каналообразующая аппаратура для передачи сигналов и команд РЗ и ПА, в том числе совмещенная аппаратура связи и передачи сигналов и команд РЗ, ПА, и устройства РЗА должны размещаться, как правило, в одном помещении.

12.1.12 Схемы подключения вторичных цепей к дискретным входам МП устройств РЗА, через которые производится отключение первичного оборудования, должны обеспечивать работу устройств контроля изоляции сети ОПТ при замыканиях на землю в этих цепях.

12.1.13 При замене выключателей присоединений 110 кВ и выше на ОВ должны переводиться цепи переменного тока и напряжения, оперативные

цепи устройств ПА (АЛАР, АОПО и т.п.) и основных защит ЛЭП (ДФЗ, ДЗЛ), АТ и Т (ДЗТ), ДЗШ и УРОВ.

Перевод должен осуществляться посредством специально предусмотренных переключающих устройств (испытательные блоки, ключи, переключатели и т.п.), установленных на панелях (в шкафах) устройств РЗА и специальной панели перевода.

12.1.14 Устройства РЗА, имеющие цепи напряжения, неисправность которых может привести к ложному отключению, должны блокироваться при нарушении цепей напряжения.

12.1.15 С каждой стороны ЛЭП должна осуществляться цифровая регистрация аварийных событий и процессов с записью параметров доаварийного и послеаварийного режимов и регистрацией событий, в том числе срабатываний устройств РЗА. Должна предусматриваться передача информации от устройств регистрации в ДЦ и ЦУС.

12.1.16 При проектировании цифровых ПС (ЦПС) необходимо предусматривать:

– применение измерительных ТТ и ТН с цифровым интерфейсом, устройств сопряжения с шиной процесса в сочетании с электромагнитными ТТ и ТН;

– применение ИЭУ РЗА с возможностью приема данных от ТТ и ТН в цифровом виде, т.е. приема мгновенных значений от измерительных ТТ и ТН;

– информационный обмен данных между МП комплексами РЗА и ПТК АСУ ТП.

В проектной документации должны быть чётко определены параметры используемых коммуникационных сервисов.

Проектная документация на ПС нового поколения должна разрабатываться с учётом требований стандартов серии МЭК 61850, а также других стандартов, необходимых для реализации технологий цифровой ПС.

В проектной документации на ПС нового поколения должен разрабатываться раздел выбора параметров ЛВС, используемой при передаче данных для реализации распределенных функций РЗА. В частности, необходимо обосновывать выбор топологии информационной сети, способов управления информационными потоками данных, методов обеспечения кибернетической безопасности [64, 102].

12.1.17 При выявлении по результатам расчетов нарушения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанции при нормативных возмущениях, вызванных КЗ в строящихся ячейках, строящемся/реконструируемом РУ ПС между выключателями и ТТ, в условиях обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанции при нормативных возмущениях, вызванных КЗ в любой другой точке строящихся ячеек, строящихся/реконструируемых РУ ПС, необходимо разработать варианты реализации технических решений, обеспечивающих динамическую устойчивость при нормативных

возмущениях, вызванных КЗ в строящихся ячейках, строящихся/ реконструируемых РУ ПС между выключателями и ТТ.

12.2 Релейная защита линий 330 - 750 кВ

12.2.1 На каждой ЛЭП 330-750 кВ должны устанавливаться не менее чем два комплекта РЗ. Каждый комплект РЗ должен реализовывать функцию быстродействующей защиты от всех видов КЗ с абсолютной селективностью.

При этом должны рассматриваться следующие варианты:

а) дифференциально-фазная защита с функциями ступенчатых защит (ДФЗ+СЗ) и комплект ступенчатых защит (ДЗ и ТНЗПН) с передачей разрешающих сигналов (КСЗ РС);

б) продольная дифференциальная защита с функциями ступенчатых защит с ТО, ТУ (ДЗЛ+СЗ) и комплект ступенчатых защит с передачей разрешающих сигналов (КСЗ РС);

в) дифференциально-фазная защита с функциями ступенчатых защит (ДФЗ+СЗ) и продольная дифференциальная защита с функциями ступенчатых защит с ТО, ТУ (ДЗЛ+СЗ);

г) установка двух комплектов продольной дифференциальной защиты с функциями ступенчатых защит с ТО, ТУ (ДЗЛ+СЗ).

Для обеспечения взаимодействия полукомплектов быстродействующих защит должны использоваться ВЧКС и ВОЛС. Использование для этих целей КЛС должно быть обосновано при проектировании.

В КСЗ ЛЭП 330-750 кВ должна предусматриваться токовая защита ошиновки ЛЭП от всех видов КЗ, вводимая в работу автоматически при отключении линейного разъединителя и действующая на отключение выключателей данной ЛЭП и пуск УРОВ.

Все комплекты РЗ ЛЭП должны обеспечивать передачу и прием команд ТО на противоположный конец ЛЭП.

Три комплекта РЗ должны устанавливаться в обязательном порядке на:

– ЛЭП, отходящих от атомных электростанций;

– ЛЭП, при КЗ на которых, в случае отказа защит, не обеспечивается принцип дальнего резервирования;

– ЛЭП, при КЗ на которых, и отказе быстродействующих защит, увеличение времени отключения КЗ приводит к нарушению устойчивости энергосистемы.

При этом, каждый комплект РЗ указанных ЛЭП должен реализовывать функцию быстродействующей защиты от всех видов КЗ с абсолютной селективностью.

В случае применения КСЗ с передачей РС в качестве третьего устройства РЗА следует использовать те же сигналы, аппаратуру и каналы связи (для вариантов а и б).

При проектном обосновании передачи сигналов и команд от СЗ, входящих в комплект основных защит (ДЗЛ+СЗ или ДФЗ+СЗ), совмещать в

одном канале связи передачу сигналов и команд от этих СЗ и работу полукомплектов ДЗЛ (ДФЗ).

Не создавать дополнительный ВЧКС для резервирования передачи сигналов и команд между полукомплектами основных защит.

12.2.2 Для линий с ОАПВ каждый из комплектов защиты должен иметь логику однофазного отключения выключателей и возможность перевода ее действия на отключение трёх фаз.

12.2.3 Должна предусматриваться возможность оперативного и автоматического ускорения СЗ и выбора ускоряемых ступеней. При автоматическом ускорении защиты после включения выключателя должны быть приняты меры, исключающие возможность отключения выключателя защитой из-за кратковременной несимметрии, обусловленной неодновременностью включения фаз выключателя. Время ввода автоматического ускорения защиты не должно приводить к ложному отключению ЛЭП при замыкании ее в транзит. Не следует ускорять защиты после включения выключателя, когда линия уже включена под напряжение другим своим выключателем.

12.2.4 Отдельные ступени ДЗ должны блокироваться при синхронных качаниях и асинхронных режимах. Допускается не блокировать ступени защит, если они отстроены от синхронных качаний по времени.

12.2.5 На линиях 330-750 кВ следует предусматривать защиту от неполнофазных режимов, возникающих при отключении или включении выключателей линии не всеми фазами, действующую:

– на отключение трех фаз ЛЭП с запретом ТАПВ, пуском УРОВ, остановом ВЧ передатчика ДФЗ (при ее использовании в качестве основной защиты ЛЭП) на данном конце ЛЭП;

– на пуск команды ТО выключателей противоположного конца ЛЭП с запретом их ТАПВ.

12.3 Релейная защита автотрансформаторов (трансформаторов) АТ (Т) 330-750 кВ

12.3.1 На АТ (Т) должны быть предусмотрены следующие комплекты РЗА:

– два комплекта дифференциальной токовой защиты;

– газовые защиты, в том числе, РПН и линейного регулировочного трансформатора (при его установке), которые должны действовать через каждый комплект основных защит АТ (Т);

– резервные защиты на сторонах ВН, СН и НН;

– защита от перегрузки (включая защиту от перегрузки общей обмотки);

– два комплекта ДЗО ВН;

– комплект ДЗО СН при подключении стороны СН АТ к шинам через два выключателя или кабельную вставку (два комплекта для класса напряжения 330-500 кВ);

– КИВ 500 (750) кВ, которое должно действовать через каждый комплект основных защит АТ (Т);

– комплект ДЗО НН устанавливается при наличии токоограничивающего реактора или линейного регулировочного (вольтодобавочного) трансформатора и должен действовать через каждый комплект основных защит АТ (Т);

– устройство резервирования при отказе выключателя ВН и/или СН при повреждении за токоограничивающим реактором на стороне НН (при необходимости);

– контроль изоляции обмотки НН;

– технологические защиты (защита от понижения уровня масла, защита от потери охлаждения и т.п. по требованиям завода-изготовителя АТ (Т)) должны действовать через каждый комплект основных защит АТ (Т);

– газовое реле защиты АТ (Т) и струйное реле устройства РПН АТ (Т) должны иметь по два контакта, причем, у газового реле для каждой ступени (отключение и сигнализация);

– газовая защита АТ (Т) и струйное реле должны иметь устройство контроля изоляции цепей, приходящих на газовое и струйное реле, и действующее в случае их неисправности с выдержкой времени на сигнал.

12.3.2 Резервные защиты на сторонах ВН и СН должны выполняться в виде СЗ (ДЗ от всех видов повреждений и ТЗНП). Резервные защиты должны подключаться к ТТ, встроенным в вводы ВН и СН АТ.

12.3.3 ДЗ должны блокироваться при неисправности цепей напряжения.

Отдельные ступени ДЗ АТ должны блокироваться при синхронных качаниях и асинхронных режимах. Допускается не блокировать ступени защит, если они отстроены от синхронных качаний по времени.

12.3.4 В резервных защитах должно предусматриваться автоматическое и оперативное ускорение отдельных ступеней. При проектировании защит АТ необходимо производить расчет чувствительности защит при одностороннем питании АТ. В случае недостаточной чувствительности необходимо разрабатывать дополнительные мероприятия.

12.3.5 На стороне НН АТ (Т) должна устанавливаться максимальная токовая защита с возможностью пуска по напряжению (в качестве резервной защиты).

12.3.6 При применении на АТ (Т) системы пожаротушения должна быть предусмотрена автоматика пуска пожаротушения.

Автоматический пуск пожаротушения АТ (Т) должен предусматриваться от основных защит (газовой, дифференциальной), действующих при внутренних повреждениях на отключение АТ (Т).

Пуск автоматической установки пожаротушения АТ (Т) должен производиться только после снятия напряжения.

12.4 Релейная защита (управляемого) шунтирующего реактора 500-750 кВ

12.4.1 На ШР 500-750 кВ должны быть предусмотрены следующие комплекты РЗА:

– два комплекта продольной дифференциальной токовой защиты;

– два комплекта поперечной дифференциальной токовой защиты (должны быть предусмотрены ТТ, встроенные в выводы нейтрали ШР);

– газовая защита;

– КИВ 500-750 кВ;

– технологические защиты (защита от понижения уровня масла, защита от потери охлаждения и т.п. по требованиям завода-изготовителя реактора).

12.4.2 На УШР 500-750 кВ должны быть предусмотрены следующие защиты:

– два комплекта продольной дифференциальной токовой защиты сетевой обмотки;

– два комплекта поперечной дифференциальной токовой защиты сетевой обмотки (должны быть предусмотрены ТТ, встроенные в выводы нейтрали реактора);

– защита обмотки управления и преобразовательного трансформатора;

– защита обмотки НН или компенсационной обмотки;

– газовая защита;

– КИВ 500 (750) кВ;

– технологические защиты (защита от понижения уровня масла, защита от потери охлаждения и т.п.).

12.4.3 Газовые реле должны действовать через каждый комплект основных защит ШР, УШР.

Газовое реле защиты ШР, УШР должно иметь по два контакта для каждой ступени (отключение и сигнализация) для их отдельного использования.

Газовая защита ШР, УШР должна иметь устройство контроля изоляции цепей, приходящих на газовое реле, действующее в случае их неисправности с выдержкой времени на сигнал.

КИВ 500 (750) кВ, технологические защиты должны действовать через каждый комплект основных защит.

12.4.4 Автоматический пуск пожаротушения ШР, УШР должен предусматриваться от основных защит (газовой, дифференциальной), действующих при внутренних повреждениях на отключение ШР, УШР.

12.5 Релейная защита и автоматика компенсационного реактора, устанавливаемого в нейтрали шунтирующего реактора

На КР должны быть предусмотрены следующие защиты и автоматика:

– продольная дифференциальная защита;

– ДЗ;

– газовая защита;

– защита от перегрузки;

– технологические защиты;

– устройство резервирования при отказе во включении выключателя, шунтирующего КР;

– автоматика, осуществляющая в цикле ОАПВ ввод/вывод КР из работы и выдающая команду на уменьшение бестоковой паузы ОАПВ на линии (в случае установки ШР на линии).

12.6 Релейная защита автотрансформаторов 220 кВ

12.6.1 На АТ должны быть предусмотрены следующие комплекты РЗА:

– на АТ с высшим классом напряжения 220 кВ и мощностью 160 МВА и более должны устанавливаться два комплекта дифференциальной защиты трансформатора;

– на АТ с высшим классом напряжения 220 кВ и мощностью менее 160 МВА должен устанавливаться один комплект дифференциальной защиты трансформатора. Установка второго комплекта дифференциальной защиты АТ должна быть обоснована недостаточной чувствительностью или недопустимым временем отключения резервными защитами АТ или защитами смежных элементов при КЗ в зоне действия дифференциальной защиты;

– газовая защита (кроме АТ с элегазовой изоляцией);

– защита РПН с использованием струйных реле;

– резервные защиты на сторонах ВН, СН и НН;

– защита от перегрузки (включая защиту от перегрузки общей обмотки);

– автоматика регулирования РПН;

– технологические защиты (защита от понижения уровня масла, защита от потери охлаждения и т. п. по требованиям завода-изготовителя АТ).

12.6.2 Кроме того, на АТ могут устанавливаться:

– ДЗО ВН и СН (при подключении соответствующей стороны АТ к шинам через два выключателя или кабельную вставку);

– ДЗО НН (при наличии токоограничивающего реактора).

12.6.3 Газовые (струйные) реле, ДЗО НН, технологические защиты должны действовать через терминал дифференциальной защиты и через терминал резервной защиты стороны ВН АТ или через оба комплекта основных защит АТ, в случае их установки по требованиям п. 12.6.1.

Газовое реле защиты АТ и струйное реле устройства РПН АТ должны иметь по два контакта, причем, у газового реле для каждой ступени (отключение и сигнализация).

Газовая защита АТ и струйное реле должны иметь устройство контроля изоляции цепей, приходящих на газовое и струйное реле, действующее в случае их неисправности с выдержкой времени на сигнал.

12.6.4 Резервные защиты на сторонах ВН и СН должны выполняться в виде СЗ (ДЗ и ТНЗНП). Резервные защиты должны подключаться к ТТ, встроенным в вводы ВН и СН АТ.

12.6.5 ДЗ должны блокироваться при неисправности цепей напряжения.

Отдельные ступени дистанционной защиты АТ должны блокироваться при синхронных качаниях и асинхронных режимах. Допускается не блокировать ступени защит, если они отстроены от синхронных качаний по времени.

12.6.6 Резервные защиты должны иметь автоматическое и оперативное ускорение отдельных ступеней.

12.6.7 На стороне НН АТ должна устанавливаться максимальная токовая защита с возможностью пуска по напряжению.

12.6.8 На стороне НН АТ должен быть предусмотрен контроль изоляции НН.

12.6.9 Автоматический пуск пожаротушения АТ должен предусматриваться от основных защит (газовой, дифференциальной), действующих при внутренних повреждениях на отключение АТ.

12.7 Релейная защита трансформаторов 35-220 кВ

12.7.1 На Т должны быть предусмотрены следующие комплекты РЗА:

– на Т с ВН 110-220 кВ и мощностью менее 160 МВА должен устанавливаться один комплект дифференциальной защиты. Установка второго комплекта дифференциальной защиты Т должна быть обоснована недостаточной чувствительностью или недопустимым временем отключения резервными защитами Т или защитами смежных элементов при КЗ в зоне действия дифференциальной защиты;

– газовая защита (кроме трансформаторов с элегазовой и/или литой изоляцией (сухих));

– защита устройства РПН с использованием струйных реле;

– резервные защиты на сторонах ВН, СН (для трехобмоточного Т) и НН;

– автоматика регулирования РПН;

– защита от перегрузки;

– ДЗО НН с включением в зону ее действия токоограничивающего реактора (при наличии реактора).

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

12.7.2 Газовые (струйные) реле, ДЗО НН должны действовать через оба комплекта основных защит или через терминал дифференциальной защиты и через терминал резервной защиты стороны ВН.

Газовое реле защиты Т и струйное реле устройства РПН Т должны иметь по два контакта, причем, у газового реле для каждой ступени (отключение и сигнализация).

Газовая защита Т и струйное реле должны иметь устройство контроля изоляции цепей, приходящих на газовое и струйное реле, и действующее в случае их неисправности с выдержкой времени на сигнал.

12.7.3 Резервная защита на стороне ВН Т должна выполнятся в виде ступенчатой токовой защиты от междуфазных КЗ с пуском по напряжению (пуск по напряжению при необходимости).

12.8 Защита шин (ошиновок)

12.8.1 Защита шин (ошиновок) 330-750 кВ должна выполняться с использованием двух независимых комплектов дифференциальной токовой защиты с максимальным быстродействием.

12.8.2 На шинах РУ 110-220 кВ ПС, непосредственно к которым подключается генерирующее оборудование суммарной мощностью 160 МВт и более, и на ПС нового поколения, оснащённых оптическими ТТ, без постоянного дежурства ОП необходимо предусматривать 2 (два) комплекта ДЗШ. Во всех других случаях для шин 110-220 кВ должен применяться один комплект ДЗШ, не зависимо от конструктивного исполнения РУ ПС.

12.8.3 Защита систем (секций) шин 35 кВ может выполняться с использованием одного комплекта дифференциальной токовой защиты. При отсутствии питания со стороны сети 35 кВ допускается использовать логическую защиту. Для КРУЭ 35 кВ установка ДЗШ обязательна.

12.8.4 ДЗШ (ДЗО) должна иметь устройство контроля исправности цепей переменного тока.

12.8.5 Должны предусматриваться проектные решения, исключающие возможность ложного срабатывания ДЗШ (ДЗО) при выполнении операций в токовых цепях без вывода ее из работы (приведение контура заземления ПС в соответствие с НТД, исключение использования для ДЗШ (ДЗО) внешнего суммирования токов присоединений и другое).

12.9 Релейная защита линий 110-220 кВ

12.9.1 На линиях с двухсторонним питанием, отнесенным к ЕНЭС, а также отходящих от ПС ЕНЭС, должны устанавливаться два комплекта РЗА от всех видов повреждения, в состав которых должна входить: быстродействующая защита с абсолютной селективностью (основная защита) и КСЗ (резервная защита). Должны быть предусмотрены меры по отстройке быстродействующих защит от КЗ за силовыми Т отпаечных ПС.

12.9.2 На линиях с двухсторонним питанием основная быстродействующая защита должна обеспечивать передачу и прием команд ТО или, в случае применения ДФЗ или направленной НВЧЗ, останов ВЧ поста.

12.9.3 В качестве основной быстродействующей защиты необходимо применять один из следующих вариантов:

а) (ДЗЛ;

б) ДФЗ;

в) защиту с ВЧ блокировкой (НВЧЗ);

г) комплект ступенчатых защит с передачей разрешающих или блокирующих сигналов (КСЗ РС (БС)).

12.9.4 Если на ЛЭП110-220 кВ, имеющих питание с двух или более сторон, при отсутствии основной защиты время отключения КЗ не удовлетворяет требованиям обеспечения устойчивости энергосистемы или нагрузки потребителей, то должна предусматриваться установка двух основных защит. В качестве второй быстродействующей защиты может быть использован КСЗ с передачей РС или БС.

Для обеспечения взаимодействия полукомплектов быстродействующих защит должны использоваться ВЧКС, КЛС (при соответствующем обосновании) и ВОЛС. При наличии ВОЛС для организации защит ЛЭП 110-220 кВ предпочтение следует отдавать варианту с ДЗЛ.

Необходимо, чтобы СЗ также входили в терминалы ДФЗ и ДЗЛ.

В зависимости от типа и количества каналов связи между ПС необходимо использовать один из следующих вариантов исполнения защит ЛЭП 110-220 кВ:

а) ЛЭП с одной быстродействующей защитой и одним ВЧКС:

– вариант 1. ДФЗ с функциями ступенчатых защит (ДФЗ+СЗ) + КСЗ;

– вариант 2. НВЧЗ + КСЗ;

– вариант 3. КСЗ БС + КСЗ. (не применяется для ЛЭП отходящих от РУ электростанций).

б) ЛЭП с одной быстродействующей защитой и одним каналом по ВОЛС:

– вариант 4. ДЗЛ с функциями ступенчатых защит (ДЗЛ+СЗ) + КСЗ.

в) ЛЭП с двумя быстродействующими защитами и двумя ВЧКС:

– вариант 5. ДФЗ с функциями ступенчатых защит (ДФЗ+СЗ) + КСЗ с передачей разрешающих или блокирующих сигналов (КСЗ РС (БС));

– вариант 6. НВЧЗ + КСЗ с передачей разрешающих сигналов (КСЗ РС).

г) ЛЭП с двумя быстродействующими защитами и двумя каналами по ВОЛС:

– вариант 7. ДЗЛ с функциями ступенчатых защит с ТО/ТУ (ДЗЛ+СЗ) + КСЗ с передачей разрешающих сигналов (КСЗ РС).

– вариант 8. ДЗЛ с функциями ступенчатых защит с ТО/ТУ (ДЗЛ+СЗ) + ДЗЛ с функциями ступенчатых защит (ДЗЛ+СЗ).

д) ЛЭП с двумя быстродействующими защитами и двумя каналами (по ВОЛС и ВЧКС):

– вариант 9. ДЗЛ с функциями ступенчатых защит (ДЗЛ+СЗ) + КСЗ с передачей разрешающих или блокирующих сигналов (КСЗ РС (БС));

– вариант 10. ДЗЛ с функциями ступенчатых защит (ДЗЛ+СЗ) + ДФЗ с функциями ступенчатых защит (ДФЗ+СЗ);

– вариант 11. ДЗЛ с функциями ступенчатых защит (ДЗЛ+СЗ) + НВЧЗ.

12.9.5 КСЗ должен содержать ДЗ и ТНЗНП. Отдельные (по выбору) ступени ДЗ должны блокироваться при качаниях.

12.9.6 Должна предусматриваться возможность оперативного и автоматического ускорения СЗ и выбора ускоряемых ступеней.

12.9.7 На КЛ или КВЛ необходимо предусматривать не менее двух комплектов РЗ, каждый из которых обеспечивает отключение поврежденной ЛЭП при всех видах КЗ со временем, при котором не нарушается термическая стойкость жил и оболочек кабеля (с учетом неуспешного АПВ и действия УРОВ).

12.9.8 На ЛЭП (ВЛ, КВЛ, КЛ) 110-220 кВ с односторонним питанием с питающей стороны должны устанавливаться:

– токовые ступенчатые (если удовлетворяется требование селективности) или КСЗ (содержащие ДЗ и ТНЗНП) от всех видов КЗ;

– токовые отсечки без выдержки времени.

12.9.9 На линиях 110-220 кВ, оснащенных выключателями с пофазным приводом, следует предусматривать защиту от неполнофазных режимов, возникающих при отключении или включении выключателя линии не всеми фазами, действующую:

– на отключение трех фаз выключателей ЛЭП с запретом ТАПВ, пуском УРОВ, остановом ВЧ передатчика ДФЗ (при ее использовании в качестве основной защиты ЛЭП) на данном конце ЛЭП;

– на пуск команды ТО выключателей противоположного конца ЛЭП с запретом их ТАПВ (при наличии ТО, ТУ).

12.9.10 Защиты, имеющие цепи напряжения, неисправность которых приводит к ложному отключению, должны блокироваться при нарушении цепей напряжения.

12.10 Релейная защита конденсаторных батарей 110-220 кВ

Комплект защит БСК включает следующие защиты:

– дифференциальную защиту.

– максимальную токовую защиту;

– защиту от повышения напряжения;

– защиту от понижения напряжения;

– защиту от перегрузки;

– ЗВП каждой фазы БСК;

– устройство резервирования при отказе выключателя БСК (УРОВ).

При исчезновении напряжения на шинах 110-220 кВ по любой причине должно быть предусмотрено отключение выключателя БСК.

При отключении выключателя БСК должна быть предусмотрена блокировка его повторного включения на время не менее 5 мин., в целях предотвращения подключения заряженной батареи.

12.11 Автоматическое повторное включение

12.11.1 Должно предусматриваться АПВ ВЛ и сборных шин (ошиновок) ОРУ.

АПВ должно использоваться на КВЛ 110 кВ и выше если кабельные участки используются только для захода КВЛ в РУ (в том числе в КРУЭ), а также в иных случаях при отсутствии на КВЛ 110 кВ и выше кабельных участков (вставок) с непосредственным соприкосновением кабелей разных фаз. Если КВЛ имеют кабельные участки с непосредственным соприкосновением кабелей разных фаз использование АПВ определяется при проектировании.

На ЛЭП, по которым возможна синхронизация несинхронно работающих частей энергосистемы, должны устанавливаться устройства ТАПВ с улавливанием синхронизма с возможностью его использования для полуавтоматического включения в транзит с улавливанием синхронизма.

12.11.2 На каждой стороне ЛЭП 330-750 кВ должно предусматриваться автоматическое повторное включение (ОАПВ, ТАПВ и УТАПВ) с возможностью полуавтоматического включения ЛЭП 330-750 кВ в транзит.

Пуск АПВ должен выполняться по цепи «несоответствия» и/или от защит.

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

– однократность действия;

– действие на включение выключателя по факту наличия готовности выключателя линии и устройства АПВ, с установленной выдержкой времени;

– запрет действия АПВ при отключении выключателя персоналом от ключа управления или с АРМ ОП ПС;

– возможность запрета ТАПВ 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 линии);

– отсутствие запрета ТАПВ в цикле ОАПВ при возникновении КЗ на другой фазе;

– оперативный ввод/вывод ОАПВ, ТАПВ, изменение алгоритма контроля ТАПВ посредством местного и дистанционного управления;

– контроль погасания дуги на отключенной фазе/фазах;

– разные выдержки времени ТАПВ для линии и шин (при использовании автоматического опробования систем шин).

Должны предусматриваться следующие виды контроля цепи пуска ТАПВ:

– с контролем отсутствия напряжения на линии (шинах) и наличия симметричного напряжения на шинах (АТ, Т);

– с контролем отсутствия напряжения на шинах и наличия симметричного напряжения на линии (АТ, Т);

– с контролем наличия синхронизма и контролем наличия симметричного напряжения на линии (АТ, Т) и на шинах;

– с улавливанием синхронизма и контролем наличия симметричного напряжения на линии (АТ, Т) и на шинах.

Применение на ЛЭП 330-750 кВ адаптивного ОАПВ должно быть обосновано при проектировании.

12.11.3 На ВЛ, ОВ, шинах (ошиновке) напряжением 110-220 кВ должно применяться ТАПВ с пуском по цепи «несоответствия» и/или от защит.

ОАПВ на линиях 220 кВ может выполняться только при наличии обосновывающих расчётов. Для линий с ОАПВ каждый из комплектов защиты должен иметь логику однофазного отключения выключателей и возможность перевода ее действия на отключение трёх фаз.

На ВЛ с двухсторонним питанием ТАПВ должно выполняться с однократным действием, а на ВЛ с односторонним питанием - с двукратным действием.

При выполнении ТАПВ должно быть реализовано:

– действие на включение выключателя по факту наличия готовности выключателя линии и устройства АПВ с установленной выдержкой времени;

– запрет при отключении выключателя персоналом от ключа управления или с АРМ ОП ПС;

– возможность запрета ТАПВ от внешних устройств;

– взаимный запрет ТАПВ выключателей при неуспешном ТАПВ выключателя, включаемого первым (при наличии двух выключателей на линии);

– оперативный ввод/вывод ТАПВ, изменение алгоритма контроля ТАПВ посредством местного и (при наличии АСУ ТП) дистанционного управления;

– разные выдержки времени ТАПВ для линии и шин (при использовании автоматического опробования систем шин).

На линиях с двухсторонним питанием при обосновании должны предусматриваться следующие виды контроля цепи пуска ТАПВ:

– с контролем отсутствия напряжения на линии (шинах) и наличия напряжения на шинах (АТ, Т);

– с контролем отсутствия напряжения на шинах и наличия напряжения на линии (АТ, Т);

– с контролем наличия синхронизма напряжений на линии (АТ, Т) и на шинах.

На линиях 110-220 кВ должна предусматриваться возможность реализации АПВ без контроля напряжений и синхронизма.

12.12 Устройство резервирования при отказе выключателя

12.12.1 На каждом выключателе 110-750 кВ, а также на выключателях 6-35 кВ присоединений, отказ выключателя которых не резервируется защитами других присоединений, должно предусматриваться устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) с пуском от защит присоединений.

12.12.2 УРОВ присоединений 110 кВ и выше должно быть реализовано со ступенчатым действием:

– 1-я ступень – действие без выдержки времени на отключение своего выключателя;

– 2-я ступень – действие с выдержкой времени и с контролем тока на отключение смежных присоединений через их защиты с запретом АПВ.

Необходимо для присоединений 330 кВ и выше предусматривать подхват срабатывания защит от реле тока УРОВ. УРОВ присоединений 110кВ и 220 кВ предпочтительно выполнять групповым.

12.12.3 На линиях с ОАПВ должен осуществляться пофазный пуск УРОВ и пофазный контроль тока.

12.12.4 УРОВ присоединений 6-35 кВ допускается выполнять в виде действия защиты присоединения с дополнительной выдержкой времени (времени УРОВ) на отключение питающих присоединений.

12.12.5 Действие УРОВ выключателя ЛЭП 110 кВ и выше должно предусматривать передачу команды ТО с запретом АПВ на противоположный конец этой ЛЭП и останов передатчика ВЧ защиты на данном конце ЛЭП.

12.13 Релейная защита и автоматика на обходном выключателе

12.13.1 На ОВ должен быть предусмотрен КСЗ (ДЗ и ТНЗНП) и АПВ для переводимых на ОВ присоединений, аналогичный комплекту, используемому в нормальном режиме эксплуатации присоединения, а также УРОВ ОВ.

12.13.2 Необходимо использовать возможности МП устройств РЗА ОВ по изменению групп уставок.

12.14 Релейная защита и автоматика на шиносоединительном и секционном выключателях 110 кВ и выше

12.14.1 На ШСВ и СВ должна предусматриваться СЗ от междуфазных и однофазных КЗ. Применение на ШСВ и СВ направленных ступенчатых защит от междуфазных и от однофазных КЗ (ДЗ и ТНЗНП) должно быть обосновано при проектировании.

12.14.2 На ШСВ (СВ) должно предусматриваться однократное АПВ. Контроль наличия симметричного напряжения на шинах следует предусматривать при наличии технической возможности. Необходимость использования контроля синхронизма должна определяться проектными решениями.

12.15 Защита и автоматика РУ 6 - 35 кВ

12.15.1 На вводных выключателях необходимо предусматривать:

– максимальную токовую защиту с комбинированным пуском по напряжению;

– дуговую защиту;

– защиту минимального напряжения;

– УРОВ.

12.15.2 На СВ необходимо предусматривать:

– максимальную токовую защиту;

– дуговую защиту;

– АВР;

– УРОВ.

12.15.3 На каждой секции шин должна быть предусмотрена:

– дуговая защита шин;

– логическая защита шин;

– защита минимального напряжения;

– сигнализация замыканий на землю.

12.15.4 На отходящих линиях необходимо предусматривать:

– максимальную токовую защиту;

– токовую отсечку;

– защиту от перегрузки (на ТСН);

– защиту от замыканий на землю;

– дуговую защиту;

– АПВ (для ВЛ);

– УРОВ (при необходимости).

12.15.5 Защита от дуговых замыканий должна выполняться с контролем тока.

12.15.6 На отходящих линиях должна предусматриваться селективная сигнализация при однофазных замыканиях на землю.

12.15.7 На ЛЭП 35 кВ при наличии на противоположном конце ЛЭП генерирующего оборудования или если не удовлетворяется требование селективности допускается установка ДЗ от междуфазных КЗ.

12.16 Требования к устройствам определения места повреждения (ОМП)

На ЛЭП напряжением 110 кВ и выше длиной 20 километров и более с каждой из сторон (на тупиковых ЛЭП – с питающей стороны) должны быть

установлены устройства, позволяющие определять место повреждения на ЛЭП, в случае ее аварийного отключения при КЗ. Получение данных о токе (напряжении) должно осуществляться от вторичных обмоток ТТ и ТН в соответствии с п. 7.18.5.

12.17 Требования к автоматике опережающего деления сети (АОДС)

При КТПиР ПС для обеспечения коммутационной способности выключателей при отключении токов КЗ допускается предусматривать АОДС. Термическая стойкость и электродинамическая стойкость выключателя (-ей) присоединения, на котором произошло КЗ, должна соответствовать воздействиям от протекающих через него токов КЗ [91].

13 Противоаварийная автоматика

13.1 Разработка ПА в проектной документации новой или реконструируемой ПС необходимо выполнять на основе результатов расчётов устойчивости энергосистемы и расчетов электрических режимов на расчетный период. Для этого должны быть выполнены расчёты статической и динамической устойчивости с учётом требований [29**Ошибка! Источник ссылки не найден.**]. На основании анализа результатов расчётов устойчивости необходимо разработать структурную схему комплекса ПА региона или скорректировать существующую структурную схему. В соответствии с новой структурной схемой комплекса ПА региона, выполняется размещение требующихся устройств ПА на новой (или реконструируемой) ПС и на других связанных с ней ПС.

При проектировании ПА должны выполняться требования ГОСТ Р 55105, при этом следует придерживаться существующей концепции иерархического построения ПА.

Вновь устанавливаемые устройства ПС должны выполняться на МП элементной базе.

Комплексы локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости устанавливаются на объектах электроэнергетики и должны предусматривать возможность работы в автономном режиме и (или) в качестве низового устройства централизованной системы ПА.

13.2 Для передачи информации, обеспечивающей функционирование ПА, с ПС 110 кВ и выше должно быть организовано не менее двух независимых каналов связи в каждом направлении передачи информации.

Проектирование каналов связи для ПА должно выполняться в соответствии с [115 и 30].

13.3 Применяемая новая аппаратура ПА должна иметь протоколы обмена информацией по ГОСТ, стандартам МЭК и должна отвечать требованиям по надёжности работы и требованиям по ЭМС [25].

Необходимость реконструкции и технического перевооружения ПА должна определяться на основе обследования, анализа и оценки её технического состояния.

При наличии обоснованной необходимости выполнения работ и по согласованию между Заказчиком и ДЦ допускается включать в задание на проектирование требования о выполнении конкретных работ по реконструкции и техническому перевооружению устройств (комплексов) ПА, при несоответствии технических характеристик или функциональных возможностей устройств и комплексов ПА, в том числе каналов связи для ПА, требованиям НТД, схемно-режимным и/или режимно-балансовым условиям работы энергосистемы.

Физический износ аппаратуры ПА определяется её нормативным сроком службы, установленным техническими условиями, а также увеличением затрат на её обслуживание.

13.4 Создание новой, модернизация, реконструкция или техническое перевооружении существующей ПА должно осуществляться субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии:

– при технологическом присоединении объектов по производству электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии к электрическим сетям (далее – объекты электроэнергетики);

– при строительстве (реконструкции, техническом перевооружении, модернизации) объектов электроэнергетики, не требующем технологического присоединения к электрическим сетям;

– по заданию субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Проектные решения по созданию (модернизации) ПА должны разрабатываться с учетом перспективного развития ПА и энергосистем.

Организация взаимодействия субъектов электроэнергетики при создании (модернизации) ПА должна осуществляться в соответствии с п. 4.2 ГОСТ 55105.

13.5 В проектной документации должна быть выполнена разработка оптимального плана реконструкции и технического перевооружения устаревшего комплекса АПНУ региона, замена его технических средств современными МП комплексами.

При этом следует рассматривать два варианта:

а) одноэтапная замена центрального устройства и периферийных устройств вместе с аппаратурой каналов связи. Вывод из работы старого комплекса ПА допустим только после приемки и ввода в эксплуатацию нового комплекта ПА. Демонтаж старого комплекса ПА допустим не ранее, чем через три месяца непрерывного функционирования нового комплекса ПА;

б) поэтапная замена (без вывода из работы на длительный срок всего в целом комплекса ПА) таких отдельных устройств как:

– устройство АДВ ПА вместе с АЗД ПА, для возможности поэтапной замены оно должно быть дублированным;

– КПР;

– пусковые и исполнительные устройства ПА;

– устройства телемеханики и каналообразующие устройства телепередачи доаварийной и аварийной информации.

13.6 При создании на ПС АСУТП должна предусматриваться интеграция в АСУТП на информационном уровне всех устройств ПА, размещаемых на ПС.

С помощью АСУТП ПС должны осуществляться следующие функции для каждого из устройств ПА:

– отображение и регистрация факта срабатывания и факта неисправности с привязкой к всемирному координированному времени с разрешающей способностью 1 мс;

– диагностика состояния;

– настройка параметров.

13.7 Требования к совмещению функций РЗ и ПА, а также различных функций ПА в одном устройстве.

13.7.1 Не допускается совмещение в одном устройстве функций РЗ и АПНУ, РЗ и ЧДА.

13.7.2. В отдельных случаях (не относящихся к п. 13.7.1), при установке на объекте электроэнергетики устройств РЗА, в которых производителем аппаратуры реализованы функции РЗ и ПА в одном устройстве, на стадии разработки рабочей документации должны быть предусмотрены технические решения, предотвращающие возможность одновременного отказа функций РЗ и ПА при неисправности устройства (отказ по общей причине), а именно:

- аппаратное резервирование устройств РЗА;

- выполнение комплекса технических мероприятий по обеспечению принципов «ближнего резервирования», в том числе разделение питания основных и резервных устройств по ОПТ, выполнение измерительных цепей тока и цепей напряжения от разных источников, несовмещение выходных цепей основных и резервных устройств РЗА и т.п.

13.8 При проектировании ЦПС необходимо предусматривать:

– применение измерительных ТТ и ТН с цифровым интерфейсом, устройств сопряжения с шиной процесса в сочетании с электромагнитными ТТ и ТН;

– применение интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) ПА с возможностью приема данных от ТТ и ТН в цифровом виде, т.е. приема мгновенных значений от измерительных ТТ и ТН;

– информационный обмен данных между МП комплексами ПА и ПТК АСУ ТП.

В проектной документации должны быть чётко определены параметры используемых коммуникационных сервисов.

Проектная документация на ПС нового поколения должна разрабатываться с учётом требований стандартов серии МЭК 61850, а также других стандартов, необходимых для реализации технологий цифровой ПС.

В проектной документации на ПС нового поколения должен разрабатываться раздел выбора параметров ЛВС, используемой при передачи данных для реализации распределенных функций ПА. В частности, необходимо обосновать выбор топологии информационной сети, способов управления информационными потоками данных, методов обеспечения кибернетической безопасности [64, 102].

14 Автоматизированное управление. АСУ ТП, АСТУ, АСДУ

14.1 Проектирование АСУ ТП ПС и систем оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления, выполняется в соответствии с разделом 3 ПУЭ [1], [3], [31, 136], а также действующими отраслевыми нормативными документами.

14.2 Работы по проектированию средств и систем автоматизированного управления для вновь создаваемых или реконструируемых ПС 35-750 кВ должны основываться на требованиях задания на проектирование, учитывающих в том числе:

– организацию внутрисистемных и межсистемных коммуникаций, обработки и передачи информации на смежные и вышестоящие уровни;

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

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

– архивирование и хранение информации в заданных форматах и за заданные интервалы времени;

– защиту от несанкционированного доступа и обеспечения информационной безопасности с разграничением прав (уровней) доступа к системе и функциям информационных технологий;

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

– автоматизированное конфигурирование и параметрирование.

14.3 Проектирование средств и систем автоматизированного управления ПС должно осуществляться с учетом и взаимным согласованием основных технических решений, принимаемых при проектировании на ПС первичного контролируемого и управляемого оборудования (Т (АТ), реакторов, КА и т.д.), а также средств и систем автоматизации.

Функционирование устройств РЗА должно быть автономным и не зависеть от состояния АСУ ТП ПС. Взаимодействие устройств РЗА с АСУ ТП следует предусматривать на информационном уровне, а также предусматривать возможность блокирования управляющих воздействий АСУ ТП на устройства РЗА.

14.4 Работы по техническому перевооружению и реконструкции ПС 35-750 кВ в части обеспечения автоматизированного управления ПС должны, кроме того, основываться на следующем:

– на полной исходной информации о реальном состоянии и техническом оснащении ПС подлежащих КТПиР, средствами автоматизации и управления, а также схеме оперативного обслуживания ПС, схеме информационного обмена с ЦУС и ДЦ, составе и функциях предполагаемых пунктов управления и контроля (АРМ);

– на требованиях заказчика к техническому перевооружению и реконструкции ПС;

– на определении и оценке целесообразности и объемов соответствующего КТПиР оснащения ЦУС для обеспечения управления и взаимодействия с находящимися в их зоне действия ПС, подлежащими КТПиР.

14.5 Для всех видов ПС управление должно организовываться как автоматизированное. Неавтоматизированное управление (в частности, при управлении КА) допускается для низковольтного оборудования, а для высоковольтного допускается либо в качестве резервного, либо при невозможности установки необходимых средств автоматизации (например, при отсутствии соответствующего привода разъединителя).

14.6 При проектировании средств и систем автоматизированного управления следует различать три группы ПС. Основные особенности организации управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием оборудования и устройств ПС каждой из групп в зависимости от вида работ (новое строительство, КТПиР; частичная реконструкция ПС и/или создание (реконструкция) системы управления на существующей ПС) приведены в Таблице 14.1.

Таблица 14.1 Организация управления ПС

Уровень ПС	Вид работ	Основные решения по организации управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием оборудования и устройств ПС
ПС 35 кВ и ниже без постоянного дежурства ОП, работающие преимущественно на местные электрические сети и заведомо слабо влияющие на режимы примыкающих сетей ВН; контроль и управление такими ПС осуществляется эпизодически, например, персоналом ОВБ или путем организации «дежурства на	Новое строительство или КТПиР	Управление оборудованием ПС осуществляется с проектируемого АРМ ОП на ПС (п. 14.10). Телеуправление управляемыми элементами ПС из ДЦ не предусматривается. Объем функций контроля и управления определяется местными условиями и требованиями заказчика

Уровень ПС	Вид работ	Основные решения по организации управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием оборудования и устройств ПС
дому»		
ПС 110 кВ и выше, телеуправляемые из ЦУС или из ЦУС и ДЦ (в случае наличия объектов диспетчеризации, находящихся в диспетчерском управлении ДЦ). Анализ ситуаций, принятие решений и управление ПС должны осуществляться оперативно-диспетчерским или оперативным персоналом на основе собранной на ПС телеинформации, передаваемой с помощью каналов и средств связи и передачи данных, по которым должны также передаваться и выданные персоналом управляющие команды на КА управляемой ПС.	Новое строительство или КТПиР	Проектируется телеуправление выключателями главной схемы ПС из ЦУС, ОПУ другой ПС или ДЦ (п. 14.11). Предусматривается также управление КА с места их установки. Рекомендуется также проектирование на ПС пунктов управления (в том числе мобильных). Объем функций контроля и управления определяется заказчиком (в случае наличия объектов диспетчеризации, находящихся в диспетчерском управлении ДЦ – по согласованию с соответствующим ДЦ)
Системообразующие ПС, то есть, ПС (преимущественно 220 кВ и выше) с питанием по нескольким классам напряжения и сложной схемой первичных соединений, обеспечивающие передачу электроэнергии между замкнутыми питающими сетями (управление потоками обменной мощности) и питание сетей низших напряжений (в основном, питающих сетей 110 кВ), а также узловые ПС, питающие распределительные ПС 110 кВ и ПС низших классов напряжения	Новое строительство или КТПиР	Управление оборудованием ПС осуществляется средствами АСУТП ПС (п. 14.12), в том числе: с АРМ ОП; из шкафа контроллеров управления присоединением; по месту. Обеспечивается возможность телеуправления управляемыми элементами ПС из ЦУС, а также для присоединений 110 кВ и выше – из ДЦ (объем телеуправления из ЦУС и ДЦ должен определяться заданием на проектирование). Кроме того с АРМ ОП обеспечивается управление группами уставок и положением «виртуальных переключающих устройств» МП РЗА, а с АРМ РЗА – изменением параметров настройки и алгоритмов функционирования терминалов. При этом в АСУ ТП должна обеспечиваться регистрация и архивирование всех событий

Уровень ПС	Вид работ	Основные решения по организации управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием оборудования и устройств ПС
		связанных с изменением групп уставок и параметров настройки устройств РЗА ПС. Обеспечивается возможность телеуправления устройствами РЗА из ЦУС, а также из ДЦ (объем телеуправления из ЦУС и ДЦ должен определяться заданием на проектирование)
ПС 35 кВ и выше	Создание/реконструкция ПТК ССПИ	В составе ПТК ССПИ предусматривается единое АРМ ОП (с управлением КА при наличии технической возможности, или управлением от ЩУ) с функциями АРМ инженера-телемеханика. Обеспечивается возможность телеуправления управляемыми элементами ПС из ЦУС, а также для присоединений 110 кВ и выше – из ДЦ (объем телеуправления из ЦУС и ДЦ должен определяться заданием на проектирование)

14.7 Проектирование средств управления КА и другими управляемыми элементами ПС.

14.7.1 При автоматизированном управлении на ПС всех групп управляемыми элементами ПС являются:

– КА (выключатели, разъединители, заземляющие разъединители и др.);

– задающие устройства систем автоматического регулирования (возбуждения синхронных электрических машин, реакторов, преобразовательных установок и др.);

– переключающие устройства РЗА;

– устройства РПН Т и АТ.

14.7.2 Управление КА и другими управляемыми элементами ПС должно осуществляться из АРМ ОП, на которое выводится вся необходимая персоналу информация и с которого производится формирование и выдача команд в схему управления КА и других управляемых элементов ПС.

При управлении оборудованием (местном, дистанционном) должна предусматриваться программная или аппаратная блокировка, исключающая одновременное управление с разных рабочих мест, реализована логика технологических блокировок (от некорректного положения разъединителей, неполнофазного режима, от «прыгания», от несинхронного включения и т.п.).

14.7.3 При выполнении средствами АСУ ТП функций автоматического управления оборудованием ПС, аналогичных типовым бланкам переключений (для реализации дистанционного управления), должна обеспечиваться возможность перехода от режима автоматического управления на режим автоматизированного управления по инициативе оператора или, при диагностике неисправности, – автоматически.

14.8 Объемы информации, передаваемой в ДЦ с целью обеспечения диспетчерского управления, должны быть определены в соответствии с требованиями [32, 33] и согласованы с соответствующим ДЦ.

14.9 Проектирование систем управления ПС без постоянного дежурного ОП (п. 14.6, первая строка Таблицы 14.1).

14.9.1 С целью обеспечения автоматизированного управления персоналом ОВБ или «дежурным на дому» должна предусматриваться возможность организации на ПС АРМ ОП (особенно на ПС с достаточно большим количеством присоединений), с которого при необходимости должны осуществляться операции дистанционного управления в объеме, определяемом технологическими особенностями ПС и ее влиянием на режимы прилегающей сети.

Также должна предусматриваться возможность перевода ПС на режим телеуправления из соответствующего ЦУС.

14.9.2 На ПС данной группы, не имеющих ОПУ, необходимо предусматривать управление с помощью командных элементов, устанавливаемых в шкафу управления выключателя, куда выводится вся необходимая для управления информация.

14.9.3 На ПС данной группы, оборудованных ОПУ, управление выключателями 35 кВ и выше, выключателями вводов и СВ 6-20 кВ должно осуществляться дистанционно из ОПУ. При КТПиР проектной документацией должна предусматриваться возможность дистанционного управления (из ОПУ) также выключателями отходящих присоединений напряжения 6-20 кВ.

14.9.4 Как правило, для организации системы управления ПС данной группы должны проектироваться технические средства, обеспечивающие выполнение следующих функций:

– управление КА и другими управляемыми элементами ПС - автоматизированное или неавтоматизированное (ручное) в зависимости от типа привода;

– программная или аппаратная блокировка, логика технологических блокировок (от некорректного положения разъединителей, от «прыгания»);

– выдача на место управления КА и другими управляемыми элементами ПС информации, необходимой для контроля режима и проведения оперативных переключений;

– регистрация информации об аварийных отключениях на объекте;

– передача информации об аварийных отключениях и технологических нарушениях к месту расположения обслуживающего персонала, а для узловых и распределительных ПС в ЦУС.

14.10 Проектирование систем управления ПС, телеуправляемых из ЦУС, или ЦУС и ДЦ (п. 14.6, вторая строка Таблицы 14.1).

14.10.1 Для управления ПС, оборудование которых находится в технологическом управлении персонала ЦУС или ОП другой ПС, должны проектироваться технические средства системы управления, обеспечивающие решение следующих задач сбора, обработки и представления оперативному персоналу текущей телеинформации, а также собственно телеуправления оборудованием ПС:

– контроль текущего состояния главной схемы ПС и схемы собственных нужд;

– контроль текущего режима ПС;

– контроль параметров, характеризующих состояние оборудования;

– сигнализация технологических нарушений (работа устройств РЗА недопустимое отклонение параметров, характеризующих режим, неисправности оборудования) в объеме, достаточном для анализа аномальных ситуаций и принятия соответствующих решений;

– сигнализация по информации о состоянии особо важного оборудования и помещений ПС;

– телеуправление КА питающих и отходящих присоединений главной схемы.

14.10.2 Для приема телеинформации, а также для передачи сигналов (команд) телеуправления КА должны предусматриваться технические средства системы сбора, обработки и передачи данных (ССПИ).

14.10.3 На ПС данной группы должны устанавливаться технические средства, обеспечивающие возможность выполнения функций управления КА и другими управляемыми элементами с места их установки (с выдачей на место управления информации, необходимой для контроля режима и проведения переключений).

14.10.4 Проектируемые средства автоматизации ПС (включающие также системы автоматического управления) должны обеспечивать поддержание заданных параметров режима без участия персонала с соответствующим контролем и выдачей на верхний уровень системы управления ПС информации о существенных отклонениях от задания или нарушениях режима. Объемы передаваемой информации, а также команд управления должны обеспечивать управление ПС в нормальных режимах. Функции управления в аномальных режимах следует предусматривать при проектировании на основе оценки возможных ситуаций.

14.11 Проектирование АСУ ТП системообразующих ПС (п. 14.6, третья строка Таблицы 14.1).

14.11.1 Требования к составу функций (задач) АСУ ТП ПС.

14.11.1.1 Детальные требования к составу функций изложены в [136], реализация функций должна осуществляться в соответствии с [31].

14.11.1.2 Проектная документация на ПС нового поколения должна разрабатываться с учётом требований стандартов МЭК 61850-4 и МЭК 61850-6 [130, 131]. В частности, в рамках стадии разработки проекта заказчику должен передаваться файл описания спецификации ПС (SSD) в формате языка описания системы SCL в соответствии со стандартом МЭК 61850-6 [131]. В составе рабочей документации заказчику должен передаваться файл описания конфигурации ПС (SCD) в формате языка описания системы SCL в соответствии со стандартом МЭК 61850-6 [131]. Электронная проектная документация формата SCL должна, в обязательном порядке, сопровождаться визуально-графическим материалом с описанием всех значимых параметров конфигурации, а также путями передачи данных.

14.11.2 Регистрация событий

Как правило, должны регистрироваться следующие события:

– реализация команд управления персоналом или устройствами блокировки и автоматического управления (за исключением автоматического регулирования);

– изменение положения КА, автоматов и ключей вторичных цепей;

– выход параметров за установленные допустимые пределы;

– появление, квитирование и прекращение аварийной и предупредительной сигнализации;

– пуск и срабатывание устройств РЗА;

– отказы базовых технических средств системы управления.

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 событий 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.

14.11.3 Регистрация аварийных событий и процессов

Регистрация аварийных событий и процессов осуществляется с использованием РАС (автономных устройств и функций, реализуемых в терминалах РЗА) и устройств СМПР.

14.11.3.1 Регистрация аварийных событий

Регистрации подлежат параметры электромагнитных и электромеханических переходных процессов ЛЭП и оборудования главной схемы, факты срабатывания устройств РЗА, изменения состояния КА, изменения состояния переключающих устройств в цепях РЗА, параметры

систем ОПТ. Объем регистрируемых данных и аварийных параметров должен определяется при проектировании.

Должна быть предусмотрена возможность автоматической передачи результатов регистрации на уровень АСУ ТП для дальнейшего архивирования и ретроспективного анализа, а также отображения данных на АРМ ОП и инженера-релейщика.

На ПС 110 кВ и выше должна быть обеспечена передача данных об аварийных событиях в соответствующий ЦУС с возможностью передачи в соответствующий ДЦ.

МП регистраторы аварийных событий и процессов должны обеспечивать:

– запись параметров аварийных событий и процессов с погрешностью не более 1 миллисекунды относительно точного времени;

– сохранение информации при исчезновения питания регистратора аварийных событий и процессов.

14.11.3.2 Система мониторинга переходных режимов

На ПС 500 кВ и выше, а также на ПС, к которым присоединяются межгосударственные и/или входящие в контролируемые сечения ЕЭС России ЛЭП напряжением 220 кВ и выше, должны устанавливаться регистраторы СМПР.

Для обеспечения обмена технологической информацией между ПС на которой устанавливаются регистраторы СМПР и ДЦ должны быть организованы два независимых цифровых канала передачи данных, пропускную способность которых необходимо определить расчетом.

Для синхронизации УСВИ должны использоваться приемники сигналов глобальных навигационных систем с точностью синхронизации не хуже 1 мкс.

Класс точности измерительных трансформаторов тока и напряжения, используемых для подключения векторных измерительных преобразователей, должен быть не хуже 1,0.

14.11.4 Организация взаимосвязи АСУ ТП ПС с ЦУС и ДЦ

Средства АСУ ТП должны быть оснащены соответствующими программными и аппаратными интерфейсами для обеспечения обмена технологической информацией с ЦУС и ДЦ по двум независимым цифровым каналам связи в каждом направлении.

Параметры информационного обмена должны согласовываться с соответствующим ДЦ и соответствовать [32, 33, 36].

В ССПИ должны соблюдаться следующие приоритеты передачи различных видов информации (с учетом уменьшения приоритета):

– команда телеуправления или результат выполнения команды;

– спорадическая передача телесигнализации;

– спорадическая передача телеизмерений;

– полный объем телесигнализации;

– полный объем телеизмерений.

Должна осуществляться подготовка и передача различной неоперативной технологической информации (включая данные от МП терминалов РЗ, подсистем РАС и ОМП, мониторинга состояния оборудования и др.) напрямую в соответствующий ЦУС. Передача неоперативной технологической информации в ДЦ осуществляется через ЦУС. Допускается передача неоперативной технологической информации в ДЦ напрямую с ПС при отсутствии технической возможности ретрансляции ее через ЦУС. При передаче неоперативной технологической информации должны выполняться требования [33, 34, 36].

Передача данных должна обеспечиваться подстанционными средствами системы сбора и передачи технологической информации – ССПТИ в различных режимах: по запросу; по событиям и периодически (по заданному регламенту) - с использованием стандартных международных протоколов информационного обмена.

Неоперативная технологическая информация должна передаваться в ЦУС и ДЦ в автоматическом и/или автоматизированном режимах.

Информация СМПР должна передаваться напрямую в соответствующий ДЦ.

14.11.5 Обеспечение взаимосвязи со средствами РЗА

При реализации взаимодействия средств АСУ ТП с устройствами РЗА должна обеспечиваться возможность получения информации о действии устройств РЗА, а также, при использовании МП устройств РЗА, об их текущем состоянии, в том числе об отказах и о текущих значениях и изменениях уставок устройств РЗА, например, при изменении схемы ПС.

Информационный обмен данных между МП комплексами РЗА и ПТК АСУ ТП должен быть реализован в соответствии с моделями, описанными в стандарте МЭК 61850-7-2 [129] с назначением коммуникационных сервисов на протокол ИСО/МЭК 9506 (MMS), а также использование модели общего объектно-ориентированного события на ПС (GOOSE), описанного стандартом МЭК 61850-7-2 [129] и, в частности, сервиса SendGOOSEMessage, с назначением его на коммуникационный протокол ISO/IEC/IEEE 8802-3:2014 для организации обмена «быстрых сообщений» МП комплексов РЗА между собой и контроллерами присоединений в соответствии с требованиями стандарта МЭК 61850-8-1 [126]. В проектной документации должны быть чётко определены параметры используемых коммуникационных сервисов.

Использование для обмена с РЗА протокола отличного от МЭК 61850-8-1 допускается как исключительная мера при достаточном обосновании и согласовании с Заказчиком (Департаментом, курирующим вопросы АСУ ТП ПС).

В составе проектной документации необходимо предусматривать раздел выбора параметров ЛВС, используемой для передачи данных при реализации распределенных функций РЗА. В частности, следует обосновать выбор топологии информационной сети, способов управления информационными

потоками данных, методов обеспечения информационной безопасности [64, 102].

В проектной документации должны быть предусмотрены мероприятия для осуществления мониторинга устройств РЗА:

– разработан перечень сигналов, фиксируемых РАС и необходимых для мониторинга;

– разработан перечень сигналов для передачи на уровень АСУ ТП, ЦУС, ДЦ для контроля состояния РЗА ОП;

– выполнены работы по системе сбора, хранения и передачи информации на соответствующие уровни оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления для выполнения функций контроля и мониторинга;

– заложены новые или реконструированы существующие каналы связи для автоматической (при наличии возможности) передачи информации на соответствующие уровни оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического и оперативного управления для выполнения функций контроля и мониторинга;

– запроектированы новые или реконструированы существующие системы приёма необходимой информации.

14.11.6 Обеспечение взаимосвязи средств АСУ ТП ПС с системами автоматического управления

Средствами АСУ ТП должна обеспечиваться информационная взаимосвязь с имеющимися или проектируемыми на ПС средствами автономных САУ, - как локальных (например, управления охлаждением трансформатора, пожаротушения и др.), так и общесистемных (например, ПА, регулирования напряжения и реактивной мощности - АРН и др.). С этой целью в АСУ ТП ПС, как правило, должны предусматриваться средства, обеспечивающие:

– получение текущей информации о функционировании САУ и ее представление персоналу;

– возможность изменения уставок САУ персоналом (например, с соответствующего АРМ);

– отключение САУ и переход на режим дистанционного управления (если это целесообразно и технически реализуемо).

Функционирование устройств РЗА и САУ должно обеспечиваться независимо от состояния и функционирования остальных средств автоматизации ПС.

14.11.7 Проектирование подсистем контроля (мониторинга и диагностики) состояния первичного оборудования ПС [38]

Цели и назначение контроля состояния первичного оборудования:

– своевременное выявление негативных тенденций и плановый вывод оборудования из работы, не дожидаясь аварийных режимов;

– обоснованное продление срока службы электрооборудования;

– планирование периодичности и объемов текущих ремонтов и технического обслуживания исходя из фактического износа оборудования;

– сбор исходной информации перед проведением комплексного обследования оборудования;

– повышение эффективности анализа причин отключения за счет более полной информации о предаварийных режимах.

При построении АСУ ТП ПС контроль состояния электрооборудования должен быть организован для следующих видов первичного оборудования (в общем случае):

– маслонаполненное трансформаторное оборудование;

– выключатели;

– КРУЭ;

– оборудование ОПТ.

Все виды контроля состояния электрооборудования должны обеспечиваться для каждой единицы оборудования за любой из заранее выбранных промежутков времени (час, смена, сутки, неделя, месяц, год, с последнего проведенного ремонта).

Информация от подсистем контроля состояния оборудования (как исходная, так и вычисляемая), должна выводиться на АРМ ОП - в объеме сигнализации (аварийной и предупредительной) и текущей информации об основных режимных параметрах и состоянии оборудования.

Результаты контроля состояния электрооборудования должны сохраняться в архиве. Должна также обеспечиваться возможность доступа к архиву данных мониторинга состояния оборудования из ЦУС (МЭС, ПМЭС), а при необходимости - пересылки данных.

Реализация функций контроля состояния первичного оборудования (прежде всего трансформаторного оборудования) предусматривается с организацией специальной системы (оснащенной соответствующими датчиками, УСО, средствами коммуникаций и другими ПТС), средства которой интегрируются в АСУ ТП.

При реализации функций мониторинга средствами АСУ ТП состав функций и основные требования к подсистеме мониторинга трансформаторного оборудования (к структуре, конструкции, датчикам и измерительным системам, информационному и программному обеспечению, техническим характеристикам и условиям эксплуатации, интеграции с другими компонентами АСУ ТП) также, как и при создании отдельных систем мониторинга должны удовлетворять требованиям [38] в том числе требованиям размещения шкафов АСУ ТП, выполняющих функции мониторинга трансформаторного оборудования, рядом с этим оборудованием с организацией информационного обмена по оптоволоконному кабелю.

14.11.8 Основные требования к интеграции смежных систем и устройств в АСУ ТП

Обмен информацией с МП устройствами и смежными системами РЗА, САУ, СМиД и др., должен базироваться на использовании стандартных международных протоколов:

– следует использовать цифровой интерфейс с поддержкой протоколов стандартов: МЭК 61850 (как правило), ГОСТ Р МЭК 60870-5-101/104, ОРС - технологии версии не ниже 2.0.;

– передаваемые сигналы должны иметь метку времени и соответствующие их назначению атрибуты (достоверность, превышение уставки);

– необходимо обеспечить возможность со стороны АСУТП синхронизации интегрируемых компонентов системы с всемирным координированным временем с точностью не хуже 1 мс;

– в составе передаваемой информации должна содержаться служебная информация (результаты внутренней самодиагностики технического и программного обеспечения, наличие несчитанной информации, импульсы синхронизации и т.п.).

14.11.9 Проектирование модели взаимодействия ОП ПС с ПТК АСУ ТП.

14.11.9.1 Взаимодействие персонала с ПТК АСУ ТП должно строиться 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 ОП 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 ОП 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.

14.11.9.2 На ОП ПС может быть возложено выполнение функций оперативно-технологического управления несколькими подстанциями, входящими в концентрированный узел («куст») сетевых объектов энергосистемы. В этом случае, на ОПУ ПС организуется специальное рабочее место (АРМ) ОП, оборудованное средствами контроля и телеуправления удаленными объектами по каналам передачи телеинфомации.

14.11.9.3 Для вновь сооружаемых ПС, при КТПиР подстанций АСУ ТП проектируется без дублирования щитом управления и элементами ЩУ и является основной системой, без которой функционирование ПС не предусматривается.

14.11.9.4 При поэтапном выполнении КТПиР ПС подстанционный уровень АСУ ТП (серверы, сетевое оборудование, АРМ и т.п.) должен проектироваться с учетом перспективного развития ПС, то есть, ввод в работу дополнительных средств автоматизации должен осуществляться с минимальными изменениями программного и аппаратного обеспечения уже введенной в работу АСУ ТП ПС.

14.11.10 Средства АСУ ТП должны обеспечивать целостность, достоверность, доступность и своевременность поступления информации об управляемых технологических процессах на все уровни управления АСУ ТП [39].

Основным способом обеспечения защиты и сохранности информации в АСУ ТП должно быть использование специальных методов и ПТС, сегментирование ЛВС, Firewall и др., которые обеспечивают надежное отделение «технологических» сетей каждой из подсистем АСУ ТП от ЛВС коллективного пользования (Internet, Intranet, ЛВС предприятий и т.п.) и практически исключают несанкционированный доступ к ресурсам ПТК АСУ ТП.

14.11.11 В случае, если на ПС при ее реконструкции не создается полнофункциональная АСУ ТП, требуется создание отдельных ССПИ и ССПТИ.

15 Системы связи

15.1 Общие требования

15.1.1 Комплекс систем связи ПС предназначен для обеспечения производственной деятельности и управления технологическими процессами с гарантированным качеством обмена всеми видами информации и совместно с внешними линиями связи и узлами связи других объектов электроэнергетики является элементом технологической сети связи ПАО «ФСК ЕЭС».

15.1.2 Комплекс систем связи ПС должен иметь в своём составе:

– оборудование и линейно-кабельные сооружения линий связи, включая ЦСПИ, сетевые маршрутизаторы и коммутаторы;

– оборудование систем внутриобъектовой связи, включая структурированную кабельную систему, ЛВС, систему телефонной, селекторной и ГГС;

– оборудование инженерной инфраструктуры систем связи (системы электропитания, климат-контроля, кондиционирования, пожарной сигнализации и т.п.).

Состав и объем проектируемых систем связи уточняется в проекте с учетом решений по схеме обслуживания ПС – с постоянным или без постоянного дежурства ОП на ПС.

15.1.3 Комплекс систем связи ПС следует предусматривать, руководствуясь утвержденными перспективными планами развития автоматизированных и автоматических систем диспетчерского, технологического и корпоративного управления, а также Генеральной схемой развития технологической сети связи ПАО «ФСК ЕЭС».

15.1.4 При новом строительстве, техническом перевооружении, модернизации или реконструкции электросетевых объектов для обеспечения передачи информации должны быть организованы цифровые каналы связи. Цифровые каналы связи могут организовываться в системах передачи информации, работающих по волоконно-оптическим (ВОЛС-ВЛ, ВОЛС), КЛС с металлическими жилами, ЦРРЛ, системам ВЧ-связи по ВЛ с цифровой обработкой сигналов, а также в комбинированных трактах на их основе.

Для передачи информации по цифровым каналам связи могут использоваться различные технологии, основанные на временном разделении каналов и пакетной коммутации.

Существующие аналоговые каналы связи подлежат замене на цифровые.

15.1.5 Для организации каналов связи должна использоваться технологическая сеть связи ПАО «ФСК ЕЭС» и других субъектов электроэнергетики, а также телекоммуникационные ресурсы (каналы, оптические волокна и т.п.) операторов связи.

15.1.6 При технико-экономическом обосновании для передачи корпоративной информации и информации коммерческого учета (АИИС КУЭ) допускается использование каналов беспроводных сетей связи, в том числе спутниковых, если эти каналы обеспечивают требования по надежности и времени передачи данной информации.

В качестве одного из каналов телефонной связи для оперативных переговоров и передачи телеинформации АСДУ и АСТУ допускается использование спутниковых каналов, если эти каналы обеспечивают требования по надежности и времени передачи информации.

Средства подвижной радиосвязи (сотовая, спутниковая, радио) должны использоваться для связи ОП с оперативно-ремонтным и ремонтным персоналом, находящимся в составе линейных, ОВБ и аварийно-восстановительных бригад в соответствии с требованиями СТО 56947007-33.060.20.233-2016 «Технологическая связь. Руководящие указания по применению средств подвижной радиосвязи» [135].

Кроме того, средства подвижной радиосвязи должны использоваться в качестве дополнительных средств связи для оперативных переговоров диспетчерского и оперативного персонала при повреждении наземных каналов связи.

При определении потребности в средствах подвижной радиосвязи необходимо учитывать структуру служб ВЛ в каждом предприятии, операционные зоны линейных участков, качество сотовой GSM/UMTS и спутниковой связи в зонах эксплуатационной ответственности каждого линейного участка.

15.1.7 При проектировании комплекса систем связи ПС должно применяться оборудование, материалы и системы, соответствующие требованиям, установленным для применения на электросетевых объектах и имеющее сертификат соответствия, выданный федеральным органом исполнительной власти в области связи.

15.1.8 Для обеспечения бесперебойной работы и техобслуживания комплекса систем связи ПС должно быть предусмотрено необходимое и достаточное количество ЗИП, с учетом имеющихся в ПМЭС.

15.1.9 Схема организации связи ПС должна выполняться с учетом необходимых направлений передачи информации, требуемого количества каналов связи, требований по условиям передачи данного вида информации (пропускная способность, время, надежность и т.п.).

Кроме схем организации связи, в составе проекта должны быть разработаны схемы организации системы управления, синхронизации резервирования, каналов служебной связи, электропитания и т.д. в соответствии с требованиями соответствующих ГОСТ, сводами правил (СНиП), а также требованиями задания на проектирование.

15.2 Требования к организации каналов связи.

15.2.1 Каналы связи для организации взаимодействия диспетчерских, технологических и корпоративных систем ПС с объектами управления организуются в соответствии с нормами и требованиями, изложенными в следующих НТД:

– Положение ПАО «Россети» о Единой технической политике в электросетевом комплексе [40];

– ГОСТ Р 55105 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования»;

– ИТ стратегия ПАО «ФСК ЕЭС» [41];

– Система обеспечения информационной безопасности ОАО «ФСК ЕЭС». Требования к информационным системам ОАО «ФСК ЕЭС», СТО 56947007-29.240.01.149-2013 [39];

– Выбор видов и объемов телеинформации при проектировании систем сбора и передачи информации подстанций ЕНЭС для целей диспетчерского и технологического управления, СТО 56947007-29.130.01.092-2011 [32];

– Руководящие указания по выбору объемов неоперативной технологической информации, передаваемой с подстанций ЕНЭС в центры управления электрическими сетями, а также между центрами управления, СТО 56947007-29.240.036-2009 [34];

– Распоряжение ПАО «ФСК ЕЭС» от 03.06.2010 № 302р «Об утверждении целевой архитектуры информационных потоков АСТУ и диспетчерской телефонной связи» [36];

– Положение об информационном взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» в сфере обмена технологической информацией, введенного дополнительным соглашением от 01.07.2009 № 6 к Временному соглашению о взаимодействии ОАО «СО ЕЭС» и организации по управлению ЕНЭС при выполнении ими своих функций от 18.03.2004 [33];

– Целевая модель прохождения диспетчерских команд и организации каналов связи и передачи телеметрической информации между диспетчерскими центрами и ЦУС сетевых организаций, подстанциями, утверждена ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО ЕЭС», январь 2007 года [42].

15.2.2 Качественные показатели каналов связи должны соответствовать нормам[3] на цифровые каналы связи.

Пропускная способность цифровых каналов связи должна выбираться так, чтобы в каждом цифровом канале обеспечивалась передача телефонных сообщений (передача команд, разрешений, переговоры технологического персонала), телеметрической и другой необходимой информации для функционирования систем диспетчерского, технологического и корпоративного управления. Пропускная способность цифровых каналов должна учитывать возможность перспективного развития систем диспетчерского, технологического и корпоративного управления.

15.2.3 Требования к передаче оперативной технологической информации.

15.2.3.1 Передача оперативной технологической информации для решения задач оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления осуществляется в направлении ДЦ и ЦУС соответственно. В каждом направлении передачи информации для АСДУ, АСТУ, ПА и РА должно быть организовано не менее двух независимых цифровых каналов связи. Полоса пропускания каждого цифрового канала должна обеспечивать передачу всего объема информации:

– для АСДУ и АСТУ – телефонной связи для оперативных переговоров, передачи данных, в том числе телеинформации;

– для ПА и РА – телеинформации, сигналов и команд управления.

---

[3] Электрические параметры цифровых каналов должны соответствовать нормам, приведенным в [43]. Параметры надежности ВОЛС-ВЛ определяются согласно методикам расчета, изложенным в [48]. Нормы и требования к каналам и трактам ВЧ-связи приведены в [44].

15.2.3.2 Передача телеинформации с электросетевых объектов в ДЦ и ЦУС должна осуществляться без промежуточной обработки.

Допускается передача в ДЦ с одной ступенью промежуточной обработки телеинформации с ПС с ВН 110 кВ, присоединенных к ЛЭП ответвлениями (отпайками), а также ПС с ВН 110 кВ, в составе которых отсутствуют объекты диспетчеризации, находящиеся в диспетчерском управлении ДЦ.

Допускается передача телеинформации с объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и ниже в ЦУС с одной ступенью промежуточной обработки.

15.2.3.3 Каналы телефонной связи для ведения оперативных переговоров между ДЦ, ЦУС и электросетевым объектом должны быть организованы без коммутации на промежуточных АТС. Допускается организация постоянного транзитного соединения каналов телефонной связи для оперативных переговоров. По согласованию с ДЦ и сетевой организацией допускается приоритетное транзитное соединение не более чем на одной промежуточной АТС.

15.2.3.4 При организации телеуправления оборудованием ПС команды телеуправления передаются от ПТК ЦУС и ДЦ в АСУ ТП ПС напрямую без промежуточной обработки. В проектной документации в обязательном порядке разрабатываются меры по защите ПТК и каналов связи для целей телеуправления.

15.2.3.5 Виды и объемы телеинформации ССПИ, обмен которой осуществляется между электросетевым объектом и ДЦ, ЦУС должны соответствовать требованиям [32, 33].

15.2.4 Требования к передаче неоперативной технологической информации.

15.2.4.1 Передача данных неоперативной технологической информации (данные от МП РЗ, РАС, ОМП, ККЭ, СМиД первичного электрооборудования и др.) осуществляется в направлении ЦУС средствами АСУ ТП ПС либо отдельной ССПТИ ПС по основным каналам связи. Возможен пропуск трафика ССПИ по резервным каналам связи без дополнительного удорожания ЦСПИ и увеличения операционных расходов по аренде каналов связи. Передача неоперативной технологической информации в ДЦ осуществляется через ЦУС. Допускается передача неоперативной технологической информации в ДЦ напрямую с ПС при отсутствии технической возможности ретрансляции ее через ЦУС.

15.2.4.2 Качественные показатели и требования к организации каналов связи для передачи данных ССПТИ должны соответствовать требованиям [36].

15.2.4.3 Виды и объемы ССПТИ, обмен которой осуществляется между электросетевым объектом и ЦУС, должны соответствовать требованиям [34].

15.2.5 Требования к передаче сигналов и команд РЗ и ПА.

15.2.5.1 Передача сигналов и команд с устройств РЗ, осуществляющих функцию основной защиты ЛЭП, должна быть организована по выделенным каналам, независимым от каналов связи, используемых для передачи сигналов и команд с других устройств РЗ этой же ЛЭП (пункты 12.2, 12.9). При выполнении защит ЛЭП с использованием трех комплектов основных защит, допускается использовать один канал связи для обеспечения функционирования двух комплектов основных защит.

Не допускается использование одного и того же канала связи или каналообразующей аппаратуры для обеспечения функционирования основных защит разных ЛЭП, в случае применения для защиты ЛЭП только одной основной быстродействующей защиты.

15.2.5.2 Для устройств РЗ, предусматривающих дублированный режим передачи сигналов, необходимо использование двух независимых каналов связи.

При этом, ускоряющие, разрешающие и отключающие команды РЗ ЛЭП могут передаваться в общем канале совместно с командами ПА.

15.2.5.3 Организация каналов связи для сбора и передачи информации ПА должно осуществляться в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55105. Для передачи аварийных сигналов и команд ПА между электросетевыми объектами должен использоваться дублированный режим передачи информации.

15.2.5.4 Коэффициент готовности одного цифрового канала связи для передачи сигналов и команд РЗА должен быть не ниже 0,99 в год, обобщенный коэффициент готовности системы связи для РЗА, состоящей из двух независимых каналов, должен быть не ниже 0,9999 в год.

15.2.5.5 Вероятность ложного действия аппаратуры для передачи сигналов и команд РЗА должна составлять не более 10^{-6}, вероятность пропуска команды не должна превышать 10^{-4}.

15.2.5.6 При организации каналов в цифровых системах передачи по ВОЛС, КЛС, устройства РЗА должны подключаться по стандартным интерфейсам (включая оптические), либо через специализированную аппаратуру для передачи сигналов и команд РЗА.

15.2.5.7 Устройства РЗА должны обеспечивать автоматический контроль исправности используемых каналов связи. При неисправности канала связи, выявленной в процессе непрерывного автоматического контроля, должна обеспечиваться автоматическая блокировка устройств РЗА, если эта неисправность может привести к неправильным действиям устройств РЗА, с возможностью автоматической и/или ручной деблокировки, а также формирование сигнала неисправности канала соответствующих устройств РЗА.

15.2.5.8 Организация каналов РЗА должна осуществляться с применением цифровых систем передачи в технологических сетях связи.

15.2.5.9 При использовании цифровых систем передачи каналы РЗА должны организовываться по схемам «точка-точка» с возможностью

ретрансляции сигналов и команд ПА и РА через промежуточный пункт с отбором и добавлением сигналов и команд.

15.2.5.10 Ретрансляция сигналов и команд ПА, РА на промежуточных пунктах должна осуществляться с минимально возможной задержкой по времени, допустимой для выполнения ПА, РА заданных функций.

15.2.5.11 Для МП устройств РЗА, имеющих оптический интерфейс, приоритетным является организация каналов связи по отдельным выделенным волокнам ВОК. Протяженность каналов по оптическим волокнам определяется характеристиками оптических интерфейсов устройств РЗА. При превышении допустимой протяженности или невозможности выделения оптических волокон, каналы связи организуются с использованием оборудования ЦСПИ.

15.3 Требования к ВОЛС.

15.3.1 Проектирование станционных и линейно-кабельных сооружений ВОЛС должно выполняться в соответствии с нормами и требованиями действующих НТД, в том числе:

– Технологическая связь. Правила проектирования, строительства и эксплуатации ВОЛС на воздушных линиях электропередачи напряжением 35 кВ и выше, СТО 56947007-33.180.10.172-2014 [45];

– Технологическая связь. Эталон проектной документации на строительство ВОЛС-ВЛ с ОКСН и ОКГТ, СТО 56947007-33.180.10.171-2014 [46];

– Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ, СТО 56947007-29.240.55.192-2014 [47];

– Правила проектирования, строительства и эксплуатации волоконно-оптических линий связи на воздушных линиях электропередачи напряжением 110 кВ и выше, РД 153-34.0-48.518 [48];

– Правила проектирования, строительства и эксплуатации волоконно-оптических линий связи на воздушных линиях электропередачи напряжением 0,4 – 35 кВ, РД 153-34.0-48.519 [49];

– Правила устройства электроустановок [1].

15.3.2 Организационно-технические решения проектной документации по ВОЛС на ЛЭП должны обеспечить надежную и безопасную эксплуатацию электросетевого комплекса (ЛЭП, ПС) и ВОЛС.

15.3.3 Для организации линейно-кабельных сооружений на вновь строящихся или реконструируемых и действующих ВЛ в соответствии с трассой прохождения ВОЛС-ВЛ могут применяться следующие типы ОК: подвешиваемые на опорах ВЛ: ОКГТ, ОКФП, ОКСН, а также ОКНН, навиваемые на фазный провод (для ВЛ до 150 кВ) или ГТ (в районах со среднегодовой продолжительностью гроз менее 20 ч).

Для прохождения к узлам связи, на КВЛ, КЛ, в пролетах пересечений ВОЛС-ВЛ с другими ВЛ и на переходах через прочие искусственные и

естественные препятствия могут применяться прокладываемые по той же трассе как подземные, так и подводные кабели связи.

При организации ВОЛС на КЛ допускается применять высоковольтные кабели подземной или подводной прокладки со встроенным ОК.

Выбор типа используемого кабеля должен определяться экономической целесообразностью с учётом состояния ВЛ и возможности её отключения на время строительства, а также организации эксплуатационно-технического обслуживания ВОЛС.

15.3.4 При устройстве плавки гололеда на ОКГТ в связи с температурными ограничениями по нагреву волокна в ОКГТ необходимо применять СРКТ на ОКГТ в соответствии с требованиями [50].

15.3.5 При проектировании станционных сооружений ВОЛС на электросетевых объектах должно предусматриваться оборудование ЦСПИ с использованием технологий плезиохронной и синхронной цифровых иерархий (PDH, SDH), Ethernet, спектрального уплотнения с разделением по длинам волн (WDM).

15.3.6 Количество оптических волокон в ОК и емкость систем передачи информации должны определяться на этапе разработки задания на проектирование или на этапе проектирования с учетом текущей и перспективной потребностей.

15.3.7 Проектные решения по организации ВОЛС должны обеспечивать выполнение норм и требований к каналам связи, приведенным в п. 15.2 настоящих НТП ПС.

15.4 Требования к линиям ВЧ связи по ВЛ.

15.4.1 Проектирование линий ВЧ связи должно выполняться в соответствии с нормами и требованиями действующих НТД в том числе:

– Методические указания по расчету параметров и выбору схем высокочастотных трактов по линиям электропередачи 35-750 кВ переменного тока, СТО 56947007-33.060.40.052-2010 [51];

– Нормы проектирования систем ВЧ связи, СТО 56947007-33.060.40.108-2011 [52];

– Типовые технические решения по системам ВЧ связи, СТО 56947007-33.060.40.134-2012 [53].

15.4.2 При модернизации (реконструкции) аналоговых систем ВЧ связи по ВЛ необходимо предусматривать внедрение многофункциональных цифровых систем ВЧ связи, отвечающих отраслевым и корпоративным требованиям. Внедряемые цифровые системы ВЧ связи должны обеспечивать эффективное использование частотного ресурса каналов ВЧ связи.

15.4.3 Основные технические параметры каналообразующего оборудования, оборудования обработки и присоединения должны соответствовать требованиям:

– СТО 56947007-33.060.40.125-2012 «Общие технические требования к устройствам обработки и присоединения каналов ВЧ связи по ВЛ 35-750 кВ», [54];

– СТО 56947007-33.060.40.177-2014 «Технологическая связь. Типовые технические требования к аппаратуре высокочастотной связи по линиям электропередачи», [55].

15.4.4 С целью исключения взаимных влияний между каналами и обеспечения наиболее оптимального использования частотного диапазона, выбор частот и расчеты параметров ВЧ каналов связи должны осуществляться в соответствии с требованиями [56]. В случае использования ОПН для организации молниезащиты на участках ВЛ расчеты ВЧ трактов должны выполняться с учетом затухания вносимого ОПН.

Решение по выбору частот должно быть согласовано с Заказчиком и проектной организацией, которая ведет базу данных ВЧ каналов и выполняет выбор частот в регионе строительства электросетевого объекта.

15.4.5 В каналах ВЧ связи, организованных по фазным проводам ВЛ, допускается совмещение передачи сигналов и команд РЗА, технологической телефонной связи и телеметрической информации, если это предусмотрено конструктивным исполнением аппаратуры (комбинированная аппаратура). Комбинированная аппаратура ВЧ связи по ВЛ должна обеспечивать приоритетную передачу сигналов и команд РЗА.

15.4.6 Каналы ВЧ связи должны проектироваться с учетом обеспечения запаса по перекрываемому затуханию при неблагоприятных погодных условиях (туман, изморось, гололед, дождь). Для передачи команд РЗА каналы ВЧ связи должны обеспечивать запас по перекрываемому затуханию и при возможных КЗ на ВЛ, по проводам которой организован ВЧ канал.

15.4.7 Не допускается передача сигналов и команд РЗА по ВЧ каналам, организованным по ГТ ВЛ.

15.5 Требования к КЛС с металлическими жилами.

15.5.1 Допускается использование существующих КЛС с симметричными или коаксиальными кабелями, техническое состояние и электрические параметры которых позволяют их использовать для организации цифровых каналов связи.

15.5.2 Аналоговые системы передачи, при хорошем состоянии кабеля, должны заменяться на цифровые, с реконструкцией всего линейного тракта.

15.5.3 При невозможности обеспечения требуемых характеристик кабеля, должна производиться его замена на ВОК с цифровой системой передачи, либо, при соответствующих обоснованиях, на цифровую РРЛ или цифровую систему радиодоступа.

15.5.4 Если существующий кабель связи использовался также для передачи сигналов и команд РЗА, то при необходимости его замены должны учитываться требования РЗА.

15.6 Требования к РРЛ.

15.6.1 Допускается применение цифровых РРЛ, построенных с использованием технологий PDH, SDH или Ethernet при организации связи в удалённой и труднодоступной местности со сложным рельефом, где строительство ВОЛС экономически не обоснованно.

15.6.2 Организационно-технические решения проектной документации по организации РРЛ должны обеспечивать выполнение норм и требований к каналам связи, приведенным в п. 15.2 настоящих НТП ПС.

15.6.3 Регистрация радиоэлектронных средств должна осуществляться в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 12.10.2004 № 539 «О порядке регистрации радиоэлектронных средств и высокочастотных устройств» [57].

15.6.4 Получение разрешений на использование радиочастотного спектра, то есть, выделение и присвоение (назначение) радиочастот, для использования радиоэлектронных средств на электросетевых объектах осуществляется в соответствии со следующими документами:

– Решение Государственной комиссии по радиочастотам при Министерстве информационных технологий и связи Российской Федерации (ГКРЧ) от 20.12.2011 № 11-13-01 «Об утверждении Порядка рассмотрения материалов и принятия решений о выделении полос радиочастот, переоформления решений и внесения в них изменений»;

– Решение Государственной комиссии по радиочастотам при Министерстве информационных технологий и связи Российской Федерации (ГКРЧ) от 20.12.2011 № 11-13-02 «Об утверждении Порядка проведения экспертизы возможности использования заявленных радиоэлектронных средств и их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиоэлектронными средствами, рассмотрения материалов и принятия решений о присвоении (назначении) радиочастот или радиочастотных каналов в пределах выделенных полос радиочастот».

15.7 Требования к комплексу внутриобъектовой связи.

15.7.1 В состав комплекса внутриобъектовой связи ПС должны входить следующие подсистемы связи:

– телефонной связи для ведения оперативных переговоров между ДЦ, ЦУС и электросетевым объектом;

– селекторной связи;

– ГГС;

– СКС;

– ЛВС.

Состав и объем проектируемых подсистем внутриобъектовой связи должен быть уточнен в проектной документации с учетом решений по организации оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления, по способу обслуживания ПС – с постоянным или без постоянного дежурства ОП.

15.7.2 Диспетчерскому персоналу ДЦ и ОП ЦУС по каждому направлению ведения оперативных переговоров должна быть предоставлена полнодоступная резервируемая услуга телефонной связи с возможностью занятия без набора номера основного или резервного телефонного канала в технологической сети связи.

Предоставляемые каналы телефонной связи для оперативных переговоров в технологической сети связи ПАО «ФСК ЕЭС» не должны заходить на промежуточные УПАТС. Допускается организация постоянного транзитного соединения каналов и кроссконнекция телефонных каналов в цифровых потоках, а также в отдельных случаях по согласованию с ДЦ и ЦУС приоритетное транзитное соединение диспетчерских телефонных каналов не более чем на одной промежуточной АТС.

15.7.3 Подсистема телефонной связи для оперативных переговоров должна быть выполнена на базе цифрового коммутационного оборудования с коммутацией каналов и пакетов. Коммутационное оборудование должно обеспечивать выделение коммутационного поля для организации телефонной связи для оперативных переговоров и не зависеть от коммутационных ресурсов, используемых для административно – хозяйственной деятельности.

Оконечным оборудованием телефонной связи для оперативных переговоров должны быть устройства (пульт или системный телефонный аппарат), обеспечивающие связь без набора номера, при этом должна осуществляться запись диспетчерских переговоров с сохранением записей в соответствии с установленным порядком.

15.7.4 Для организации мобильной связи на ПС должны использоваться системы беспроводной связи, которые должны покрывать все полезные, доступные для персонала, территорию и площади ПС.

15.7.5 Подсистема телефонной связи ПС должна иметь возможность взаимодействия с телефонной сетью связи общего пользования для предоставления персоналу ПС местной, междугородной и международной телефонной связи.

15.7.6 Подсистема селекторной связи ПС может быть реализована как на базе ресурсов телефонной подсистемы связи, представляя собой одну из ее услуг, так и в качестве выделенного, независящего от ресурсов других подсистем, комплекса оборудования. Независимо от способа реализации, подсистема селекторной связи должна полностью реализовывать требуемую функциональность и предоставлять требуемый набор услуг.

15.7.7 Подсистема ГГС с установкой на территории ОРУ и ЗРУ и проходной ПС громкоговорителей, должна осуществлять передачу служебных сообщений и трансляцию радиопрограмм на территории и зданиях ПС в целях предупреждения и информирования обслуживающего инфраструктуру ПС персонала, в том числе обеспечивать возможностью передачи информации с пульта дежурного персонала.

15.7.8 СКС должна включать магистральную (вертикальную) и распределительную (горизонтальную) кабельные составляющие. Категория СКС должна быть не ниже 5е.

15.7.9 ЛВС должна обеспечивать возможность объединения вычислительных средств объекта и подключения АРМ персонала ПС к централизованным вычислительным ресурсам на основе сетевых технологий – Fast Ethernet, Gigabit-Ethernet.

15.7.10 Проектные решения по СКС и ЛВС должны соответствовать требованиям [58].

15.7.11 Состав, емкость и производительность оборудования комплекса внутриобъектовой связи должны определяться в рамках выполнения работ по проектированию для каждой отдельно взятой ПС.

15.8 Требования к оборудованию инженерной инфраструктуры систем связи.

15.18.1 Аппаратура линий связи и внутриобъектовой связи должна размещаться в помещении ЛАЗ ПС или в выгороженном помещении зала панелей РЗА. Абонентские устройства телефонной связи для оперативных переговоров, включая пульты связи для оперативных переговоров - в помещении щита управления. Антенные устройства должны быть размещены в точках с наименьшим уровнем помех от электроустановок, при этом должно отсутствовать затенение излучения в направлении связи.

15.8.2 Для размещения оборудования систем связи в зданиях ОПУ, РЩ на ПС должны предусматриваться помещения с искусственно регулируемыми климатическими условиями, которые должны быть оснащены системами отопления, приточно-вытяжной вентиляции с механическим побуждением, кондиционирования воздуха. На ПС, не имеющих помещений, которые могут быть приспособлены для этих целей, оборудование систем связи может размещаться в специальном контейнере.

15.8.3 Помещение узла связи, где размещено оборудование, должно быть выполнено в соответствии с [59, 60].

15.8.4 Искусственное освещение в помещениях узла связи должно выполняться согласно [61].

15.8.5 Оборудование систем связи необходимо размещать в шкафах, конструктивное исполнение которых соответствует требованиям ГОСТ 28601.1 и ГОСТ 28601.2.

15.8.6 Электропитание оборудования систем связи ПС следует выполнять от системы бесперебойного электропитания в соответствии с [58].

15.9 Требования к ЭМС.

15.9.1 При проектировании комплекса систем связи ПС должен быть выполнен комплекс мероприятий по обеспечению ЭМС в соответствии с требованиями и рекомендациями [62, 63].

15.10 Требования к информационной безопасности.

15.10.1 Проектирование комплекса систем связи ПС должно выполняться с учетом требований к информационной безопасности [64].

16 Компоновка и конструктивная часть

16.1. ПС 35-750 кВ проектируются, как правило, открытого типа.

16.1.1 ПС 35, 110 кВ должны, преимущественно, проектироваться комплектными, заводского изготовления. РУ 6-20 кВ для комплектных трансформаторных ПС должны выполняться в виде КРУН или КРУ,

устанавливаемых в закрытом помещении. Применение некомплектных ПС обосновывается проектом.

16.1.2 Сооружение закрытых ПС напряжением 35-500 кВ следует предусматривать в случаях:

– расположения ПС с Т (АТ) 16 МВА и более на селитебной территории городов;

– расположения ПС на территории городов, когда это диктуется градостроительными соображениями;

– расположения ПС в районах с большими снежными заносами, в зонах сильных промышленных уносов и в прибрежных зонах с сильнозасоленной атмосферой;

– необходимости снижения уровня шума до допустимых пределов.

16.2 РУ 6-35 кВ, как правило, применяется закрытого типа в конструктиве КРУ. КРУН применяется при соответствующем техническом обосновании.

16.2.1 Для ремонта КРУ и хранения выкатных тележек в ЗРУ должно предусматриваться специальное место.

16.2.2 В ЗРУ 6-20 кВ рекомендуется располагать оборудование секций в отдельных, изолированных друг от друга помещениях, с установкой, при соответствующем обосновании, двух последовательно включенных СВ в разных помещениях.

16.3 Уровень изоляции оборудования ОРУ и ошиновки выбирается в соответствии с требованиями главы 1.9 ПУЭ [1] и с учетом степеней загрязнения по ГОСТ 9920.

16.4 ЗРУ 35 кВ и выше с оборудованием в конструктивном исполнении КРУЭ при соответствующем технико-экономическом обосновании, учитывающем затраты на весь жизненный цикл оборудования, применяются в:

– районах с загрязненной атмосферой (с IV СЗА и выше, в прибрежных районах), 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;

– районах, требующих установки оборудования исполнения ХЛ при отсутствии такого исполнения;

– в городах с плотной застройкой, в областях мегаполисов (город и застроенный пригород);

– в зонах особо охраняемых природных территорий;

– с сильными снегозаносами и снегопадами, а также в особо суровых климатических условиях и при стесненных площадках при соответствующем технико-экономическом обосновании.

16.5 Концевые кабельные муфты и устройство переходных пунктов перехода ВЛ в КЛ для кабельных систем 110-500 кВ следует выполнять открытыми.

Закрытая установка концевых кабельных муфт и устройство закрытых переходных пунктов перехода ВЛ в КЛ для кабельных систем 110-500 кВ допускается (с приведением в проектной документации обоснований):

– при отсутствии оборудования кабельных систем необходимого климатического исполнения (ниже -50 °С);

– в условиях городской и промышленной застройки;

– при наличии в атмосфере веществ, вызывающих коррозию, а применение средств защиты не рационально;

– в условиях сильных снегозаносов и снегопадов;

– при стесненных площадках при соответствующем технико-экономическом обосновании.

При закрытой установке (в зданиях, камерах, переходных пунктах) концевые кабельные муфты, как правило, выполняются с полимерной покрышкой.

16.6 В строящихся/реконструируемых ячейках ОРУ 330-750 кВ ТТ устанавливаются, как правило, в непосредственной близости от выключателя в целях снижения вероятности КЗ между выключателями и ТТ.

16.7 При техническом перевооружении и реконструкции ПС установка силовых Т (АТ) напряжением 35-500 кВ мощностью 10 МВА и более должна выполняться непосредственно на фундамент без кареток и рельс, кроме ПС с ремонтными башнями и путями перекатки и ПС с закрытой установкой Т (АТ) [65].

При новом строительстве, КТПиР Т (АТ) рекомендуется устанавливать на каретки при наличии рельсовых путей перекатки или подъездной железной дороги; при отсутствии путей перекатки и соответствующем обосновании допускается безрельсовая (бескареточная) установка с применением специальных подставок, для обеспечения возможности доступа к дну бака Т (АТ) [66].

16.8 Т (АТ), ШР (УШР) 35-750 кВ следует, как правило, устанавливать открытыми. Закрытая установка Т (АТ), ШР (УШР) 35-500 кВ допускается:

– 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.

Вводы силовых Т (АТ) и ШР (УШР) 110 кВ и выше выполняются, как правило:

– воздушными - для открытой установки силовых Т (АТ) и ШР (УШР);

– элегазовыми - в случае закрытой установки силовых Т (АТ), ШР (УШР).

16.9 В ЗРУ 35-220 кВ и в закрытых камерах Т (АТ) должны предусматриваться стационарные грузоподъемные устройства или

возможность применения грузоподъемных устройств (самоходных, передвижных, инвентарных) для механизации ремонта и технического обслуживания оборудования.

16.10 В камерах силовых Т (АТ) для обеспечения возможности наблюдения за уровнем масла в Т (АТ) и давлением масла во вводах должны предусматриваться (при возможности) смотровые площадки.

Для перехода персонала через трубы и иные коммуникации в камерах Т (АТ) следует предусматривать трапы, оборудованные поручнями.

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

16.12 Компоновки ОРУ напряжением 35 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 110-500 кВ целесообразно сохранять конструктивно-компоновочные решения расширяемой части, аналогичные действующей.

16.13 Ошиновка ОРУ 35-750 кВ выполняется, как правило, алюминиевыми и сталеалюминевыми проводами, а также трубами (жесткая ошиновка) из алюминиевых сплавов. При трубчатой ошиновке следует предусматривать компенсаторы от температурных расширений и меры против вибрации.

При сооружении ОРУ вблизи морских побережий, соленых озер, химических предприятий и т.п. местах, где опытом эксплуатации установлено разрушение алюминия, следует применять специальные алюминиевые и сталеалюминевые провода, защищенные от коррозии.

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

16.15 Жесткая ошиновка на стороне 6-20 кВ Т (АТ, реакторов) допускается только на коротких участках в случаях, когда применение гибких токопроводов усложняет конструкцию.

16.16 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 главой 2.5 ПУЭ [1].

16.17 На ПС 35 кВ и выше для подвески гибкой ошиновки должны, как правило, применяться стеклянные (в том числе со сниженным уровнем радиопомех) или полимерные изоляторы.

16.18 Не допускается расположение ошиновки с одним пролетом над двумя системами сборных шин или над двумя Т (АТ), При необходимости такого прохождения ошиновки между системами шин или Т (АТ) должна быть установлена дополнительная опора.

16.19 Компоновка оборудования и расположение ОРУ 330-750 кВ должны обеспечивать наименьшее влияние ЭП на оперативный и оперативно-ремонтный персонал. В случаях, когда ЭП на рабочих местах и пешеходных дорожках превышает нормируемые гигиеническими нормативами значения, необходимо предусматривать стационарные, инвентарные и индивидуальные средства защиты.

16.20 Закрытые ПС и РУ с элегазовыми КРУ (КРУЭ).

16.20.1 Температура и влажность в помещениях КРУЭ должна соответствовать [67], и рекомендациям производителей первичного и вторичного оборудования и устройств.

В помещениях КРУЭ должна быть предусмотрена возможность влажной уборки.

16.20.2 Ворота в зале КРУЭ, при расположении его на нулевой отметке, должны обеспечивать возможность транспортировки наибольшей по габаритам единицы оборудования в транспортной упаковке, быть механизированными, уплотненными и теплоизолирующими. Целесообразно выполнение тепловых завес.

При обустройстве грузового въезда в залы КРУЭ необходимо предусмотреть мероприятия по разделению места заезда и разгрузки автомашины от места размещения (монтажа) КРУЭ.

16.20.3 При расположении зала КРУЭ на втором этаже в перекрытиях должен быть предусмотрен монтажный проем, размеры которого должны обеспечивать транспортировку наибольшей единицы оборудования в транспортной упаковке. На нулевой отметке должен быть обеспечен заезд грузовой автомашины под монтажный проем.

16.20.4 В зале КРУЭ должен быть предусмотрен мостовой кран (при необходимости два мостовых крана), перекрывающий всю площадь зала, в том числе и монтажный проем, с дистанционным управлением с двухскоростными электроталями (рекомендуется и на передвижение, и на спуск-подъём иметь минимальную скорость не более 2.5-4,0 м/мин). Грузоподъемность мостового крана должна соответствовать транспортной единице элегазового оборудования с наибольшей массой, которое будет установлено в зале КРУЭ.

Следует предусматривать разгрузочные площадки и устройства для возможности подвоза, разгрузки и перемещения необходимого оборудования в помещении КРУЭ.

Высота и расположение мостового крана должны позволять перенос самого габаритного элемента КРУЭ к любой ячейке.

Полы должны быть выполнены антистатическими токоотводящими полимерными наливного типа.

16.20.5 В зале КРУЭ, кабельных помещениях под залами КРУЭ, помещениях для хранения баллонов с элегазом должна быть выполнена приточно-вытяжная вентиляция с механическим побуждением, обеспечивающая однократный обмен воздуха в час с применением двух взаимно резервирующих вентиляторов и фильтрацией (обеспыливанием) приточного воздуха [116].

Вентиляция должна обеспечивать обмен воздуха в зале КРУЭ, помещениях для хранения баллонов с элегазом и забор воздушной среды из кабельных помещений и кабельных каналов.

Подача приточного воздуха осуществляется непосредственно в рабочую зону залов. Вытяжка осуществляется на 2/3 производительности системы из нижней зоны здания и на 1/3 из верхней зоны.

Заборные устройства вытяжной вентиляции должны располагаться на высоте не более 300 мм от пола зала КРУЭ (кабельного помещения).

В залах КРУЭ должна предусматриваться трехкратная аварийная вентиляция, для которой используется общеобменная вытяжная вентиляция и рассчитанная на дополнительный (от стационарного режима) объем воздуха аварийная система вентиляции.

Следует предусматривать устройства контроля наличия и концентрации элегаза в помещениях КРУЭ, хранения баллонов и в кабельном этаже под КРУЭ. При достижении концентрации элегаза в помещении 10 % ПДК предусмотреть выдачу предупредительного сигнала дежурному. При достижении концентрации элегаза величины 5000 мг/м^3 предусмотреть автоматический запуск приточно-вытяжной вентиляции и выдачу сигнала дежурному. Датчики устанавливаются на уровне пола не менее чем в двух местах помещения, с наиболее вероятным скоплением элегаза.

В залах КРУЭ должна быть предусмотрена система, предотвращающая попадание в атмосферу газообразных и твердых продуктов распада элегаза при аварийных выбросах или КЗ с разгерметизацией объемов КРУЭ.

Предусматривать стационарное отопление без открытых термонагревательных элементов для создания необходимой эксплуатационной температуры в соответствие с заводскими инструкциями, как правило, не менее +5 ^{o}C, рассчитанные на температуры наружного воздуха в данной местности.

Предусматривать возможность подключения дополнительных систем нагрева для создания температуры не менее +15 ^{o}C, необходимой при проведении газотехнологических работ, связанных с вскрытием элегазовых объёмов при монтаже или ремонтных работах.

16.20.6 Компоновка элегазового РУ должна быть, как правило, симметричной, то есть, все три фазы одной ячейки должны располагаться рядом друг с другом, предусматривать возможность расширения КРУЭ в обе стороны до двух ячеек, если заданием на проектирование не предусмотрено иное.

16.20.7 Ширина прохода вдоль полюсов ячеек (достаточно со стороны фасада ячеек) для транспортировки газотехнологического, испытательного оборудования и демонтированных элементов КРУЭ должна быть не менее 3 м для РУ 110 кВ и 4 м - для РУ 220 кВ и выше. Для размещения высоковольтной испытательной установки, производства демонтажных и технологических работ на оборудовании в зале КРУЭ должна быть предусмотрена площадка.

Зал КРУЭ должен быть в необходимом объеме укомплектован временными ограждениями и предупреждающими табличками согласно ГОСТ Р 12.4.026, устанавливаемыми около монтажных проемов и временно открытых люков в перекрытиях зала КРУЭ.

Исполнение вводов ЛЭП, силовых (авто)трансформаторов и шунтирующих реакторов в залы КРУЭ определяется на основании технико-экономического сопоставления вариантов при разработке проектной документации и может быть:

– воздушным (элегаз-воздух) - для ВЛ и открытой установки силовых (авто)трансформаторов и шунтирующих реакторов;

– элегазовым - как правило, в случае закрытой установки силовых (авто)трансформаторов, шунтирующих реакторов и при применении ГИЛ;

– кабельным.

В случаях присоединения силовых Т (АТ), ШР (УШР) к газонаполненному токопроводу следует предусматривать разъемное контактное соединение в выделенном газоизолированном объеме для возможности проведения испытаний силовых Т (АТ), ШР (УШР).

Воздушные вводы выполняются в верхней части зала КРУЭ, для заходов кабелей 35-500 кВ в конструкции здания КРУЭ необходимо предусматривать кабельный подвал, этаж. В случае применения простых схем КРУЭ 110-220 кВ (например, схемы «мостиков», «треугольник», «четырехугольник», «одна рабочая секционированная выключателем система шин» с числом линейных присоединений до четырех) и отсутствия в перспективе подключения новых присоединений допускается предусматривать кабельные каналы в полу помещения КРУЭ.

Кабельные вводы должны выполняться заглубленными с разработкой технических мероприятий, направленных на исключение подтопления кабельного помещения грунтовыми водами. При отдельном обосновании допускается выполнение поверхностных вводов кабелей с расположением кабельного помещения под залом КРУЭ.

16.20.8 Рекомендуемое цветовое оформление наружных поверхностей элементов КРУЭ различных классов напряжения:

– КРУЭ 110 кВ – RAL 7035 (светло-серая);

– КРУЭ 220 (150) кВ – RAL 6019 (светло-зелёная);

– КРУЭ 330 кВ – RAL 1023 (светло-жёлтая);

– КРУЭ 500 кВ – RAL 4005 (светло-фиолетовая);

– шкафы управления приводами аппаратов, ШМУ - RAL 7035 (светло-серая).

16.21 В здании ПС при обосновании предусматриваются вспомогательные помещения:

– для хранения газотехнологического оборудования (для КРУЭ) и элегаза (с вытяжной вентиляцией);

– ЗИП КРУЭ с местом хранения запасных модулей КРУЭ и установки для проведения высоковольтных испытаний (при их наличии), позволяющее проводить погрузо-разгрузочные работы;

– для хранения запасных частей и приспособлений;

– для ремонтного персонала (с естественным освещением);

– при наличии постоянного персонала здание тёплой автостоянки на размещение автотранспорта в зимнее время.

16.22 ОПУ должны предусматриваться на ПС:

– с постоянным дежурством ОП;

– при необходимости размещения устройств РЗА, АСУ ТП и связи;

– имеющих ЗРУ 35 кВ и выше.

16.23 При расположении ПС 35 кВ и выше без постоянного дежурства ОП вблизи существующих или проектируемых систем водоснабжения и канализации (на расстоянии до 500 м) в здании ОПУ может предусматриваться водопровод и санитарно-технические блоки (душ, умывальник, унитаз).

На ПС без ОПУ водопровод и санитарно-технические блоки должны быть предусмотрены в помещении для командированного оперативного и ремонтного персонала.

16.24 Размещение ОПУ на территории площадки ПС должно обеспечивать минимальную протяженность кабельных связей до РУ всех напряжений.

С этой же целью на крупных ПС рекомендуется строительство на ОРУ зданий для размещения панелей РЗА присоединений данного ОРУ.

16.25 На ПС 35-220 кВ допускается совмещение фасадной линии ОПУ с оградой ПС, при этом на фасадной стене ОПУ не должно быть окон, а вход в ОПУ предусматривается с территории ПС.

16.26 В районах, где температура воздуха в помещениях ППУ (ГЩУ), РЗА, в помещениях средств связи и СДТУ, а также в помещениях, где возможно длительное (более 4 часов) пребывание персонала, превышает 25 °С, должно предусматриваться кондиционирование воздуха.

При использовании аппаратуры на микроэлектронной или МП элементной базе помещения для ее размещений должны удовлетворять требованиям технических условий на применяемую аппаратуру.

16.27 АБ устанавливаются на стальных стеллажах в отдельном помещении, оборудованном приточно-вытяжной вентиляцией в соответствии с требованиями ПУЭ.

16.28 Групповые токоограничивающие реакторы на 6-35 кВ могут применяться в исполнении для наружной установки.

16.29 Отопление зданий ПС осуществляется:

– на ПС 35-330 кВ и ПС 500 кВ без постоянного дежурства ОП с помощью электроотопительный устройств с автоматическим поддержанием необходимого по температуре режима работы. Теплоносители в электрообогревателях должны быть хладостойкими;

– на ПС 500-750 кВ с обслуживающим персоналом с помощью электроприборов с автоматическим поддержанием необходимого по температуре режима работы, либо путем присоединения к существующей тепловой сети. Указанное допустимо также для ПС 35-330 кВ с постоянным дежурством ОП при наличии технико-экономического обоснования.

16.30 Здания ЗРУ допускается выполнять как отдельно стоящими, так и сблокированными со зданиями ОПУ, в том числе, и по вертикали.

При реконструкции стены и чердачное перекрытие в отапливаемых зданиях должны быть утеплены современными теплосберегающими материалами.

В зданиях должны быть применены теплосберегающие окна и двери.

16.31 Строительную часть ОРУ всех напряжений рекомендуется проектировать с учетом ее сооружения в объеме расчетного периода.

16.32 Строительную часть под Т (АТ) следует предусматривать с учетом возможности замены Т (АТ) на следующую ступень по шкале мощности, при наличии соответствующих обоснований.

При проектировании фундаментов под Т (АТ) на ПС без рельсовых путей перекатки, по согласованию с заводами-изготовителями Т (АТ), следует применять типовые проектные решения [66].

16.33 При КТПиР ПС должно быть произведено обследование технического состояния строительных конструкций зданий и сооружений, подлежащих дальнейшему использованию.

Обследование проводит заказчик с привлечением проектных, научно-исследовательских или специализированных организаций.

По результатам обследования составляется заключение о техническом состоянии обследованных элементов объекта, которое оформляется в виде акта, протокола или отчета.

Документ, отражающий результаты обследования, в общем случае должен содержать:

– исполнительные чертежи;

– сведения о сроке эксплуатации строительных конструкций, проведенных ремонтных работах;

– ведомости обнаруженных дефектов и повреждений;

– рекомендации по проведению испытаний отдельных элементов строительных конструкций;

– сведения о степени огнестойкости зданий и сооружений.

16.34 При проектировании строительной части ПС выбор материалов, конструирование и расчеты зданий и сооружений выполняются в соответствии с требованиями НТД (ГОСТ, своды правил (СНиП), технические условия, руководства и др.).

16.35 При проектировании зданий, сооружений для ремонта, технического и оперативного обслуживания должны предусматриваться санитарно-бытовые, лечебно-профилактические и другие помещения для пребывания обслуживающего персонала в зависимости от численности работающих, группы (подгруппы) производственного процесса на объекте и соответствующих норм обеспечения санитарно-бытовыми помещениями, на основании анализа производственной деятельности и с учетом требований задания на проектирование. При проектировании помещений необходимо руководствоваться [81, 118], сводами правил, СНиП и СанПиН.

16.36 Стальные порталы, молниеотводы, опоры под оборудование и т.д., а также стальные детали железобетонных стоек порталов и опор под оборудование должны быть защищены от коррозии на заводах-изготовителях с применением технологии горячего или термодиффузионного цинкования. При отсутствии производственных возможностей их осуществления допускается по согласованию с заказчиком применение лакокрасочных покрытий и других способов защиты, выполняемых на заводах-изготовителях.

Применение горячего или термодиффузионного цинкования является обязательным для ОРУ ПС 35 кВ и выше независимо от района их расположения. В районах с сильноагрессивной степенью воздействия среды и по побережью морей металлоконструкции ОРУ всех напряжений поверх цинкового покрытия следует окрашивать лакокрасочными материалами I и II групп по [68].

Все конструкции должны быть доступны для наблюдения, окраски, а также не должны задерживать влагу и затруднять проветривание. Замкнутые профили должны быть герметизированы.

16.37 Порталы РУ, молниеотвод, мачты освещения, а также опоры, устанавливаемые на площадке ПС, должны оснащаться стационарной (жесткой анкерной) страховочной линией со страховочным устройством ползункового типа, обеспечивающей безопасность и удобство подъема персонала эксплуатирующей организации (непрерывность страховки для предотвращения падения работника при его случайном срыве) [117].

16.38 Для защиты железобетонных опор и фундаментов от воздействия агрессивных сред в зависимости от степени этого воздействия следует применять соответствующие марки бетона по водонепроницаемости и морозостойкости, а также бетон на сульфатостойком цементе. В качестве дополнительной защиты при необходимости может применяться покрытие фундаментов (в том числе их наземной части) и опор (подземной части и на 0,5 м выше поверхности земли) в соответствии с действующими нормами.

16.39 Металлоконструкции фундаментов, находящихся непосредственно в контакте с грунтом, должны быть защищены коррозионностойкими материалами в соответствии с действующими нормами.

16.40 В проектной документации зданий и сооружений должны быть предусмотрены требования по:

– высоте ограждений лестничных маршей, площадок и открытых приямков у здания или сооружения, открытых пешеходных переходов через технологическое оборудование, а также перепадов в уровне пола или уровне земли на прилегающей территории;

– уклону лестниц, ширине и высоте ступеней на лестницах, высоте подъема по одному непрерывному лестничному маршу с учетом ГОСТ 23120. Недопустимо применение ступеней разной высоты в пределах одного лестничного марша. Перила и поручни на ограждениях лестниц и лестничных площадок должны быть непрерывными;

– высоте порогов, дверных и не заполняемых проемов в стенах на путях перемещения людей, высоте прохода по лестницам, подвалу, эксплуатируемому чердаку, высоте проходов под выступающими сверху и по бокам пути перемещения людей элементами строительных конструкций или оборудования;

– устройству для наружного освещения;

– уровню освещения путей перемещения людей и транспортных средств;

– устройству естественного, искусственного, а также совмещенного освещения;

– аварийному освещению для обеспечения безопасности в аварийных ситуациях;

– конструкции окон, обеспечивающей их безопасную эксплуатацию, в том числе мытье и очистку наружных поверхностей;

– защите от шума в помещениях, предназначенных для временного размещения персонала;

– водоотводу с наружных поверхностей ограждающих строительных конструкций, включая кровлю;

– водонепроницаемости кровли, наружных стен, перекрытий, а также стен подземных этажей и полов по грунту;

– снижению уровня электромагнитного поля в помещениях с пребыванием людей и на прилегающей территории путем соблюдения требований к СЗЗ и экранирования от электромагнитного поля;

– режимам функционирования систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха для теплого, холодного и переходного периодов года, установленные исходя из необходимости создания благоприятных санитарно-гигиенических условий. Расчетные значения должны быть определены с учетом назначения зданий или сооружений, условий проживания или деятельности людей в помещениях. В технических решениях

должна быть предусмотрена возможность автономного регулирования параметров микроклимата помещений;

– оснащению приборами учета используемых энергетических ресурсов.

16.41 В проектной документации на здания и сооружения с помещениями с пребыванием людей должны быть предусмотрены меры по:

– ограничению проникновения в помещения пыли, влаги, вредных и неприятно пахнущих веществ из атмосферного воздуха;

– обеспечению воздухообмена, достаточного для своевременного удаления вредных веществ из воздуха и поддержания химического состава воздуха в пропорциях, благоприятных для жизнедеятельности человека;

– предотвращению проникновения в помещения с постоянным пребыванием людей вредных и неприятно пахнущих веществ из трубопроводов систем и устройств канализации, отопления, вентиляции, кондиционирования, из воздуховодов и технологических трубопроводов, а также выхлопных газов из встроенных автомобильных стоянок.

16.42 В проектных решениях должно быть обосновано нахождение помещений санитарно-бытового назначения, здравоохранения, общественного питания в ОПУ с учетом соблюдения гигиенических требований. Указанные помещения должны располагаться либо в отдельных зданиях (что наиболее целесообразно), либо в пристроенных к производственному корпусу, ОПУ.

16.43 Температура и влажность в ОПУ должна соответствовать [67].

16.44 Организация водостока с кровель зданий, мероприятия, препятствующие образованию сосулек и наледей, должны выполняться в соответствии с [69].

16.45 Необходимо предусматривать при новом строительстве, КТПиР строительство зданий или отдельных специализированных помещений, предназначенных для складирования легковоспламеняющихся и горючих веществ и материалов, сварочных баллонов. А также предусматривать для хранения демонтированного оборудования, аварийного резерва устройство площадок оснащенных твердым покрытием и обваловкой по периметру с отводом стока на очистные сооружения замасленных вод, и мест накопления отходов, образующихся в процессе эксплуатации ПС.

17 Генеральный план и транспорт

17.1 Застройка территории (горизонтальная планировка).

17.1.1 Решение генерального плана ПС должно быть увязано со схемой заходов ВЛ всех напряжений, положением подъездной автомобильной (железной) дороги [70].

Размещение всех зданий, сооружений, автодорог и инженерных сетей должно обеспечивать возможность перспективного расширения ПС.

При размещении ПС на площадках с грунтовыми условиями II типа по просадочности по [71] компоновку генерального плана выполнять с учетом водозащитных мероприятий для снижения вероятности замачивания грунтов в основании.

17.1.2 Расположение сооружений и оборудования на площадке ПС предусматривает:

– использование индустриальных методов производства строительных и монтажных работ;

– ревизию, ремонты и испытания оборудования с применением машин, механизмов и передвижных лабораторий;

– проезд (подъезд) пожарных автомашин;

– доставку тяжеловесного оборудования с помощью автотранспортных или железнодорожных средств;

– плотность застройки ПС[4] не менее:

ВН ПС, кВ	35	110-220	330-750
плотность застройки, %	80	75	68

17.1.3 Взаимное размещение РУ должно обеспечивать минимальное количество пересечений и углов поворота на подходах ВЛ к ПС, минимальную протяженность внутриплощадочных дорог и инженерных сетей, а также токопроводов, связывающих РУ с Т (АТ).

17.1.4 При разработке генерального плана здания и сооружения ПС следует сгруппировать в две основные зоны:

– зону основных технологических зданий и сооружений (здание ОПУ, здание РЩ, здание ЗРУ, ОРУ, трансформаторные группы и компенсирующие устройства);

– зону вспомогательных зданий и сооружений (открытый склад масла, здание мастерской маслохозяйства (аппаратной маслохозяйства), гараж, склад, насосная 1 подъема, совмещенная с артезианской скважиной, резервуары противопожарного водоснабжения и другие).

17.1.5 Здания и сооружения вспомогательного назначения, не связанные технологически с РУ, а также ОПУ необходимо отделять от ОРУ ограждением, за исключением ПС типа КТПБ.

17.1.6 На ПС 220 кВ и выше по периметру внешнего ограждения с внутренней стороны ПС предусматривается незастраиваемая полоса земли шириной 5,0 м для устройства охранных мероприятий.

17.1.7 Ограждение территории ПС следует выполнять в объеме, предусмотренном проектом на расчетный период.

Территория, предусмотренная для расширения ПС после расчетного периода, определяется в проектной документации, оформляется при отводе

[4] - Плотность застройки ПС определяется в процентах как отношение площади застройки к площади ПС в ограде. Площадь застройки определяется как сумма площадей ОРУ (в пределах их ограждений) и всех зданий, сооружений и монтажных площадок с учетом резервируемой площади в пределах ограды, определенной согласно расчетному периоду. Указанные значения не распространяются на реконструируемые ПС.

площадки, как не подлежащая застройке и не ограждается. До расширения ПС эта территория может быть использована для сельско-хозяйственных нужд.

17.1.8 Для снижения затрат на благоустройство и эксплуатационных затрат на ОРУ на свободной от застройки территории ПС следует предусматривать укладку геотекстиля (или его аналогов) под щебеночное покрытие или проведение химической обработки, исключающей прорастание растительности. При наличии в градостроительном плане земельного участка требований по озеленению, предусматривать требуемое озеленение вне ОРУ.

17.1.9 На территории ОРУ для обеспечения обходов дежурного персонала следует предусматривать устройство пешеходных дорожек простейшей конструкции, которые выполняются в соответствии с маршрутом обхода, разработанным для проектируемого ОРУ.

17.1.10 На планах ПС и каждого ОРУ 330 кВ и выше следует предусматривать маршруты обхода для осмотра оборудования и маршруты следования к рабочим местам, обеспечивающие безопасный подход ко всем аппаратам. Участки маршрутов, на которых напряженность ЭП 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.

Протяженность участков маршрутов с напряженностью ЭП 15 кВ/м должна быть такой, чтобы длительность пребывания персонала на маршруте не превышала 80 минут в сутки при одноразовом обходе.

Протяженность маршрутов обхода допускается увеличивать при напряженности ЭП менее 15 кВ/м, определяя длительность пребывания персонала на маршруте в соответствии с ГОСТ 12.1.002.

17.1.11 Уровни напряженности магнитного поля на рабочих местах ПС не должны превышать допустимых значений в соответствии с [72].

17.1.12 Ширину полосы отвода земли вокруг внешнего ограждения следует принимать не более 1,0 м при отсутствии за пределами ограды инженерных сооружений (водоотводные канавы, откосы планировки и др.), а при наличии сооружений - с учетом их размещения.

17.1.13 При проектировании ПС в лесных массивах предусмотреть (в соответствии с [8**Ошибка! Источник ссылки не найден.**]) расстояние от периметрального ограждения ПС и деревьями высотой более 4 м, для исключения повреждений оборудования и ошиновки при падении дерева (с учетом роста деревьев за 25 лет), но не менее 30 м до границ лесного массива.

17.2 Вертикальная планировка.

17.2.1 При вертикальной планировке территории ПС следует применять:

а) сплошную систему планировки с выполнением планировочных работ по всей территории;

б) выборочную или местную систему планировки с выполнением планировочных работ только на участках, где расположены отдельные здания с сохранением естественного рельефа на остальной территории.

Выборочную систему планировки следует применять также при наличии скальных грунтов, при необходимости сохранения деревьев и при неблагоприятных гидрогеологических условиях.

17.2.2 Основные здания и сооружения ПС, имеющие значительную протяженность, - ОРУ, ЗРУ и ОПУ, продольный путь перекатки трансформаторов, а также внутриплощадочные автодороги, используемые для доставки тяжеловесного оборудования, должны, как правило, располагаться своими продольными осями параллельно горизонталям естественного рельефа.

17.2.3 Вертикальную планировку следует проектировать с максимальным использованием естественного рельефа, как правило, с нулевым балансом земляных масс.

Уклоны поверхности площадки надлежит принимать не менее 0,003. Уклоны вдоль ячеек ОРУ, как правило, должны быть не более 0,05 - для глинистых грунтов, 0,03 - для песчаных и вечномерзлых грунтов, 0,01 - для грунтов легкоразмываемых (лесс, мелкие пески). В условиях просадочных грунтов II типа минимальные уклоны планируемой поверхности следует принимать 0,005.

17.2.4 В особо трудных условиях горной и пересеченной местности допускается планировать территорию ПС террасами.

Сопряжение террас следует производить откосами, а при стесненных условиях, допускается заменять откосы подпорными стенками. Высоту откосов, исходя из условий эксплуатации ПС, рекомендуется принимать не более 2,5 м.

Уклоны вдоль ячеек ОРУ, указанные в п. 17.2.3, допускается увеличивать с соблюдением мероприятий, исключающих размыв поверхности. В исключительных случаях, в особо трудных условиях горной и пересеченной местности, при условиях выполнения требований ПУЭ [1] и техники безопасности работы механизмов, уклоны могут быть увеличены до 0,12.

17.2.5 Отвод атмосферных вод с площадки ПС должен, как правило, осуществляться через систему дренажа. Допустимость осуществления поверхностного отвода атмосферных вод с территории ПС обосновывается в разделе «Охрана окружающей среды». Т (АТ) должны оборудоваться системой аварийных маслосборников и маслостоков. Устройство ливневой канализации допускается при наличии технико-экономического обоснования.

17.2.6 Рекомендуется выполнять отметку пола первого этажа зданий выше планировочной отметки участка, примыкающего к зданию, не менее чем на 15 см. При этом отметка низа отмостки должна превышать планировочную отметку не менее чем на 5 см.

17.2.7 При размещении ПС на заболоченной или подтопляемой территории следует предусматривать защиту от заболочения и затопления. Защита площадки от затопления атмосферными водами, притекающими с нагорной стороны, производится при помощи водозащитных сооружений (нагорная канава).

17.3 Автомобильные дороги.

17.3.1 Для ПС с Т (АТ) мощностью 1000 кВА и более должны предусматриваться следующие виды автомобильных дорог:

– подъездная дорога для связи ПС с общей сетью автомобильных дорог;

– резервный подъезд к ПС (при площади ПС более 5 га);

– внутриплощадочные автомобильные дороги.

Для перевозки тяжелых грузов (Т (АТ), ШР (УШР), АСК) от разгрузочной площадки железнодорожной станции или причала водного транспорта до площадки ПС, в случае отсутствия подъездного железнодорожного пути, должен быть разработан автодорожный маршрут.

17.3.2 Проект подъездных автомобильных дорог ПС следует увязывать со схемами районных планировок и с генеральными планами населенных пунктов и промышленных предприятий при расположении площадки в пределах последних.

17.3.3 Подъездные автомобильные дороги относятся к 5-ой категории [73] и, как правило, должны иметь ширину проезжей части 4,5 м, а в пределах населенных пунктов - в соответствии с типом существующих или проектируемых автомобильных дорог по согласованию с местными организациями. При доставке оборудования трейлерами грузоподъемностью 200 т и более ширина проезжей части уточняется в каждом конкретном случае в зависимости от габаритов транспортных средств.

Внутриплощадочные автомобильные дороги должны иметь ширину проезжей части 3,5 м, кроме трейлерного проезда, являющегося продолжением подъездной автодороги в пределах площадки, ширина которого должна быть равна 4,5 м.

Покрытие ремонтных площадок у Т (АТ) выполняется аналогично покрытию основных внутриплощадочных дорог.

17.3.4 Автомобильные дороги, являющиеся также и пожарными проездами с усовершенствованным облегченным покрытием должны быть предусмотрены, как правило, к следующим зданиям, сооружениям и установкам: Т (АТ), ШР (УШР), АСК, зданию мастерской (аппаратной) маслохозяйства и резервуарам масла, ОПУ, РЩ, ЗРУ, вдоль рядов выключателей ОРУ напряжением 110 кВ и выше, вдоль БСК, статических компенсаторов реактивной мощности, к каждой фазе выключателей 330-750 кВ, компрессорной, материально-техническому складу, насосным, резервуарам воды.

Ко всем остальным зданиям и сооружениям предусматриваются проезды с щебеночным (гравийным) или грунтощебеночным покрытием, обеспечивающим круглогодичный проезд автотранспорта.

17.3.5 Внутриплощадочные автодороги ПС напряжением 220 кВ и выше, должны проектироваться, как правило, по кольцевой системе.

17.3.6 Покрытие проезжей части подъездных основных внутриплощадочных автомобильных дорог должно выполняться:

• для ПС 35, 110 кВ с использованием местных дорожно-строительных материалов на основе технико-экономического сравнения вариантов:

– щебеночное или гравийное;

– чернощебеночное или черногравийное.

В отдельных случаях, при специальном обосновании, для ПС 110 кВ допускается устройство асфальтобетонного, цементобетонного покрытия.

При отсутствии местных дорожных строительных материалов покрытие дорог на ПС, расположенных в Северной строительно-климатической зоне, выполняется из сборных железобетонных плит.

При благоприятных грунтовых условиях, обеспечивающих круглогодичный проезд автотранспорта для ПС 35, 110 кВ, допускается проектировать автомобильные дороги с низшим покрытием (из грунтов, улучшенных местным каменным материалом):

• для ПС 220 кВ и выше:

– асфальтобетонное;

– с применением сборных железобетонных плит, при специальном обосновании (отсутствие местных дорожных строительных материалов, асфальтобетонных заводов, неблагоприятные климатические и гидрологические условия), когда это требуется по условиям доставки тяжелого оборудования.

17.3.7 В отдельных случаях, при отсутствии в районе сооружения ПС 220-750 кВ асфальтобетонных заводов и наличии автомобильных дорог с переходным покрытием (щебеночное, гравийное и др.), обеспечивающих круглогодичное движение автотранспорта и безрельсовую доставку тяжеловесного оборудования, допускается выполнять покрытие автомобильных дорог ПС аналогично существующему на дорогах, к которым осуществляется примыкание.

17.3.8 Покрытие подъездных дорог ПС 110 кВ и выше протяженностью до 200 м, примыкающих к дорогам с усовершенствованным покрытием и участок внутриплощадочной дороги до места установки или разгрузки тяжелого оборудования, допускается выполнять из сборных железобетонных плит.

17.3.9 Существующие автодороги на реконструируемой ПС должны быть обследованы на возможность их дальнейшего использования с точки зрения технического состояния их конструкции и габаритов для провозки и обслуживания вновь устанавливаемого оборудования. При необходимости выполняется проект реконструкции автодорог.

17.4 Железные дороги. Пути перекатки трансформаторов.

17.4.1 Подъездные железнодорожные пути нормальной колеи к ПС 220-750 кВ предусматриваются в случае технической невозможности доставки тяжеловесных грузов (Т (АТ), ШР (УШР), АСК) трейлерами по автодорогам или при наличии технико-экономических обоснований.

17.4.2 Подъездной железнодорожный путь должен быть предусмотрен до места установки или разгрузки Т (АТ), ШР (УШР). Трасса подъездного

железнодорожного пути, как правило, должна совпадать на территории ПС с продольным путем перекатки трансформаторов.

17.4.3 Продольный путь перекатки трансформаторов, как правило, совмещается с автомобильной дорогой и, по возможности, должен быть горизонтальным.

В исключительных случаях, по условиям вертикальной планировки, продольный уклон пути допускается принимать не более 1 %. Проект подъездного железнодорожного пути следует согласовывать с собственником примыкающих железнодорожных путей.

17.4.4 Примыкание подъездного железнодорожного пути допускается к станциям железнодорожного пути общего пользования и к железнодорожным путям необщего пользования.

17.4.5 Применение старогодних рельсов при строительстве подъездных железнодорожных путей и путей перекатки трансформаторов не допускается.

18 Вспомогательные сооружения (масляное хозяйство)

18.1 При проектировании масляного хозяйства ПС напряжением 35-750 кВ следует руководствоваться ПУЭ [1] и [74].

18.2 Замена синхронных компенсаторов осуществляется на статические компенсаторы реактивной мощности или АСК (при специальном обосновании).

При замене СК производится обследование существующих фундаментов для определения возможности установки на них новых машин. Расчетом проверяется пригодность существующего фундамента на нагрузки от вновь устанавливаемых машин. В случае возможности установки выполняется проектная документация по реконструкции фундаментов.

18.3 На ПС с АСК должны предусматриваться два стационарных резервуара турбинного масла вне зависимости от количества и объема резервуаров изоляционного масла. Системы турбинного и изоляционного масла должны быть независимыми.

Объем каждого резервуара должен быть не менее 110 % объема масляной системы наибольшего АСК, устанавливаемого на данной подстанции.

18.4 На ПС с установленными (А)Т, (У)ШР напряжением 110 кВ и выше, не имеющих масляного хозяйства, должны предусматриваться специальные открытые площадки с навесом для хранения масла в бочках в объеме, необходимом для доливки.

Доставка масла на них осуществляется в передвижных емкостях или автоцистернах с централизованных масляных хозяйств.

18.5 Средства измерений, применяемые на объектах масляного хозяйства для контроля параметров их состояния, должны соответствовать требованиям раздела 21 настоящих Норм.

19 Водоснабжение, водоотведение, противопожарные мероприятия, отвод масла

19.1 Хозяйственно- питьевое водоснабжение

19.1.1 На ПС с постоянным дежурством ОП, и на ПС с дежурством на дому при расположении жилого дома вблизи ПС, следует предусматривать хозяйственно-питьевой водопровод.

19.1.2 На ПС без постоянного дежурства ОП необходимо предусматривать обеспечение привозной бутилированной водой.

19.1.3 При проектировании источник водоснабжения следует принимать в соответствии со следующей приоритетностью:

– централизованная / нецентрализованная система холодного водоснабжения;

– подземный водный объект;

– поверхностный водный объект.

19.1.4. При проектировании водоснабжения выбор способа, типа и схемы размещения сетей водоснабжения и водозаборных сооружений следует производить, исходя из геологических, гидрогеологических, санитарных условий района и потенциального воздействия на окружающую природную среду.

19.1.5. При определении расхода воды следует учитывать для засушливых районов полив территории ПС за исключением территории ОРУ.

19.1.6. При проектировании ПС, где в качестве источника водоснабжения планируется артезианская скважина, необходимо предусмотреть разработку и получение пакета документов в соответствии с требованиями [110, 112, 113], а также предусмотреть проектной документацией оборудование устья скважины электронными приборами замера уровней подземных вод, оборудование скважины приборами учета расхода и устройства для пробоотбора подземных вод. Проект зон санитарной охраны должен входить в состав проектной документации.

19.1.7 При проектировании и строительстве ПС, где в качестве источника водоснабжения планируется использовать поверхностный водный объект, необходимо предусмотреть разработку и получение пакета документов в соответствии с требованиями [109], а также предусмотреть проектной документацией оборудование водозабора приборами учета забора воды и устройствами, предотвращающими попадание рыб и других водных биологических ресурсов в водозаборные сооружения.

19.1.8 Качество воды, подаваемой на хозяйственно-питьевые нужды, должно соответствовать требованиям [109] и при этом подтверждаться санитарно-эпидемиологическим заключением. При необходимости предусматривается установка для очистки воды с целью доведения воды до действующих нормативных показателей. В случае не соответствия воды и не возможности принятия мер для ее очистки, используется привозная вода.

19.1.9 Сети водопровода рекомендуется выполнять из оцинкованного металла.

19.1.10 Жесткая заделка труб в стенах и фундаментах зданий при наличии просадочных грунтов, а так же при сейсмичности выше 6 баллов не допускается. Зазоры заделывать плотными эластичными материалами.

19.1.11 Если ПС размещается в районах с глубиной промерзания грунтов более 2,0 м, а также с многолетнемерзлыми и скальными грунтами, необходимо использовать привозную воду.

19.2 Водоотведение

19.2.1 На ПС с постоянным дежурством оперативного персонала, и на ПС, с дежурством на дому при расположении жилого дома вблизи ПС, следует предусматривать хозяйственно-фекальную канализацию.

19.2.2 На ПС без постоянного дежурства оперативного персонала должна предусматриваться установка биотуалетов.

19.2.3 При проектировании способ водоотведения следует принимать в соответствии со следующей приоритетностью (при соответствующем экономическом обосновании):

– через очистное сооружение в централизованную / нецентрализованную систему водоотведения;

– через очистное сооружение на рельеф;

– через очистное сооружение в поверхностный водный объект.

19.2.4 Отвод дождевых и талых вод с территории ПС возможен неорганизованным способом (по уклону местности), при условии полного исключения обводнения территории ПС.

19.2.5 В случае размещения ПС в зоне вечной мерзлоты, сплошного и островного распространения многолетнемерзлых пород отвод сточных вод должен быть спроектирован с учетом применения проектно-технических решений, препятствующих заболачиванию прилегающей территории и эрозии почвы.

19.2.6 Выбор схемы отведения и очистки стока, а также конструкции очистных сооружений определяется его качественной и количественной характеристиками, условиями отведения и осуществляется на основании оценки технической возможности реализации того или иного варианта, сравнения технико-экономических показателей и анализа потенциального воздействия на окружающую природную среду [7].

19.2.7 При проектировании сети водоотведения предусмотреть отвод сбросных вод из пожарных резервуаров (в теплый период, при замене воды) и при прокачке артезианских скважин. Рекомендуется сброс данных вод осуществлять в систему ливневой канализации ПС.

19.2.8 Сети канализации рекомендуется выполнять из полиэтиленовых труб.

19.2.9 Жесткая заделка труб в стенах и фундаментах зданий при наличии просадочных грунтов, а так же при сейсмичности выше 6 баллов не допускается. Зазоры заделывать плотными эластичными материалами.

19.2.10 Сети водоотведения в поверхностный водный объект и в централизованную / нецентрализованную систему водоотведения должны быть оборудованы приборами учета отводимых сточных вод.

19.2.11 Сети водоотведения на рельеф рекомендуется оборудовать приборами учета отводимых сточных вод.

19.3 Учет расхода воды на водоснабжение и водоотведение должен производится в соответствии с действующими нормативными правовыми актами РФ, отраслевыми нормативными документами. Проектные решения по организации учета воды должны быть согласованы с поставщиком услуг.

19.4 СИ, применяемые для учета, и метрологическое обеспечение должны соответствовать требованиям раздела 24, а также предусматриваться передача результатов измерений в АСУ ТП ПС.

19.5 Техническое водоснабжение

19.5.1 Системы технического водоснабжения для нужд охлаждения АСК следует проектировать, как правило, по оборотной схеме.

19.5.2 Тип охладителя (градирни или брызгальные бассейны) выбирается с учетом климатических условий района размещения ПС.

19.5.3 Качество добавочной воды в системах технического водоснабжения должно исключать отложения карбоната кальция и магния в трубах охладителей и их коррозию. Для обеспечения этого условия при необходимости должна использоваться стабилизационная обработка воды.

19.5.4 Учет расхода технической воды должен производится в соответствии с действующими нормативными правовыми актами РФ, отраслевыми нормативно-техническими документами.

Проектные решения по организации учета технической воды должны быть согласованы с поставщиком услуг.

СИ, применяемые для учета технической воды, и метрологическое обеспечение должны соответствовать требованиям раздела 24.

19.6 Противопожарные мероприятия

19.6.1 Категория зданий и помещений ПС по взрывопожарной и пожарной опасности определяется в соответствии с [75, 76].

19.6.2 Автоматическими установками пожаротушения оснащаются Т (АТ) и маслонаполненные реакторы:

– напряжением 500-750 кВ, независимо от мощности, а напряжением 220-330 кВ мощностью 200 МВА и более;

– напряжением 110 кВ и выше мощностью 63 МВА и более, установленные в камерах закрытых ПС глубокого ввода и в ЗРУ ПС.

19.6.3 Оборудование зданий, помещений и сооружений установками противопожарной защиты следует предусматривать в соответствии с [12, 77].

19.6.4 Степень огнестойкости зданий и предел огнестойкости строительных конструкций следует определять по [78] и главе 4.2 ПУЭ [1].

19.6.5 Противопожарные мероприятия определяются ПУЭ [1] и [12, 76, 122].

19.6.6 При установке Т (АТ) в камерах закрытого типа выполнять следующие мероприятия:

– в камерах для внутренней установки Т (АТ) должны применяться автоматические водяные системы пожаротушения, применение газового пожаротушения или пожаротушения Т (АТ) иного типа допускается только в исключительных случаях при достаточном технико-экономическом обосновании сооружения и дальнейшей эксплуатации, отсутствии возможности проектирования водяного пожаротушения [122];

– станции газового пожаротушения должны располагаться на нулевой отметке;

– камеры для внутренней установки Т (АТ) должны быть оснащены устройством для тушения пожаров пеной силами пожарных расчетов;

– здания для внутренней установки Т (АТ) рекомендуется размещать отдельно от зданий КРУЭ, других зданий и сооружений;

– при отсутствии возможности расположения Т (АТ) в отдельностоящих зданиях, предусматривать противопожарные перекрытия 1-го типа выше кровли не менее чем на 30 см между камерами Т (АТ) и другими помещениями здания КРУЭ;

– шкафы управления вентиляционных камер Т (АТ) располагать вне помещений Т (АТ);

– применять увеличенные уклоны дна маслоприемных устройств Т (АТ);

– предусматривать устройства сброса давления в камерах для предотвращения их разгерметизации при повреждениях Т (АТ);

– предусматривать применение для трансформаторного маслонаполненного оборудования закрытых подстанций систем предотвращения разгерметизации корпусов Т (АТ) при внутренних повреждениях;

– в камерах для внутренней установки Т (АТ) допускается применение системы газового пожаротушения, которая проектируется в соответствии с требованиями [77].

Контроллеры системы мониторинга, шкафы ШАОТ и управления освещением размещать вне помещений камер установки Т (АТ).

Не должно быть полостей или карманов, способствующих скапливанию пролившегося масла.

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

Противопожарные мероприятия по прокладке кабелей на ПС выполнить в соответствии с требованиями [1, 12].

19.6.7 Тип автоматической установки тушения, способ тушения, вид огнетушащих средств, тип оборудования установок пожарной автоматики определяются проектной организацией в зависимости от технологических, конструктивных и объемно-планировочных особенностей защищаемых зданий и помещений подстанций (п. А.3, Приложение А, СП 5.13130.2009 [77]; п. 3.4, 3.5 [122]).

При применении газового пожаротушения в помещении станции системы газового пожаротушения должны быть комплекты средств первой помощи, располагаемые в специально оборудованных шкафах, а также изолирующие средства индивидуальной защиты (изолирующие самоспасатели или противогазы).

19.6.8 Защита пространств над фальшпотолками и под фальшполами на ПС осуществляется только системой автоматической пожарной сигнализации (за исключением ПС 500 кВ и выше).

На ПС 500 кВ и выше для защиты пространств над фальшпотолками и под фальшполами необходимо предусмотреть системы автоматической пожарной сигнализации и автоматического газового пожаротушения с учетом положений [77, 122, 123].

19.6.9 Пожарная безопасность генерального плана выполняется в соответствиями с требованиями [12].

19.7 Отвод масла

19.7.1 Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслонаполненного оборудования на ПС должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

19.7.2 Маслоотводы выполняются, как правило, закрытыми, в отдельных случаях (например, при сильнопучинистых грунтах, при высоких уровнях грунтовых вод и пр.), при специальном обосновании, допускаются открытые маслоотводы при соблюдении следующих условий:

– устройство бордюра по периметру маслоприемника для задержания растекающегося масла;

– трасса маслоотводов должна проходить на расстоянии не менее 10 м от маслонаполненной аппаратуры;

– сброс масла из маслоприемников осуществляется в маслосборник, как правило, закрытый.

19.7.3 Допускается размещение маслосборника вне ограды ПС (преимущественно для комплектных трансформаторных подстанций и ПС 110 кВ по блочным и мостиковым схемам) при условии его ограждения, обеспечения подъезда автотранспорта и согласовании с землевладельцем.

19.7.4 Маслосборники рассчитываются из условий размещения 100 % масла, содержащегося в наибольшем Т (АТ), ШР (УШР), 80 % расчетного расхода воды от автоматического пожаротушения, с предусматриваемой

сигнализацией наличия условно чистой воды, с вводом сигнала в АСУ ТП (выводом на ЩУ).

На ПС без автоматического пожаротушения емкость маслосборника рассчитывается из условия размещения 100 % масла и 20 % расчетного расхода воды из гидрантов.

19.7.5 Для ПС 750 кВ рекомендуется размещать маслосборники вблизи маслонаполненного оборудования.

19.7.6 Для закрытых ПС маслосборник, предусматривается за пределами здания.

19.7.7 После ликвидации аварии на Т (АТ), ШР (УШР) весь объем стоков, собранный в маслосборнике, должен вывозиться автотранспортом на регенерацию, а маслосборник очищается от следов масла.

19.7.8 Дождевая вода из маслоприемников поступающая в маслосборник должна выводится на очистные сооружения. После очистки дождевые воды отводятся в коллектор хозяйственно-бытовой или ливневой канализации, а при отсутствии последних - на рельеф.

19.7.9 Устройства самотушения проливов горящих жидкостей устанавливать по всей площади маслоприемника.

19.7.10 Маслоприемники, маслоотводы и маслосборники должны соответствовать требованиям п. 4.2.69 ПУЭ [1].

20 Организация эксплуатации

20.1 Проектирование сооружений, помещений и средств для ремонта и технического обслуживания должно соответствовать требованиям [3] и НТП ПС.

20.2 Задание на проектирование строительства и КТПиР ПС может предусматривать проектирование РПБ или ЗВН для обеспечения ремонта и технического обслуживания этой ПС, группы ПС или прилегающего узла электросетей, а для ПС 500-750 кВ также здания производственно-бытового назначения для медицинской реабилитации персонала, подвергающегося воздействию электромагнитных полей. В этих зданиях предусматриваются кабинеты для медперсонала, душевые, сауны, тренажеры и медицинская аппаратура.

20.3 Оснащенность РПБ и ЗВН автотранспортом, спецмеханизмами и тракторами для обеспечения производства ремонта и технического обслуживания принимается в соответствии с [79] и не должна ограничивать выполнение полного комплекса ремонтных работ и сдерживать повышение эффективности технического обслуживания и улучшение социальных условий труда персонала.

20.4 Объемы и сроки проведения ремонтов и технического обслуживания оборудования, устройств и сооружений определяются [3], а также инструкциями заводов-изготовителей.

С внедрением средств диагностики и контроля технического состояния оборудования осуществляется переход от проведения ремонтов и

технического обслуживания по установленным срокам к их проведению по результатам технического диагностирования.

20.5 Форма и структура организации ремонта, технического и оперативного обслуживания ПС определяется утвержденной схемой организации эксплуатации или проектом организации предприятия (района) электрических сетей, в которых указывается также местоположение и тип РПБ, ЗВН, оснащение их необходимыми механизмами и ремонтными средствами.

20.6 Проектирование РПБ, ЗВН осуществляется в виде отдельной проектной документации. Если строительство РПБ, ЗВН предусмотрено заданием на проектирование ПС, то их строительство выделяется в отдельный этап строительства.

Допускается также включение в состав проектной документации ПС 330 кВ и выше тренажеров и полигонов для обучения и тренировки персонала при наличии указания в задании на проектирование ПС при этом строительство полигонов выделяется в отдельный этап строительства.

20.7 Численность персонала ПС, осуществляющего ремонт, оперативное и техническое обслуживание оборудования и устройств ПС, определяется в соответствии с [80].

20.8 При ПС, обслуживаемых ОВБ или ОРБ, строительство производственно-жилого дома для ОП ПС не предусматривается. Это требование не распространяется на ПС, которые являются базовыми для зоны обслуживания ОВБ или ОРБ. Объем строительства жилья для ОП в этом случае определяется расчетом.

20.9 При ПС с дежурством на дому, как правило, предусматривается строительство двухквартирного производственно-жилого дома или двух одноквартирных домов, оборудованных вызывной сигнализацией и связью.

Допускается при соответствующем обосновании при ПС 110 кВ и выше строительство трех- и четырехквартирного производственно-жилого дома. Обоснованием может служить необходимость использования квартир в качестве общежития для персонала в период проведения работ по ремонту и техническому обслуживанию оборудования ПС.

При расположении ПС на расстоянии до двух км от населенного пункта производственно-жилой дом допускается размещать в населенном пункте.

20.10 При проектировании ПС 35-150 кВ в сельскохозяйственных районах, при которых предусматривается строительство РПБ, следует предусматривать производственно-жилой дом для персонала, обслуживающего ПС и прилегающие сети.

20.11 Ремонт и техническое (сервисное) обслуживание ПС должно осуществляться, как правило, специализированными бригадами:

– с РПБ ПМЭС;

– с базовой ПС группы ПС.

В обоих случаях для обслуживания ПС предусматриваются производственные помещения в ОПУ, а также используются передвижные

ремонтные мастерские службы или группы ПС. В случае, когда данная ПС является базовой для группы ПС, не имеющих РПБ, на ней должно предусматриваться ЗВН.

На ПС 220-750 кВ с объемом работ по техническому обслуживанию и ремонту 800 условных единиц и более возможна организация местных специализированных бригад.

В этом случае на ПС также должно быть предусмотрено ЗВН, в состав помещений которого должна входить мастерская по ремонту выключателей и другого оборудования, оснащенная грузоподъемным механизмом.

20.12 В ОПУ ПС, а также на закрытой ПС независимо от формы обслуживания, должны предусматриваться помещения для персонала, осуществляющего ремонт и техническое обслуживание первичного оборудования, релейной защиты, автоматики, средств телемеханики, управления и связи. Рабочее место ОП ПС должно предусматриваться в помещении панелей управления, которое рекомендуется отделять от помещения панелей РЗ сплошным ограждением.

20.13 На ПС, не имеющих ОПУ, для организации рабочего места персонала по оперативному, техническому и ремонтному обслуживанию первичного оборудования, средств РЗА, управления и связи, а также для размещения устройств связи и хранения средств техники безопасности должны предусматриваться обогреваемые помещения площадью 12-18 м^2.

Помещения для персонала должны быть отделены от помещения, в котором устанавливается оборудование средств связи.

20.14 В зале КРУЭ должны быть предусмотрены монтажно-ремонтная площадка и место для размещения сервисной аппаратуры. Вышеперечисленные помещения, а также санузел с холодной и горячей водой должны располагаться на одном уровне с залом КРУЭ. При этом наличие санузла с холодной и горячей водой обосновывается при проектировании.

20.15 Ремонтное обслуживание Т (АТ), ШР (УШР) на ПС до 750 кВ включительно независимо от мощности Т (АТ), ШР (УШР) должно осуществляться на месте их установки с помощью передвижных кранов. Рядом с Т (АТ), ШР (УШР) следует предусматривать площадку, рассчитанную на размещение элементов, снятых с ремонтируемого оборудования, а также технологического оборудования и такелажа, необходимых для ремонтных работ. При этом должно быть обеспечено расстояние между оборудованием – 0,7 м.

Работа стреловых кранов может производиться при соблюдении расстояния между стрелой крана и оборудованием не менее 1 м при установке ограничителя (упора), не позволяющего уменьшить указанное расстояние при подъеме стрелы.

20.16 На ПС 500 кВ и выше, расположенных в районах с неблагоприятными климатическими условиями со слабо развитыми и ненадежными транспортными связями, для ремонтного обслуживания Т (АТ), ШР (УШР) допускается предусматривать стационарные устройства - башни,

оборудованные мостовыми кранами с мастерской (аппаратной) маслохозяйства, оборудованной коллекторами с возможностью присоединения к ним передвижных установок.

Необходимость строительства стационарных устройств обосновывается в разделе «Организация эксплуатации» с учетом схемы организации эксплуатации энергосистемы, ПМЭС.

Доставка Т (АТ), ШР (УШР) в башню осуществляется по путям перекатки.

20.17 Монтаж и ремонт АСК должен осуществляться на месте их установки с помощью мостовых кранов. Рядом с АСК следует предусматривать площадку, рассчитанную на размещение элементов, снятых с АСК, а также технологического оборудования и такелажа, необходимого для ремонтных работ.

20.18 Железнодорожные пути для перекатки трансформаторов на подстанциях 35-750 кВ предусматриваются в случаях, когда:

– на подстанции имеется или предусматривается башня для ремонта Т (АТ), ШР (УШР);

– замена поврежденной фазы АТ, ШР (УШР) осуществляется путем перекатки резервной фазы;

– имеется подъездная железная дорога к ПС;

– предусматривается закрытая установка Т (АТ), ШР (УШР).

20.19 При наличии в зоне обслуживания ПМЭС ПС с элегазовыми выключателями (колонковыми и/или баковыми) следует предусматривать комплектацию ПМЭС одним (двумя) комплектами газотехнологического оборудования (передвижного):

– для контроля физических и химических параметров элегаза (смеси газов);

– откачки, обработки, хранения элегаза (смеси газов) и заполнения элегазом (смесью газов) выключателей.

21 Обеспечение объектов электросетевого комплекса инженерно-техническими средствами охраны

21.1 Общие положения.

21.1.1 Организация физической охраны, антитеррористической защищенности, оснащение объектов электро-сетевого комплекса инженерно-техническими средствами обеспечения безопасности определяется и реализуется в соответствии с требованиями Федерального законодательства, приказов Министерства энергетики Российской Федерации, организационно распорядительной документации ПАО «ФСК ЕЭС».

21.1.2 Физическая охрана, антитеррористическая защищенность, оснащение инженерно-техническими средствами обеспечения безопасности электросетевого комплекса осуществляется исходя из результатов категорирования и присвоения объектам категорий опасности.

При реализации указанного комплекса мер в целях обеспечения бесперебойного и эффективного функционирования электросетевого комплекса Российской Федерации должны использоваться передовые технологии безопасности.

21.1.3 Проектирование и создание систем ИТСО должно осуществляться на основании [83, 84, 85, 134].

При этом в состав ИТСО должны входить:

а) инженерно-технические средства защиты:

– инженерные заграждения;

– инженерные средства и сооружения;

– контрольно-пропускные пункты;

– помещения для размещения подразделений охраны.

б) технические средства охраны;

– система охранной сигнализации;

– система охранная телевизионная;

– система контроля и управления доступом;

– система сбора и обработки информации, включающая подсистему связи и передачи извещений к пультам централизованного наблюдения;

– технические средства досмотра.

– в) вспомогательные системы:

– система охранного освещения;

– система оповещения о тревоге, чрезвычайной ситуации и др.;

– система электропитания;

– система оперативной связи подразделений охраны.

Системы ИТСО должны обеспечивать заданный уровень безопасности предотвращения на объекте актов незаконного вмешательства.

21.2 Территория ПС 35-750 кВ должна быть оснащена основным внешним ограждением.

Суммарная высота основного ограждения территории ПС 35-750 кВ с учетом дополнительного ограждения по периметру объекта должна составлять не менее 2,5 м. Ограждение выполняется сплошным или, как правило, просматриваемым. При выборе типа и высоты основного ограждения должен учитываться риск совершения актов незаконного вмешательства в отношении объекта.

Сплошное ограждение может быть:

– железобетонным (толщина не менее 100 мм);

– каменным, кирпичным (толщина не менее 250 мм);

– сплошным металлическим (толщина листа не менее 2 мм).

Полотно просматриваемого ограждения изготавливается из:

– сварной металлической (стальной) сетки или решетки с диаметром прута не менее 5 мм, имеющей антикоррозийную защиту;

– из объемной или плоской спирали из колючей оцинкованной проволоки (ленты);

– сварной решетки, изготовленной из прямоугольного профиля сечением от 25х25 мм до 30х30 мм;

– композиции двух элементов (сварная сетчатая панель и плоская армированная колючая лента);

– металлических оцинкованных панельных решетчатых систем ограждений с полимерным покрытием.

Не допускается применение сетчатых ограждений, на основе витой сетки ввиду ее пониженных эксплуатационных характеристик.

В соответствии со степенью защиты объекта от проникновения устанавливается дополнительное ограждение вверху (должно быть просматриваемым) и внизу основного ограждения для увеличения его задерживающих свойств и размещения дополнительных периметральных средств обнаружения, усиливающих сигнализационное блокирование соответственно перелаза и (или) подкопа.

Верхнее дополнительное ограждение представляет собой противоперелазный козырек на основе спиральной или плоской армированной колючей ленты диаметром не менее 0,5 м. В качестве козырька возможно использование проволочного или сеточного полотна шириной не менее 0,6 м, перелаз через который блокируется периметральным средством обнаружения.

Нижнее дополнительное ограждение для защиты от подкопа заглубляется в грунт на глубину не менее 0,5 метра, выполняется в виде бетонированного цоколя или сварной решетки с размером ячейки не более 15 сантиметров. В качестве нижнего дополнительного ограждения возможно использование проволочного или сеточного полотна шириной не менее 0,5 м.

Верхнее дополнительное ограждение следует устанавливать на крышах и стенах одноэтажных зданий, примыкающих к основному ограждению объекта или являющихся составной частью его периметра.

По согласованию с Заказчиком внешнее ограждение ПС 35-110 кВ может быть сетчатым с козырьком из 3-х нитей колючей проволоки.

При расположении ПС вблизи дорог общего пользования необходимо предусматривать мероприятия, исключающие прорыв на территорию объекта автомобильного транспорта в случае дорожно-транспортных происшествий (применение конструкций сетчатых и решетчатых ограждений повышенной прочности, устройство фундаментов ограждений в виде железобетонного цоколя высотой не менее 0,5 м с заглублением в грунт не менее 0,5 м, установка дополнительных бетонных заграждений и т.п.).

Сплошное ограждение допускается выполнять при размещении ПС в труднодоступных районах, в местах возможного проникновения на территорию ПС диких животных, в районах с повышенными рисками низовых пожаров, в промышленных зонах (в том числе, с повышенной загрязненностью атмосферы), по требованию органов архитектуры и градостроительства Субъектов Российской Федерации.

В районах с особыми климатическими условиями, обеспечивающими наиболее жесткие условия эксплуатации, допускается применение железобетонного ограждения.

Обеспечение защиты объектов ПС ИТСО, которым категория опасности не присвоена, рекомендуется осуществлять в соответствии с [83].

21.3 Во исполнение Федерального закона Российской Федерации от 21.07.2011 № 256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» [84], Постановления Правительства Российской Федерации от 05.05.2012 № 458 «Об утверждении Правил по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов ТЭК» [85], Постановления Правительства Российской Федерации от 19.09.2015 № 993 «Об утверждении требований к обеспечению безопасности линейных объектов топливно-энергетического комплекса» [134] необходимо производить оснащение категорированных ПС системами ИТСО.

21.4 Ограждение территории ПС должно иметь сплошные металлические ворота и калитки, конструкция которых не должна позволять свободно преодолевать их. Ворота и калитки должны закрываться на внутренний замок. Подвеска ворот должна исключать их снятие с петель без применения инструмента. Расстояние от нижнего края створок ворот до уровня земли должно быть не более 0,1 м. Конструкция ворот должна обеспечивать их жесткую фиксацию в закрытом (открытом) положении.

Редко открываемые ворота (запасные, аварийные) со стороны территории должны запираться на засовы и висячие (навесные) замки.

Верх ворот основных ограждений следует усиливать дополнительным ограждением - козырьком из колючей проволоки в несколько рядов или спирали армированной скрученной колючей ленты.

Допускается на основном ограждении или рядом с ним размещать технические средства:

- систему охранной сигнализации;
- систему охранную телевизионную;
- систему охранного освещения.

Заграждения антитеррористической направленности должны по возможности иметь эстетичный вид.

Указательные и предупредительные плакаты рекомендуется устанавливать с шагом 50 м, но не менее одного знака на каждый прямолинейный участок.

21.5 Входные наружные двери всех помещений ПС 35-750 кВ следует выполнять металлическими и оборудованными внутренними замками.

21.6 Остекление зданий на территории ПС следует сокращать до минимума, особенно на ПС без постоянного дежурства ОП.

Оконные проемы не должны предусматриваться в следующих зданиях и сооружениях ПС 35-750 кВ:

– в ЗРУ на ПС без постоянного дежурства ОП;

– на фасадной стороне ОПУ в случае совмещения фасадной линии ОПУ с ограждением ПС;

– в кабельных этажах и шахтах;

– в складских помещениях.

В случае совмещения фасадной линии ОПУ с ограждением ПС и необходимости в естественном освещении окна первого этажа оборудуются решетками. Оконные проемы второго и более высоких этажей рекомендуется выполнять из армированного стекла или стеклоблоков. В случае выполнения остекления из обычного стекла оконные проемы второго этажа должны иметь решетки.

21.7 Периметральная охранная сигнализация предусматривается на ПС 220-750 кВ, а также при соответствующем обосновании допускается на ПС 35-110 кВ.

21.8 Охранное освещение по периметру устанавливается на ПС, имеющих внешнее ограждение и периметральную охранную сигнализацию. Охранное освещение должно обеспечивать необходимую освещенность поверхности земли вдоль внутренней стороны ограждения [85, 134].

21.9 Устройства управления механизмами открывания, прохода (проезда), охранным освещением, системой охранной телевизионной, системой охранной сигнализации, оповещением и стационарными средствами досмотра располагаются в помещениях контрольно-пропускных пунктов. Доступ посторонних лиц к ним должен быть исключен.

21.10 Физическая охрана на ПС 110-750 кВ осуществляется в соответствии с [84, 85, 134].

Объем и порядок оказания охранных услуг на категорированных ПС определяются исходя из их категории и требований нормативных правовых актов Российской Федерации, а также требований организационно-распорядительных документов ПАО «ФСК ЕЭС».

21.11 Пешеходная тропа предусматривается на ПС, имеющих физическую охрану, она располагается с внутренней стороны ограждения на расстоянии не менее 1 м от полотна ограждения.

21.12 Охраной сигнализацией оборудуются помещения и строительные конструкции ПС без постоянного дежурства ОП, входные наружные двери первого и других этажей, оконные проемы и форточки первого этажа ОПУ, ЗРУ, коридоров обслуживания КРУН, насосных станций, компрессорных, АБ, ЗВН, складских помещений.

На ПС с постоянным дежурством ОП охранную сигнализацию допускается выполнять в меньшем объеме в первую очередь за счет отказа от нее в помещениях, где располагается дежурный ОП.

Охранная сигнализация помещений ПС должна осуществлять контроль:

– закрытого состояния входных наружных дверей, а также оконных фрамуг и форточек помещений ПС;

– целостности оконных стекол;

– целостности дверных и оконных проемов;

– закрытого состояния въездных ворот и калиток.

21.13 Передача сигнала «Тревога» от периметральной охранной сигнализации и от охранной сигнализации помещений ПС осуществляется:

– для ПС, имеющих постоянное подразделение охраны - на контрольно-пропускной пункт;

– для ПС, не имеющих постоянного подразделения охраны, но с постоянным дежурством ОП- в ППУ (ГЩУ).

При срабатывании охранной сигнализации помещений и/или периметра ПС должно быть предусмотрено периодическое включение внешнего звукового сигнала.

21.14 Передача сигнала срабатывания охранной сигнализации на пульт вневедомственной охраны рекомендуется для ПС без постоянного дежурства ОП при наличии экономического обоснования и заключения соответствующих договорных соглашений.

21.15 На ПС рекомендуется предусматривать телефонную связь с возможностью передачи информации в территориальные правоохранительные органы.

21.16 На ПС, оснащенных охранной сигнализацией, для контроля внешнего ограждения и оборудования, находящегося на территории ПС, рекомендуется использование средств видеонаблюдения, входящих в состав системы охранной телевизионной. Расстановка средств видеонаблюдения определяется при конкретном проектировании исходя из целевой задачи видеонаблюдения и минимально разрешимой детали объекта [82, 86].

21.17 Видеодомофон у въездных ворот для осуществления связи со ППУ (ГЩУ) и дистанционное отпирание калитки или ворот рекомендуется на ПС с постоянным дежурством ОП, не имеющих проходного пункта и охраны.

21.18 Конструкция ввода и вывода кабелей, водопровода и канализации на территории ПС должна исключить проникновение на ПС посторонних лиц.

21.19 При выборе системы периметральной охранной сигнализации следует учитывать ее функционирование в условиях влияния электрического и магнитного полей ОРУ, трансформаторно-реакторного оборудования и заходов ВЛ.

21.20 В настоящем разделе содержатся общие рекомендации к составу ИТСО объектов. Объекты одной категории опасности могут значительно различаться по своему функциональному назначению, характеристикам строительных конструкций, месту расположения и другим параметрам, что необходимо учитывать при формировании систем безопасности и антитеррористической защищенности объекта и выборе типа ИТСО конкретного объекта [85,134].

22 Учет электроэнергии

22.1 Учет электроэнергии на ПС должен быть реализован на основе АИИС КУЭ.

22.2 Проектирование АИИС КУЭ должно выполняться в соответствии с приложениями к «Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка» [87], приложениями к «Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка» [88], «Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении» [89], с учетом требований настоящего раздела.

22.3 АИИС КУЭ ПС интегрируется в АИИС КУЭ ПАО «ФСК ЕЭС» (информационно-вычислительный комплекс реализуется на базе существующего центра сбора и обработки данных) [90].

22.4 АИИС КУЭ ПС должна охватывать все точки коммерческого и технического учета с целью вычисления полного баланса электроэнергии по ПС в целом, включая вычисление баланса электроэнергии по уровням напряжения, отдельно по шинам всех классов напряжения, секциям шин 110 кВ и выше, с учетом собственных и хозяйственных нужд.

22.5 Установку счетчиков, контроллеров и другого оборудования АИИС КУЭ производить в отдельных запираемых шкафах. Счетчики по присоединениям 6-35 кВ должны устанавливаться производителем оборудования в соответствующих релейных отсеках ячеек КРУ (КРУН).

22.6 Резервное питание счётчиков и контроллеров необходимо обеспечить через АВР.

22.7 Выводы измерительных трансформаторов и вторичные измерительные цепи измерительных каналов коммерческого учёта должны быть защищены от несанкционированного доступа (установка марок/пломб).

22.8 Требования по метрологическому обеспечению АИИС КУЭ ПС должны соответствовать положениям раздела 24.

22.9 Состав АИИС КУЭ ПС:

ИИК точек измерений в составе:

– ТТ и ТН;

– счетчики электрической энергии;

– вторичные измерительный цепи.

ИВКЭ в составе:

– контроллеры, обеспечивающие интерфейс доступа к ИИК;

– оборудование ЛВС АИИС КУЭ;

– АРМ АИИС КУЭ ПС с выносным терминалом;

– УСВ, как элемент СОЕВ АИИС КУЭ.

22.10 Требования к элементам АИИС КУЭ ПС [90]

22.10.1 К каналам технического учета предъявляются технические требования, аналогичные каналам коммерческого учета.

22.10.2 Требования к измерительным трансформаторам для целей учета электроэнергии должны соответствовать пункту 7.18.

22.10.3 Требования к счетчикам электроэнергии

22.10.3.1 На ПС должны применяться трехфазные трехэлементные счетчики, которые должны включаться в каждую фазу присоединения.

22.10.3.2 Для включения в АИИС КУЭ ПС счетчики электроэнергии должны иметь не менее двух независимых портов цифрового интерфейса. Счетчик должен обеспечивать обмен информацией по двум портам.

22.10.3.3 Подключение счетчика к ТТ и ТН необходимо производить отдельным кабелем, при этом подсоединение кабеля к электросчетчику должно быть проведено через испытательную коробку (специализированный клеммник), расположенную в непосредственной близости от счетчика.

22.10.3.4 На межгосударственных линиях необходимо предусматривать установку двух счётчиков (основного и резервного).

22.10.3.5 Классы точности счетчиков учета активной электрической энергии должны быть следующими:

– для ЛЭП и Т (АТ), ШР (УШР) напряжением 110 кВ и выше - не хуже 0,2S;

– для остальных присоединений - не хуже 0,5S.

22.10.3.6 Счётчики активной/реактивной электроэнергии устанавливаются:

– на всех отходящих ЛЭП и присоединяются подключаются к ТТ, установленному в линии. В случае присоединения ЛЭП через два выключателя допускается подключение счётчика технического учета электроэнергии к ТТ, установленным в цепи выключателей, по схеме суммирования токов при обоснованном отсутствии линейного ТТ и соблюдении норм точности измерения активной электроэнергии согласно требованиям ОРЭМ. (Примечание: при изменении технического учёта электроэнергии на коммерческий в проектной документации предусматривать установку ТТ в цепи ЛЭП);

– на стороне ВН, СН и НН Т (АТ) приборы учёта подключать преимущественно к ТТ в ячейках выключателей Т (АТ), при их отсутствии – к ТТ на вводах Т (АТ); при подключении Т (АТ) к шинам через развилку из выключателей – к ТТ каждого выключателя;

– на устройствах СКРМ (ШР, УШР, БСК и т.д.);

– на ОВ, ШСВ и СВ 110 кВ и выше;

– на стороне ВН ТСН;

– на присоединениях хозяйственных нужд.

22.10.3.7 Счётчики электроэнергии не устанавливаются:

– на СВ шин 6-35 кВ;

– на дугогасящих реакторах;

– на ДГУ;

– в цепях выключателей 110-750 кВ при наличии учёта в линии и ВН Т (АТ).

22.10.4 Требования к ИВКЭ

22.10.4.1 При подключении удалённых групп ИИК, расположенных вне ОПУ или имеющих отдельный контур заземления, необходимо использовать ВОЛС.

23 Контроль качества электроэнергии

23.1 При проектировании новых и реконструируемых ПС предусматривать СМиУКЭ.

23.2 Места установки приборов ККЭ, состав измеряемых параметров, а также схемы их присоединения необходимо определять при проектировании на основании действующих нормативных документов по данному направлению.

23.3 Приборы ККЭ должны производить измерения ПКЭ в соответствии с действующими ГОСТ, устанавливающими нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения, требованиями к СИ и МИ для расширенного списка ПКЭ [119 и 120].

23.4 Приборы контроля качества электрической энергии должны соответствовать классу А по ГОСТ 30804.4.30.

23.5 Приборы ККЭ должны соответствовать требованиям раздела 24.

23.6 Приборы ККЭ должны иметь цифровой интерфейс Ethernet для работы в АС и второй цифровой интерфейс для локальной проверки и настройки.

23.7 Подключение приборов ККЭ к ТТ и ТН необходимо производить отдельными кабелями, при этом подсоединение к приборам должно быть проведено через испытательные коробки (специализированный клеммник), расположенные в непосредственной близости от приборов.

23.8 Приборы ККЭ необходимо подключать к вторичным обмоткам ТТ и ТН, применяемым для целей АСУ ТП и измерений, которые соответствуют требованиям раздела 7.18.

23.9 Должна обеспечиваться передача результатов измерений от приборов ККЭ в ПТК верхнего уровня СМиУКЭ. Для передачи данных с приборов ККЭ необходимо обеспечить программную совместимость с сервером СМиУКЭ.

23.10 Приборы ККЭ и система обмена информацией с ПТК верхнего уровня должны обеспечивать возможность удаленного конфигурирования, контролируемых пределов ПКЭ в приборах.

23.11 Приборы ККЭ должны обеспечивать отклонение времени внутренних часов от всемирного координированного времени не более ± 20 мс.

24 Средства измерений и метрологическое обеспечение

24.1 Средства измерений (измерительные преобразователи, приборы, датчики и т.п.), применяемые для измерения параметров режима электрической сети, количества, качества передаваемой электрической энергии, состояния электротехнического оборудования, учета энергоносителей и т.д., как самостоятельные, так и входящие в состав оборудования, измерительных комплексов и/или измерительных систем (мониторинга, диагностики, АСУ ТП, АИИС КУЭ и т.д.) должны выбираться в соответствии с требованиями настоящего раздела и [121].

24.2 Технические и метрологические характеристики СИ должны обеспечивать требуемую точность измерения параметра во всем диапазоне его изменения в реальных условиях эксплуатации.

Требуемая точность измерения параметра устанавливается действующими на момент проектирования нормативными документами (государственные нормативные правовые акты; нормативные документы электроэнергетической отрасли, ОРЭМ, АО «СО ЕЭС», ПАО «ФСК ЕЭС», ПУЭ).

На этапе проектирования должен быть выполнен расчет погрешности измерений параметра с применением СИ и/или измерительного канала измерительной системы.

24.3 Измерения (непрямые) параметров должны выполняться с применением МИ, аттестованных в установленном порядке согласно действующим нормативным документам (МИ, применяемые в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений должны быть зарегистрированы в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений).

24.4 СИ должны быть утверждены как тип (самостоятельный или в составе измерительного комплекса или системы) СИ и зарегистрированы в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

24.5 СИ должны быть обеспечены поверкой/калибровкой, техническим обслуживанием и ремонтом в регионе эксплуатации.

24.6 Все вновь закупаемые и устанавливаемые СИ должны быть поверены при выпуске из производства. Срок до окончания интервала поверки на момент ввода СИ (измерительного комплекса или системы) в постоянную эксплуатацию должен быть не менее половины интервала поверки.

24.7 Целесообразно применение СИ с интервалом метрологического контроля (поверки/калибровки) совпадающего с периодами ремонта первичного оборудования.

24.8 Вид метрологического контроля (поверка/калибровка) СИ на этапе постоянной эксплуатации определяется принадлежностью измеряемого параметра к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений.

24.9 Стандартные образцы, применяемые при измерениях должны иметь сертификат об утверждении типа стандартного образца, быть годными к применению (иметь не истекший срок годности), применяться в соответствии с требованиями МИ и нормативных документов на условия его эксплуатации.

24.10 При проектировании измерительных систем (АСУ ТП, АИИС КУЭ и др.) должен быть выполнен комплекс мероприятий по метрологическому обеспечению в соответствии с [92].

25 Особые условия окружающей среды

25.1 При проектировании ПС следует учитывать особые условия окружающей среды, в частности: сейсмичность территории, холодный климат, СЗА и высоту расположения площадки ПС над уровнем моря.

25.2 Проектирование на территории с повышенной сейсмичностью.

25.2.1 Здания, сооружения, конструкции и оборудование ПС, находящихся на территории с повышенным уровнем сейсмичности (более 6 баллов), проектируются на требуемый уровень сейсмичности в соответствии с [93, 94].

25.2.2 При выборе площадки ПС необходимо в числе сравниваемых вариантов иметь площадку с I-ой или, в крайнем случае, II-ой категорией грунта по сейсмическим свойствам.

25.2.3 При выборе оборудования, устанавливаемого на ПС, следует предусматривать оборудование в сейсмостойком исполнении.

25.2.4 Трансформаторно-реакторное оборудование напряжением 35 кВ и выше должно устанавливаться на фундаменты непосредственно днищем с креплением к закладным элементам фундамента для предотвращения смещений в горизонтальных и вертикальных направлениях при расчетных сейсмических воздействиях.

25.2.5 При проектировании фундаментов под Т (АТ), ШР (УШР) 110 кВ и выше в сейсмических районах рекомендуется применять типовые проектные материалы [95].

25.2.6 Гибкую ошиновку ОРУ следует выполнять так, чтобы выбранное значение стрелы провеса провода исключало поломку аппаратов при их максимально возможном отклонении. Применение гибкой ошиновки предпочтительнее жесткой.

25.2.7 Жесткая ошиновка РУ должна иметь элементы компенсации, допускающие возможность отклонения фундаментов шинных опор и оборудования без их поломки.

25.2.8 Выводы НН Т (АТ) и другого электрооборудования следует соединять с жесткой ошиновкой через гибкие вставки.

25.2.9 При выборе оборудования в РУ и его компоновке следует стремиться к снижению центра тяжести этого оборудования.

Следует стремиться к снижению высоты конструкции, на которой установлено оборудование, в том числе, отдавая предпочтение наземной установке с ограждением.

25.2.10 При установке оборудования на нескольких стойках выполнять жесткие связи между верхними частями этих стоек.

25.2.11 При применении ВЧ заградителей использовать подвесной способ их установки.

25.2.12 При проектировании АБ должны быть приняты меры по закреплению конструкций стеллажей, а также по фиксации аккумуляторов на стеллажах от подвижек. В целях предотвращения расплескивания электролита

рекомендуется применять АБ типа «СН», либо другие аккумуляторы закрытого типа.

25.2.13 При использовании типовых проектов, предназначенных для несейсмичных территорий, следует осуществлять проверку устойчивости оборудования и конструкций при соответствующих данной территории сейсмических воздействиях путем выполнения расчетов и, в случае необходимости, выполнять мероприятия по увеличению устойчивости.

25.2.14 При разработке проектной документации следует предусматривать авариный резерв оборудования в соответствии с [96].

25.2.15 При отсутствии отдельных видов электрооборудования в сейсмостойком исполнении допускается применение оборудования обычного исполнения с выполнением проектных решений, предусмотренных настоящими нормами.

25.3 В условиях холодного климата применяется электрооборудование в холодостойком исполнении (ХЛ1) по ГОСТ 15150.

25.3.1 При отсутствии отдельных видов оборудования в холодостойком исполнении допускается, до разработки и освоения соответствующего исполнения, применять электрооборудование в исполнении для умеренного климата (У1) по ГОСТ 15150.

25.4 В условиях загрязненной атмосферы природными или производственными уносами длина пути утечки внешней изоляции электрооборудования, устанавливаемого в ОРУ, выбирается в соответствии с ПУЭ [1] и ГОСТ 9920.

25.4.1 При отсутствии электрооборудования с требуемой длиной пути утечки внешней изоляции категории IV, до разработки соответствующего исполнения, допускается применение выключателей, ТТ и разъединителей на следующий класс напряжения.

25.4.2 Для других видов электрооборудования предусматриваются мероприятия по периодическому восстановлению чистоты изоляции.

Рекомендуется рассматривать применение мер снижения воздействия загрязненной атмосферы на электрооборудование [61]:

– очистка изоляции с применением стационарных или передвижных установок;

– установка барьеров специальной конструкции, снижающих скорость ветра;

– применение оборудование со степенью защиты оболочки IP6X;

– обеспечение избыточного давления воздуха в помещениях или оборудовании.

25.4.3 При неэффективности указанных решений следует предусматривать закрытую установку оборудования.

25.5 На ПС, расположенных на высоте более 1000 м над уровнем моря, следует предусматривать электрооборудование с внешней изоляцией, для соответствующей высоты. При этом длина пути утечки внешней изоляции должна соответствовать ПУЭ [1].

25.5.1 При отсутствии указанного оборудования целесообразно применение электрооборудования с внешней изоляцией категории II*, если строительная высота этой изоляции больше строительной высоты изоляции категории I.

25.6 Требования улучшения эстетического воздействия ПС

25.6.1 При расположении ПС в городах и крупных населенных пунктах здания закрытых ПС должны архитектурно сочетаться со строениями, окружающими ПС.

25.6.2 Улучшение зрительного восприятия ПС на окружающей местности следует достигать путем уменьшения размеров площадки ПС, уменьшения высоты конструкций на ней, благоустройства и озеленения прилежащей территории, сооружения земляной насыпи с посадкой на ней деревьев и без нее.

Указанные требования в первую очередь относятся к ПС, площадки которых примыкают к охраняемым территориям (курорты, заповедники, зоны отдыха и т.п.), а также к культурно-историческим центрам или природным памятникам.

25.7 В районах с повышенным снегозаносами необходимо предусматривать выполнение специальных мероприятий на подступах к ПС, исключающих заносы ПС (повышенные заборы, лесонасаждения и др.), вместе с тем данные мероприятия не должны отрицательно сказываться на жизнедеятельности населения окружающей местности (не должны приводить к заносам транспортных магистралей и др.).

26 Охрана окружающей среды

26.1 Проектирование объектов нового строительства и КТПиР должно выполняться с учетом экологических и санитарно-эпидемиологических требований федеральных законов и других нормативных правовых актов Российской Федерации, а также стандарта организации [97, 98, 99,100].

26.2 Для объектов, проектная документация которых подлежит экологической экспертизе в соответствии с требованиями [113], при разработке проектной документации необходимо провести оценку воздействия на окружающую среду [114].

26.3 В проектной документации должны быть предусмотрены мероприятия по охране окружающей среды, направленные на обеспечение предотвращения или минимизацию оказания негативного воздействия на окружающую среду и здоровье человека. В частности, но не ограничиваясь:

– мероприятия по оснащению работающих механизмов устройствами (изгородями, кожухами, отпугивающими излучателями и др.), предотвращающими гибель животных и птиц;

– мероприятия по снижению напряженности электрического и магнитного полей до допустимых значений (применение стационарных, переносных и съемных экранирующих устройств, обеспечение заземления

всех изолированных от земли крупногабаритных объектов, находящихся в ЭП, выбор соответствующей высоты установки оборудования и др.);

– мероприятия по обустройству зон санитарной охраны водозабора подземных вод (при его наличии) [112];

– рекультивация нарушенных земель после завершения строительства электросетевых объектов.

26.4 Подробные требования по охране окружающей среды при проектировании объектов нового строительства и КТПиР установлены в [97].

Библиография

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ): Глава 1.2. Электроснабжение и электрические сети (Издание седьмое) Приказ Минэнерго России от 08.07.2002 № 204; Глава 1.9. Изоляция электроустановок (Издание седьмое) Приказ Минэнерго России от 08.07.2002 № 204; Глава 2.5. Воздушные линии электропередачи напряжением выше 1 кВ (Издание седьмое) Приказ Минэнерго России от 20.05.2003 № 197; Глава 3.2. Релейная защита (Издание шестое) Приказ Минэнерго СССР от 30.05.1979; Глава 4.2. Распределительные устройства и подстанции напряжением выше 1 кВ (Издание седьмое) Приказ Минэнерго России от 20.06.2003 № 242).

2. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Приказ Минтруда России от 24.07.2013 № 328н (в редакции приказа Минтруда России 19.02.2016 № 74н).

3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Приказ Минэнерго России от 19.06.2003 № 229.

4. Постановление Правительства Российской Федерации «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» от 16.02.2008 № 87 (с изменениями от 07.07..2017).

5. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. Приказ Минэнерго России от 30.06.2003 № 281.

6. Приказ ПАО «ФСК ЕЭС» от 28.07.2011 № 440 «Об утверждении методик».

7. Градостроительный кодекс Российской Федерации. Принят Государственной Думой 22.12.2004 (с изменениями от 29.07.2017).

8. Методические указания по подготовке материалов выбора и согласования трасс ВЛ и площадок ПС 35 кВ и выше, № 3337тм-т1, 3, Энергосетьпроект, 1995.

9. СанПиН 2.1.6.1032-01 Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест.

10. СТО 56947007-29.240.01.218-2016 Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании, сооружении, реконструкции и ликвидации, ПАО «ФСК ЕЭС».

11. Руководящие указания по проектированию ПС 35-500 кВ в районах с сильными снегозаносами и снегопадами, № 13520 тм-т1, Дальэнергосетьпроект, 1995.

12. СТО 34.01-27.3-002-2014 (ВНПБ 29-14) Проектирование противопожарной защиты объектов электросетевого комплекса ОАО «Россети». Общие технические требования, ОАО «Россети».

13. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения, ОАО «ФСК ЕЭС».

14. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендациями по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 750 кВ, ОАО «ФСК ЕЭС».

15. СТО 56947007-29.240.01.221-2016 Руководство по защите электрических сетей напряжением 110-750 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений, ПАО «ФСК ЕЭС».

16. СТО 56947007-29.240.10.191-2014 Методические указания по защите от резонансных повышений напряжения в электроустановках 6-750 кВ, ОАО «ФСК ЕЭС».

17. Нормативы выбора мощности силовых трансформаторов, № 8080, Энергосетьпроект, 1989.

18. Распоряжение ПАО «ФСК ЕЭС» от 10.12.2012 № 838р «О введении методики».

19. СТО 56947007-29.180.02.140-2012 Методические указания по проведению расчетов для выбора типа, параметров и мест установки устройств компенсации реактивной мощности в ЕНЭС, ОАО «ФСК ЕЭС».

20. Методические указания по применению ограничителей перенапряжений в электрических сетях 110-750 кВ, Энергосетьпроект, 2000.

21. РД 153-34.3-35.125-99 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений.

22. Методические указания по ограничению высокочастотных коммутационных перенапряжений и защите от них электротехнического оборудования в РУ 110 кВ и выше, УДК 621.311, ОРГРЭС, 1998.

23. РД 153-34.0-20.525-00 Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок.

24. СТО 56947007-29.130.15.105-2011 Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок, ОАО «ФСК ЕЭС».

25. СТО 56947007-29.240.044-2010 Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства, ОАО «ФСК ЕЭС».

26. Указания по проектированию кабельного хозяйства ПС 35-500 кВ, № 5728 тм-т1, 2, Энергосетьпроект. 1974.

27. СТО 56947007-29.120.40.093-2011 Руководство по проектированию систем оперативного постоянного тока (СОПТ) ПС ЕНЭС. Типовые проектные решения, ОАО «ФСК ЕЭС».

28. СП 52.13330.2011 Свод правил. Естественное и искусственное освещение.

29. СО 153-34.20.576-03 Методические указания по устойчивости энергосистем.

30. СТО 59012820.29.240.001-2011 Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования, ОАО «СО ЕЭС».

31. СТО 56947007-25.040.40.226-2016 Общие технические требования к АСУТП ПС ЕНЭС. Основные требования к программно-техническим средствам и комплексам, ПАО «ФСК ЕЭС».

32. СТО 56947007-29.130.01.092-2011 Выбор видов и объемов телеинформации при проектировании систем сбора и передачи информации подстанций ЕНЭС для целей диспетчерского и технологического управления, ОАО «ФСК ЕЭС».

33. Положение об информационном взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» в сфере обмена технологической информацией (Приложение № 4 к Временному Соглашению о взаимодействии системного оператора и организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью при выполнении ими своих функций). Введенно дополнительным соглашением от 01.07.2009 № 6 к Временному соглашению о взаимодействии системного оператора и организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью при выполнении ими своих функций от 18.03.2004.

34. СТО 56947007-29.240.036-2009 Руководящие указания по выбору объемов неоперативной технологической информации, передаваемой с подстанций ЕНЭС в центры управления электрическими сетями, а также между центрами управления, ОАО «ФСК ЕЭС».

35. СТО 56947007-25.040.70.101-2011 Правила оформления нормальных схем электрических соединений подстанций и графического отображения информации посредством ПТК и АСУ ТП (с изменениями от 18.07.2017), ОАО «ФСК ЕЭС».

36. Распоряжение ПАО «ФСК ЕЭС» от 03.06.2010 № 302р «Об утверждении целевой архитектуры информационных потоков АСТУ и диспетчерской телефонной связи».

37. Приказ ПАО «ФСК ЕЭС» от 04.02.2015 № 43 «Об организации работ по проверке качества нового оборудования, контроля его соответствия заявленным характеристикам и предъявляемым техническим требованиям».

38. СТО 56947007-29.200.10.011-2008 Системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Общие технические требования (с изменениями от 16.06.2010), ОАО «ФСК ЕЭС».

39. СТО 56947007-29.240.01.149-2013 Система обеспечения информационной безопасности ОАО «ФСК ЕЭС». Требования к информационным системам ОАО «ФСК ЕЭС» (с изменениями от 18.08.2014), ОАО «ФСК ЕЭС».

40. Положение ОАО «Россети» о Единой технической политике в электросетевом комплексе» (протокол Совета директоров ПАО «Россети» от 23.10.2013 № 138).

41. ИТ стратегия ОАО «ФСК ЕЭС», одобрена решением Правления ПАО «ФСК ЕЭС» от 09.06.2011 № 962/1.

42. Целевая модель прохождения диспетчерских команд и организации каналов связи и передачи телеметрической информации между

диспетчерскими центрами и ЦУС сетевых организаций, подстанциями, утверждена ПАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО ЕЭС», январь 2007 года.

43. Нормы на электрические параметры цифровых каналов и трактов магистральной и внутризоновой первичных сетей. Приказ Минсвязи Российской Федерации от 10.08.1996 № 92.

44. СТО 56947007-33.060.40.178-2014 Технологическая связь. Руководство по эксплуатации каналов высокочастотной связи по линиям электропередачи 35-750 кВ, ОАО «ФСК ЕЭС».

45. СТО 56947007-33.180.10.172-2014 Технологическая связь. Правила проектирования, строительства и эксплуатации ВОЛС на воздушных линиях электропередачи напряжением 35 кВ и выше, ОАО «ФСК ЕЭС».

46. СТО 56947007-33.180.10.171-2014 Технологическая связь. Эталон проектной документации на строительство ВОЛС-ВЛ с ОКСН и ОКГТ (с изменениями от 22.09.2016), ОАО «ФСК ЕЭС».

47. СТО 56947007-29.240.55.192-2014 Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ, ОАО «ФСК ЕЭС».

48. РД 153-34.0-48.518-98 Правила проектирования, строительства и эксплуатации волоконно-оптических линий связи на воздушных линиях электропередачи напряжением 110 кВ и выше.

49. СО 153-34.48.519-02 Правила проектирования, строительства и эксплуатации волоконно-оптических линий связи на воздушных линиях электропередачи напряжением 0,4 – 35 кВ.

50. СТО 56947007-29.060.50.122-2012 Руководство по расчету режимов плавки гололеда на грозозащитном тросе со встроенным оптическим кабелем (ОКГТ) и применению распределенного контроля температуры ОКГТ в режиме плавки, ОАО «ФСК ЕЭС».

51. СТО 56947007-33.060.40.052-2010 Методические указания по расчету параметров и выбору схем высокочастотных трактов по линиям электропередачи 35-750 кВ переменного тока, ОАО «ФСК ЕЭС».

52. СТО 56947007-33.060.40.108-2011 Нормы проектирования систем ВЧ связи, ОАО «ФСК ЕЭС».

53. СТО 56947007-33.060.40.134-2012 Типовые технические решения по системам ВЧ связи, ОАО «ФСК ЕЭС».

54. СТО 56947007-33.060.40.125-2012 Общие технические требования к устройствам обработки и присоединения каналов ВЧ связи по ВЛ 35-750 кВ (с изменениями от 30.09.2014, 08.10.2015), ОАО «ФСК ЕЭС».

55. СТО 56947007-33.060.40.177-2014 Технологическая связь. Типовые технические требования к аппаратуре высокочастотной связи по линиям электропередачи (с изменениями от 22.12.2016), ОАО «ФСК ЕЭС».

56. СТО 56947007-33.060.40.045-2010 Руководящие указания по выбору частот высокочастотных каналов по линиям электропередачи 35, 110, 220, 330, 500 и 750 кВ, ОАО «ФСК ЕЭС».

57. Постановление Правительства Российской Федерации от 12.10.2004 № 539 «О порядке регистрации радиоэлектронных средств и высокочастотных устройств» (с изменениями от 10.07.2017).

58. СТО 56947007-29.240.10.167-2014 Информационно-технологическая инфраструктура подстанций. Типовые технические решения, ОАО «ФСК ЕЭС».

59. РД 34.48.151-87 Руководящие указания по проектированию диспетчерских пунктов и узлов СДТУ энергосистем.

60. РД 45.120-00 (НТП 112-2000) Нормы технологического проектирования. Городские и сельские телефонные сети.

61. Проектирование открытых распределительных устройств подстанций для сложных климатических условий. Брошюра СИГРЭ № 614. РГ B3.31 (Air Insulated Substation Design for Severe Climate Conditions. Brochure CIGRE № 614. WG B3.31, 2015).

62. СТО 56947007-29.240.044-2010 Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства, ОАО «ФСК ЕЭС».

63. СТО 56947007-29.240.043-2010 Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов, ОАО «ФСК ЕЭС».

64. СТО 56947007-29.240.01.149-2013 Система обеспечения информационной безопасности ОАО «ФСК ЕЭС». Требования к информационным системам ОАО «ФСК ЕЭС» (с изменениями от 18.08.2014), ОАО «ФСК ЕЭС».

65. Решение об установке силовых трансформаторов 35-500 кВ мощностью 10 МВА и более на подстанциях электрических сетей, Минэнерго, Минэлектротехпром, 1991.

66. Фундаменты для установки трансформаторов 35-500 кВ без кареток (катков) и рельс, Энергосетьпроект, Севзапэнергосетьпроект, № 13362тм-т1, 1992.

67. СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.

68. СП 28.13330.2012 Защита строительных конструкций от коррозии.

69. СП 56.13330.2011 Производственные здания.

70. Руководство по проектированию генеральных планов и транспорта подстанций 35-1150 кВ, 13704тм-т1, Энергосетьпроект, 1991.

71. СП 22.13330.2011 Основания зданий и сооружений.

72. СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.

73. СП 34.13330.2012 Автомобильные дороги.

74. Руководящие указания по проектированию масляного хозяйства подстанции, № 12404-т1, Энергосетьпроект, 1990.

75. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (с изменением № 1).

76. Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (с изменениями от 29.07.2017).

77. СП 5.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования (с изменением № 1).

78. СП 4.13130.2013 Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям.

79. СТО 56947007-29.240.132-2012 Нормативы комплектования автотранспортными средствами, спецмеханизмами и тракторами для технического обслуживания и ремонта объектов ЕНЭС, ОАО «ФСК ЕЭС».

80. Приказ ПАО «ФСК ЕЭС» от 23.04.2010 № 273 «Об утверждении Порядка по определению численности, категорий персонала и сроков выделения численности в период до постановки объекта нового строительства под напряжение».

81. Приказ ПАО «ФСК ЕЭС» от 06.02.2012 № 56 «Об утверждении Требований к обеспечению персонала санитарно-бытовыми помещениями на объектах ОАО «ФСК ЕЭС».

82. СТО 56947007-29.240.01.190-2014 Система обеспечения безопасности и антитеррористической защищенности объектов ОАО «ФСК ЕЭС». Общие положения (Требования), ОАО «ФСК ЕЭС».

83. Распоряжение ПАО «Россети» от 12.02.2015 № 71р «Методические рекомендации по организации защиты объектов ДХО ОАО «Россети», которым категория опасности не присвоена, от актов незаконного вмешательства».

84. Федеральный закон от 21.07.2011 № 256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» (с изменениями от 06.07.2016).

85. Постановление Правительства Российской Федерации от 05.05.2012 № 458 «Об утверждении Правил по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов топливно-энергетического комплекса».

86. Р 78.36.002-10 Рекомендации. Выбор и применение систем охранных телевизионных.

87. Положение о порядке получения статуса субъектов оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка с приложениями, утвержденное Наблюдательным советом НП «АТС» (протокол от 14.07.2006 № 96).

88. Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка электроэнергии, стандартная форма договора утверждена Наблюдательным советом НП «АТС» (протокол от 14.07.2006 № 96).

89. РД 34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (с изменением № 1).

90. СТО 56947007-29.200.15.209-2015 Техническая политика. Системы учета электрической энергии с удалённым сбором данных оптового рынка электрической энергии ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «ФСК ЕЭС».

91. РД 34.20.175-76 Указания по ограничению токов короткого замыкания в сетях напряжением 110 кВ и выше.

92. СТО 56947007-29.240.126-2012 Типовой порядок организации и проведения метрологического обеспечения информационно-измерительных систем в ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС».

93. СП 47.13330.2012 Инженерные изыскания для строительства. Основные положения.

94. Критерии и основные технические требования к сейсмостойкости подстанций и линий электропередач, № 13тм-т1, Энергосетьпроект, 1998.

95. Фундаменты под сейсмостойкие трансформаторы напряжением 110-500 кВ, № 13517тм, Энергосетьпроект, Дальэнергосетьпроект, 1993.

96. Приказ ПАО «ФСК ЕЭС» от 14.04.2016 № 127 «Об утверждении Правил предотвращения и ликвидации последствий аварий на объектах ПАО «ФСК ЕЭС».

97. Приказ ФСТЭК России от 14.03.2014 № 31 «Об утверждении требований к обеспечению защиты информации в автоматизированных системах управления производственными и технологическими процессами на критически важных объектах, потенциально опасных объектах, а также объектах, представляющих повышенную опасность для жизни и здоровья людей и для окружающей природной среды».

98. Федеральный закон от 30.03.99 № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (с изменениями от 29.07.2017).

99. Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» (с изменениями от 29.07.2017).

100. Федеральный закон от 04.05.1999 № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» (с изменениями от 13.07.2015).

101. Пособие по проектированию сооружений для забора подземных вод (к СНиП 2.04.02-84), Госстрой СССР, М.: Стройиздат, 1989.

102. Распоряжение ПАО «ФСК ЕЭС» от 30.08.2016 № 367р «Об утверждении минимально необходимых организационных и технических требований к обеспечению информационной безопасности автоматизированных систем технологического управления, используемых для функционирования электросетевого комплекса ПАО «ФСК ЕЭС».

103. Приказ Госкомэкологии России от 16.05.2000 № 372 «Об утверждении Положения об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в РФ».

104. Федеральный закон от 07.12.2011 № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении» (с изменениями от 29.07.2017).

105. Постановление Правительства РФ от 05.03.2007 № 145 «О порядке организации и проведения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий» (с изменениями от 15.06.2017).

106. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Санитарные нормы.

107. Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ, № 14278, Энергосетьпроект, 1994.

108. Земельный кодекс Российской Федерации. Принят Государственной Думой 28.09.2001 (с изменениями от 29.07.2017).

109. Постановление Правительства РФ от 13.08.1996 № 997 «Об утверждении Требований по предотвращению гибели объектов животного мира при осуществлении производственных процессов, а также при эксплуатации транспортных магистралей, трубопроводов, линий связи и электропередачи» (с изменениями от 13.03.2008).

110. Водный кодекс Российской Федерации. Принят Государственной Думой 12.04.2006 (с изменениями от 29.07.2017).

111. Закон РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах» (с изменениями от 26.07.2017).

112. Федеральный закон от 24.06.1998 № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления» (с изменениями от 28.12.2016).

113. СанПиН 2.1.4.1110-02 Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения.

114. Федеральный закон от 23.11.1995 № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе» (с изменениями от 29.12.2015).

115. Приказ Госкомэкологии России от 16.05.2000 № 372 «Об утверждении Положения об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в РФ».

116. Руководящие указания по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах, № 13861тм-т1, Энергосетьпроект, 1991.

117. Распоряжение ПАО «ФСК ЕЭС» от 30.06.2011 № 463р «Об утверждении Основных требований к совмещенному производственному зданию ПС».

118. Приказ Минтруда России от 28.03.2014 № 155н «Об утверждении Правил по охране труда при работе на высоте» (с изменениями от 17.06.2015).

119. Федеральный закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» (с изменениями от 02.07.2013).

120. СТО 56947007-29.200.80.180-2014 Преобразователи измерительные для контроля показателей качества электрической энергии. Типовые технические требования, ОАО «ФСК ЕЭС».

121. МВИ-111-001-13 Методика (метод) измерений для расширенного списка показателей качества электроэнергии. Утверждена Заместителем Председателя Правления - главным инженером ОАО «ФСК ЕЭС» Диким В.П., 25.12.2013.

122. СТО 56947007-29.240.01.195-2014 Типовые технические требования к измерениям, средствам измерений и их метрологическому обеспечению, ОАО «ФСК ЕЭС».

123. СТО 34.01-27.3-001-2014 (ВНПБ 28-14) Установки противопожарной защиты. Общие технические требования, ОАО «Россети».

124. СТО 34.01-27.1-001-2014 (ВППБ 27-14) Правила пожарной безопасности в электросетевом комплексе ОАО «Россети», ОАО «Россети».

125. МЭК 61850-9-2 (2011) Системы автоматизации и сети связи на подстанциях. Часть 9-2. Схема особого коммуникационного сервиса (SCSM). Значения выборок по ISO/IEC 8802-3 (IEC 61850-9-2 (2011) Communication networks and systems for power utility automation - Part 9-2: Specific communication service mapping (SCSM) - Sampled values over ISO/IEC 8802-3).

126. МЭК 61850-8-1 (2011) Сети связи и системы автоматизации энергосистем общего пользования. Часть 8-1. Схема распределения особой услуги связи (SCSM). Схема распределения для производственной системы модульной конструкции MMS (ISO 9506-1 и ISO 9506-2) и по ISO/IEC 8802-3 (IEC 61850-8-1 (2011) Communication networks and systems for power utility automation - Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) - Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3).

127. ISO/IEC/IEEE 8802-3:2014 Стандарт для Ethernet. Часть 3. Множественный доступ с контролем несущей и обнаружением коллизий (CSMA/CD) и определение физического уровня (ISO/IEC/IEEE 8802-3:2014 International Standard for Ethernet. Part 3:Carrier sense multiple access with collision detection (CSMA/CD) access method and physical layer specifications).

128. МЭК 62439-3 (2016) Промышленные сети связи. Сети с высокой готовностью к автоматической обработке. Часть 3. Протокол параллельного резервирования (PRP) и бесшовное резервирование среды высокой готовности (HSR) (IEC 62439-3 (2016) Industrial communication networks - High availability automation networks - Part 3: Parallel Redundancy Protocol (PRP) and High-availability Seamless Redundancy (HSR).

129. МЭК 61850-7-2 (2010) Системы и сети связи для автоматизации энергосистем общего пользования. Часть 7-2. Основная структура информации и связи. Абстрактный интерфейс службы связи (ACSI) (IEC 61850-7-2 (2010) Communication networks and systems for power utility automation - Part 7-2: Basic information and communication structure - Abstract communication service interface (ACSI).

130. МЭК 61850-4 (2011) Системы автоматизации и сети связи на подстанциях. Часть 4. Построение системы и управление проектом (IEC 61850-4 (2011) Communication networks and systems for power utility automation - Part 4: System and project management).

131. МЭК 61850-6 (2009) Системы и сети связи на подстанциях для автомата энергосистемы общего пользования. Часть 6. Язык описания конфигурации для связи в электрических подстанциях, относящихся к интеллектуальным электронным устройствам (IEC 61850-6 (2009) Communication networks and systems for power utility automation - Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs).

132. ИСО 9506-1:2003 Системы промышленной автоматизации. Спецификация производственных сообщений. Часть 1. Определение услуг (ISO 9506-1:2003 Industrial automation systems -- Manufacturing Message Specification -- Part 1: Service definition).

133. ИСО 9506-2:2003 Системы промышленной автоматизации. Спецификация производственных сообщений. Часть 2. Спецификация протокола (ISO 9506-2:2003 Industrial automation systems -- Manufacturing Message Specification -- Part 2: Protocol specification).

134. Постановление Правительства Российской Федерации от 19.09.2015 № 993 «Об утверждении требований к обеспечению безопасности линейных объектов топливно-энергетического комплекса».

135. СТО 56947007-33.060.20.233-2016 Технологическая связь. Руководящие указания по применению средств подвижной радиосвязи, ПАО «ФСК ЕЭС».

136. СТО 56947007-25.040.40.227-2016 Типовые технические требования к функциональной структуре автоматизированных систем управления технологическими процессами подстанций Единой национальной электрической сети (АСУ ТП ПС ЕНЭС), ПАО «ФСК ЕЭС».

137. Решение Государственной комиссии по радиочастотам при Министерстве информационных технологий и связи Российской Федерации (ГКРЧ) от 20.12.2011 № 11-13-01 (в редакции от 01.07.2016) «Об утверждении Порядка рассмотрения материалов и принятия решений о выделении полос радиочастот, переоформления решений и внесения в них изменений».

138. Решение Государственной комиссии по радиочастотам при Министерстве информационных технологий и связи Российской Федерации (ГКРЧ) от 20.12.2011 № 11-13-02 (в редакции от 07.11.2016) «Об утверждении Порядка проведения экспертизы возможности использования заявленных радиоэлектронных средств и их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиоэлектронными средствами, рассмотрения материалов и принятия решений о присвоении (назначении) радиочастот или радиочастотных каналов в пределах выделенных полос радиочастот».

gost.e-ecolog.ru