Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы

ПРИКАЗ

13.04.2009 № 136

Об утверждении Норм технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ

Результат выхода настоящего приказа: утверждение новой редакции стандарта организации «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (далее - НТП ПС)».

Срок достижения результата - со дня выхода настоящего приказа.

Бизнес-процесс: «Управление сетевыми активами».

Ответственный исполнитель: Директор по технологии Линт М.Г.

Соисполнители: Дирекция технического регулирования и экологии, Департамент систем передачи и преобразования электроэнергии, Департамент информационно-технологических систем.

Заказчик работ: Правление ОАО «ФСК ЕЭС».

В целях совершенствования нормативно-технической базы электросетевого комплекса, внедрения результатов анализа правил и норм проектирования
ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Изложить приложение 2 к приказу ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.2006 № 187 «Об утверждении стандартов «Нормы технологического проектирования ВЛ» и «Нормы технологического проектирования ПС» согласно приложению к настоящему приказу.

2. Руководителям структурных подразделений исполнительного аппарата и филиалов ОАО «ФСК ЕЭС» обеспечить применение НТП ПС в своей производственной деятельности при проектировании строительства, реконструкции и технического перевооружения, выполнении работ на объектах электросетевого хозяйства.

3. Дирекции технического регулирования и экологии (Линник С.П.) в течение 15 дней со дня выхода настоящего приказа обеспечить:

3.1. Регистрацию НТП ПС.

3.2. Размещение информации об НТП ПС на корпоративном портале ОАО «ФСК ЕЭС».

gost.e-ecolog.ru

3.3. Доведение настоящего приказа до организаций, выполняющих работы по проектированию электросетевых объектов для ОАО «ФСК ЕЭС».

3.4. Внести соответствующие изменения в пункт 6 приложения к приказу ОАО «ФСК ЕЭС» от 07.08.2006 № 232 «О нормативно-техническом обеспечении проектирования».

4. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на Директора по технологии Линта М.Г.

Председатель Правления А.Н. Раппопорт

Рассылается: секретариат Чистякова А.Н., секретариат Линта М.Г., Департамент систем передачи и преобразования электроэнергии, Департамент информационно-технологических систем, Департамент управления активами, филиалы ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ОАО «Институт «Энергосетьпроект», ОАО «НТЦ электроэнергетики», ОАО «ЦИУС ЕЭС».
Линник С.П.
Жулев А.Н. 90-11
Визы: Линт М.Г., Акимов Л.Ю.

Приложение
к приказу ОАО «ФСК ЕЭС»
от 13.04.2009 № 136

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

Стандарт организации

Москва
2009

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 1.5-2004.

Сведения о стандарте организации

1 РАЗРАБОТАН: ОАО «Институт «Энергосетьпроект» при участии: ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «ВНИИЭ», ОАО «Фирма «ОРГРЭС», ФГУП «Отделение дальних передач», ОАО «РОСЭП», филиала ОАО «СевЗапНТЦ» «Севзапэнергосетьпроект - Западсельэнергопроект», ОАО «Институт «Томскэнергосетьпроект», ОАО «Институт «Нижегородскэнергосетьпроект», ОАО «Дальэнергосетьпроект» и ОАО «Восточно-Сибирский Энергосетьпроект».

2 ВНЕСЕН: Департаментом систем передачи и преобразования электрической энергии, Департаментом информационно-технологических систем, Дирекцией технического регулирования и экологии ОАО «ФСК ЕЭС».

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ: распоряжением ОАО «ФСК ЕЭС» от _____ № ___.

4 ВВЕДЕН: взамен Норм технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ, СО 153-34. 20.122-2006, утверждены Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.2006 № 187.

Замечания и предложения по стандарту организации следует направлять в Дирекцию технического регулирования и экологии ОАО «ФСК ЕЭС» по адресу 117630, Москва, ул. Ак. Челомея, д. 5А, электронной почтой по адресу: gost.e-ecolog.ru

Настоящий Стандарт организации не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения
ОАО «ФСК ЕЭС»

Содержание

1 Общая часть 4
2 Площадка для строительства подстанции 8
3 Схемы электрические распределительных устройств 10
4 Выбор основного электротехнического оборудования 12
5 Защита от перенапряжений, заземление, электромагнитная совместимость 15
6 Собственные нужды, кабельное хозяйство, оперативный ток, освещение 19
7 Управление, автоматика и сигнализация 26
8 Оперативная блокировка неправильных действий при переключениях в электроустановках 28
9 Релейная защита и автоматика 29
10 Противоаварийная автоматика 39
11 Автоматизированное управление. АСУ ТП, диспетчерское управление 42
12 Средства связи 57
13 Компоновка и конструктивная часть 61
14 Генеральный план и транспорт 67
15 Вспомогательные сооружения (масляное, пневматическое и газовое хозяйство) 73
16 Водоснабжение, канализация, противопожарные мероприятия, отвод масла 75
17 Ремонт, техническое и оперативное обслуживание 77
18 Охранные мероприятия и биологическая защита 80
19 Учет электроэнергии 84
20 Особые условия окружающей среды 87
21 Охрана окружающей среды 89
Приложение 1 92
Принятые сокращения 92
Приложение 2 94
Перечень действующих нормативных и методических документов 94

1 Общая часть

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

1.2 Настоящие нормы распространяются на вновь сооружаемые, расширяемые, а также подлежащие техническому перевооружению и реконструкции (ТПВ и РК) подстанции (ПС) и переключательные пункты (ПП) напряжением 35-750 кВ.

При проектировании расширения, ТПВ и РК 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. Указанное не распространяется на требования, связанные с техникой безопасности, пожаробезопасностью и экологией, отступление от которых согласовывается в установленном порядке.

При проектировании ПС и ПП следует руководствоваться Правилами устройств электроустановок (ПУЭ), настоящими Нормами, нормативными документами, указанными в приложении 2.

1.3 При проектировании подстанций должно быть обеспечено:

1.3.1 Надежное и качественное электроснабжение потребителей.

1.3.2 Внедрение передовых проектных решений, обеспечивающих соответствие всего комплекса показателей подстанций современному мировому техническому уровню.

1.3.3 Высокий уровень технологических процессов и качества строительных и монтажных работ.

1.3.4 Экономическая эффективность, обусловленная оптимальным объемом привлекаемых инвестиций и ресурсов, используемой земли и снижением эксплуатационных затрат.

1.3.5 Соблюдение требований экологической безопасности и охраны окружающей среды.

1.3.6 Ремонтопригодность применяемого оборудования и конструкций.

1.3.7 Передовые методы эксплуатации, безопасные и удобные условия труда эксплуатационного персонала.

1.4 Проектная документация на новое строительство, техническое перевооружение и реконструкцию подстанций разрабатывается с учетом утвержденных обоснований инвестиций, на основании утвержденного в установленном порядке задания на проектирование. В случае, когда в качестве альтернативы техперевооружению действующей подстанции имеется вариант новой подстанции, разработке проектной документации должно предшествовать выполнение технико-экономического обоснования (ТЭО).

1.5 Проектирование ПС должно выполнятся на основании утвержденных схем:

- развития энергосистемы;
- развития электрических сетей района, города;
- внешнего электроснабжения объекта;
- ремонта, технического и оперативного обслуживания энергосистемы;
- развития средств управления общесистемного назначения, включающие релейную защиту и автоматику (РЗА), противоаварийную автоматику, а также схемы развития АСДУ ОЭС, АИИС КУЭ;
- организации плавки гололеда на ВЛ в прилегающем к ПС районе.

1.6 Из схем развития энергосистемы и сетей района или города, а также схем внешнего электроснабжения объекта принимаются следующие исходные данные:

- район размещения ПС;
- нагрузки на расчетный период и их рост на перспективу с указанием распределения их по напряжениям и категориям (в %);
- число, мощность и номинальные напряжения трансформаторов; соотношения номинальных мощностей обмоток трехобмоточных трансформаторов;
- уровни и пределы регулирования напряжения на шинах ПС и необходимость дополнительных регулирующих устройств с учетом требований к качеству электроэнергии;
- число присоединяемых линий напряжением 110 кВ и выше и их нагрузки (число линий 6, 10, 35 кВ и их нагрузки – по данным заказчика);
- рекомендации по схемам электрических соединений ПС;
- режимы заземления нейтралей трансформаторов;
- места установки, число и мощность шунтирующих реакторов, конденсаторных батарей, управляемых средств реактивной мощности и других средств ограничения перенапряжения в сетях 110 кВ и выше;
- места установки, число и мощность дугогасящих реакторов для компенсации емкостных токов в сетях 35 кВ и ниже (по данным заказчика);
- требования по обеспечению устойчивости электропередачи (энергосистемы);
- требования к средствам управления общесистемного назначения;
- расчетные значения токов однофазного и трехфазного КЗ с учетом развития сетей и генерирующих источников на срок до 10 лет, считая от предполагаемого срока ввода ПС в эксплуатацию, а также мероприятия по ограничению токов КЗ.

1.7 При разработке вопросов организации ремонта, технического и оперативного обслуживания электросетевых компаний учитываются следующие исходные данные:

- форма и структура ремонтно-эксплуатационного обслуживания и оперативно-диспетчерского управления ПС;

- технические средства для ремонтно-эксплуатационного обслуживания и оперативно-диспетчерского управления ПС.

1.8 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.

1.9 Из схем управления общесистемного назначения принимаются следующие данные:

- объемы проектирования устройств релейной защиты и вторичных цепей самой ПС (при новом строительстве, расширении, ТПВ и РК) и ПС прилегающей сети;

- объемы проектирования средств ПА, АРЧМ, АРН прилегающей сети;

- данные о необходимости установки дополнительных коммутационных аппаратов, измерительных трансформаторов.

1.10 При отсутствии каких-либо данных, перечисленных в пп. 1.5-1.9, или при наличии устаревших данных соответствующие вопросы следует разработать при выполнении обоснований инвестиций или уточнить в составе проекта (рабочего проекта) ПС в виде самостоятельных разделов.

1.11 Проект (рабочий проект) ПС должен выполнятся на расчетный период (5 лет после ввода в эксплуатацию) с учетом перспективы ее развития на последующие не менее 5 лет.

1.12 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 энергосистем (6), а также других отраслевых норм и инструкций по вопросам развития электрических сетей и систем электроснабжения;

- выполненной и утвержденной схемой развития электрических сетей энергосистемы, или ее отдельных элементов, а также проектной документацией на строительство отдельных электросетевых объектов, если их осуществление сохраняет свое значение и целесообразность в условиях изменений, произошедших после утверждения схемы сети (проекта объекта) или ввода в работу первой очереди объекта;

- обеспечением законодательства в области охраны окружающей среды и сбережения энергоресурсов.

1.12.1 При решении вопросов присоединения проектируемой (реконструируемой, расширяемой) ПС к сети энергосистемы изучается:

- экономическая эффективность принимаемых решений;

- важность рассматриваемого объекта электрической сети для энергосистемы. При этом следует учитывать влияние рассматриваемого объекта на условия работы других электрических объектов, а также

электрической сети в смежных энергосистемах и обеспечение транзитных перетоков мощности и электроэнергии;

- финансовых возможностей, обеспечивающих проведение работ по реконструкции и техническому перевооружению.

1.12.2 При проектировании новой или реконструируемой ПС основной сети (как правило, электрическая сеть напряжением 330 кВ и выше) должна обеспечиваться:

- пропускная способность сети в отдельных сечениях межсистемных связей с учетом транзитных перетоков мощности (в соответствии с требуемыми значениями);
- система резервирования внешнего электроснабжения отдельного энергоузла без ограничения его максимальной нагрузки;
- выдача полной мощности электростанций к узловым ПС энергосистемы.

1.12.3 В распределительной сети энергосистемы строительство новой ПС или техническое перевооружение существующей сети должно быть направлено на обеспечение:

- необходимой надежности, построения схем электрической сети, при которой обеспечиваются требования ПУЭ, а также отраслевых норм;
- требований нормативных документов и инструкций, касающихся внешнего электроснабжения отдельных потребителей (групп потребителей);
- оптимизации работы электрической сети путем обеспечения условий регулирования напряжения (установка трансформаторов с РПН и др.), при которых достигается надлежащее качество напряжения у потребителей в соответствии с требованиями «Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем» в нормальных и расчетных послеаварийных режимах работы электрической сети;
- исключения перегруженных участков электрической сети с целью снижения потерь электроэнергии (ликвидация «очагов» потерь);
- ограничения токов к.з.

1.13 Объем технического перевооружения и реконструкции подстанции определяется комплексной комиссией на основании документов, подготовленных по результатам полного обследования и оценки технического состояния подстанции и утвержденных в установленном порядке, в соответствии с Указанием «Об организации работ по техническому перевооружению и реконструкции электрических сетей» (5).

1.13.1 При проектировании технического перевооружения и реконструкции подстанций должны быть устранены дефекты, неисправности и повреждения оборудования, конструкций, устройств, схем, зданий, сооружений, а также изменены все технические решения, которые не соответствуют действующим нормативам или являлись причиной отказов при эксплуатации подстанций.

Допускается оставлять без изменений конструкции и технические решения, принятые на существующей подстанции, если, несмотря на их

несоответствие нормам, действующим на момент технического перевооружения, они удовлетворяют требованиям правил техники безопасности при производстве соответствующих работ, и в процессе эксплуатации не было случаев отказов по причинам этих несоответствий.

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

Оборудование с истекшим сроком службы, как правило, должно заменяться новым.

1.13.3 Применяемые на ПС силовое оборудование, устройства РЗА, ПА, АСУ ТП и связи, АИИС КУЭ, АСДТУ, систем диагностики, а также программно-технические комплексы и программное обеспечение систем АСТУ должны быть аттестованы в установленном в ОАО «ФСК ЕЭС» порядке (72).

2 Площадка для строительства подстанции

2.1 Выбор площадки для строительства ПС должен производится в соответствии с требованиями земельного, водного законодательства Российской Федерации и законодательными актами по охране природы и использованию природных ресурсов на основании:

- 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 (61).

2.2 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 примыкание подъездного пути ПС;
- населенных пунктов, в которых возможно размещение жилых домов эксплуатационного персонала.

При этом должны соблюдаться минимально допустимые расстояния по условиям шума от силового оборудования согласно санитарным нормам.

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

2.3 Площадки ПС выбираются:

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

- как правило, на незалесенной территории или на территории занятой кустарниками и малоценными насаждениями;

- как правило, 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;

- 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 радиоционнозараженных мест;

- как правило, на незатопляемых местах и на местах с уровнем грунтовых вод ниже заложения фундаментов и инженерных коммуникаций;

- 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 и др.);

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

- как правило, на грунтах, не требующих устройства дорогостоящих оснований и фундаментов под здания и сооружения. Расположение ПС на торфах, свалках и т.п. допускается только при технико-экономическом обосновании;

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

- на площадках, обеспечивающих максимально удобные заходы ВЛ 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 каменных карьеров, разрабатываемых с помощью взрывов;

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

2.4 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 ВЛ всех напряжений.

При реконструкции ПС и сооружении ОРУ других напряжений должен рассматриваться вариант размещения их на существующей ПС. При этом результаты технико-экономического сравнения отражаются в акте выбора площадки.

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

2.6 При размещении ПС следует учитывать наличие источников водоснабжения, естественные водоемы и реки, артезианские источники, присоединение к существующим сетям.

2.7 В районах с объемом снегопереноса 300 $м^3$ /м и более при выборе площадки ПС следует учитывать необходимость защиты от снежных заносов (64).

3 Схемы электрические распределительных устройств

3.1 Схемы электрические распределительных устройств выбираются по типовой работе «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ. Типовые решения» (10) с учетом «Общих технических требований к подстанциям 330-750 кВ нового поколения» (71).

3.2 Для РУ 110-220 кВ в зависимости от надежности и резервирования сети следует применять схемы:

- с одинарной системой шин, секционированной выключателем или двумя развилками из двух выключателей, включенными, как правило, в цепи питающих присоединений;
- с двойными секционированными системами шин.

Схемы с обходной системой шин, а также с количеством выключателей на цепь более одного, должны приниматься только при специальном обосновании.

Применение отделителей и короткозамыкателей не допускается.

3.3 В схемах, при подключении ВЛ через два выключателя, допускается установка трансформаторов тока в цепи ВЛ, для целей коммерческого учета электроэнергии.

3.4 Отступления от типовой сетки схем допускаются при технико-экономическом обосновании.

3.5 Число трансформаторов, устанавливаемых на ПС, принимается, как правило, два. Установка более двух трансформаторов принимается на основе технико-экономических расчетов, а также в тех случаях, когда на ПС требуется два средних напряжения.

В первый период эксплуатации (пусковой комплекс) допускается установка одного трансформатора.

3.6 Допускается применение однотрансформаторных ПС при обеспечении требуемой надежности электроснабжения потребителей.

3.7 На ПС устанавливаются, как правило, трехфазные трансформаторы.

При отсутствии трехфазного трансформатора необходимой мощности, а также при наличии транспортных ограничений, допускается применение группы однофазных трансформаторов, либо двух трехфазных трансформаторов одинаковой мощности.

3.8 При установке на ПС одной группы однофазных автотрансформаторов или шунтирующих реакторов предусматривается, при соответствующем обосновании, резервная фаза на проектируемой ПС или в централизованном резерве для группы ПС.

При установке резервной фазы на ПС, подключение ее взамен поврежденной осуществляется, как правило, при помощи перемычек при снятом напряжении.

При двух группах необходимость установки резервной фазы определяется на основе технико-экономических расчетов с учетом резерва по сетям СН; на период работы одной группы предусматривается установка фазы от второй группы.

При установке двух групп и резервной фазы замена вышедшей из работы осуществляется исходя из технико-экономических расчетов, при помощи перемычек при снятом напряжении или путем перекатки.

3.9 При питании потребителей от обмотки НН автотрансформаторов для независимого регулирования напряжения следует предусматривать установку линейных регулировочных трансформаторов, за исключением, случаев, когда уровень напряжения обеспечивается другими способами.

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

3.10 На стороне НН 6, 10 и 35 кВ должна предусматриваться раздельная работа трансформаторов.

3.11 При необходимости ограничения токов КЗ на стороне 6 и 10 кВ предусматриваются следующие основные мероприятия:

- применение трехобмоточных трансформаторов с максимальным сопротивлением между обмотками ВН и НН и двухобмоточных трансформаторов с повышенным сопротивлением;
- применение трансформаторов с расщепленными обмотками 6 и 10 кВ;

- применение токоограничивающих реакторов в цепях вводов от трансформаторов, причем отходящие линии выполняются, как правило, нереактированными.

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

3.12 Степень ограничения токов КЗ в РУ 6 и 10 кВ определяется необходимостью применения более легкого оборудования, кабелей и ошиновки.

3.13 При необходимости компенсации емкостных токов в сетях 35, 10, 6 кВ на ПС должны устанавливаться дугогасящие заземляющие реакторы с плавным и (или) ступенчатым регулированием индуктивности. На напряжении 35 кВ дугогасящие реакторы присоединяются, как правило, к нулевым выводам соответствующих обмоток трансформаторов через развилку из разъединителей, позволяющую подключать их к любому из трансформаторов. На напряжении 6 и 10 кВ дугогасящие реакторы подключаются к нейтральному выводу отдельного трансформатора, подключаемого к сборным шинам через выключатель.

Количество, мощность и диапазон регулирования дугогасящих реакторов определяются в проекте ПС на основании данных, представляемых Заказчиком (65).

4 Выбор основного электротехнического оборудования

4.1 Выбор электротехнического оборудования осуществляет Заказчик на основании технических требований к оборудованию, представленных Проектировщиком. 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 росту нагрузок, передаваемой мощности, развитию электрических сетей на расчетный период и учета перспективы развития ПС на последующий период не менее 5 лет.

4.2 При проектировании ПС должно применяться оборудование и материалы соответствующее Российским стандартам и сертифицированные в установленном порядке.

4.3 Мощность трансформаторов 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.

Трансформаторы 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 (12) и заводскими материалами.

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

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

4.4 Решение о замене трансформаторов и автотрансформаторов, установке дополнительных или оставлении действующих принимается на основании данных о фактическом состоянии работающих трансформаторов, надежности их работы за истекший период, техническом уровне, фактическом сроке эксплуатации в отношении к нормативному сроку службы, росте нагрузок, развитии примыкающих электрических сетей и изменении главной схемы электрических соединений подстанции.

4.5 Автотрансформаторы, имеющие регулирование напряжения с помощью вольтодобавочных трансформаторов, включаемых в их нейтраль, должны заменяться на соответствующие автотрансформаторы, имеющие встроенное регулирование напряжения на стороне среднего напряжения автотрансформатора.

4.6 На подстанциях 220 кВ и выше, на которых в течение расчетного периода и последующих 5 лет не предусматривается нагрузка на напряжении 6-10 кВ, рекомендуется применение автотрансформаторов 220 кВ мощностью 63 или 125 МВА с третичным напряжением 0,4 кВ для питания собственных нужд подстанции.

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

4.8 На подстанциях 110 кВ с трехобмоточными трансформаторами при сочетании суммарных нагрузок по сетям среднего и низкого напряжения, не превышающих в течение расчетного периода и последующих 5 лет номинальной мощности выбираемого трансформатора, целесообразно последний выбирать с неполной мощностью обмоток среднего и низкого напряжения.

4.9 При применении линейных регулировочных трансформаторов следует проверять их динамическую и термическую стойкость при к.з. на стороне регулируемого напряжения. В необходимых случаях предусматривается соответствующее реактирование.

4.10 При замене одного старого трансформатора (автотрансформатора) на новый проверяются условия, обеспечивающие параллельную работу старого и нового трансформаторов в автоматическом режиме регулирования напряжения на соответствующей стороне.

4.11 При неполной замене фаз группы старых однофазных автотрансформаторов допустимость работы в одной группе старых и новых фаз автотрансформаторов, отличающихся величинами напряжений короткого замыкания, обосновывается специальными расчетами.

4.12 При выборе типов выключателей следует руководствоваться следующим:

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

- в цепях шунтирующих реакторов и батарей статических конденсаторов должны применятся элегазовые выключатели, как правило, снабженные устройствами синхронизированной коммутации, обеспечивающими надежную работу выключателей.

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

4.14 В РУ 6, 10 кВ должны предусматриваться шкафы КРУ с вакуумными или элегазовыми выключателями.

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

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

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

4.17 При выборе оборудования и ошиновки ячеек ВЛ 35 кВ и выше следует принимать максимальный ток ВЛ по условиям нагрева проводов в аварийном режиме, при этом количество типоразмеров ошиновки должно быть минимальным.

4.18 Новые и реконструируемые подстанции напряжением 110 кВ и выше рекомендуется оснащать системами диагностики и мониторинга состояния силовых трансформаторов, шунтирующих реакторов, элегазовых распредустройств, маслонаполненных вводов и др.

4.19 В качестве управляемых средств компенсации реактивной мощности (СКРМ) применяются:

- управляемые шунтирующие реакторы (УШР) напряжением 110, 220, 330 и 500 кВ, подключаемые к шинам ВН подстанции или к линии;

- дискретно-управляемые вакуумно-реакторные группы (ВРГ), подключаемые к обмоткам НН (10-35 кВ) имеющихся на подстанциях

трансформаторов и автотрансформаторов или шинам подстанций через вакуумные выключатели;

- статические тиристорные компенсаторы (СТК) реактивной мощности и СТАТКОМы, подключаемые к обмоткам НН автотрансформаторов, шинам подстанций или через специальный трансформатор к линиям электропередач;

- синхронные компенсаторы (СК), подключаемые к обмоткам НН трансформаторов или автотрансформаторов подстанций.

4.20 Выбор типа, мощности, других параметров, размещения и способа присоединения управляемых СКРМ в электрических сетях 110-750 кВ должен основываться на расчетах характерных режимов энергосистем (зимний и летний максимумы и минимумы нагрузки), анализе уровней напряжений в суточном графике в нормальных и ремонтных схемах энергосистем, а также, при необходимости, переходных процессов. Место установки управляемых СКРМ должно выбираться на основе технико-экономических расчетов.

4.21 При реконструкции ПС допустимость полной замены синхронных компенсаторов на СТК той же мощности должна быть обоснована расчетами режимов и токов к.з.

4.22 Дугогасящие реакторы с плавным регулированием индуктивности должны оснащаться системой автоматического регулирования емкостного тока замыкания на землю.

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

Допускается указанное требование, при соответствующем обосновании, распространять и на разъединители 35 кВ.

4.24 В ОРУ 110 и 220 кВ в обоснованных случаях применяются компактные ячейки заводского изготовления на базе колонковых или баковых элегазовых выключателей.

5 Защита от перенапряжений, заземление, электромагнитная совместимость

5.1 Защита от грозовых перенапряжений

5.1.1 Защита от грозовых перенапряжений РУ и ПС осуществляется:

- от прямых ударов молнии - стержневыми и тросовыми молниеотводами в соответствии с разделом 4.2 ПУЭ;

- от набегающих волн, защитными аппаратами, устанавливаемыми на подходах и в РУ в соответствии с разделом 4.2 ПУЭ. В качестве защитных аппаратов должны применяться, как правило, ограничители перенапряжений (ОПН).

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

5.1.3 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.

5.1.4 Количество комплектов ограничителей перенапряжений нелинейных (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, числа ВЛ и трансформаторов. 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.

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

5.1.6 При применении КРУЭ 110-750 кВ или кабельных линий и вставок для их защиты от грозовых перенапряжений применяют ОПН. Выбор параметров ОПН определяется на основании расчетов.

5.2 Защита от внутренних перенапряжений

5.2.1 Электрические сети 3-35 кВ должны работать с изолированной или заземленной через резистор или дугогасящий реактор нейтралью. Число и расстановка средств компенсации емкостного тока определяется расчетом в соответствии с требованиями ПУЭ. При использовании ДГК предпочтение должно отдаваться реакторам плунжерного типа с плавным регулированием. Расстановка и выбор ОПН для защиты от коммутационных перенапряжений определяются в соответствии с «Методическими указаниями по выбору ОПН в электрических сетях 6-35 кВ» (57).

5.2.2 В сетях 330, 500, и 750 кВ в зависимости от схемы сети, количества линий и трансформаторов следует предусматривать меры по ограничению длительных повышений напряжения и внутренних перенапряжений. 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).

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

5.2.4 С целью ограничения опасных для оборудования коммутационных перенапряжений следует применять ОПН, выключатели с синхронизирующими устройствами или другие средства, а также сочетать их с мероприятиями по ограничению длительных повышений напряжения (установка шунтирующих и компенсационных реакторов, схемной и противоаварийной автоматики, в частности автоматики от повышения напряжения). Необходимость установки ОПН для защиты оборудования в

ячейках линий 330-750 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 их перезаводке. Выбор параметров ОПН осуществляется в соответствии с действующей нормативной документацией (Методические указания по выбору ограничителей перенапряжений в электрических сетях 110-750 кВ) (57).

5.2.5 Для РУ 110-500 кВ должны предусматриваться технические решения, исключающие появление феррорезонансных перенапряжений, возникающих при последовательных включениях электромагнитных трансформаторов напряжения и емкостных делителей напряжения выключателей. К этим решениям относятся:

- применение выключателей без емкостных делителей напряжения;
- применение антирезонансных трансформаторов напряжения;
- увеличение в 1,5-2 раза емкости ошиновки РУ путем установки на шинах дополнительных конденсаторов, например связи.

В случае невозможности применения указанных решений для всего ОРУ (например при расширении ОРУ), необходимо выполнить расчет возможности возникновения феррорезонансных перенапряжений и предусмотреть мероприятия по устранению причин возникновения феррорезонансных перенапряжений, или убедиться, что принятые ранее мероприятия достаточны (13).

Для исключения феррорезонансных перенапряжений в сетях 6-35 кВ должны применяться антирезонансные трансформаторы напряжения соответствующих классов.

5.2.6 Разработка мероприятий по ограничению высокочастотных перенапряжений и защите от них электротехнического оборудования РУ 110 кВ и выше должны осуществляться в соответствии с Методическими указаниями по ограничению в.ч. коммутационных перенапряжений (14).

5.3 Заземление

5.3.1 Проектирование заземляющих устройств следует выполнять в соответствии с требованиями ПУЭ 7-е издание и нормированием по допустимому напряжению прикосновения или по допустимому сопротивлению, а также с учетом требований по снижению импульсных помех для обеспечения работы релейной защиты, автоматики, телемеханики и связи. 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 проекте.

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 (15) и требованиями по снижению импульсных помех для обеспечения работы релейной защиты, автоматики, телемеханики и связи (36).

5.4 Режим заземления нейтрали трансформаторов и автотрансформаторов

5.4.1 Режим заземления нейтрали обмоток 110-150 кВ трансформаторов выбирается с учетом класса изоляции нейтрали, обеспечения в допустимых пределах коэффициента заземления, допустимых значений токов однофазного КЗ по условиям выбора оборудования, действия релейной защиты и влияния на линии связи, а также с учетом требований к заземлению нейтрали по условиям установки фиксирующих приборов.

5.4.2 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 трансформаторов, имеющих питание со стороны СН или НН.

5.4.3 Постоянное заземление нейтрали должны иметь все автотрансформаторы и обмотки 220-330 кВ трансформаторов. Нейтрали обмоток 110 кВ трансформаторов, 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.

5.5 Электромагнитная совместимость

При проектировании объектов нового строительства, технического перевооружения и реконструкции ПС 110 кВ и выше должен быть выполнен комплекс мероприятий, обеспечивающих электромагнитную совместимость устройств РЗА, ПА, АСУ ТП и связи в соответствии с «Руководством по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов» (СТО 56947007-xx.xxx.xx.xxx-2008) и «Методическими указаниями по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства» (СТО 56947007-xx.xxx.xx.xxx-2008).

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

- компоновочные решения объекта (компоновка и размещение силового, первичного и реакторного оборудования, как источников импульсных высокочастотных помех, магнитных полей и т.п. на открытой (закрытой) части подстанции, в зданиях и помещениях ГЩУ, ОПУ, релейных щитах);

- 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 подстанции (ЗУ ПС) с указанием «шага» сетки на каждом ОРУ и непосредственно около установленного оборудования, количества связей между ЗУ ОРУ разных напряжений, ЗУ здания и ЗУ ПС и их прокладки;

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

- выполнение защиты от статического электричества устройств РЗА, ПА, АСУ ТП, АИИС КУЭ, связи (напольные антистатические покрытия, поддержание благоприятного режима по температуре и влажности).

5.5.2 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, ПА, АСУ ТП, АИИС КУЭ, связи и включать:

- применение экранированных контрольных кабелей и заземление их экранов;

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

- раскладку силовых кабелей и кабелей вторичной коммутации по кабельным каналам;

- обеспечение электромагнитной совместимости высокоомных входов устройств РЗА, ПА, 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;

5.5.3 Мероприятия по обеспечению требований электромагнитной совместимости на проектируемых объектах технического перевооружения и реконструкции должны разрабатываться с учетом результатов проведенных обследований электромагнитной обстановки, где устанавливаются МП устройства РЗА, ПА, связи (для объектов других собственников - на основании представленных ими результатов проведенных обследований).

6 Собственные нужды, кабельное хозяйство, оперативный ток, освещение

6.1 Собственные нужды

6.1.1 На всех ПС необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд.

Для однотрансформаторных ПС (в том числе комплектных ПС заводского изготовления) питание второго трансформатора собственных нужд обеспечивается от местных электрических сетей, а при их отсутствии второй трансформатор собственных нужд включается аналогично первому.

От сети собственных нужд ПС питание сторонних потребителей не допускается.

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

На стороне НН трансформаторы собственных нужд должны работать раздельно с АВР.

На подстанциях 330 кВ и выше следует предусматривать резервирование питания собственных нужд от третьего независимого источника питания.

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

Мощность каждого трансформатора собственных нужд с НН 0,4 кВ, должна быть не более 630 кВА для ПС 110-220 кВ и не более 1000 кВА для ПС 330 кВ и выше.

6.1.3 На двухтрансформаторных ПС 110-750 кВ в начальный период их работы с одним трансформатором необходимо устанавливать два трансформатора собственных нужд с питанием одного из них от сети другой ПС с АВР. Это питание в дальнейшем допускается сохранять.

На двухтрансформаторных ПС в начальный период их работы с одним трансформатором в районах, где второй трансформатор собственных нужд невозможно питать от сети другой ПС, допускается устанавливать один рабочий трансформатор собственных нужд, при этом второй должен быть смонтирован и включен в схему ПС.

На двухтрансформаторных ПС 35-220 кВ в начальный период их работы с одним трансформатором с постоянным оперативным током при отсутствии на них СК, воздушных выключателей и принудительной системы охлаждения трансформаторов допускается устанавливать один трансформатор собственных нужд. В этом случае второй трансформатор собственных нужд должен быть смонтирован и включен в схему ПС.

6.1.4 При подключении одного из трансформаторов собственных нужд к внешнему независимому источнику питания необходимо выполнять проверку на предмет отсутствия сдвига фаз.

6.1.5 На ПС с постоянным оперативным током (в том числе при наличии ШУОТ) трансформаторы собственных нужд должны присоединяться через предохранители или выключатели к шинам РУ 6-35 кВ, а при отсутствии этих РУ к обмотке НН основных трансформаторов.

На ПС с переменным и выпрямленным оперативным током трансформаторы собственных нужд должны присоединяться через предохранители на участке между вводами НН основного трансформатора и его выключателем.

В случае питания оперативных цепей переменного тока или выпрямленного тока от трансформаторов напряжения, присоединенных к питающим ВЛ, трансформаторы собственных нужд допускается присоединять к шинам НН ПС. При питании оперативных цепей переменного тока от трансформаторов собственных нужд последние следует присоединять к ВЛ, питающим ПС.

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

Питание сети оперативного тока от шин собственных нужд должно осуществляться через стабилизаторы с напряжением на выходе 220 В.

6.2 Кабельное хозяйство

6.2.1 Прокладка кабельных трасс должна осуществляться наземным или надземным способом (62).

6.2.2 Замена силовых и контрольных кабелей, находящихся в неудовлетворительном состоянии осуществляется с учетом фактического состояния и результатов профилактических испытаний.

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

6.2.3 Кабели должны применяться с изоляцией, не распространяющей горение (с индексом НГ-LS).

6.2.4 На ОРУ кабели должны прокладываться, как правило, в наземных лотках и металлических коробах необходимой прочности и долговечности (62).

Применение кабельных каналов и тоннелей должно иметь специальное обоснование. Не следует применять лотки в местах проезда механизмов для производства ремонтных работ между фазами оборудования.

При применении лотков должен обеспечиваться проезд по ОРУ и подъезд к оборудованию машин и механизмов, необходимый для выполнения ремонтных и эксплуатационных работ.

Для обеспечения проезда механизмов должны предусматриваться переезды с сохранением расположения лотков на одном уровне.

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

Одиночные кабели (до 7) от кабельных сооружений до приводов и шкафов различного назначения могут прокладываться в земле без специальной защиты (в том числе небронированные), при отсутствии над ними проездов.

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

6.2.5 На ПС 220-750 кВ кабельные потоки от распределительных устройств различных напряжений, трансформаторов, а также от присоединений подключенных к разным секциям распределительного

устройства одного напряжения должны прокладываться в отдельных лотках или каналах.

На ПС 110 кВ, от которых питаются потребители I - II категории, кабельные потоки от РУ 6 и 10 кВ указанных потребителей прокладываются в отдельных коробах, лотках, каналах.

6.2.6 Для прокладки потребительских силовых кабелей следует предусматривать организованный вывод их по территории ПС (в каналах, туннелях, траншеях и т.п.) до ее внешнего ограждения.

6.2.7 Расположение кабельных каналов и прокладку кабелей следует выполнять с учетом требований по электромагнитной совместимости.

6.2.8 При проходе кабелей через стены и фундаменты используются огнестойкие блоки из разных элементов противопожарных преград.

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

6.2.10 При замене устройств релейной защиты, автоматики, телемеханики АСУТП и связи на новые устройства, выполненные на микропроцессорной или микроэлектронной базе и имеющие высокую чувствительность к импульсным помехам, необходимо руководствоваться рекомендациями по защите вторичных цепей от импульсных помех (36).

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

6.3. Оперативный ток

6.3.1 Оперативный постоянный ток

6.3.1.1 На ПС напряжением 35 кВ (кроме отпаечных и тупиковых) и выше должна применяться система оперативного постоянного тока (система ОПТ, СОПТ) напряжением 220 В.

6.3.1.2 Система ОПТ должна интегрировать в единое целое:

а) источники питания в виде аккумуляторных батарей (АБ) и зарядных устройств (ЗУ), работающих в режиме постоянного подзаряда;

б) приемно-распределительные щиты постоянного тока (ЩПТ) по числу АБ;

в) кабели вторичной коммутации;

г) потребители постоянного тока (ППТ), в том числе:

- устройства релейной защиты и автоматики;
- цепи управления высоковольтными аппаратами;
- устройства противоаварийной автоматики;
- АСУ ТП и ТМ (резерв);
- аварийное освещение;

- устройства связи (резерв).

6.3.1.3 На ПС 35 кВ и выше система ОПТ может иметь следующую структуру:

- централизованную – применяется одна или две АБ для питания ППТ;

- децентрализованную – применяется две и более АБ для питания ППТ одного или нескольких присоединений, расположенных в помещениях релейных щитов, приближенных к первичному оборудованию.

6.3.1.4 При реконструкции ПС, с установкой микропроцессорных 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 на новые все потребители будут переведены на новую систему ОПТ.

6.3.1.5 Организация питания постоянным оперативным током устройств РЗА и электромагнитов отключения выключателей должна обеспечивать:

- при аварийном отключении любого защитного аппарата или обесточении любой секции СОПТ, сохранение в работе хотя бы одного устройства РЗА от всех видов на защищаемом присоединении 110 кВ и выше и отключение любого выключателя 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 и ПА, подключенных к неповрежденным присоединениям ЩПТ при повреждениях в СОПТ.

6.3.1.6 Индивидуальные автоматические выключатели цепей управления, релейной защиты и автоматики рекомендуется устанавливать в отдельных шкафах (панелях) питания оперативным током. При этом не допускается питание от одной секции этих шкафов микропроцессорных терминалов и цепей выходящих за пределы ОПУ.

6.3.1.7 Аккумуляторная батарея должна:

- быть стационарной свинцово-кислотной открытого (вентилируемого) типа по ГОСТ 26881-86 и МЭК 896-1-95;

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

6.3.1.8 На ПС 220 кВ и выше применять две АБ, на ПС с высшим напряжением 35-110 кВ - одну АБ. Срок службы АБ не менее 20 лет.

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

6.3.1.10 Зарядные устройства (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 330кВ и выше применять три стационарных зарядных устройства (ЗУ) - по одному на каждую АБ и одно резервное, на ПС 220 кВ применять

два стационарных зарядных устройства по одному на каждую АБ, на ПС 35-110 кВ применять одно зарядное устройство.

При этом ЗУ должны обеспечивать:

- уравнительный заряд АБ в автоматическом режиме без превышения напряжения выше допустимого для всех ППТ;

- уровень пульсаций не более значений, допустимых по условиям работы ППТ.

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).

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

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

- средний уровень – защита цепей, питающих шинки непосредственных потребителей;

- верхний уровень - защита шинок щита постоянного тока на вводе АБ.

Вариант двухуровневой защиты СОПТ возможен при децентрализованной системе оперативного постоянного тока.

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

6.3.1.12 Защита СОПТ должна:

- выполняться с использованием в качестве защитных аппаратов: автоматических выключателей, предохранителей. Конструктивное выполнение защитных аппаратов должно обеспечивать их безопасное обслуживание;

- обеспечивать селективность всех уровней во всем диапазоне токов короткого замыкания;

- время отключения в СОПТ должно определяться с учетом:

- при снижении напряжения на неповрежденных фидерах, питающих микропроцессорные терминалы, ниже напряжения перезагрузки этих терминалов время отключения должно быть менее допустимого времени перерыва питания терминалов;

- при снижении напряжения на неповрежденных фидерах, питающих микропроцессорные терминалы, выше напряжения перезагрузки этих терминалов время отключения должно определяться термической стойкостью соединительных проводов и кабелей;

- обеспечивать чувствительность к дуговым коротким замыканиям в основной зоне и в зоне резервирования.

- обеспечивать резервирование защиты более низкого уровня защитами более высокого уровня;

6.3.1.13 Требования к щиту постоянного тока:

- для каждой аккумуляторной батареи должен предусматриваться отдельный щит постоянного тока;
- каждый ЩПТ должен иметь достаточное количество защитных устройств, секций для выполнение регламентных работ в системе ОПТ без отключения АБ (замена защитных устройств, снятие характеристик АБ и т. п.);
- каждый ЩПТ должен иметь секционные разъединители для перевода нагрузки с одной секции на другую в пределах одного ЩПТ;
- объединение секций разных АБ должно выполняться через два последовательно включенных коммутационных аппарата.

6.3.1.14 На каждом ЩПТ должны быть предусмотрены устройства сигнализации и контроля, выполняющие следующие функции:

- регистрации аналоговых и дискретных сигналов аварийных событий в системе ОПТ;
- регистрации аналоговых величин нормального режима с дискретностью не более 1 сек;
- контроля напряжения на шинках постоянного тока и выдача сигнала о его повышении или понижении;
- контроля уровня пульсации напряжения на секции и выдача сигнала при увеличении;
- контроля уровня пульсации выше заданной уставки;
- контроля АБ и зарядно-подзарядных агрегатов;
- контроля сопротивления изоляции цепей оперативного тока;
- автоматизированного поиска замыканий на землю в сети постоянного тока;
- автоматического определения поврежденного (замыкание на землю) присоединения ЩПТ;
- контроля целостности всех предохранителей и аварийного отключения любого автоматического выключателя;
- генерирования «мигающего света» (при необходимости).

6.3.2 При выполнении на реконструируемых ПС электромагнитной блокировки разъединителей, независимо от наличия АБ на ПС, должны предусматриваться выпрямительные блоки питания от сети СН 0,4 кВ для питания цепей оперативной блокировки.

Цепи питания РЗ не допускается объединять с цепями питания оперативной блокировки, а цепи питания микропроцессорных устройств РЗ - с цепями оперативной блокировки и с цепями питания двигателей постоянного тока.

6.4 Освещение

6.4.1 Устройства освещения ПС должны соответствовать требованиям ПУЭ 7-е издание, раздел 6. Освещение ПС подразделяется на рабочее, аварийное и охранное.

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

6.4.3 Аварийное освещение предусматривается только на ПС с оперативным постоянным током.

6.4.4 Охранное освещение предусматривается по периметру ПС, имеющих военизированную или сторожевую охрану, а также на ПС, оборудованных охранной сигнализацией.

6.4.5 Ремонтное освещение необходимо питать от установленного понижающего трансформатора с выполнением стационарной сети напряжением 42 В или 12 В в соответствии с требованиями ПУЭ.

6.4.6 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.

7 Управление, автоматика и сигнализация

7.1 При проектировании управления элементами ПС проект должен выполняется таким образом, чтобы управление коммутационными аппаратами осуществлялось:

7.1.1 Со щита управления ОПУ (при замене устройств управления на незначительном количестве присоединений или при отсутствии АСУ ТП);

7.1.2 С АРМа диспетчера, входящего в состав АСУ ТП, и с блоков резервного управления, расположенных, например, в шкафах релейной защиты (при реконструкции устройств управления на всех элементах хотя бы одного напряжения 110 кВ и выше).

7.1.3 Из РУ 6, 10 и КРУЭ 35, 110, 220 кВ;

7.1.4 Из шкафа наружной установки на территории ОРУ;

7.1.5 По каналам телемеханики с диспетчерского пункта сетей; при наличии диспетчерского управления объектом, управление элементами ПС указанное в п.п. 7.1.1, 7.1.3 и 7.1.4. сохраняется и используется для контроля и местного управления.

7.2 На ПС 35 кВ и выше панели управления и защиты, устройства телемеханики допускается размещать в помещении оперативной связи, для чего указанные помещения должны проектироваться с учетом возможности установки в них перечисленного выше оборудования.

7.3 Устройства технологической автоматики выключателей, разъединителей, трансформаторов, поставляемые совместно с выше названными устройствами, должны располагаться во влагопыленепроницаемых шкафах наружной установки оборудованных обогревом и сигнализацией снижения температуры ниже допустимой.

7.4 При наличии на ПС ОПУ, управление основными элементами электрических схем РУ, в том числе линиями напряжением 110 кВ и выше, а также управление РПН трансформаторов следует производить со щита управления.

Управление линиями 35 кВ при наличии ОРУ 35 кВ должно осуществляться со щита управления, при ЗРУ - из РУ 35 кВ или со щита управления, линиями 6, 10 кВ - из РУ 6, 10 кВ.

7.5 Управление разъединителями

7.5.1 Управление разъединителями с электродвигательными приводами должно осуществляться с ОПУ. При этом должна быть обеспечена возможность управления приводами из шкафов, расположенных в РУ в зоне безопасного их обслуживания.

7.5.2 Для линий, на которых может иметь место работа в неполнофазном режиме, должно предусматриваться пополюсное управление линейными разъединителями.

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

7.6 При установке на присоединении нескольких микропроцессорных терминалов релейной защиты допускается использование функций АПВ только в одном из них. Функции управления выключателями при этом не должны теряться при неисправности или выводе в проверку любого из терминалов.

7.7 Сигнализация на ПС должна выполняться в следующем объеме:

7.7.1 Световая сигнализация положения аппаратов с дистанционным управлением:

- в составе АРМа диспетчера и на панелях, на которых установлены резервные ключи дистанционного управления (при наличии АСУ ТП);
- на панелях щита управления (при отсутствии АСУ ТП).

7.7.2 Световая сигнализация положения аппаратов с местным управлением:

- в шкафах РУ соответствующих напряжений.

7.7.3 При наличии АСУ ТП:

- 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 релейной защиты обеспечивающая предварительный анализ ситуации;
- резервная (в минимальном объеме) - центральная звуковая и обобщенная световая сигнализация, обеспечивающая привлечение внимания персонала при выводе из работы или неисправности АРМа диспетчера.

7.7.4 При отсутствии АСУ ТП:

- 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 релейной защиты;

- центральная аварийно-предупредительная звуковая и световая сигнализация, обеспечивающая привлечение внимания персонала.

7.7.5 Селективная сигнализация замыкания на землю отходящих присоединений 6-10 кВ, а также систем пожарной сигнализации и пожаротушения;

7.8 При отсутствии ОПУ устройство центральной сигнализации устанавливается в РУ 6, 10 кВ, а сигналы предупредительной и аварийной сигнализации выводятся к дежурному на дом, при его отсутствии - на ДП РЭС и ПЭС.

8 Оперативная блокировка неправильных действий при переключениях в электроустановках

8.1 Оперативная блокировка предназначена для предотвращения неправильных действий с разъединителями и заземляющими разъединителями (заземлителями), выполняться для всех ПС 35 кВ и выше (45).

8.2 Схемы оперативной блокировки должны выполняться с учетом следующих условий:

8.2.1 Разъединители 35 кВ и выше должны иметь механическую и электромагнитную блокировку со своими заземлителями.

Разъединители с электродвигательными приводами должны иметь, кроме того, электрическую блокировку со своими заземлителями.

8.3 Устройство оперативной блокировки может быть выполнено с применением любой элементной базы: на электромеханических реле, бесконтактных элементах жесткой логики, на микропроцессорной технике в виде локального устройства оперативной блокировки или в составе автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) ПС.

8.4 Питание цепей устройств оперативной блокировки, выполненных на электромеханических реле или на бесконтактных элементах жесткой логики должно осуществляться от сети собственных нужд переменного тока напряжением 220 В через выпрямительные устройства.

8.5 Оперативная блокировка автотрансформатора должна обеспечивать включение и отключение разъединителя в цепи линейного регулировочного трансформатора только после снятия напряжения со всех сторон автотрансформатора.

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

8.7 Схема оперативной блокировки должна быть выполнена с учетом требования установки двух заземлителей на каждой секции (системе) шин.

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

9 Релейная защита и автоматика

9.1 Общие принципы построения

9.1.1 Релейная защита и автоматика (РЗА) должна проектироваться в соответствии с ПУЭ, настоящими «Нормами» и «Общими требованиями к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России (5), руководствуясь более жесткими требованиями, содержащимися в указанных документах.

При новом строительстве, ТПВ и РК должны применяться современные устройства РЗА отечественного или иностранного производства, аттестованные или одобренные ОАО «ФСК ЕЭС».

9.1.2 Отключение любого поврежденного элемента сети (линий, подстанционного оборудования - шин, автотрансформаторов, реакторов, трансформаторов и другого первичного оборудования) должно осуществляться с минимальным возможным временем в целях сохранения устойчивой бесперебойной работы неповрежденной части системы и ограничения области и степени повреждения.

9.1.3 Ввод элемента сети после его отключения от устройств релейной защиты должен выполняться, как правило, автоматически, за исключением случаев отключения поврежденного оборудования, не допускающего автоматического повторного включения (например, автотрансформаторы, реакторы, а также, если этого требует производитель, комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией).

9.1.4 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.

9.1.5 Количество трансформаторов тока, вторичных обмоток и их классы точности должны обеспечивать раздельное подключение устройств РЗА и систем измерений (контроллеров АСУ ТП, автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учёта электроэнергии, мониторинга оборудования и других).

Основные и резервные защиты каждого элемента сети должны включаться на разные вторичные обмотки трансформаторов тока.

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

9.1.7 Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) должна подключаться к отдельной вторичной обмотке ТН.

9.1.8 При наличии двух электромагнитов отключения выключателя действие основных защит любого элемента сети и УРОВ должно предусматриваться на оба электромагнита.

9.1.9 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.

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

9.1.11 Оперативное управление МП РЗА должно предусматриваться:

- по месту - с помощью переключающих устройств, устанавливаемых в шкафах (или на дверях шкафов) РЗА;
- дистанционно – с помощью средств АСУ ТП.

Положение всех переключающих устройств, параметры устройств РЗА и их изменение должно регистрироваться в устройствах РЗА и фиксироваться в АСУ ТП.

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

9.1.13 Схемы подключения вторичных цепей к дискретным входам микропроцессорных устройств РЗА, через которые производится отключение первичного оборудования, должны обеспечивать работу устройств контроля изоляции сети постоянного оперативного тока при замыканиях на землю в этих цепях.

9.2 Релейная защита линий 330 - 750 кВ

9.2.1 На каждой стороне ЛЭП 330-750 кВ должен устанавливаться комплекс РЗА, состоящий не менее чем из двух устройств релейной защиты от всех видов КЗ (основного и резервного). При этом микропроцессорный терминал релейной защиты, независимо от количества выполняемых им функций, является одним устройством релейной защиты. При этом должны рассматриваться следующие варианты:

1) дифференциально-фазная защита (ДФЗ) и комплект ступенчатых защит (дистанционная и токовая направленная защита нулевой последовательности) с передачей разрешающих сигналов;

2) продольная дифференциальная защита (ДЗЛ) и комплект ступенчатых защит с передачей разрешающих сигналов;

3) два комплекта ступенчатых защит с передачей блокирующего (первый комплект) и разрешающего (второй комплект) сигналов.

Для обеспечения взаимодействия полукомплектов быстродействующих защит должны использоваться высокочастотные каналы связи (ВЧКС) кабельные линии связи (КЛС) и волоконно-оптические линии связи (ВОЛС). При одном комплекте ступенчатых защит (варианты 1 и 2) необходимо, чтобы функции ступенчатых защит также входили в терминалы ДФЗ и ДЗЛ.

Три устройства релейной защиты должны устанавливаться в обязательном порядке на ЛЭП, отходящих от атомных электростанций.

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

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

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

9.2.5 Отдельные ступени дистанционной защиты должны блокироваться при качаниях.

9.2.6 На линиях 330-750 кВ следует предусматривать защиту от неполнофазных режимов, возникающих при отключении или включении линии не всеми фазами.

9.3 Релейная защита автотрансформаторов 330-750 кВ

9.3.1 На автотрансформаторах должны быть предусмотрены следующие устройства РЗА:

два комплекта дифференциальной токовой защиты;

газовые защиты, в т.ч. линейного регулировочного трансформатора (при его установке);

защита РПН с использованием струйных реле;

резервные защиты на сторонах высшего, среднего и низшего напряжений;

защита от перегрузки;

дифференциальные защиты ошиновок ВН и СН (при необходимости);

устройство контроля изоляции высоковольтных вводов 500 (750) кВ (при использовании маслонаполненных высоковольтных вводов);

дифференциальная токовая защита ошиновки НН с включением в зону ее действия токоограничивающего реактора;

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.).

Газовые (струйные) реле должны действовать через два комплекта основных защит (необходимо оснащение АТ реле с двумя отключающими контактами).

9.3.2 Резервные защиты на сторонах ВН и СН должны выполняться в виде ступенчатых защит (дистанционных и токовых направленных нулевой последовательности).

9.3.3 Дистанционные защиты должны блокироваться при неисправности цепей напряжения.

9.3.4 В резервных защитах должно предусматриваться автоматическое и оперативное ускорение отдельных ступеней.

9.3.5 На стороне низшего напряжения АТ должна устанавливаться максимальная токовая защита с возможностью пуска по напряжению.

9.4 Релейная защита шунтирующего реактора 500-750 кВ

9.4.1 На шунтирующем реакторе 500-750 кВ должны быть предусмотрены следующие защиты:

два комплекта продольной дифференциальный токовой защиты;

два комплекта поперечной дифференциальной токовой защиты (должны быть предусмотрены трансформаторы тока, встроенные в выводы нейтрали реактора);

газовая защита;

контроль изоляции вводов (КИВ) (при использовании маслонаполненных высоковольтных вводов);

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

9.4.2 Второй комплект поперечной дифференциальной защиты реактора с расщепленными обмотками может быть выполнен с использованием выносных трансформаторов тока типа ДТФ-35.

9.4.3 Газовые реле должны действовать через два комплекта основных защит (необходимо оснащение ШР реле с двумя отключающими контактами).

9.5 Релейная защита и автоматика компенсационного реактора, устанавливаемого в нейтрали шунтирующего реактора.

На компенсационном реакторе (КР) должны быть предусмотрены следующие защиты и автоматика:

продольная дифференциальная защита;

дистанционная защита;

газовая защита;

защита от перегрузки;

технологические защиты;

устройство резервирования при отказе во включении выключателя, шунтирующего КР;

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

9.6 Релейная защита автотрансформаторов 220 кВ

9.6.1 На автотрансформаторе должны быть предусмотрены следующие устройства РЗА:

один комплект дифференциальной токовой защиты АТ;

газовая защита;

защита РПН с использованием струйных реле;

резервные защиты на сторонах высшего, среднего и низшего напряжения;

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.).

9.6.2 Кроме того, на АТ могут устанавливаться:

дифференциальные защиты ошиновок ВН и СН (при подключении соответствующей стороны АТ через два выключателя);

дифференциальная токовая защита ошиновки НН с включением в зону ее действия токоограничивающего реактора.

9.6.3 Газовые (струйные) реле должны действовать через терминал дифференциальной защиты и через терминал резервной защиты стороны ВН (необходимо оснащение трансформатора реле с двумя отключающими контактами).

9.6.4 Резервные защиты на сторонах ВН и СН должны выполняться в виде ступенчатых защит (дистанционных и токовых направленных нулевой последовательности).

9.6.5 Дистанционные защиты должны блокироваться при неисправности цепей напряжения.

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

9.6.7 На стороне низшего напряжения АТ должна устанавливаться максимальная токовая защита с возможностью пуска по напряжению.

9.6.8 На стороне низшего напряжения АТ должен быть предусмотрен контроль изоляции НН.

9.6.9 При применении на АТ системы пожаротушения должна быть предусмотрена автоматика пуска пожаротушения (АППж).

9.7 Релейная защита трансформаторов 35-220 кВ

9.7.1 На трансформаторе должны быть предусмотрены следующие защиты:

один комплект дифференциальной токовой защиты;

газовая защита;

защита устройства РПН с использованием струйных реле;

резервные защиты на сторонах высшего, среднего (для трехобмоточного трансформатора) и низшего напряжения;

автоматика регулирования РПН;

защита от перегрузки;

дифференциальная токовая защита ошиновки НН с включением в зону ее действия токоограничивающего реактора (при наличии реактора).

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

9.7.2 Газовые (струйные) реле должны действовать через терминал дифференциальной защиты и через терминал резервной защиты стороны ВН

(необходимо оснащение трансформатора реле с двумя отключающими контактами).

9.7.3 Резервная защита на стороне ВН трансформатора должна выполнятся в виде ступенчатой токовой защиты от междуфазных КЗ с пуском по напряжению.

9.8 Защита шин (ошиновок)

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

9.8.2 Защита систем (секций) шин 110-220 кВ должна выполняться с использованием одного комплекта дифференциальной токовой защиты. Защита комплектных РУ 110-220 кВ с элегазовой изоляцией - с использованием двух комплектов дифференциальной защиты.

9.8.3 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.

9.8.4 Дифференциальная защита шин (ошиновок) должна иметь устройство контроля исправности цепей переменного тока.

9.9 Релейная защита линий 110-220 кВ

9.9.1 На линиях с двухсторонним питанием, отнесенным к ЕНЭС, а также отходящих от ПС ЕНЭС, должны устанавливаться две независимые защиты от всех видов повреждения: быстродействующая защита с абсолютной селективностью и комплект ступенчатых защит (резервная защита). Должны быть предусмотрены меры по отстройке быстродействующих защит от коротких замыканий за силовыми трансформаторами отпаечных подстанций.

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

1) продольную дифференциальную защиту (ДЗЛ);

2) дифференциально-фазную (ДФЗ) защиту;

3) защиту с высокочастотной блокировкой (направленная высокочастотная фильтровая защита);

4) комплект ступенчатых защит с передачей блокирующих или разрешающих сигналов.

9.9.3 Установка второй быстродействующей защиты предусматривается на особо ответственных линиях напряжением 110-220 кВ, если при отказе срабатывания или выводе из действия основной быстродействующей защиты отключение короткого замыкания на линии резервной защитой с выдержкой времени может привести к нарушению устойчивости нагрузки, к нарушению технологии особо ответственных производств, надежной работы атомных станций, а также требований экологии.

Две основные быстродействующие защиты должны устанавливаться на кабельных и кабельно-воздушных линиях, а также на воздушных линиях в местах массовой застройки.

В качестве второй быстродействующей защиты может быть использован комплект ступенчатых защит с передачей разрешающих или блокирующих сигналов.

Для обеспечения взаимодействия полукомплектов быстродействующих защит должны использоваться высокочастотные каналы связи (ВЧКС), кабельные линии связи (КЛС) и волоконно-оптические линии связи (ВОЛС). При наличии ВОЛС предпочтение следует отдавать варианту с ДЗЛ.

Необходимо, чтобы ступенчатые защиты также входили в терминалы ДФЗ и ДЗЛ.

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

ЛЭП с одной быстродействующей защитой (ВЧКС):

ДФЗ с функциями ступенчатых защит + КСЗ

КСЗ с передачей блокирующих или разрешающих сигналов + КСЗ

ЛЭП с одной быстродействующей защитой (ВОЛС)

ДЗЛ с функциями ступенчатых защит + КСЗ

ЛЭП с двумя быстродействующими защитами (2 ВЧКС)

ДФЗ с функциями ступенчатых защит + КСЗ с передачей блокирующих или разрешающих сигналов

КСЗ с передачей разрешающих сигналов + КСЗ с передачей блокирующих сигналов

ЛЭП с двумя быстродействующими защитами (2 ВОЛС)

ДЗЛ с функциями ступенчатых защит + ДЗЛ с функциями ступенчатых защит

ЛЭП с двумя быстродействующими защитами (ВОЛС + ВЧКС)

ДЗЛ с функциями ступенчатых защит + КСЗ с передачей блокирующих или разрешающих сигналов

ДЗЛ с функциями ступенчатых защит + ДФЗ с функциями ступенчатых защит

9.9.4 Комплект ступенчатых защит должен содержать дистанционную и токовую направленную защиту нулевой последовательности. Отдельные (по выбору) ступени дистанционной защиты должны блокироваться при качаниях.

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

9.9.6 На линиях 110-220 кВ с односторонним питанием используются два комплекта ступенчатых защит, каждый из которых включает:

- токовую (если удовлетворяется требование селективности) или дистанционную защиту от многофазных коротких замыканий;
- токовую направленную/ненаправленную защиту от КЗ на землю.

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

9.10 Автоматическое повторное включение

9.10.1 Должно предусматриваться автоматическое повторное включение (АПВ) воздушных линий электропередачи и сборных шин (ошиновок) открытых распределительных устройств.

9.10.2 На линиях напряжением 330-750кВ должно применяться автоматическое повторное включение однофазное (ОАПВ) и трехфазное (ТАПВ).

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

При выполнении АПВ воздушных линий электропередачи 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/включении выключателя оперативным персоналом;
- 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);
- сохранение функции ТАПВ при отключении одной фазы и возникновении на других фазах в цикле ОАПВ;
- оперативный ввод/вывод ОАПВ, ТАПВ, изменение алгоритма контроля ТАПВ посредством местного и удаленного доступа;
- 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.

9.10.4 На воздушных линиях, обходном выключателе, шинах (ошиновке) напряжением 110-220 кВ должно применяться 3-фазное АПВ (ТАПВ) с пуском по цепи «несоответствия» и/или от защит.

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

При выполнении АПВ должно быть реализовано:

- действие на включение выключателя по факту наличия готовности выключателя линии и устройства АПВ с установленной выдержкой времени;
- запрет при отключении/включении выключателя оперативным персоналом;
- 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) удаленного доступа;
- 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 с односторонним питанием, а также с двухсторонним питанием, если при отключении выключателя нет опасности потери синхронизма, пуск АПВ должен выполняться без контроля напряжений и синхронизма (простое АПВ).

9.11 Устройство резервирования при отказе выключателя

9.11.1 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.

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

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

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

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

9.12 Релейная защита и автоматика на обходном выключателе (ОВ)

9.12.1 На ОВ должен быть предусмотрен комплект ступенчатых защит (дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности) и АПВ для переводимых на ОВ присоединений, аналогичный комплекту, используемому в нормальном режиме эксплуатации присоединения, а также УРОВ ОВ.

Необходимо использовать возможности микропроцессорных устройств РЗА ОВ по изменению групп уставок.

9.13 Релейная защита и автоматика на шиносоединительном (ШСВ) и секционном (СВ) выключателях 110 кВ и выше

9.13.1 На ШСВ и СВ должна быть предусмотрена ступенчатая защита от междуфазных и от однофазных.

9.13.2 На ШСВ (СВ) должно быть предусмотрено однократное АПВ.

9.14 Защита и автоматика РУ 6 - 35 кВ

9.14.1 На вводных выключателях необходимо предусматривать:

- максимальную токовую защиту с комбинированным пуском по напряжению;
- дуговую защиту;
- защиту минимального напряжения;
- УРОВ.

9.14.2 На секционном выключателе необходимо предусматривать:

- максимальную токовую защиту;
- дуговую защиту;
- автоматическое включение резерва (АВР).

9.14.3 На каждой секции шин должна быть предусмотрена:

- дуговая защита шин;
- логическая защита шин;
- сигнализация замыканий на землю.

9.14.4 На отходящих линиях необходимо предусматривать:

- максимальную токовую защиту;
- токовую отсечку;
- защиту от перегрузки (на ТСН);
- защиту от замыканий на землю;
- дуговую защиту;
- АПВ (для воздушных линий);
- УРОВ.

9.14.5 Защита от дуговых замыканий должна выполняться с контролем тока.

9.14.6 На линиях, питающих внешних потребителей, должна предусматриваться селективная сигнализация при однофазных замыканиях на землю.

9.14.7 На ЛЭП 35 кВ при условии наличия на противоположном конце ЛЭП генерирующего оборудования или если не удовлетворяется требование селективности, возможна установка дистанционных защит от междуфазных коротких замыканий.

10 Противоаварийная автоматика

10.1 Разработка противоаварийной автоматики (ПА) в проекте новой или реконструируемой ПС должна выполняться на основе результатов расчётов устойчивости энергосистемы. Для этого должны быть выполнены расчёты статической и динамической устойчивости с учётом требований «Методических указаний по устойчивости энергосистем» [19]. На основании анализа результатов расчётов устойчивости должна быть разработана структурная схема комплекса ПА региона или скорректирована существующая структурная схема. В соответствии с новой структурной схемой комплекса ПА региона выполняется размещение требующихся устройств ПА на проектируемой (или реконструируемой) ПС и на других связанных с ней ПС.

При проектировании противоаварийной автоматики (ПА) должны учитываться требования «Руководящих указаний по противоаварийной автоматике энергосистем» [20] и «Общих требований к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России» (5). При этом целесообразно придерживаться существующей концепции иерархического построения ПА.

Новый комплекс ПА региона (в том числе заменяющий устаревший) должен либо вписываться либо должен допускать в последующем включение его в иерархическую структуру ПА единой энергосистемы России.

10.2 Для обеспечения требуемой готовности к срабатыванию всего комплекса ПА каналы передачи аварийной и доаварийной информации ПА (ВЧ каналы по проводам ЛЭП; ВОЛС по грозозащитным тросам ЛЭП и др.) должны выполняться дублированными. Причём каналы должны проходить по географически разным трассам. Проектирование каналов связи для ПА должно выполняться в соответствии с «Руководящими указаниями по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах» [21].

10.3 Устаревшая морально и физически аппаратура ПА, находящаяся в эксплуатации на подстанциях, должна заменяться технически более совершенной современной аппаратурой отечественного или зарубежного производства с сохранением или с изменением выполняемых ею функций в соответствии с разработанным проектом реконструкции и технического перевооружения ПА.

Применяемая новая аппаратура ПА должна иметь стандартные протоколы обмена информацией по ГОСТ и МЭК и должна отвечать требованиям по надёжности работы и требованиям по электромагнитной совместимости (36).

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

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

Моральное устаревание эксплуатируемой аппаратуры ПА определяется наличием новой аппаратуры ПА с более высокими техническими характеристиками (селективность, надёжность, диагностика исправности, удобство и простота обращения с ней, интеграция в АСУТП ПС), позволяющими обеспечить более высокую эффективность противоаварийного управления и снижение ущерба.

10.4 Потребность в реконструкции и техническом перевооружении ПА возникает не только при реконструкции и техническом перевооружении ПС, но и при таком изменении режимов работы электрических связей, при котором имеющихся функций ПА недостаточно для предотвращения нарушения устойчивости или предотвращения развития и ликвидации технологического нарушения. В этом случае расширение функций существующей ПА, а также увеличение объёмов и видов её управляющих воздействий, должно быть подтверждено расчетами устойчивости, выполненными с учётом требований «Методических указаний по устойчивости энергосистем».

10.5 В тех случаях, когда ПА является системной и затрагивает не только одну вновь проектируемую или реконструируемую ПС, но и несколько других подстанций и электростанций энергосистемы, на которых размещены отдельные устройства ПА, связанные с помощью резервированных каналов связи в один комплекс ПА (АПНУ) района противоаварийного управления, необходимо обеспечить стыковку новых устройств ПА новой ПС со старыми устройствами других подстанций.

Кроме устаревших устройств АПНУ, на подстанциях должны заменяться устаревшие и выработавшие ресурс отдельные устройства ПА, такие как АЛАР, АОПН, АОСН, АОПО, АОСЧ (АЧР и ЧАПВ), предназначенные для прекращения развития аварии в энергосистеме и ограничения отклонений частоты и напряжения. Замена этих местных устройств ПА новыми может предусматриваться отдельно от всего комплекса ПА (АПНУ) района энергосистемы при реконструкции и техническом перевооружении релейной защиты, системы управления, телемеханики и связи на каждой отдельной ПС.

10.6 Должны быть определены требования противоаварийной автоматики к главной схеме электрических соединений новой (или

реконструируемой) ПС и связанных с ней других действующих подстанций в части простоты и надёжности реализации возникших новых управляющих воздействий ПА, например таких, как деление системы, отключение только специально выделенной из общего объёма неответственной нагрузки потребителей и др. Эти требования должны быть согласованы с Генеральными проектировщиками этих подстанций.

10.7 Проект реконструкции и технического перевооружения ПА может выполняться как в составе проекта реконструкции и технического перевооружения отдельной ПС, так и по отдельному самостоятельному титулу.

Задание на проектирование реконструкции и технического перевооружения ПА района должно быть согласовано с Системным оператором и ОАО «ФСК ЕЭС».

10.8 При оценке объёмов реконструкции и технического перевооружения ПА должны учитываться все устройства ПА, размещённые на объектах электрической сети, принадлежащих разным хозяйствующим субъектам.

Реконструкция и техническое перевооружение этих устройств ПА, являющихся неотъемлемой частью системной противоаварийной автоматики, должна координироваться или должна вестись одновременно.

10.9 Разработка проекта реконструкции и технического перевооружения ПА в зависимости от сложности задачи должна выполняться в один или в два этапа. При двухстадийном проектировании выполняется проект и рабочая документация. При одностадийном проектировании выполняется рабочий проект, имеющий в своем составе утверждаемую часть и рабочую документацию. В составе проекта должны быть приведены требования к аппаратуре для тендерной документации. Разработка рабочей документации должна выполняться после проведения тендера.

10.10 В проекте должна быть выполнена разработка оптимального плана реконструкции и технического перевооружения устаревшего комплекса АПНУ региона, замена его технических средств новыми микропроцессорными средствами с новым программным обеспечением.

При этом следует рассматривать два варианта:

1) одноэтапная замена (с выводом из работы комплекса ПА) центрального устройства и периферийных устройств вместе с аппаратурой каналов связи;

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

- устройство автоматической дозировки управляющих воздействий ПА (АДВ) вместе с устройством автоматического запоминания дозировки управляющих воздействий ПА (АЗД); оно должно быть дублированным с целью поэтапной замены;
- устройство контроля мощности в предшествующем режиме (КПР);
- пусковые и исполнительные устройства ПА;

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

10.11 При сооружении 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 астрономическому времени с разрешающей способностью 1 мс;
- диагностика состояния;
- настройка параметров.

Для осуществления связи устройств ПА и устройств АСУТП требуется обеспечить сопряжение этих устройств.

11 Автоматизированное управление. АСУ ТП, диспетчерское управление

11.1 Проектирование средств и систем автоматизированного управления (в том числе АСУТП подстанций и систем оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления), выполняется в соответствии с главой 3.5 ПУЭ «Автоматизированное управление».

11.2 Работы по проектированию средств и систем автоматизированного управления для вновь создаваемых или реконструируемых ПС 35-750 кВ должны основываться на технических требованиях заказчика по организации на соответствующих ПС средств и систем автоматизации, в том числе:

- оперативно-диспетчерского и технологического управления в нормальных и аномальных (в том числе аварийных) режимах;
- эксплуатационного обслуживания оборудования ПС и участков прилегающих электрических сетей;
- устройств релейной защиты и электроавтоматики (РЗА), противоаварийного управления (ПА), контроля и учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ), автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности (АРН);
- систем мониторинга и диагностики первичного оборудования ПС;
- инженерных систем ПС (технологического и охранного видеонаблюдения, пожарной и охранной сигнализации, пожаротушения и т.д.);
- средств и систем информационного обмена с высшими уровнями иерархии управления подстанциями, а также сопряжения с внешними системами связи;
- систем оперативного постоянного тока (ЩПТ, аккумуляторная батарея), воздухоподготовки (для ПС с воздушными выключателями);
- локальных средств и систем автоматизации.

11.3 Проектирование средств и систем автоматизированного управления ПС должно осуществляться с учетом и взаимным согласованием основных технических решений, принимаемых при проектировании на ПС основного контролируемого и управляемого оборудования (трансформаторов, реакторов, коммутационных аппаратов и т.д.), а также средств и систем автоматизации.

11.4 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 средств автоматизации и управления на объектах, определенных для технического перевооружения и реконструкции, в том числе о структуре оперативного управления ПС, составе и функциях предполагаемых пунктов управления и контроля (автоматизированных рабочих мест);
- на анализе предложений по техническому перевооружению и реконструкции ПС и соответствующем определении состава и объема работ по обеспечению автоматизированного управления ПС;
- на определении и оценке целесообразности и объемов соответствующего ТПВ и РК оснащения диспетчерских пунктов (ДП) для обеспечения управления и взаимодействия с находящимися в их зоне действия подстанциями, подлежащими ТПВ и РК.

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

11.6 При проектировании средств и систем автоматизированного управления следует различать три группы ПС.

Основные особенности организации оперативного управления подстанциями каждой из групп в зависимости от статуса проектирования ПС и системы управления (новое строительство или комплексное техперевооружение и реконструкция - КТПР; частичная реконструкция ПС и/или создание (реконструкция) системы управления на существующей ПС) приведены в таблице 1.

Таблица 1

Организация оперативного управления подстанциями

Уровень ПС	Статус проектирования ПС и системы управления	Основные решения по организации оперативного управления ПС
ПС без постоянного дежурного оперативного персонала, работающие преимущественно на местные	Новое строительство или КТПР	Оперативное управление оборудованием ПС осуществляется с проектируемого пункта управления на ПС (см. п. 11.10).

Уровень ПС	Статус проектирования ПС и системы управления	Основные решения по организации оперативного управления ПС
электрические сети и заведомо слабо влияющие на режимы примыкающих сетей высшего напряжения; контроль и управление такими ПС осуществляется эпизодически, например, персоналом оперативно-выездных бригад (ОВБ) или путем организации «дежурства на дому»		Телеуправление КА ПС из удаленных центров не предусматривается. Объем функций контроля и управления определяется местными условиями и требованиями заказчика.
	Частичная реконструкция ПС и/или создание (реконструкция) системы управления на существующей ПС	Проектируется пункт оперативного управления оборудованием ПС с использованием существующих средств системы контроля и управления. Телеуправление КА ПС из удаленных центров не предусматривается. Объем функций контроля и управления определяется местными условиями и требованиями заказчика.
ПС, телеуправляемые с ДП или ОПУ другой подстанции. 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 коммутационные аппараты (КА) управляемой ПС.	Новое строительство или КТПР	Проектируется оперативное телеуправление выключателями главной схемы ПС из сетевого предприятия или ОПУ другой ПС (см. п. 11.11). Предусматривается также оперативное управление КА с места их установки. Рекомендуется также проектирование на ПС пунктов управления (в том числе мобильных). Объем функций контроля и управления определяется местными условиями и требованиями заказчика.
	Частичная реконструкция ПС и/или создание (реконструкция) системы управления на существующей ПС	Телеуправление выключателями ПС из сетевого предприятия или ОПУ другой ПС проектируется с использованием существующих или модернизируемых средств телемеханики. Объем функций контроля и управления определяется местными условиями и требованиями заказчика.
Системообразующие ПС, т.е. ПС (преимущественно 220 кВ и выше) с несколькими питающими напряжениями и сложной схемой первичных соединений, обеспечивающие передачу электроэнергии между замкнутыми питающими сетями (управление потоками обменной мощности) и	Новое строительство или КТПР	Управление оборудованием ПС осуществляется средствами АСУТП ПС (см. п. 11.12), в т.ч.: с АРМ ОП; из шкафа контроллеров управления присоединением; по месту. Обеспечивается возможность телеуправления КА из ЦУС МЭС, а также выключателями присоединений 110 кВ и выше – из ДП филиала ОАО «СО-ЕЭС». С АРМ ОП обеспечивается также

Уровень ПС	Статус проектирования ПС и системы управления	Основные решения по организации оперативного управления ПС
питание сетей низших напряжений (в основном, питающих сетей 110 кВ), а также узловые подстанции 110 кВ, питающие распределительные подстанции низших классов напряжения. Основным средством ведения режимов и эксплуатационного обслуживания таких ПС является АСУТП; при этом объем реализуемых информационных и управляющих функций системы управления должен определяться с учетом влияния ПС на режимы примыкающих сетей и энергосистемы в целом.		управление переключающими устройствами и группами уставок МП РЗА и ПА, а с АРМ РЗА –уставками и конфигурацией терминалов.
	Частичная реконструкция ПС и/или создание (реконструкция) системы управления (АСУТП или ПТК ССПИ) на существующей ПС	При создании или реконструкции АСУТП (как правило, на ПС 330 кВ и выше) В составе АСУТП предусматриваются АРМ ОП (с управлением выключателями) и объединенное АРМ инженеров РЗА и АСУ. Управление выключателями обеспечивается также из шкафа контроллеров управления присоединением и по месту. Обеспечивается возможность телеуправления выключателями из ЦУС МЭС, а для присоединений 110 кВ и выше – также из ДП филиала ОАО «СО-ЕЭС».
		При создании или реконструкции ПТК ССПИ (на ПС 220 кВ) В составе ПТК ССПИ предусматривается единое АРМ дежурного ОП (с управлением выключателями) с функциями АРМ инженера-телемеханика. Обеспечивается возможность телеуправления выключателями из ЦУС МЭС, а для присоединений 110 кВ и выше – также из ДП филиала ОАО «СО-ЕЭС».

11.7 Проектирование средств управления коммутационными аппаратами и другими управляемыми элементами ПС.

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

- коммутационные аппараты - КА (выключатели, разъединители, заземляющие ножи, устройства РПН трансформаторов и автотрансформаторов и др.);

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

11.7.2 Оперативное управление КА и другими управляемыми элементами ПС должно осуществляться со специально оборудованного

рабочего места, на которое выводится вся необходимая персоналу информация и с которого производится формирование и выдача оперативных команд в схему управления КА. При этом должна предусматриваться возможность оперативного управления КА и другими управляемыми элементами ПС непосредственно с места установки органов управления - дистанционное или ручное в зависимости от типа привода.

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

11.8 Используемые для автоматизированного управления ПС технические и программно-технические средства - ПТС и их комплексы - ПТК должны удовлетворять требованиям ПУЭ и действующих нормативно-технических документов отрасли (в том числе, к надежности, электропитанию, электромагнитной совместимости технических средств управления, к программным средствам, используемым для управления ПС).

11.9 Определение минимально допустимых объемов информации, передаваемой на ДП с целью обеспечения диспетчерского управления должно выполняться в соответствии с действующими «Руководящими указаниями по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах» (21).

11.10 Проектирование систем управления ПС без постоянного дежурного оперативного персонала (по п. 11.6.1).

11.10.1 С целью обеспечения автоматизированного управления такими ПС персоналом ОВБ или «дежурным на дому» должна предусматриваться возможность организации на ПС специального пункта управления (в том числе, и мобильного) - особенно на ПС с достаточно большим числом присоединений, - с которого при необходимости могут осуществляться операции дистанционного управления в объеме, определяемом технологическими особенностями ПС и ее влиянием на режимы прилегающих сетей.

Должна предусматриваться также возможность перевода ПС в перспективе на режим телеуправления с соответствующего ДП (или автоматического управления).

11.10.2 На ПС данной группы, не оборудованных ОПУ, управление осуществляется с помощью командных элементов, устанавливаемых в шкафу управления выключателя, куда выводится вся необходимая для управления информация.

11.10.3 На ПС данной группы, оборудованных ОПУ, управление выключателями сетевого уровня (35 кВ и выше), выключателями вводов и секционными выключателями напряжения 6-10 кВ должно осуществляться дистанционно из ОПУ. При ТПВ и РК проектом должна предусматриваться

возможность дистанционного управления (с ОПУ) также выключателями отходящих присоединений напряжения 6-10 кВ.

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

- оперативное управление КА и другими управляемыми элементами ПС с места их установки - автоматизированное или неавтоматизированное (ручное) в зависимости от типа привода;

- 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 подстанций - на оперативный пункт управления предприятия электрических сетей.

11.11 Проектирование систем управления ПС, телеуправляемых с ДП или ОПУ другой подстанции (по п. 11.6.2).

11.11.1 Для управления ПС, оборудование которых находится в оперативном управлении персонала сетевого предприятия (в отдельных случаях - энергосистемы) или оперативного персонала 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 подстанции:

- 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, ПА, 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.

11.11.2 Для приема телеинформации, а также для передачи сигналов (команд) телеуправления КА должны предусматриваться технические средства системы сбора, обработки и передачи данных (проектирование которых должно выполняться в соответствии также с главой 3.7 «Телемеханика» ПУЭ).

11.11.3 На ПС данной группы должны устанавливаться технические средства, обеспечивающие возможность выполнения функций оперативного

управления КА и другими управляемыми элементами с места их установки (с выдачей на место управления информации, необходимой для контроля режима и проведения переключений).

Рекомендуется также проектирование специальных пунктов управления (в том числе и мобильных), на которые выводится вся необходимая для оперативных переключений информация, для обеспечения эффективности и безопасности работы персонала ОВБ.

11.11.4 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.

11.12 Проектирование АСУ ТП системообразующих подстанций (по п. 11.6.3).

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

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

11.12.1.2 В состав «базовых» функций системы управления рекомендуется включать следующие функции (задачи):

- сбор и обработка текущей информации от оборудования ПС;
- контроль текущих значений параметров режима сети;
- контроль текущего состояния основного оборудования, в том числе контроль исправности цепей управления и блокировки коммутационных аппаратов;
- аварийная и предупредительная сигнализация;
- отображение текущего состояния оборудования ПС и параметров режима;
- дистанционное управление КА и другими управляемыми элементами главной электрической схемы ПС (в том числе, оперативными элементами вторичных схем, установочными элементами автоматических устройств и др.);
- регистрация (и архивирование) событий и параметров, необходимых для оперативного и ретроспективного анализа работы оборудования, персонала и средств автоматизации, в том числе:
- регистрация состояний оборудования и событий, в том числе аварийных ситуаций;
- осциллографирование аварийных процессов;
- регистрация значений параметров режима ПС и их отклонений за допустимые пределы;

- регистрация фактов неправильного функционирования - в том числе неисправности - технических средств управления (при наличии необходимых средств обнаружения);

- регистрация действий персонала;

- обмен информацией с другими уровнями иерархии управления функционированием и эксплуатацией электрических сетей;

- обеспечение информационной взаимосвязи с автономными системами и средствами автоматизации на ПС и смежными системами управления.

11.12.2 Основные нормы реализации отдельных функций (задач) АСУ ТП подстанции.

11.12.2.1 Сбор и обработка информации.

В общем случае должны быть предусмотрены ПТС для реализации первичной обработки аналоговой информации, включающей, как правило, масштабирование, фильтрацию, контроль и обеспечение достоверности информации.

При вводе аналоговых сигналов в соответствующие ПТС допускается использование определенной зоны нечувствительности, величина которой должна выбираться таким образом, чтобы не нарушалась технологическая логика решения всех функциональных задач АСУ ТП ПС.

Должна проверяться достоверность дискретной информации о состоянии КА (в том числе, несоответствие поданной команде управления). Для этого с каждого коммутационного аппарата должны вводиться дискретные сигналы, соответствующие его включенному и отключенному положению (для КА, положение которых отображается на мнемосхеме или участвующих в работе противоаварийной автоматики, это условие является обязательным).

11.12.2.2 Контроль и сигнализация текущего состояния и режима основного оборудования. Представление главных схем электрических соединений ПС

В качестве основного средства организации контроля и сигнализации текущего состояния и режима оборудования ПС должны использоваться мнемосхемы, которые представляются оперативному персоналу в виде схем электрических соединений с отображением положения КА и других управляемых элементов ПС в динамике, а также - при необходимости - текущих значений режимных параметров.

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

Динамическая аналоговая информация на мнемосхемах должна обновляться с периодичностью, достаточной для решения задач оперативного управления; при этом допускается вводить зону нечувствительности (при условии исключения возможности потери информации обо всех контролируемых и сигнализируемых событиях).

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

11.12.2.3 Дистанционное управление КА и другими управляемыми элементами главной электрической схемы ПС.

Основные требования к проектированию средств автоматизации ПС, осуществляющих формирование и реализацию команд дистанционного управления, изложены выше, в п. 11.7.

На новых и комплексно реконструируемых ПС перечень КА и других элементов главной электрической схемы ПС, управляемых средствами АСУ ТП, включает все наблюдаемые системой КА. На действующих или частично реконструируемых ПС - с учетом выявляемой путем обследования ПС технической возможности.

В АСУ ТП ПС основными средствами управления являются средства автоматизированного рабочего места (АРМ) оперативного персонала, с помощью которых осуществляется формирование и выдача оперативных команд на схему управления (или непосредственно на электропривод) КА.

Время выдачи команды управления на исполнительный орган, как правило, должно быть не более 1-2 секунд. Время выдачи команды - это время от момента инициализации команды с АРМ до получения обратного сообщения о передаче ее на исполнительный орган. Указанное время должно быть гарантировано при всех режимах работы системы.

Все действия оперативного персонала по управлению подстанцией с АРМ или по месту должны фиксироваться в архиве АСУ ТП.

11.12.2.4 Регистрация событий.

Как правило, должны регистрироваться следующие события: реализация команд управления персоналом или устройствами блокировки и автоматического управления (но не автоматического регулирования); изменение положения КА, автоматов и ключей вторичных цепей; выход параметров за установленные допустимые пределы; появление, квитирование и прекращение аварийной и предупредительной сигнализации; запуск и срабатывание устройств РЗА и ПА; отказы 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 процессов и позволять однозначно распознавать при анализе последовательность событий, в частности, два последовательных переключения КА наивысшего быстродействия. Система регистрации должна обеспечивать персоналу возможность дальнейшего анализа событий, а также отображения и архивирования результатов анализа.

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

11.12.2.5 Регистрация аварийных событий и процессов - РАС (в том числе осциллографирование).

По функциональным возможностям и техническим характеристикам подсистема РАС должна удовлетворять требованиям ПУЭ 7-ой редакции.

Регистрация аварийных процессов и событий в общем случае должны выполняться как микропроцессорными (МП) устройствами РЗА и ПА (при их наличии на ПС), так и средствами АСУ ТП (при отсутствии МП устройств РЗА и ПА либо несоответствии их параметров установленным требованиям).

В общем случае регистрации (осциллографированию) подлежат электромагнитные переходные процессы, связанные с короткими замыканиями и работой устройств РЗА (токи, напряжения, дискретные сигналы о работе РЗА, состояние выключателей, параметры системы ОПТ). Должны также регистрироваться параметры электромагнитных процессов, вызванные нарушениями в работе сетей 110 кВ и выше и сопровождающиеся работой устройств ПА (АОПН, АЛАР, АЧР и т.д.), если эти устройства не имеют собственных регистраторов аварийных процессов.

Должна быть предусмотрена возможность автоматической передачи результатов регистрации на верхний уровень АСУ ТП для дальнейшего архивирования и ретроспективного анализа, а также отображения данных на автоматизированных рабочих местах (АРМ) оперативного персонала и инженера-релейщика.

Технические средства, используемые для регистрации аварийных процессов (осциллографирования), должны удовлетворять требованиям главы «Измерения электрических величин» 7-го издания ПУЭ.

11.12.2.6 Архивирование информации.

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

Данные архива должны сохраняться по установленному в системах диспетчерского и технологического управления регламенту (в том числе, по срокам хранения).

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

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

11.12.2.7 Организация взаимосвязи АСУ ТП ПС с высшими уровнями иерархии управления функционированием и эксплуатацией электрических сетей.

Средствами АСУ ТП должна обеспечиваться подготовка телеметрической информации (оперативной информации, телеинформации), используемой высшими уровнями оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления, и передача подготовленной информации соответствующим абонентам (в общем случае в: РДУ, ОДУ, ЦУС ФСК, ЦУС РСК). Для такой передачи в АСУ ТП ПС должна формироваться информация о текущем режиме, состоянии схемы соединений, аварийная и предупредительная сигнализация.

Объемы и требования к передаче телеинформации, определяются следующими документами:

- «Положение об информационном взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» в сфере обмена технологической информацией»;
- приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 11.02.2008 № 57 «Об организации взаимодействия ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России» при создании или модернизации систем технологического управления в ЕЭС России, выполняемых в ходе нового строительства, технического перевооружения, реконструкции объектов электроэнергетики» (приложение 1. «Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России»);
- Требования к информационному обмену технологической информацией с автоматизированной системой Системного оператора» (приложение 2 к «Регламенту допуска субъектов оптового рынка электроэнергии к торговой системе оптового рынка электроэнергии»).

С целью повышения эффективности эксплуатации ПС в АСУ ТП должна осуществляться подготовка и передача различной неоперативной технологической информации (включая данные от МП терминалов РЗА и ПА, подсистем РАС, ОМП, мониторинга состояния оборудования и др.) в соответствующий ЦУС (или предприятие электрической сети).

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

11.12.2.8 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 конфигурации ПС.

11.12.2.9 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 систем автоматического управления (САУ), - как локальных (например, управления охлаждением трансформатора, пожаротушения и др.), так и общесистемных (например, противоаварийной автоматики - ПА, регулирования напряжения и реактивной мощности - АРН и др.). С этой целью в АСУТП ПС в общем случае 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 оперативного дистанционного управления (если это целесообразно и технически осуществимо).

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

11.12.2.10 Проектирование подсистем контроля (мониторинга и диагностики) состояния основного оборудования ПС.

Под контролем (мониторингом и диагностикой) состояния основного оборудования ПС, в общем случае, понимается обеспечение возможности оперативного контроля и ретроспективного анализа основных параметров, характеризующих состояние силового электрооборудования.

Цели и назначение контроля состояния силового электрооборудования:

- 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 подстанции контроль состояния электрооборудования должен быть организован для следующих видов основного оборудования (в общем случае):

- маслонаполненное трансформаторное оборудование;
- выключатели;
- оборудование постоянного тока (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 соответствующие АРМ:

- АРМ службы эксплуатации основного оборудования и начальника ПС;

- АРМ оперативного персонала - 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 удаленных центров управления сетями (МЭС, ПМЭС), а при необходимости - пересылки данных.

Реализация в составе АСУ ТП функций контроля состояния силового оборудования (прежде всего трансформаторного оборудования) предусматривается с организацией специальной подсистемы, (оснащенной соответствующими датчиками, УСО, средствами коммуникаций и другими программно-техническими средствами), средства которой интегрируются в АСУ ТП в соответствии с требованиями п. 11.12.2.11;

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) должны удовлетворять требованиям документа СТО 56947007-29.200.10.ххх-2008 «Системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Общие технические требования» (приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.04.2008 № 140).

11.12.3 Проектирование взаимодействия оперативного персонала ПС с ПТК АСУ ТП.

Взаимодействие персонала с ПТК АСУ ТП строится на основе выбора конкретных управляемых и контролируемых элементов на мнемосхеме. В данном случае под управляемым элементом понимается элемент первичной или вторичной схемы, состояние которого изменяется в результате выполнения команды, подаваемой оперативным персоналом, а под контролируемым - элемент оборудования, применительно к которому осуществляется контроль состояния и/или режимных параметров.

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

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

- выбор управляемого элемента;

- получение подтверждения правильности выбора и возможности проведения операции с данным элементом;

- выдача команды управления;

- получение подтверждения исполнения команды.

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

11.12.4 При проектировании АСУ ТП ПС рекомендуется организовать следующие пункты управления с рабочими местами (или АРМ - при реализации АСУ ТП ПС на базе средств вычислительной техники):

- центральный пункт управления - ЦПУ ПС, на котором размещается постоянный дежурный персонал ПС и с которого осуществляется оперативное управление и связь с верхним уровнем диспетчерского управления энергосистемы и с соответствующим ЦУС (или предприятием электрических сетей). ЦПУ предназначен для управления ПС в целом во всех режимах функционирования. С этой целью ЦПУ должен быть оснащен средствами оперативного управления элементами главной схемы и вспомогательным оборудованием ПС;

- АРМ инженера-релейщика, на котором осуществляется анализ аварийных ситуаций, контроль работы устройств РЗА, управление их уставками в соответствии с действующими инструкциями.

Рекомендуется организация специального рабочего места (или АРМ) системного инженера, ответственного за обслуживание комплекса технических и программных средств системы управления.

Допускается реализация всех АРМ на подстанции, кроме АРМ оперативного персонала, в виде объединенного «инженерного» АРМ.

Допускается также организация одного рабочего места (АРМ) системного инженера, обслуживающего технические и программные средства систем управления нескольких подстанций.

11.12.5 При проектировании АСУ ТП ПС на базе микропроцессорных устройств должны быть предусмотрены средства синхронизации отдельных устройств с сигналами точного астрономического времени. Точность синхронизации, а также точность привязки меток времени событий, фиксируемых в устройствах нижнего уровня системы, к астрономическому времени должны быть достаточными для решения задач, связанных с регистрацией и анализом быстропротекающих процессов.

11.12.6 На дежурный оперативный персонал ПС может быть возложено и выполнение функций оперативного управления несколькими подстанциями, входящими в концентрированный узел («куст») сетевых объектов энергосистемы. В этом случае на ЦПУ ПС организуется специальное рабочее место (АРМ) оперативного персонала, оборудованное средствами контроля и телеуправления удаленными объектами по каналам связи и передачи данных.

11.12.7 Для вновь сооружаемой ПС, при ТПВ и РК подстанции АСУ ТП проектируется, как правило, без дублирования традиционными средствами контроля и управления и является основной системой, без которой функционирование ПС не предусматривается.

11.12.8 При поэтапном ТПВ и РК ПС верхний уровень АСУ ТП (серверы, сетевое оборудование, АРМ и т.п.) должен проектироваться с учетом перспективного развития ПС, т.е. ввод в работу дополнительных средств автоматизации должен осуществляться с минимальными изменениями программного и аппаратного обеспечения уже введенной в работу АСУ ТП ПС.

11.12.9 При проектировании АСУ ТП ПС необходимо учитывать также ее роль как источника полной, своевременной и достоверной информации о режимах и состоянии оборудования ПС и прилегающих участков электрических сетей для автоматизированных систем (АС) всех уровней управления в электроэнергетике.

11.12.9.1 В указанном смысле АСУ ТП ПС должна быть подсистемой нижнего уровня для иерархических АС:

Системного оператора - подсистем диспетчерского управления режимами электрических сетей и энергосистем подразделений СО (РДУ, ОДУ), в чьем диспетчерском управлении (ведении) находится оборудование данной ПС;

Сетевой компании - подсистем оперативно-технологического управления электрическими сетями подразделений, в чьем оперативном управлении (ведении) находится оборудование данной ПС.

11.12.9.2 С другой стороны, АСУ ТП должна быть источником информации для систем производственно-технологического и организационно-экономического управления той корпорации, которой принадлежит ПС, в том числе подсистем управления процессами эксплуатации, ремонта и развития электрических сетей.

11.12.10 При проектировании АСУ ТП целесообразно стремиться к минимизации номенклатуры применяемых МП контроллеров и их выбору с максимально возможным составом функций (например, IED контроллеров присоединения).

11.13 В случае принятия заказчиком решения об отказе от постоянного дежурства на создаваемой или реконструируемой ПС оперативного персонала и об организации оперативного телеуправления ПС с соответствующего ДП проектом системы управления, должно предусматриваться выполнение практически всех базовых функций АСУ ТП ПС, перечисленных в п. 11.12.1. В этом случае на ПС целесообразно организовывать централизованные и/или локальные АРМ (в том числе, мобильные) для персонала ОВБ, существенно повышающие эффективность и безопасность работ по обслуживанию и развитию оборудования ПС.

11.14 Локальные вычислительные сети на ПС, через которые осуществляется информационный обмен между компонентами системы, в том числе обмен данными с интегрируемыми микропроцессорными устройствами РЗА, ПА и др., должны быть изолированы - по построению - от сетей общего пользования, например, имеющих выход на ИНТЕРНЕТ.

12 Средства связи

12.1 Комплекс средств связи подстанции предназначен для взаимодействия штатного персонала подстанции, в том числе предоставления ему выхода на абонентов сети общего пользования РФ, обеспечения взаимодействия персонала подстанции с персоналом центров управления и ремонтно-эксплуатационного обслуживания, а также для обеспечения возможности информационного обмена в рамках работы систем автоматического и автоматизированного управления энергосистем.

Комплекс средств связи подстанции должен иметь в своем составе:

- Оборудование внешней связи подстанции (проводной, беспроводной связи, ВЧ связи по линиям электропередачи) с объектами электроэнергетики, которым требуется взаимодействие и информационный обмен с данной подстанцией в технологическом процессе и процессе эксплуатации, а также для диспетчерского, технологического и противоаварийного управления, включая средства связи для передачи сигналов релейной защиты.

Внешняя связь подстанции с объектами электроэнергетики организуется с использованием ресурсов Единой технологической сети связи электроэнергетики:

- оборудование систем внутренней связи (видео, компьютерной, телефонной, беспроводной (УКВ и радиодоступ) и громкоговорящей связи).

- оборудование системы электропитания.

12.2 Требуемый объем средств передачи информации определяется согласно действующим «Руководящим указаниям по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах», и с учетом обеспечения энергетических объектов необходимыми средствами связи для решения задач диспетчерского, технологического, административно-хозяйственного управления, системной автоматики и релейной защиты, а также ремонтно-эксплуатационного обслуживания.

12.3 При реконструкции и техническом перевооружении должна предусматриваться модернизация средств внешней связи подстанции, организованной по кабельным, радиорелейным линиям связи, ВЧ каналам по ВЛ, УКВ радиосвязи и спутниковой связи, с заменой оборудования и, при необходимости, устройств гарантированного электропитания не только на данной подстанции, но и комплексная замена оборудования на всей протяженности линий связи. На основании этого должен учитываться полный объем работ на сети внешней связи подстанции.

12.4 Комплекс средств внешней и внутренней связи подстанции следует предусматривать, руководствуясь утвержденными перспективными планами развития автоматизированных и автоматических систем управления и систем связи подстанций, а также Генеральной схемой развития Единой технологической сети связи электроэнергетики (ЕТССЭ).

12.5 Подстанции, на которых согласно Генеральной схеме развития ЕТССЭ должны организовываться сетевые узлы связи, включая центры автоматической коммутации, оснащаются также оборудованием, соответствующим статусу данного узла связи в Генеральной схеме. Кроме стандартного набора оборудования, обеспечивающего функционирование корпоративных и технологических сетей, на узле связи может устанавливаться ряд дополнительного оборудования, такого как: компоненты систем управления, серверы приложений, баз данных.

12.6 Оборудование комплекса связи должно размещаться в помещении. На подстанциях, не имеющих помещений, оборудование связи должно размещаться в специальном контейнере.

В помещении оборудование должно размещаться в соответствии с действующими ВНТП 112 и НТП РД45.120-2000 Минсвязи России, в которых также отражены технологические требования к помещениям и требования к внутристанционной проводке, заземлениям и защите.

Электроснабжение выделенного узла связи должно осуществляться в соответствии с нормативными требованиями и удовлетворять требованиям соответствующих стандартов (48; 49).

12.7 При реконструкции и техническом перевооружении средств связи подстанции должна предусматриваться модернизация оборудования с заменой аналоговой коммутационной и каналообразующей аппаратуры для внешней связи подстанции на цифровую поэтапно, с учетом экономической целесообразности.

12.8 Должно применяться отечественное и импортное оборудование, аттестованное для использования на электросетевых объектах, имеющее сертификат Министерства информационных технологий и связи РФ.

12.9 Схема организации внешней связи подстанции должна выполняться с учетом необходимых направлений передачи информации, требуемого количества каналов связи, требований по условиям передачи данного вида информации (скорость, время, надежность и т. п.), включая установленные требования в отношении передачи информации для системного оператора и АИИС КУЭ.

12.10 На существующих кабельных линиях связи с симметричными высокочастотными или коаксиальными кабелями, уплотненными аналоговыми системами передачи, при хорошем состоянии кабеля должна предусматриваться замена систем передачи на цифровые, с реконструкцией линейного тракта, включающей соответствующую расстановку регенерационных пунктов.

12.11 При невозможности обеспечения требуемых характеристик кабеля должна производиться его замена на волоконно-оптический кабель с цифровой системой передачи либо при соответствующих обоснованиях на цифровую РРЛ или цифровую систему радиодоступа.

12.12 Если существующий кабель связи использовался также для передачи сигналов РЗА, то при необходимости его замены учитываются требования РЗА.

12.13 Реконструкции подлежат соединительные и абонентские линии связи между подстанцией и внешними АТС в случае замены УАТС на цифровую, в объеме необходимом для этих изменений.

12.14 Оптические кабели на участках между подстанциями следует прокладывать по воздушным линиям электропередачи согласно действующим «Правилам проектирования, строительства и эксплуатации волоконно-оптических линий связи на воздушных линиях электропередачи» для соответствующего класса напряжения.

12.15 При организации внешней связи подстанции с использованием ВОЛС-ВЛ, прокладку оптического кабеля по территории подстанции и ввод в узел связи следует проектировать в соответствии с «Правилами проектирования, строительства и эксплуатации волоконно-оптических линий связи по воздушным линиям электропередачи…».

12.16 Оборудование комплекса средств связи на ПС с ОПУ рекомендуется размещать следующим образом:

12.16.1 Аппаратура связи: каналообразующая аппаратура ВЧ связи по ВЛ, аппаратура уплотнения кабельных, волоконно-оптических и радиорелейных линий, УКВ и КВ радиостанций, абонентских терминалов спутниковой связи, аппаратура для передачи данных, УАТС, в случае ее применения, а также устройства электропитания аппаратуры связи, в том числе щиты и распределительные панели - в помещениях аппаратуры связи. Антенные устройства должны быть размещены в точках с наименьшим уровнем помех от электроустановок, при этом должно отсутствовать затенение излучения в направлении связи.

12.16.2 Абонентские устройства связи: диспетчерский коммутатор, пульт управления радиостанции, радиотрансляционный узел - в помещении щита управления.

12.16.3 Специализированная аппаратура ВЧ связи по ВЛ для РЗА и ПА - в помещениях совместно с соответствующими устройствами РЗА и ПА.

12.16.4 Устройства системы электропитания: выпрямители, преобразователи, герметичные аккумуляторы (в специальных шкафах) - в аппаратной связи, негерметичные аккумуляторы в специальном помещении.

12.17 Оборудование средств связи на ПС без ОПУ должно размещаться в специальных контейнерах.

12.18 На узловых и транзитных подстанциях 220 кВ и выше, на которых предусматривается организация узлов СДТУ энергосистем, при соответствующем обосновании, допускается размещение оборудования средств связи в отдельно стоящем здании узла связи.

12.19 Помещения узла связи и их компоновка должны соответствовать «Руководящим указаниям по проектированию диспетчерских пунктов и узлов СДТУ энергосистем» (27).

12.20 Электропитание оборудования комплекса средств связи подстанции, или узла связи должно осуществляться от системы гарантированного и бесперебойного электропитания ГОСТ 5237-83 и соответствовать в отношении надежности энергоснабжения - первой категории.

12.20.1 Емкость аккумуляторных батарей, используемых для гарантированного и бесперебойного электроснабжения оборудования комплекса средств связи подстанции, должна обеспечивать питание нагрузки в течение 6 часов.

На подстанциях 220 кВ и выше, на которых предусмотрены крупные узлы СДТУ энергосистем, для резервного электропитания средств передачи информации при соответствующем обосновании применяются автоматизированные дизель-электрические станции.

Классификация средств связи по категориям электропитания определяется согласно «Руководящим указаниям по проектированию электропитания технических средств диспетчерского и технологического управления», № 11619тм-т1, Энергосетьпроект, 1987. (22).

12.21 ПС с постоянным дежурством оперативного персонала и ПС с ОПУ, обслуживаемые ОВБ, должны радиофицироваться от местного радиотрансляционного узла Министерства информационных технологий и связи Российской Федерации или другого ведомства. Радиофикации подлежат производственные помещения ПС.

12.22 На ПС 110 кВ и выше, где располагаются диспетчерские пункты, для записи диспетчерских переговоров должна предусматриваться установка звукозаписывающих устройств.

12.23 На ПС с постоянным дежурством оперативного персонала для нужд технологического, эксплуатационного и ремонтного обслуживания в пределах территории ПС должна быть предусмотрена установка телефонных аппаратов, включенных в УАТС или диспетчерские коммутаторы ПС, в следующих местах:

12.23.1 В производственных помещениях ОПУ и зданий вспомогательного назначения.

12.23.2 В ЗРУ.

12.23.3 В проходной ПС.

12.23.4 На территории ПС радиотелефоны системы DECT.

Количество телефонных аппаратов и конкретные места их установки определяются местными условиями.

При проектировании УАТС на подстанции должны учитываться утвержденные «Типовые технические требования к цифровым телефонным станциям ЕТССЭ с реализацией новых технологий мультисервисных сетей».

12.24 На всех ПС 110 кВ и выше с постоянным дежурством оперативного персонала должна предусматриваться связь оповещения с установкой на территории ОРУ и ЗРУ и проходной ПС громкоговорителей, включенных в радиотрансляционную и радиопоисковую сеть подстанции.

12.25 Устройства и аппаратура связи, устанавливаемые на ПС, подлежат защите от опасных напряжений и токов на ПС.

Комплекс средств связи, или узлы связи, подстанций необходимо укомплектовывать специальным оборудованием и контрольно-измерительными приборами в составе и объеме, необходимом для эксплуатации и обслуживания устройств и аппаратуры связи.

13 Компоновка и конструктивная часть

13.1 ПС 35-750 кВ проектируются, как правило, открытого типа.

13.1.1 ПС 35, 110 кВ должны, преимущественно, проектироваться комплектными, заводского изготовления. РУ 6 и 10 кВ для комплектных трансформаторных ПС выполняются в виде КРУН наружной установки или КРУ, устанавливаемых в закрытом помещении. Применение некомплектных подстанций обосновывается проектом.

13.1.2 Сооружение закрытых ПС напряжением 35-220 кВ следует предусматривать в случаях:

- расположения ПС глубокого ввода с трансформаторами 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.

13.2 РУ 6 и 10 кВ закрытого типа применяются:

- в районах, где по климатическим условиям, условиям загрязнения атмосферы или наличия снежных заносов и пыльных уносов, невозможно применение КРУН;
- при числе шкафов более 15;
- на ПС напряжением 330-750 кВ;
- при наличии технико-экономического обоснования.

13.2.1 В ЗРУ 6 и 10 кВ рекомендуется устанавливать шкафы КРУ заводского изготовления. Для ремонта КРУ и хранения выкатных тележек в ЗРУ должно предусматриваться специальное место.

13.2.2 В закрытых РУ 6, 10 кВ рекомендуется располагать оборудование секций в отдельных, изолированных друг от друга помещениях, с установкой, при соответствующем обосновании, двух последовательно включенных секционных выключателей в разных помещениях.

13.3 На ПС 35-330 кВ с упрощенными схемами на стороне ВН с минимальным количеством аппаратуры, размещаемых в районах с загрязненной атмосферой, рекомендуется открытая установка оборудования ВН и трансформаторов с усиленной внешней изоляцией. Закрытая установка допускается при технико-экономическом обосновании.

13.4 Уровень изоляции оборудования ОРУ и ошиновки выбирается в соответствии с требованиями главы 1.9 ПУЭ-7 и с учетом степеней загрязнения по ГОСТ 9920.

13.5 ЗРУ 35-220 кВ применяются в районах:

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

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

13.7 Закрытая установка трансформаторов 35-220 кВ применяется:

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

13.8 В ЗРУ 35-220 кВ и в закрытых камерах трансформаторов должны предусматриваться стационарные грузоподъемные устройства или возможность применения грузоподъемных устройств (самоходных, передвижных, инвентарных) для механизации ремонта и технического обслуживания оборудования.

13.9 В камерах силовых трансформаторов для обеспечения возможности наблюдения за уровнем масла в трансформаторах и давлением масла во вводах должны предусматриваться смотровые площадки.

13.10 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.

13.11 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, как в действующей.

Отдельностоящие измерительные трансформаторы тока устанавливаются лишь в тех случаях, когда использование встроенных трансформаторов тока не обеспечивает требуемых условий релейной защиты, системы учета электроэнергии и питания измерительных приборов, а также в случаях применения колонковых выключателей.

13.12 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.

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

13.14 Жесткая ошиновка на стороне 6 и 10 кВ трансформаторов (реакторов) допускается только на коротких участках в случаях, когда применение гибких токопроводов усложняет конструкцию.

13.15 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 гл. 4.2 ПУЭ 7-го издания.

13.16 Все ответвления от проводов и шин, а также присоединения их к аппаратным зажимам должны производиться опрессовкой, в том числе методом взрыва, или сваркой.

Болтовые соединения допускаются только на ответвлениях к разрядникам, конденсаторам связи и трансформаторам напряжения.

13.17 На ПС 35 кВ и выше для подвески гибкой ошиновки должны, как правило, применяться стеклянные и полимерные изоляторы.

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

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

13.20 На ПС с ОРУ, изоляция которых загрязняется водорастворимыми промышленными, морскими или солончаковыми уносами, следует предусматривать специальные стационарные или передвижные установки, обеспечивающие обмыв водой загрязненной изоляции под напряжением.

13.21 На новых и реконструируемых ПС, содержащих конденсаторные батареи с экологически безопасным жидким диэлектриком, необходимо предусматривать под конструкцией батареи асфальтированную площадку с направленным стоком с нее, с оборудованным приямком для возможности стекания в этот приямок жидкости из поврежденных конденсаторов и исключающей попадание ее в почву.

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

13.22 Закрытые подстанции и РУ с элегазовыми КРУ (КРУЭ).

13.22.1 Элегазовые комплектные распредустройства КРУЭ напряжением 110-750 кВ должны применяться в районах с высокой плотностью застройки, с суровыми климатическими условиями и в труднодоступных районах при соответствующем технико-экономическом обосновании.

13.22.2 Зал КРУЭ, по возможности, должен располагаться на нулевой отметке подстанции. Температура в зале должна поддерживаться в диапазоне от $+5^0$С до $+35^0$С.

13.22.3 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 иметь тамбур между воротами, открывающимися в зал КРУЭ, и внешними воротами.

13.22.4 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.

13.22.5 В зале КРУЭ должна быть предусмотрена кран-балка, перекрывающая всю площадь зала, в том числе и монтажный проем. Грузоподъемность кран-балки должна соответствовать транспортной единице элегазового оборудования с наибольшей массой, которое будет установлено в зале КРУЭ.

13.22.6 В зале КРУЭ должна быть выполнена приточная вентиляция и вытяжная вентиляция с забором воздуха из кабельных каналов.

13.22.7 Компоновка элегазового РУ должна быть, как правило, однолинейной, т.е. все три полюса одной ячейки должны располагаться рядом друг с другом.

13.22.8 Ширина прохода вдоль полюсов ячеек (достаточно со стороны фасада ячеек) для транспортировки газотехнологического оборудования должна быть не менее 3 метров для РУ 110 кВ и 4 метра - для РУ 220 кВ и выше. Для размещения высоковольтной испытательной установки и производства технологических работ на оборудовании в зале КРУЭ должна быть предусмотрена площадка. При этом, должна быть обеспечена возможность демонтажа и транспортировки КРУЭ.

Связь между силовыми трансформаторами и элегазовыми РУ должна осуществляться, как правило, кабелем.

13.23 В здании подстанции при обосновании предусматриваются вспомогательные помещения:

- для хранения элегаза (с вытяжной вентиляцией);
- для хранения запасных частей и приспособлений;
- для наладочного персонала (с естественным освещением).

13.24 Общеподстанционные пункты управления (ОПУ) должны предусматриваться на подстанциях:

- с постоянным дежурством персонала на щите управления;
- при необходимости размещения устройств релейной защиты, автоматики, АСУ и связи;
- оборудованных аккумуляторными батареями;
- имеющих ЗРУ 35 кВ и выше.

13.25 С целью снижения затрат на кабельные связи, ОПУ следует располагать, как правило, в центре РУ разных напряжений.

С этой же целью на крупных ПС рекомендуется сооружение на ОРУ зданий для размещения панелей релейной защиты и автоматики присоединений данного ОРУ.

13.26 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.

13.27 В районах, где температура воздуха в помещениях ОПУ, релейной защиты, а также в помещениях, где возможно длительное (более 4 часов) пребывание персонала, превышает 25°С, должно предусматриваться кондиционирование воздуха.

13.28 При использовании аппаратуры на микроэлектронной или микропроцессорной элементной базе помещения для ее размещений должны удовлетворять требованиям технических условий на применяемую аппаратуру.

13.29 Синхронные компенсаторы, как правило, должны устанавливаться на открытом воздухе.

13.30 Аккумуляторные батареи устанавливаются на стальных стеллажах в отдельном помещении.

При применении герметичных или полугерметичных аккумуляторных батарей с малым выделением водорода допускается, при соответствующем обосновании, отказ от принудительной приточно-вытяжной вентиляции помещений, в которых они устанавливаются.

13.31 Групповые токоограничивающие реакторы на 6 и 10 кВ могут применяться в исполнении для наружной установки.

13.32 Отопление зданий ПС осуществляется:

- на ПС 35-330 кВ и ПС 500 кВ без обслуживающего персонала с помощью электроприборов с автоматическим поддержанием необходимого по температуре режима работы. Теплоносители в электроприборах должны быть хладостойкими.

- на ПС 500-750 кВ с обслуживающим персоналом с помощью электрокотлов, либо путем присоединения к существующей тепловой сети. Указанное допустимо также для ПС 35-330 кВ с постоянным дежурным персоналом при наличии технико-экономического обоснования.

13.33 Здания ЗРУ допускается выполнять как отдельно стоящими, так и сблокированными со зданиями ОПУ, в том числе и по вертикали.

13.34 Строительную часть ОРУ всех напряжений рекомендуется проектировать с учетом ее сооружения в объеме расчетного периода.

13.35 Строительную часть под трансформаторы следует предусматривать с учетом возможности замены трансформаторов на следующую ступень по шкале мощности, при наличии соответствующих обоснований.

При проектировании фундаментов под трансформаторы на ПС без рельсовых путей перекатки, по согласованию с заводами-изготовителями трансформаторов, следует применять типовые проектные решения «Фундаменты для установки трансформаторов напряжением 35-500 кВ без кареток (катков) и рельс» (24).

13.36 При техническом перевооружении и реконструкции подстанций 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, имеющих лицензию на данный вид работ.

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.

Акт (протокол, отчет) обследования технического состояния строительных конструкций зданий и сооружений прикладывается к заданию на проектирование технического перевооружения или реконструкции подстанции и служит основанием для определения объемов работ при проектировании ТПВ и РК.

13.37 При проектировании строительной части ПС выбор материалов, конструирование и расчеты зданий и сооружений выполняются в соответствии с требованиями нормативно-технических документов (ГОСТы, СНиПы, технические условия, руководства и др.).

13.38 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 «холодного» 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 «холодного» цинкования является обязательным для ОРУ ПС 330 кВ и выше независимо от района их расположения и для ОРУ 35-220 кВ расположенных по побережьям морей в зоне до 5 км от берега и в районах с сильноагрессивной степенью воздействия среды.

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 СНиП 2.03.11-85.

Все конструкции должны быть доступны для наблюдения, окраски, а также не должны задерживать влагу и затруднять проветривание. Замкнутые профили должны быть герметизированы.

13.39 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.

14 Генеральный план и транспорт

14.1. Застройка территории (горизонтальная планировка)

14.1.1 Решение генерального плана ПС должно быть увязано со схемой разводки ВЛ всех напряжений, положением подъездной автомобильной (железной) дороги (46).

Размещение всех зданий, сооружений, автодорог и инженерных сетей должно обеспечивать перспективное расширение ПС.

При размещении ПС на площадках с грунтовыми условиями II типа по просадочности по СНиП 2.02.01-83* компоновку генерального плана выполнять с учетом водозащитных мероприятий для снижения вероятности замачивания грунтов в основании.

14.1.2 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 (%) не менее указанной по напряжениям:

кВ	35	110-220	330-750
%	80	75	68

Примечания:

1. Плотность застройки ПС определяется в процентах как отношение площади застройки к площади ПС в ограде.
2. 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.
3. Указанные процентные значения не распространяются на реконструируемые ПС.

14.1.3 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 трансформаторами.

14.1.4 При разработке генерального плана здания и сооружения ПС следует сгруппировать в две основные зоны:

- зону основных технологических зданий и сооружений (общеподстанционный пункт управления (ОПУ), здание релейного щита, здание ЗРУ, ОРУ, трансформаторные группы и компенсирующие устройства);
- зону вспомогательных зданий и сооружений (мастерская для ревизии трансформаторов, здание масляного хозяйства, открытый склад масла, гараж, склад, насосная 1 подъема, совмещенная с артезианской скважиной, резервуары противопожарного водоснабжения и другие).

14.1.5 Здания и сооружения вспомогательного назначения, не связанные технологически с РУ, а также ОПУ необходимо отделять от ОРУ ограждением, за исключением ПС типа КТПБ.

14.1.6 На ПС 500 кВ и выше и особо важных ПС 220-330 кВ по периметру внешнего ограждения с внутренней стороны ПС предусматривается незастраиваемая полоса земли шириной 5,0 метров для устройства охранных мероприятий.

14.1.7 Ограждение территории ПС следует выполнять в объеме, предусмотренном проектом на расчетный период.

Территория, предусмотренная для расширения ПС после расчетного периода, оговаривается проектом, оформляется при отводе площадки, как не подлежащая застройке и не ограждается. До расширения ПС эта территория может быть использована для сельско-хозяйственных нужд.

14.1.8 Свободная от застройки территория ПС должна озеленяться путем засева травами. Территория ОРУ должна засыпаться гравием или щебнем. Вне ОРУ допускается посадка кустарников и деревьев.

14.1.9 На территории ОРУ для обеспечения обходов дежурного персонала предусматривается устройство пешеходных дорожек простейшей конструкции.

Пешеходные дорожки сооружаются в соответствии с маршрутом обхода, разработанным для проектируемого ОРУ.

14.1.10 Ширину полосы отвода земли вокруг внешнего ограждения следует принимать не более 1,0 метра при отсутствии за пределами ограды инженерных сооружений (водоотводные канавы, откосы планировки и др.), а при наличии сооружений - с учетом их размещения.

14.1.11 При размещении ПС в лесных массивах предусматривается вырубка леса согласно требованиям ПУЭ.

14.2 Вертикальная планировка

14.2.1 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.

14.2.2 Основные здания и сооружения ПС, имеющие значительную протяженность, - открытые и закрытые РУ и общеподстанционный пункт управления, продольный путь перекатки трансформаторов, а также внутриплощадочные автодороги, используемые для доставки тяжеловесного оборудования, должны, как правило, располагаться своими продольными осями параллельно горизонталям естественного рельефа.

14.2.3 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.

14.2.4 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. 14.2.3, допускается увеличивать с соблюдением мероприятий, исключающих размыв поверхности. В исключительных случаях в особо трудных условиях горной и пересеченной местности, при условиях выполнения требований ПУЭ и техники безопасности работы механизмов, уклоны могут быть увеличены до 0,12.

14.2.5 Отвод атмосферных вод с площадки ПС должен, как правило, осуществляться поверхностным способом. Допустимость осуществления поверхностного отвода атмосферных вод с территории ПС обосновывается в разделе «Охрана окружающей среды», как для экологически чистого производства и согласовывается с заинтересованными организациями. Трансформаторы оборудуются системой аварийных маслосборников и маслостоков. Устройство дождеприемников допускается при наличии технико-экономического обоснования.

14.2.6 Рекомендуется, чтобы отметка пола первого этажа зданий была 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 0,05 м.

14.2.7 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).

14.3 Автомобильные дороги

14.3.1 Для ПС с трансформаторами 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 (трансформаторов, шунтирующих реакторов, СК) от разгрузочной площадки железнодорожной станции или причала водного транспорта до площадки ПС, в случае отсутствия

подъездного железнодорожного пути, должен быть разработан автодорожный маршрут.

14.3.2 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.

14.3.3 Подъездные автомобильные дороги относятся к 5-ой категории по СНиП 2.05.02-85* 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 г.п. 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 трансформаторов выполняется аналогично покрытию основных внутриплощадочных дорог.

14.3.4 Автомобильные дороги, являющиеся также и пожарными проездами с усовершенствованным облегченным покрытием должны быть предусмотрены, как правило, к следующим зданиям, сооружениям и установкам: к трансформаторам, шунтирующим реакторам, СК, к зданию маслохозяйства и емкостям масла, ОПУ, ЗРУ, вдоль рядов выключателей ОРУ напряжением 110 кВ и выше, вдоль батарей конденсаторов статических компенсаторов, к каждой фазе выключателей 330-750 кВ, компрессорной, складу хранения водорода и материальному складу, насосным резервуарам воды.

Ко всем остальным зданиям и сооружениям предусматриваются проезды с щебеночным (гравийным) или грунтощебеночным покрытием, обеспечивающим круглогодичный проезд автотранспорта.

14.3.5 Внутриплощадочные автодороги ПС напряжением 220 кВ и выше, должны проектироваться, как правило, по кольцевой системе.

14.3.6 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.

14.3.7 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 покрытие автомобильных дорог ПС, аналогичное существующему на дорогах, к которым осуществляется примыкание.

14.3.8 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.

14.3.9 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.

14.4 Железные дороги. Пути перекатки трансформаторов

14.4.1 Подъездные железнодорожные пути нормальной колеи к ПС 220-750 кВ предусматриваются в случае технической невозможности доставки тяжеловесных грузов (трансформаторов, шунтирующих реакторов, СК) трейлерами по автодорогам или при наличии технико-экономических обоснований.

14.4.2 Подъездной железнодорожный путь должен быть предусмотрен до трансформаторной башни, а при ее отсутствии - до места установки или разгрузки трансформаторов (шунтирующих реакторов). Трасса подъездного железнодорожного пути, как правило, должна совпадать на территории ПС с продольным путем перекатки трансформаторов.

14.4.3 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 организацией Министерства путей сообщения.

14.4.4 Примыкание подъездного железнодорожного пути допускается к станционным путям МПС и к путям промышленных предприятий.

14.4.5 Применение старогодних рельсов при строительстве подъездных железнодорожных путей и путей перекатки трансформаторов не допускается.

15 Вспомогательные сооружения (масляное, пневматическое и газовое хозяйство)

15.1 При проектировании масляного хозяйства ПС напряжением 35-750 кВ следует руководствоваться ПУЭ (7-е издание) и Руководящими указаниями по проектированию масляного хозяйства ПС, (63).

15.2 Для снабжения сжатым воздухом электрических аппаратов (воздушных выключателей, пневматических приводов к выключателям и разъединителям) РУ ПС должны предусматриваться стационарная компрессорная установка и воздухораспределительная сеть в соответствии с ПУЭ-7.

15.3 Компрессорная установка должна работать без постоянного дежурного персонала в автоматическом режиме и иметь сигнализацию о нарушении нормальной работы, выведенную на щит управления ПС, при отсутствии постоянного персонала на ОПУ сигнал неисправности передается на диспетчерский пункт ПЭС или РЭС.

15.4 В установках сжатого воздуха при любом количестве рабочих компрессоров должны быть предусмотрены два резервных, один из которых служит для замены рабочего компрессора, выведенного в планово-предупредительный или капитальный ремонт, а второй - для восполнения расхода воздуха при наладке выключателя, находящего в ремонте.

15.5 В соответствии с техническими условиями на воздушные выключатели в схеме компрессорной установки следует предусматривать блоки осушки воздуха, устанавливаемые в отдельном помещении, где исключен нагрев воздуха, работающими компрессорами.

15.6 Для ремонта и монтажа компрессорной установки должны быть предусмотрены выгороженная ремонтная площадка и грузоподъемное устройство.

15.7 В закрытых ПС допускается установка на первом этаже воздухосборников и компрессоров отгороженных друг от друга и от РУ.

15.8 При замене компрессоров расчетом проверяется возможность использования существующих фундаментов и выполняется проект их реконструкции (установка переходных металлических рам, установка

дополнительных крепежных болтов, подливка бетоном) или установки новых фундаментов.

15.9 Синхронные компенсаторы СК с водородным охлаждением обеспечиваются привозным водородом и углекислым газом.

Собственные электролизные установки на ПС, как правило, не сооружаются. При этом рекомендуется сооружение на близлежащей ТЭС водородно-наполнительной станции, проект которой выполняется по титулу одной из ПС с СК.

15.10 Снабжение СК водородом и углекислым газом осуществляется централизованно от ресиверов.

Для приема баллонов с водородом и углекислым газом на ПС сооружается механизированный приемо-раздаточный пункт (склад), где размещаются рампы с баллонами и ресиверы из расчета обеспечения водородом двадцатидневного эксплуатационного расхода и однократного заполнения одного СК, имеющего наибольший объем.

Расчетный суточный расход водорода в одном СК принимается равным 5% от общего объема газа в корпусе машины.

Минимальный запас углекислого газа на ПС должен быть равен трехкратному объему заполнения одного СК.

Воздух для продувки СК берется от системы пневматического хозяйства ПС или от самостоятельного компрессора.

15.11 Водород, углекислый газ и сжатый воздух подаются к СК по отдельным трубопроводам, прокладываемым открыто на одних и тех же стойках, с расположением трубопроводов (сверху вниз): воздух-водород-углекислый газ.

Трубопровод сжатого воздуха соединятся с СК гибким шлангом.

Допускается при обоснованиях прокладка трубопроводов углекислого газа и водорода в каналах или лотках при условии применения стальных бесшовных труб.

15.12 Помещения фундаментов, машзала СК, а также приемо-раздаточный пункт (склад) водорода и углекислого газа оборудуются приборами, сигнализирующими о возникновении опасных концентраций газов.

15.13 При замене синхронных компенсаторов 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 проект реконструкции фундаментов.

16 Водоснабжение, канализация, противопожарные мероприятия, отвод масла

16.1 Хозяйственно- питьевое водоснабжение и канализация

16.1.1 На ПС, имеющих постоянный дежурный персонал, и на ПС с дежурством на дому при расположении жилого дома вблизи ПС, следует предусматривать хозяйственно- питьевой водопровод и хозяйственно-фекальную канализацию с подключением к существующим сетям, а при отсутствии сетей - предусматривать простейшие очистные сооружения (септик, хлораторная, поля фильтрации, установки для полной биологической очистки или, водонепроницаемый выгреб) по согласованию с органами санитарного надзора.

При невозможности сооружения хозяйственно-питьевого водопровода допускается использование водозаборных скважин, шахтных колодцев.

16.1.2 На ПС без постоянного дежурного персонала должны предусматриваться не утепленные уборные и шахтные колодцы.

16.1.3 Если вода из колодцев непригодна для питья или ПС размещается в районах с глубиной промерзания грунтов более 2,0 м, а также с многолетнемерзлыми и скальными грунтами, необходимо предусматривать доставку воды передвижными средствами.

16.1.4 При расположении ПС 35 кВ и выше без постоянного дежурного персонала вблизи существующих или проектируемых систем водоснабжения и канализации (на расстоянии до 500 м) в здании ОПУ должен предусматриваться водопровод и санитарно-технические блоки (душ, умывальник, унитаз).

На ПС без ОПУ водопровод и санитарно-технические блоки должны быть предусмотрены в помещении для приезжего оперативного и ремонтно-эксплуатационного персонала.

16.1.5 При определении расхода воды на хозяйственно-питьевые нужды следует учитывать для засушливых районов полив всей территории ПС за исключением территории ОРУ.

16.1.6 Сети водопровода рекомендуется выполнять из оцинкованного металла, а сети канализации из полиэтиленовых труб.

16.1.7 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.

16.2 Техническое водоснабжение

16.2.1 Системы технического водоснабжения для нужд охлаждения СК следует проектировать, как правило, по оборотной схеме.

16.2.2 Тип охладителя (градирни или брызгальные бассейны) выбирается с учетом климатических условий района размещения ПС.

16.2.3 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.

16.3 Противопожарные мероприятия

16.3.1 Категория зданий и помещений ПС по взрывопожаробезопасности определяется в соответствии с НПБ 105-03(67).

16.3.2 Автоматическими установки пожаротушения оснащаются:

- автотрансформаторы и реакторы напряжением 500-750 кВ, независимо от мощности, а напряжением 220-330 кВ мощностью 250 МВА и более;
- трансформаторы напряжением 110 кВ и выше мощностью 63 МВА и более, установленные в камерах подстанций.

16.3.3 Оборудование зданий, помещений и сооружений средствами противопожарной автоматики следует предусматривать по «Перечню зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией» в соответствии с НПБ 110-03 (68).

16.3.4 Степень огнестойкости зданий и предел огнестойкости строительных конструкций следует определять по СНиП 21-01-97* (69) и ПУЭ-7, глава 4.2.

16.3.5 Противопожарные мероприятия определяются ПУЭ и инструкцией по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий (8).

16.4 Отвод масла

16.4.1 Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслонаполненного оборудования на ПС должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

16.4.2 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:

- при сооружении 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, с последующей откачкой в передвижные емкости стационарным или передвижным насосом.

16.4.3 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.

16.4.4 Маслосборники рассчитываются из условий размещения 100% масла, содержащегося в наибольшем трансформаторе, 80% расчетного расхода воды от автоматического пожаротушения, с предусматриваемой

сигнализацией наличия условно чистой воды, с выводом сигнала на щит управления.

На ПС без автоматического пожаротушения емкость маслосборника рассчитывается из условия размещения 100% масла и 20%расчетного расхода воды из гидрантов.

16.4.5 Для ПС 750 кВ рекомендуется размещать маслосборники вблизи маслонаполненного оборудования.

16.4.6 Для закрытых ПС маслосборник, предусматривается за пределами здания.

16.4.7 После ликвидации аварии на трансформаторе весь объем стоков, собранный в маслосборнике, должен вывозиться автотранспортом на регенерацию, а маслосборник очищается от следов масла. Дождевая вода из маслоприемников трансформаторов поступает в маслосборник, а из него должна выводится на очистные сооружения. После очистки дождевые воды отводятся в коллектор хозяйственно-бытовой или ливневой канализации, а при отсутствии последних - на рельеф.

17 Ремонт, техническое и оперативное обслуживание

17.1 Проектирование сооружений, помещений и средств для ремонта и технического обслуживания должно соответствовать требованиям «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» (4) и настоящих Норм.

17.2 Задание на проектирование технического перевооружения или реконструкции ПС может предусматривать проектирование ремонтно-производственного пункта (РЭП) или здания вспомогательного назначения (ЗВН) для обеспечения ремонта и технического обслуживания этой подстанции, группы подстанций или прилегающего узла электросетей, а для крупных подстанций 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.

17.3 Оснащенность РПБ и РЭП автотранспортом, спецмеханизмами и тракторами для обеспечения производства ремонта и технического обслуживания принимается в соответствии с действующими отраслевыми нормативами комплектования указанными машинами и механизмами СО 153-34.10.101-2003 (32) и не должна ограничивать выполнение полного комплекса ремонтных работ и сдерживать повышение эффективности технического обслуживания и улучшение социальных условий труда персонала.

17.4 Объемы и сроки проведения ремонтов и технического обслуживания оборудования, устройств и сооружений определяются «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», а также инструкциями заводов-изготовителей.

С внедрением средств диагностики контроля технического состояния оборудования осуществляется переход от проведения ремонтов и технического обслуживания по установленным срокам к проведению ремонтов и технического обслуживания по результатам диагностического контроля и профилактических испытаний.

17.5 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, РЭП, оснащение их необходимыми механизмами и ремонтными средствами.

17.6 Проектирование РПБ, РЭП осуществляется в виде самостоятельного проекта. Допускается включение РПБ, РЭП, в проекты ПС, если они предусмотрены заданием на проектирование ПС.

Допускается включение в состав проекта ПС диспетчерского пункта (ДП) района электрических сетей в части оборудования для ДП и каналов диспетчерской и технологической связи и телемеханики, если в соответствии с утвержденной схемой организации эксплуатации предусмотрено совмещение функций диспетчера по району и дежурного по ПС и в задании на проектирование сделана соответствующая запись.

Допускается также включение в состав проекта ПС 500 кВ и выше тренажеров и полигонов для обучения и тренировки персонала при наличии указания в задании на проектирование ПС.

17.7 Численность персонала ПС, осуществляющего ремонт, оперативное и техническое обслуживание оборудования и устройств ПС, определяется по действующим «Нормативам численности промышленно-производственного персонала электрических сетей».

17.8 Объем жилищного строительства для персонала ПС определяется по нормативам, действующим в районе его размещения. Строительство жилья для обслуживающего персонала ПС должно предусматриваться, как правило, долевым участием в кварталах жилой застройки населенного пункта с учетом его в сводке затрат. При невозможности строительства жилья долевым участием, предусматривается строительство производственно-жилого дома с включением затрат в сводный сметный расчет.

17.9 При ПС, обслуживаемых ОВБ или ОРБ, строительство производственно-жилого дома для оперативного персонала ПС не предусматривается. Это требование не распространяется на ПС, которые являются базовыми для зоны обслуживания ОВБ или ОРБ. Объем строительства жилья для оперативного персонала в этом случае определяется расчетом.

17.10 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 в этом случае 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 2-х км от населенного пункта, производственно-жилой дом допускается размещать в населенном пункте.

17.11 При проектировании ПС 35-150 кВ в сельскохозяйственных районах, при которых предусматривается строительство РЭП, следует предусматривать производственно-жилой дом для персонала, обслуживающего ПС и прилегающие распределительные сети.

17.12 Ремонт и техническое (сервисное) обслуживание ПС должно осуществляться, как правило, специализированными бригадами:

- с РПБ (РЭП) ПЭС (РЭС);
- 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 здание вспомогательного назначения (ЗВН).

На ПС 220-750 кВ с объемом работ по техническому обслуживанию и ремонту 800 усл. ед. 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.

17.13 В ОПУ ПС, а также на закрытой ПС независимо от формы обслуживания, должны предусматриваться помещения для персонала, осуществляющего ремонт и техническое обслуживание силового оборудования, релейной защиты, автоматики, средств телемеханики, управления и связи. Рабочее место оперативного персонала ПС должно предусматриваться в помещении панелей управления, которое рекомендуется отделять от помещения панелей релейной защиты сплошным ограждением.

17.14 На ПС, не имеющих ОПУ, для организации рабочего места персонала по оперативному, техническому и ремонтному обслуживанию силового оборудования, средств релейной защиты, автоматики, управления и связи, а также для размещения устройств связи и хранения средств техники безопасности, должны предусматриваться обогреваемые помещения площадью 12-18 м².

Помещения для персонала должны быть отделены от помещения, в котором устанавливается оборудование средств связи.

17.15 В зале КРУЭ должны быть предусмотрены монтажно-ремонтная площадка и место для размещения сервисной аппаратуры. Необходимо

учитывать, чтобы вышеперечисленные помещения, а также санузел с холодной и горячей водой располагались бы на одном уровне с залом КРУЭ.

17.16 Ремонтное обслуживание трансформаторов на ПС напряжением до 750 кВ включительно, независимо от мощности трансформаторов должно осуществляться на месте их установки с помощью передвижных кранов. Рядом с трансформатором следует предусматривать площадку, рассчитанную на размещение элементов, снятых с ремонтируемого трансформатора, а также технологического оборудования и такелажа, необходимых для ремонтных работ. При этом должно быть обеспечено расстояние:

- от крана до оборудования – 1,0 м;
- между оборудованием – 0,7 м.

17.17 На ПС 500 кВ и выше, расположенных в районах с неблагоприятными климатическими условиями со слабо развитыми и ненадежными транспортными связями, для ремонтного обслуживания трансформаторов (реакторов) допускается предусматривать стационарные устройства - башни, оборудованные мостовыми кранами с мастерской и аппаратной маслохозяйства, оборудованной коллектором для передвижных установок.

Необходимость сооружения стационарных устройств обосновывается в проекте организации эксплуатации ПЭС.

Доставка трансформаторов (реакторов) в башню осуществляется по путям перекатки.

17.18 Монтаж и ремонт СК должен осуществляться на месте их установки с помощью автокранов. Рядом с СК следует предусматривать площадку, рассчитанную на размещение элементов, снятых с СК, а также технологического оборудования и такелажа, необходимого для ремонтных работ.

17.19 При техническом перевооружении и реконструкции подстанций установка силовых трансформаторов напряжением 35-500 кВ мощностью 10 МВА и более должна выполняться непосредственно на фундамент без кареток и рельс, кроме подстанций с ремонтными башнями и путями перекатки и подстанций с закрытой установкой трансформаторов (23).

17.20 Железнодорожные пути для перекатки трансформаторов на подстанциях 35-750 кВ предусматриваются в случаях, когда:

- на подстанции имеется или предусматривается башня для ремонта трансформаторов;
- замена поврежденной фазы автотрансформатора осуществляется путем перекатки резервной фазы;
- имеется подъездная железная дорога к подстанции;
- предусматривается закрытая установка трансформаторов.

18 Охранные мероприятия и биологическая защита

18.1 Территория ПС должна ограждаться. Ограда территории ПС напряжением 35-750 кВ должна выполняться высотой не менее 2,4 м.

Ограда должна быть сплошной (предпочтительно из ж/б конструкций), по верху ограды устанавливается козырек из 3-х нитей колючей проволоки с наклоном во внутрь территории ПС. Проволока может не предусматриваться, если вместо нее монтируются элементы периметральной охранной сигнализации.

18.2 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.

18.3 Входные наружные двери всех помещений ПС 35-750 кВ следует выполнять металлическими и оборудованными внутренними замками.

18.4 Остекление зданий на территории ПС следует сокращать до минимума, особенно на ПС без постоянного дежурного персонала, т.е. без персонала, осуществляющего дежурство 24 часа в сутки (круглосуточно).

Оконные проемы не должны предусматриваться в следующих зданиях и сооружениях ПС 35-750 кВ:

- в ЗРУ на ПС без постоянного дежурного персонала;
- на фасадной стороне ОПУ в случае совмещения фасадной линии ОПУ с оградой ПС;
- в кабельных этажах и шахтах;
- в складских помещениях.

В случае необходимости в естественном освещении окна первого этажа оборудуются решетками. Окна второго и более высоких этажей рекомендуется выполнять из армированного стекла или стеклоблоков.

В случае выполнения остекления окон второго этажа из обычного стекла они должны иметь решетки.

18.5 Периметральная охранная сигнализация предусматривается на:

- ПС 500-750 кВ;
- на особо важных и на ПС 220-330 кВ с числом присоединений (линейных и трансформаторных) на высшем напряжении 5 и более.

Применение периметральной охранной сигнализации при соответствующем обосновании допускается также на ПС 35-330 кВ помимо перечисленных выше.

18.6 Охранное освещение по периметру ПС предусматривается на ПС, имеющих периметральную охранную сигнализацию, а также на всех ПС с постоянным дежурным персоналом. Включение охранного освещения по периметру ПС осуществляется вручную или автоматически при срабатывании периметральной охранной сигнализации. Охранное освещение должно обеспечивать освещенность поверхности земли вдоль внутренней стороны ограждения не менее 0,5 лк.

18.7 Военизированная охрана должна применяться на ПС 500-750 кВ и на особо важных ПС 220-330 кВ.

На таких ПС предусматривается:

- как правило, один пост военизированной охраны общей численностью 7 человек, включая начальника охраны; на ПС, имеющих два постоянно действующих автотранспортных въезда, может быть предусмотрено два поста военизированной охраны с общей численностью 13 человек (в том числе один начальник охраны);

- здание проходного пункта, расположенное у основных въездных ворот на ПС и содержащее вестибюль с тамбуром, комнаты для контролера и хранения оружия, санузел; проходной пункт должен быть оснащен внутренней телефонной связью со щитом управления ПС и ручным включением внешнего звукового сигнала.

18.8 Пешеходная тропа шириной не менее 1 м предусматривается на ПС, имеющих военизированную охрану, она располагается с внутренней стороны ограждения.

18.9 Оборудование охранной сигнализации помещений ПС без постоянного дежурного персонала подлежат входные наружные двери первого и других этажей, а также оконные проемы и форточки первого этажа ОПУ, ЗРУ, коридоров обслуживания КРУН, насосных станций, компрессорных, аккумуляторных, зданий вспомогательного назначения, складских помещений.

На ПС с постоянным дежурным персоналом охранную сигнализацию допускается выполнять в меньшем объеме в первую очередь за счет ее отказа в помещениях, где располагается дежурный персонал.

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.

18.10 Сигналы срабатывания от периметральной охранной сигнализации и от охранной сигнализации помещений ПС передаются:

- для ПС, имеющих военизированную охрану - на проходной пункт;
- для ПС, не имеющих военизированной охраны, но с постоянным персоналом - на щит управления ПС;
- для ПС с дежурством персонала менее 24 часов в сутки - на диспетчерский пункт РЭС или ПЭС по каналам телемеханики, а также на щит управления ПС;
- для ПС 35 кВ и выше без постоянного дежурного персонала - на диспетчерский пункт РЭС или ПЭС по каналам телемеханики;
- для ПС с дежурством на дому - на щит управления ПС и в производственно-жилой дом.

Передача сигнала по каналам телемеханики должна сопровождаться на ПС срабатыванием указательного реле, фиксирующего действие охранной сигнализации.

При срабатывании охранной сигнализации помещений и периметра ПС должно быть предусмотрено периодическое включение внешнего звукового сигнала.

18.11 Передача сигнала срабатывания охранной сигнализации на пульт вневедомственной охраны рекомендуется для ПС без постоянного персонала при наличии экономического обоснования и заключения соответствующих договорных соглашений.

18.12 На ПС рекомендуется предусматривать телефонную связь с ближайшим населенным пунктом, имеющим отделение (подразделение) связи с АТС,

18.13 На ПС 500-750 кВ рекомендуется использование телевизионных устройств в местах установки трансформаторов, реакторов и на территории ОРУ, а в отдельных случаях и для контроля внешнего ограждения. Расстановка приемных видеоконтрольных устройств определяется при конкретном проектировании.

18.14 В целях исключения слива масла посторонними лицами из силовых трансформаторов и реакторов целесообразно на сливном вентиле устанавливать заглушку, закрепленную болтами и контролируемую охранной сигнализацией с действием, аналогичным охранной сигнализации помещений.

18.15 Переговорное устройство у въездных ворот для осуществления связи со щитом управления и дистанционное отпирание калитки или ворот рекомендуется на ПС с дежурным персоналом, не имеющих проходного пункта и охраны.

18.16 Конструкция ввода и вывода кабелей, водопровода и канализации на территории ПС должна исключить проникновение на ПС посторонних лиц.

18.17 При выборе системы периметральной охранной сигнализации следует учитывать ее функционирование в условиях влияния электрического и магнитного полей ОРУ, трансформаторов и заходов ВЛ.

18.18 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 электрического поля (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 нормативными документами (59).

18.19 Уровни напряженности магнитного поля на рабочих местах ПС не должны превышать допустимых значений в соответствии с СанПиН 2.2.4-723-98.

19 Учет электроэнергии

19.1 При проектировании новых и реконструируемых ПС должны быть выполнены мероприятия, обеспечивающие современные требования учету электроэнергии (в соответствии с ПУЭ и типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (43), а также регламентами ОРЭ «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности) субъекта ОРЭ. Технические требования» (66). Кроме того, исходными нормативными документами для организации схемы коммерческого учета на рынке электрической энергии и мощности являются действующие правила работы рынка и договоры (контракты) на поставку (покупку) электроэнергии и мощности между субъектами рынка. При этом должен обеспечиваться учет количества, а также и качества переданной (полученной) электрической энергии и мощности, а также определение потерь электроэнергии при ее передаче. Учет должен обеспечивать получение данных по сальдо перетокам субъектов рынка, выработке, отпуску и потреблению, а также по межгосударственным перетокам.

19.2 Счетчики электроэнергии.

19.2.1 На подстанциях, в точках коммерческого учета должны применяться трехфазные трехэлементные счетчики, которые должны включаться в каждую фазу присоединения. Счетчики должны обеспечивать реверсивный учёт для присоединений, где возможны перетоки электроэнергии в двух направлениях. Счетчики должны проводить учет активной и реактивной энергии (интегрированной реактивной мощности).

19.2.2 На вновь строящихся и реконструируемых ПС не допускается применять счетчики индукционного типа.

19.2.3 На межгосударственных ЛЭП предусматривать установку контрольного счётчика электрической энергии.

19.2.4 Счетчики электроэнергии должны иметь цифровой интерфейс для работы в системах АИИС КУЭ. Счетчики электроэнергии должны иметь не менее двух цифровых интерфейсов и *Ethernet*. Передача данных должна обеспечиваться с дискретностью передаваемой информации 1-3 минуты.

19.2.5 Классы точности счетчиков электрической электроэнергии для различных объектов учета должны быть следующими:

- для линий электропередачи и трансформаторов напряжением 220 кВ и выше - не хуже 0,2S.
- для линий электропередач напряжением 35-150 кВ - не хуже 0,2S, с учётом тенденции роста нагрузок до 100 МВт и выше.
- для присоединений с уровнем напряжений 6-10 кВ и ниже - не хуже 0,5S.

Класс точности счетчиков учета реактивной электроэнергии может выбираться на одну ступень ниже соответствующего класса точности счетчиков учета активной электроэнергии.

19.2.6 Подключение счетчика к трансформатору тока и напряжения необходимо производить отдельным кабелем, при этом подсоединение к электросчетчику должно быть проведено через испытательную коробку (специализированный клеммник), расположенную непосредственно под счетчиком.

19.3 Измерительные трансформаторы для целей учета электроэнергии

19.3.1 Необходимо производить подключение измерительных цепей коммерческого учета к отдельным обмоткам измерительных трансформаторов тока и напряжения соответствующих классов точности.

19.3.2 Класс точности вторичной обмотки «звезда» для цепей АИИС КУЭ измерительных трансформаторов напряжения (ТН) должны быть:

- для воздушных и кабельных линий с номинальным напряжением 220 кВ и выше - не хуже 0,2;
- для присоединений с присоединенной мощностью 100 МВт и более - не хуже 0,2;
- для остальных присоединений - не хуже 0,5

19.3.3 Класс точности вторичной обмотки для цепей АИИС КУЭ измерительных трансформаторов тока (ТТ) должен быть:

- для воздушных и кабельных линий с номинальным напряжением 220 кВ и выше - не хуже 0,2S;
- для присоединений с присоединенной мощностью 100 МВт и более - не хуже 0,2S
- для остальных присоединений - не хуже 0,5S.

19.3.4 При выборе ТН должен быть проведен расчет действительной мощности вторичной нагрузки на ТН, для оценки его класса точности в рабочем режиме.

Для подстанции напряжением 110-220 кВ со схемами электрических соединений распредустройств со сборными шинами, при нагрузках ТН не удовлетворяющих условиям необходимого класса точности, должна быть определена возможность замены действующих устройств РЗА и ПА на устройства с меньшим потреблением по цепям напряжения или установки второго ТН (44).

Необходимость установки второго ТН должна быть обоснована технико-экономическим расчетом.

19.3.5 На новых и реконструируемых ПС 330-750 кВ дополнительно к ТТ в цепях выключателей следует предусматривать установку ТТ в цепи ВЛ для подключения счетчиков к измерительной обмотке. Для схем ПС с двумя системами шин с обходной и отсутствия ТТ в цепи ВЛ с целью учета электроэнергии на ВЛ необходимо обеспечивать автоматическую фиксацию в УСПД перевода каждой ВЛ на обходной выключатель.

19.3.6 Для коммерческого учета активной и реактивной энергии на стороне ВН автотрансформатора и контроля баланса по этому напряжению следует предусматривать дополнительную обмотку ТТ класса 0,2S.

19.4 Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ).

19.4.1 Исходной информацией для создания системы АИИС КУЭ должны быть данные, получаемые от счетчиков электрической энергии.

19.4.2 Система АИИС КУЭ подстанций напряжением 35 кВ и выше должна охватывать все точки расчетного и технического учета активной и реактивной электроэнергии с целью получения полного баланса электроэнергии на объекте, включая балансы по уровням напряжения в соответствии с типовой работой по разработке основных положений по созданию системы АИИС КУЭ (50 и 51), отдельно по шинам (секциям шин) всех классов напряжений, с учётом собственных и хозяйственных нужд, сравнение фактического небаланса с допустимым значением небаланса, а также контроль достоверности передаваемых/получаемых данных.

19.4.3 Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии и мощности должны соответствовать требованиям Федерального Закона «Об обеспечении единства измерений». Метрологические характеристики АИИС КУЭ должны подтверждаться сертификатом(ами) типа средств измерений на основании проведенных испытаний уполномоченными органами Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (в соответствии с действующими нормативными документами). Сбор, обработка, хранение и передача информации об электроэнергии на объектах должна осуществляться с помощью метрологических аттестованных, защищенных от несанкционированного доступа и сертифицированных для коммерческих расчетов устройств сбора и передачи данных (УСПД).

19.4.4 Структура построения АИИС КУЭ и состав примененных технических средств, должны обеспечивать автоматический информационный обмен на электронном уровне между субъектами в согласованных форматах и в соответствии с техническими требованиями, предусмотренными Договором о присоединении к торговой системе ОРЭ

19.4.5 Система АИИС КУЭ должна являться автономной системой и иметь возможность интеграции в АСУ ТП в части получения из АСУ ТП положения состояния выключателей и разъединителей (только для РУ с обходной с.ш.), передачи в АСУ ТП информации о неисправности элементов АИИС КУЭ (АРМ, УСПД, электросчётчиков, каналообразующей аппаратуры).

19.4.6 Информация от электросчетчиков в УСПД АИИС КУЭ ПС должна поступать в виде цифрового кода по последовательному цифровому интерфейсу RS-485 или *Ethernet*.

19.4.7 Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого и технического учета электрической энергии и мощности на всех уровнях должны быть оснащены системами точного астрономического

времени (с системой коррекции УССВ) и гарантированным электропитанием.

19.4.8 Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии и мощности должны обеспечивать получение данных о средних 30-минутных (коммерческих) значениях электрической мощности и об учтенной электроэнергии по зонам суток за календарные сутки и накопительно за заданный отрезок времени (неделю, месяц, год и т.д.). УСПД, применяемые в АИИС КУЭ должны обеспечивать хранение необходимых данных первичного учета электроэнергии в течение 3,5 лет в соответствии с требованиями, предусмотренными Договором о присоединении к торговой системе ОРЭ.

19.4.9 Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии и мощности на всех уровнях управления должны быть защищены от несанкционированного доступа к информации и ее произвольного изменения, как путем пломбирования отдельных элементов, так и программными средствами.

19.4.10 Установку счетчиков, УСПД и другого оборудования АИИС КУЭ производить в отдельно стоящих шкафах. Целесообразность выполнения данного требования для КРУ (КРУН) 6-10 кВ обосновать на этапе проектирования.

19.4.11 Выводы измерительных трансформаторов, используемых в измерительных цепях коммерческого учета, вторичные измерительные цепи и шкафы с оборудованием АИИС КУЭ должны быть защищены от несанкционированного доступа.

19.4.12 Предусматривать контроль качества электроэнергии в составе систем АИИС КУЭ на базе специализированных электросчетчиков с возможностью измерения параметров электросети с нормированными погрешностями, либо на базе специализированных устройств контроля качества электроэнергии.

20 Особые условия окружающей среды

20.1 При проектировании ПС следует учитывать особые условия окружающей среды, в частности: сейсмичность территории, холодный климат, степень загрязнения атмосферы и высота расположения площадки ПС над уровнем моря.

20.2 Проектирование на территории с повышенной сейсмичностью

20.2.1 Здания, сооружения, конструкции и оборудование подстанций, находящихся на территории с повышенным уровнем сейсмичности (более 6 баллов), проектируются на требуемый уровень сейсмичности в соответствии со СНиП II-7-81* и учетом работы «Критерии и основные технические требования к сейсмостойкости подстанций и линий электропередач» (47).

20.2.2 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.

20.2.3. При выборе оборудования, устанавливаемого на ПС, следует предусматривать оборудование в сейсмостойком исполнении.

20.2.4 Трансформаторы напряжением 35 кВ и выше должны устанавливаться на фундаменты непосредственно днищем с креплением к закладным элементам фундамента для предотвращения смещений в горизонтальных и вертикальных направлениях при расчетных сейсмических воздействиях.

20.2.5 При проектировании фундаментов под трансформаторы 110 кВ в сейсмических районах рекомендуется применять типовые проектные материалы «Фундаменты под сейсмостойкие трансформаторы напряжением 110-500 кВ» (29).

20.2.6 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.

20.2.7 Жесткая ошиновка РУ 35 кВ и выше должна иметь элементы компенсации, допускающие возможность отклонения аппаратов без их поломки.

20.2.8 Выводы низшего напряжения трансформаторов и другого электрооборудования следует соединять с жесткой ошиновкой через гибкие вставки.

20.2.9 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.

20.2.10 При установке оборудования на нескольких стойках выполнять жесткие связи между верхними частями этих стоек.

20.2.11 При применении высокочастотных заградителей использовать подвесной способ их установки.

20.2.12 При проектировании аккумуляторной батареи должны быть приняты меры по закреплению конструкций стеллажей, а также по фиксации аккумуляторов на стеллажах от подвижек. В целях предотвращения расплескивания электролита рекомендуется применять аккумуляторные батареи типа СН, либо другие аккумуляторы закрытого типа.

20.2.13 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.

20.2.14 При разработке проектно-сметной документации проектируемой ПС следует предусматривать резервный запас оборудования в объеме соответствующих нормативов.

20.2.15 При отсутствии отдельных видов электрооборудования в сейсмостойком исполнении допускается применение оборудования обычного исполнения с выполнением проектных решений, предусмотренных настоящими нормами.

20.3 В условиях холодного климата применяется электрооборудование в холодостойком исполнении (ХЛ1 или УХЛ1).

20.3.1 При отсутствии отдельных видов оборудования в холодостойком исполнении допускается, до разработки и освоения соответствующего исполнения применять электрооборудование в исполнении для умеренного климата (У1).

20.4 В условиях загрязненной атмосферы природными или производственными уносами длина пути утечки внешней изоляции электрооборудования, устанавливаемого в ОРУ, выбирается в соответствии с ПУЭ-7 и ГОСТ 9920-89.

20.4.1 При отсутствии электрооборудования с требуемой длиной пути утечки внешней изоляции категории “В” (1У), до разработки соответствующего исполнения, допускается применение выключателей, трансформаторов тока и разъединителей на следующий класс напряжения.

20.4.2 Для других видов электрооборудования предусматриваются мероприятия по периодическому восстановлению чистоты изоляции.

20.4.3 При неэффективности указанных решений следует предусматривать закрытую установку оборудования.

20.5 На подстанциях, расположенных на высоте более 1000 метров над уровнем моря следует предусматривать электрооборудование с внешней изоляцией, для соответствующей высоты. При этом длина пути утечки внешней изоляции должна соответствовать ПУЭ-7.

20.5.1 При отсутствии указанного оборудования целесообразно применение электрооборудования с внешней изоляцией категории II*, если строительная высота этой изоляции больше строительной высоты изоляции категории I.

21 Охрана окружающей среды

21.1 Конструктивные технические решения проектируемой ПС должны соответствовать действующим в настоящее время «Нормативам по охране окружающей среды» (30). В частности должны предусматриваться:

- 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 электрическом поле, выбор соответствующей высоты установки оборудования и др.);

- засыпка гравием маслоприемников под трансформаторами при его открытой установке;

- сигнализация наполнения и средств удаления из маслосборников воды;

- специальная площадка для складирования банок конденсаторной батареи, при наличии ее на ПС, и др.

21.2 Изъятие земель в постоянное (площадка ПС) и во временное (склады, поселок строителей и др.) пользование не должно превышать размеров, ограниченных ведомственными нормами отвода земли (26).

21.3 При проектировании новой или реконструируемой ПС необходимо выполнить мероприятия, обеспечивающие допустимый уровень шума на территории жилой застройки, в соответствии с гигиеническими нормами Минздрава РФ (56).

Необходимость возведения шумозащитных сооружений определяется на основании акта натурных замеров шума от существующих трансформаторов (реакторов) в непосредственной близости от жилых и общественных зданий, находящихся в районе ПС.

21.4 Закрытые подстанции с комплектными элегазовыми распредустройствами (КРУЭ) должны оснащаться установками очистки воздуха от продуктов распада элегаза и удаления его в атмосферу при аварийных режимах, связанных с нарушением герметичности конструкций.

21.5 При расположении ПС в районах массового гнездования и мест остановки перелетных птиц при перелетах для предотвращения их гибели следует предусматривать закрытие отверстий полых железобетонных стоек опор сетками или наголовниками, а также установку на порталах и опорах отходящих линий до 330 кВ противоптичьих заградителей.

21.6 Выполнение специальных мероприятий на подступах к ПС, исключающих заносы ПС (повышенные заборы, лесонасаждения и др.) в районах с повышенным снегозаносами, не должно отрицательно сказываться на жизнедеятельности населения окружающей местности (не должны приводить к заносам транспортных магистралей и др.).

21.7 Требования улучшения эстетического воздействия ПС достигаются выполнением ряда мероприятий. При расположении ПС в городах и крупных населенных пунктах здания закрытых ПС должны архитектурно сочетаться с окружающими ПС строениями. Улучшение зрительного восприятия ПС на окружающей местности следует достигать путем уменьшения размеров площадки ПС, уменьшения высоты конструкций на ней, посадки деревьев, сооружения земляной насыпи с посадкой на ней деревьев и без нее (70).

Указанные требования в первую очередь относятся к ПС, площадки которых примыкают к охраняемым территориям (курорты, заповедники, зоне отдыха и т.п.), а также к культурно-историческим центрам или природным памятникам.

21.8 По требованию Заказчика, в качестве приложения к разделу «Охрана окружающей среды», может быть по отдельному договору разработан экологический паспорт природопользователя, который должен

быть утвержден природопользователем и согласован с территориальным органом по вопросам охраны окружающей природной среды.

Экологический паспорт должен соответствовать ГОСТ 17.0.0.06-2000 (55).

Приложение 1

Принятые сокращения

АБ	-	аккумуляторная батарея
АДВ	-	автоматическое дозирование воздействий
АЗД	-	автоматическое запоминание дозирования
АИИС КУЭ	-	автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии
АКПА	-	аппаратура каналов противоаварийной автоматики
АЛАР	-	автоматическая ликвидация асинхронного режима
АОПН		устройство автоматического ограничения повышения напряжения
АПАХ	-	автоматическое прекращение асинхронного хода
АПНУ	-	автоматическое предотвращение нарушения устойчивости
АРЧМ	-	автоматическое регулирование частоты и мощности
ОПТ	-	оперативный постоянный ток
ОПУ	-	общеподстанционный пункт управления
ПТК	-	программно-технический комплекс
АСУ ТП	-	автоматизированная система управления технологическими процессами
АЧР	-	автоматическая частотная разгрузка
ВОЛС	-	волоконно-оптическая линия связи
ВЧКС	-	высокочастотные каналы связи
ЗВН	-	здание вспомогательного назначения
КПР	-	контроль предшествующего режима
КР	-	компенсационный реактор
ПЭС	-	предприятие электрических сетей
КТС	-	комплекс технических средств
ЛАДВ	-	локальное автоматическое дозирование воздействий
ОВБ	-	оперативно-выездная бригада
ОЗУ	-	оперативное запоминающее устройство
ОИУК	-	оперативно-информационный управляемый комплекс
ОМП	-	определение места повреждения
РАДВ	-	региональное устройство автоматической дозировки воздействий
РЗА	-	релейная защита и автоматика
РПБ	-	ремонтно-производственная база
РЭП	-	ремонтно-эксплуатационный пункт
СДТУ	-	система диспетчерского и технологического управления

ТАПВ	-	трехфазное автоматическое повторное включение
ТПВ и РК	-	техническое перевооружение и реконструкция
ТСН	-	трансформатор собственных нужд
УРОВ	-	устройство резервирования отказа выключателя
УФП	-	устройство фиксации перегрузки
ЦКПА	-	центральное координирующее устройство ПА
ШСВ	-	шиносоединительный выключатель
ЩПТ	-	щит постоянного тока

Приложение 2

Перечень действующих нормативных и методических документов

1. Правила устройства электроустановок, М., Издательство НЦ ЭНАС, 2003 г.
2. Строительные Нормы и Правила (СНиПы), Госстрой России.
3. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, ПОТРМ-016-2001, СО 153-34.0-03.150-2003.
4. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, СО 153-34.20.501-2003.
5. Сборник действующих документов по техническому перевооружению и реконструкции электростанций, тепловых и электрических сетей, часть 1, ОРГРЭС, 1991 г.
6. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, СО153-34.47.43-2003.
7. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий, СО 153-34.03.301-95, Энергоатомиздат, 1995 г.
8. Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий, РД 153-34.0-49.101-2003.
9. «О введении в действие эталонов заданий на разработку проектов и приказов - об утверждении проектов строительства энергообъектов», приказ РАО «ЕЭС России», от 29.09.1999 № 360.
10. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ. Типовые решения, Энергосетьпроект, 2006 г.
11. О проектировании электрической части подстанций, расположенных в сейсмических районах, № 8099тм-т1, Энергосетьпроект, 1989 г.
12. Нормативы выбора мощности силовых трансформаторов, № 8080, Энергосетьпроект, 1989 г.
13. Методические указания по предотвращению феррорезонанса в распределительных устройствах 110-500 кВ. МУ 34-70-163-87, СПО «Союзтехэнерго», 1987 г.
14. Методические указания по ограничению в.ч. коммутационных перенапряжений и защите от них электротехнического оборудования в РУ 110 кВ и выше, УДК 621.311, ОРГРЭС, 1998 г.
15. Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок, РД 153-34.0-20.525-00.
16. Информационное письмо Департамента стратегии развития и научно-технической политики РАО «ЕЭС России» № ИП-03-2000(Э) от 30.03.2000 «О закупке свинцово-кислотных аккумуляторов зарубежного производства».
17. Разработка модернизированных схем и НКУ генерирования и распределения постоянного тока для ПС, 12372тм-т1, 2, 3, 4, Энергосетьпроект,1992 г.
18. Рекомендации по установке аккумуляторных батарей в условиях сейсмики, 13169тм-т1, Санкт-Петербург, Севзапэнергосетьпроект, 1989 г.
19. Методические указания по устойчивости энергосистем, СО 153-34.47.38-2003, ЦДУ, ВНИИЭ, ЭСП.
20. Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем, СО 153-34.35.113 (РД 34.35.113), ВНИИЭ, ЦДУ, ЭСП, НИИПТ, 1987 г.
21. Руководящие указания по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах, № 13861тм-т1, Энергосетьпроект, ЦДУ, ВНИИЭ, ОРГРЭС, 1991 г.
22. Руководящие указания по проектированию электропитания технических средств диспетчерского и технологического управления, № 11619тм-т1,Энергосетьпроект, 1987 г.

23. Решение об установке силовых трансформаторов 35-500 кВ мощностью 10 МВА и более на подстанциях электрических сетей, Минэнерго России, Минэлектротехпром, 1991 г.

24. Фундаменты для установки трансформаторов 35-500 кВ без кареток (катков) и рельс, Энергосетьпроект, Севзапэнергосетьпроект, № 13362тм-т1, 1992 г.

25. Инструкция по проектированию комплекса ИТСО (инженерно-технических средств охраны) на предприятиях Минэнерго СССР, ВСН-03-77.

26. Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ, № 14278, Энергосетьпроект, 1994 г.

27. Руководящие указания по проектированию диспетчерских пунктов и узлов СДТУ Энергосистем, № 11600тм-т1, Энергосетьпроект, 1987 г.

28. Нормативы и мероприятия по охране окружающей среды при проектировании ВЛ и ПС 110 кВ и выше, № 13946тм-т2, 3, Энергосетьпроект, 1992 г.

29. Фундаменты под сейсмостойкие трансформаторы напряжением 110-500 кВ, № 13517тм, Энергосетьпроект, Дальэнергосетьпроект, 1993 г.

30. Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений, СНиП 11-01-95, Минстрой России, 1995 г.

31. Порядок разработки, согласования, утверждения и состав обоснований инвестиций в строительство предприятий, зданий и сооружений, СП 11-101-95, Минстрой России, 1995 г.

32. Нормативы комплектования автотранспортными средствами, спецмеханизмами и тракторами производственных подразделений Минэнерго СССР для технического обслуживания и ремонта электрических сетей, СО 153-34.10.101-2003, РАО «ЕЭС России», 2003 г.

33. Санитарные нормы допустимого шума в помещениях и жилых общественных зданиях и на территории жилой застройки, СН 3077-84.

34. Руководящие указания по защите персонала, обслуживающего распределительные устройства и линии электропередач напряжением 400, 500 и 750 кВ от воздействия электромагнитного поля, ОРГРЭС, 1981 г.

35. Рекомендации по совершенствованию компоновки ОРУ и оценке эффективности отключения отделителями 110-220 кВ тока повреждения, 3283тм-т4, Энергосетьпроект, 1996 г.

36. Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и ПС от импульсных помех. РД 34.20.116-93, РАО «ЕЭС России», 1993 г.

37. Правила обеспечения защиты от воздействия электрического поля при проектировании РУ и ВЛ электропередачи напряжением 330-1150 кВ, фирма «ОРГРЭС», 1992 г.

38. Методические указания по построению систем оперативного постоянного тока на ПС 110 кВ и выше, № 3339тм, Энергосетьпроект.

39. Разработка схем и НКУ питания оперативных цепей управления, защиты и автоматики выпрямленным оперативным током, № 14241тм, Энергосетьпроект, 1993 г.

40. Рекомендации по реконструкции схем релейной защиты, управления, автоматики, сигнализации и компоновочным решениям существующих ПС 110-220 кВ с упрощенными схемами на переменном оперативном токе, № 3283тм, Энергосетьпроект, 1995 г.

41. Рекомендации по реконструкции схем релейной защиты, автоматики и компоновочным решениям существующих ПС 110 кВ типа КТПБ без выключателей на стороне 110 кВ на переменном оперативном токе, № 3284тм, Энергосетьпроект, 1995 г.

42. Технические требования на устройство защиты от дуговых замыканий в шкафах КРУ 6-10 кВ, № 3274тм, Энергосетьпроект, 1994 г.

43. Типовая инструкция по учету электроэнергии и ее производстве, передаче и распределении, РД 34.09.101-94, СПО ОРГРЭС, 1995 г.

44. Разработка мероприятий по совершенствованию и повышению надежности цепей напряжения и тока релейной защиты, автоматики и коммерческого учета ПС 330 кВ и выше РАО "ЕЭС России, № 3290тм-т1-7, Энергосетьпроект, 1995 г.

45. Разработка технических требований на устройства блокировки оперативных переключений с использованием современных технических средств, 3521тм, Энергосетьпроект, 1996 г.

46. Руководство по проектированию генеральных планов и транспорта подстанций 35-1150 кВ, 13704тм-т1, Энергосетьпроект.

47. Критерии и основные технические требования к сейсмостойкости подстанций и линий электропередач, № 13тм-т1, Энергосетьпроект, 1998 г.

48. Аппаратура связи, напряжения питания и методы измерения, ГОСТ 5237-83.

49. Дизели и газовые двигатели автоматизированные. Классификация по объему автоматизации, ГОСТ 14228-80.

50. Основные положения по созданию системы контроля и управления электропотреблением в энергосистемах (АСКУЭ), 5590тм-т2, Энергосетьпроект, 1987 г.

51. Типовое техническое задание на разработку автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии и мощности в энергосистемах, № 11816тм-т2, Энергосетьпроект, 1988 г.

52. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения, СНиП 3.01.04-87.

53. Правила приемки в эксплуатацию отдельных пусковых комплексов и законченных строительством электростанций, объектов электрических и тепловых сетей, ВСН 37-86, Союзтехэнерго, 1987 г.

54. Правила приемки в эксплуатацию энергообъектов электростанций, электрических и тепловых сетей после технического перевооружения, РД 34.20.401, Союзтехэнерго, 1983 г.

55. Охрана природы. Экологический паспорт природопользователя. Основные положения. Типовые формы, ГОСТ Р17.0.0.06-2000.

56. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых и общественных зданий, ГН 2.2.4/2.1.8.562-96, Минздрав РФ, 1996 г.

57. Методические указания по применению ограничителей перенапряжений в электрических сетях 110-750 кВ, Энергосетьпроект, 2000 г.

58. Указания по области применения различных видов оперативного тока на ПС 110 кВ и выше, № 13906 тм-т1, Энергосетьпроект.

59. Электрические поля промышленной частоты, ГОСТ 12.1.002-84.

60. Общие технические требования к подстанциям 330-750 кВ нового поколения, ОАО «ФСК ЕЭС», 2004 г.

61. Методические указания по подготовке материалов выбора и согласования трасс ВЛ и площадок ПС 35 кВ и выше, №3337тм-т1,3, 1995 г., Энергосетьпроект.

62. Указания по проектированию кабельного хозяйства ПС 35-500 кВ, №5728 тм-т1,2, Энергосетьпроект.

63. Руководящие указания по проектированию масляного хозяйства подстанции, № 12404-т1, Энергосетьпроект, 1990 г.

64. Руководящие указания по проектированию ПС 35-500 кВ в районах с сильными снегозаносами и снегопадами, № 13520 тм-т1, Дальэнергосетьпроект, 1995 г.

65. Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ, ТИ 34-70-070-87, СПО Союзтехэнерго, 1988 г.

66. Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности) субъекта ОРЭ. Технические требования

(приложение № 11.1), утвержденное решением Наблюдательного совета НП «АТС». (протокол заседания Наблюдательного совета НП «АТС» от 27.02.2004 № 42).

67. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной опасности, НПБ 105-03.

68. Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией, НПБ 110-03.

69. Пожарная безопасность зданий и сооружений, СНиП 21-01-97*.

70. Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 06.09.2005 № 250 «О корпоративном стиле оформления объектов производственного назначения, автотранспорта и спецтехники».

71. Общие технические требования к подстанциям 330-750 кВ нового поколения (приложение к «Программе комплексного технического перевооружения электрических сетей ОАО «ФСК ЕЭС» на 2004-2012 г.г.», одобренное решением Правления ОАО «ФСК ЕЭС» (протокол от 16.03.2004 № 91).

72. Положение об аттестации оборудования, технологий и материалов в ОАО «ФСК ЕЭС» (распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 10.06.2008 № 199р/171)

gost.e-ecolog.ru