МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

УТВЕРЖДЕНО
приказом Минэнерго России
от 30 июня 2003 г. № 288

РЕКОМЕНДАЦИИ

ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРОЕКТИРОВАНИЮ ПОДСТАНЦИЙ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА С ВЫСШИМ НАПРЯЖЕНИЕМ 35–750 кВ

Москва
«Издательство НЦ ЭНАС»
2004

gost.e-ecolog.ru

УДК 621.311.658.5(083)
ББК 31.278
Р36

Рекомендации по технологическому проектированию под-
Р36 станций переменного тока с высшим **напряжением 35–750 кВ.** –
М Изд-во НЦ ЭНАС, 2004 – 80 с.

ISBN 5-93196-424-X

Рекомендации определяют основные положения по технологическому проектированию подстанций и переключательных пунктов переменного тока напряжением 35–750 кВ

Настоящие Рекомендации распространяются на вновь сооружаемые, расширяемые, а также подлежащие техническому перевооружению и реконструкции подстанции и переключательные пункты напряжением 35–750 кВ

Утверждены приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г № 288

Для руководителей и специалистов проектных и эксплуатационных организаций электроэнергетики

УДК 621.311.658.5(083)
ББК 31.278

Нормативно-производственное издание

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРОЕКТИРОВАНИЮ ПОДСТАНЦИЙ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА С ВЫСШИМ НАПРЯЖЕНИЕМ 35–750 кВ

Зав редакцией *А В Волковицкая*
Художественный редактор *И И Комиссарова*
Технический редактор *Ж М Голубева*
Компьютерная верстка *А В Диденко*
Корректоры *М Р Вервальд Е В Кузнецова*

Санитарно-эпидемиологическое заключение
№ 77 99 02 953 Д 002265 03 03 от 31 03 2003 г

Подписано в печать 15 03 2004 Формат 60×90 1/16 Бумага офсетная
Гарнитура Таймс Усл печ л 5,0 Уч-изд л 5 05
Тираж 10 000 экз (1 и завод 1–3 000 экз) Изд № 438 Заказ № 116

ЗАО «Издательство НЦ ЭНАС»
115201, г Москва, Каширское ш, д 22, корп 3
Тел/факс (095) 113-53-90, 234-71-82
E-mail adres@enas ru http //www enas ru

Отпечатано в ОАО «Московская типография № 6» с готовых диапозитивов
115088, г Москва, ул Южнопортовая, 24

ISBN 5-93196-424-X

© Макет, оформление
ЗАО «Издательство НЦ ЭНАС», 2004

1. Общая часть

1.1. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций (ПС) определяют основные положения по проектированию ПС и переключательных пунктов (ПП) переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ, включая ПС и распределительные устройства (РУ) заводского изготовления.

1.2. Настоящие Рекомендации распространяются на вновь сооружаемые, расширяемые, а также подлежащие техническому перевооружению и реконструкции (ТПВ и РК) ПС и ПП напряжением 35–750 кВ.

При проектировании указанных ПС и ПП с учетом существующих схем РУ, компоновок оборудования, конструкций зданий и вспомогательных сооружений возможны обоснованные отступления от настоящих Рекомендаций. Указанное не распространяется на требования, связанные с техникой безопасности, пожаробезопасностью, экологией.

При проектировании ПС и ПП руководствуются Правилами устройства электроустановок, настоящими Рекомендациями, а также другими нормативными документами.

1.3. При проектировании подстанций обеспечивается:

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. соблюдение требований экологической безопасности и охраны окружающей среды;

1.3.5. ремонтопригодность применяемого оборудования и конструкций;

1.3.6. передовые методы эксплуатации, безопасные и удобные условия труда эксплуатационного персонала.

1.4. Проектирование новых подстанций, ТПВ и РК выполняется на базе обоснований, содержащих основные технические решения, экономическую оценку эффективности инвестиций, а также финансовые показатели реконструируемой подстанции, в том числе себестоимость передачи электроэнергии, прибыль, рентабельность и срок инвестиций.

1.5. Проектирование ПС выполняется на основании:

1.5.1. схемы развития энергосистемы;

1.5.2. схемы организации ремонта, технического и оперативного обслуживания (схемы организации эксплуатации) энергосистемы;

1.5.3. схемы развития средств управления общесистемного назначения, включающей релейную защиту и автоматику аварийного режима (РЗА), противоаварийную автоматику, а также схемы развития систем диспетчерского управления и систем учета энергии и мощности;

1.5.4. схемы организации плавки гололеда на ВЛ в прилегающем к ПС районе.

1.6. Из схем развития энергосистемы и сетей района принимаются следующие исходные данные:

1.6.1. район размещения ПС;

1.6.2. нагрузки на расчетный период по годам и их рост на перспективу с указанием распределения их по напряжениям и категориям (%),

1.6.3. число, мощность и номинальные напряжения трансформаторов, соотношения номинальных мощностей обмоток трехобмоточных трансформаторов;

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

1.6.5. необходимость, тип, количество и мощность источников реактивной мощности, в том числе шунтирующих реакторов;

1.6.6. число присоединяемых линий напряжением 35 кВ и выше и их нагрузки (число линий 6, 10 кВ и их нагрузки – по данным заказчика);

1.6.7. рекомендации по схемам электрических соединений ПС;

1.6.8. режимы заземления нейтралей трансформаторов;

1.6.9. места установки, число и мощность шунтирующих реакторов и других защитных средств ограничения перенапряжения в сетях 110 кВ и выше;

1.6.10. места установки, число и мощность дугогасящих реакторов для компенсации емкостных токов в сетях 35 кВ и выше (для сети 6, 10 кВ – по данным заказчика);

1.6.11. требования по обеспечению устойчивости электропередачи (энергосистемы);

1.6.12. требования к схемам управления общесистемного назначения,

1.6.13. 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. Из схем организации ремонта, технического и оперативного обслуживания (схем организации эксплуатации) энергосистем принимаются следующие исходные данные:

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

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

1.7.3. граница раздела обслуживания объектов различными энергообъединениями и энергопредприятиями.

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

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

1.8.2. количество устанавливаемых на ВЛ дистанционных сигнализаторов гололедообразования.

1.9. Из схем управления общесистемного назначения принимаются следующие данные:

1.9.1. объемы реконструкции устройств релейной защиты и вторичных цепей самой ПС (при расширении и модернизации) и ПС прилегающей сети;

1.9.2. объемы реконструкции средств противоаварийной автоматики (ПА), автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ), напряжения (АРН) прилегающей сети;

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

1.10. При отсутствии каких-либо данных, перечисленных в пп. 1.5–1.8, или при наличии устаревших данных соответствующие вопросы разрабатываются при выполнении обоснований инвестиций или уточняются в составе проекта (рабочего проекта) ПС в виде самостоятельных разделов.

1.11. Проект (рабочий проект) ПС выполняется на расчетный период (5 лет с момента предполагаемого срока ввода в эксплуатацию), а также с учетом перспективы ее развития.

1.12. Развитие электрической сети.

1.12.1. При проектировании ПС рассматриваются вопросы по приведению схемы прилегающей электрической сети и ее отдельных элементов в соответствии с:

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 требований законодательства в области охраны окружающей среды и сбережения энергоресурсов.

1.12.2. В распределительной сети энергосистемы новое строительство и техническое перевооружение существующей сети направлено на обеспечение:

необходимой надежности построения схем электрической сети, при которой обеспечиваются нормативные требования;

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 нормальных и расчетных послеаварийных режимах работы электрической сети;

исключения перегруженных участков электрической сети с целью снижения потерь электроэнергии (ликвидация «очагов» потерь);

ограничения токов КЗ.

1.12.3. Очередность и сроки проведения работ по техническому перевооружению отдельных участков электрической сети и собственно электросетевых объектов устанавливаются с учетом:

эффективности принимаемых решений по реконструкции;

технического состояния действующих объектов электрических сетей, их морального и физического износа;

важности рассматриваемого объекта электрической сети для энергосистемы. При этом учитывается влияние рассматриваемого объекта на условия работы сети в смежных энергосистемах, а также обеспечение транзитных перетоков мощности и электроэнергии;

возможностей, обеспечивающих проведение работ по реконструкции и техническому перевооружению.

1.12.4. В основной сети энергосистемы (как правило, электрическая сеть напряжением 330 кВ и выше) техническое перевооружение существующей сети направлено на обеспечение:

пропускной способности сети в отдельных сечениях межсистемных связей с учетом транзитных перетоков мощности (в соответствии с требуемыми значениями);

резервирования системы внешнего электроснабжения отдельного энергоузла без ограничения его максимальной нагрузки на время ликвидации аварийной ситуации (переключения и др). При крупных системных авариях допускается неполное резервирование отдельного энергоузла с ограничением его максимальной нагрузки на время ремонта или замены основного оборудования на 25 %, но не более 400 МВт при внешнем электроснабжении на 750 кВ, 250 МВт – на 500 кВ, 150 МВт – на 330 кВ и 50 МВт – на 220 кВ (при условии обеспечения питания ответственных потребителей);

выдачи полной мощности электростанций к узловым подстанциям энергосистемы.

1.13. Объем технического перевооружения и реконструкции подстанции определяется на основании документов, подготовленных по результатам полного обследования и оценки технического состояния подстанции и утвержденных в установленном порядке.

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

Возможно оставление без изменений конструкции и технических решений, принятых 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.

1.15. Работоспособность оборудования и конструкций, оставляемых для дальнейшей эксплуатации, в необходимых случаях подтверждается проведением соответствующих испытаний.

Оборудование с истекшим сроком службы заменяется новым.

1.16. Проектная документация на новое строительство, техническое перевооружение и реконструкцию подстанций разрабатывается на основании утвержденных обоснований инвестиций.

В случае, когда в качестве альтернативы техперевооружению действующей подстанции имеется вариант сооружения новой подстанции, разработке рабочей документации предшествует выполнение проекта.

1.17. Проектная документация на техническое перевооружение и реконструкцию подстанций разрабатывается в одну стадию – рабочий проект с утверждаемой частью.

2. Площадка для строительства подстанции

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

2.1.1. схемы развития электрических сетей района или схемы электроснабжения конкретного объекта;

2.1.2. материалов проектов районной планировки и проектов планировки городов (поселков);

2.1.3. технико-экономического сравнения вариантов.

2.2. Площадка ПС по возможности размещается вблизи:

2.2.1. центра электрических нагрузок;

2.2.2. автомобильных дорог, по которым возможно передвижение трейлеров необходимой грузоподъемности;

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

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

При этом соблюдаются минимально допустимые расстояния по условиям шума от трансформаторов и воздушных выключателей согласно санитарным нормам;

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

2.3. ПС располагаются:

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

2.3.2. на незаселенной территории или на территории, занятой кустарниками и малоценными насаждениями;

2.3.3. вне зон природных загрязнений (морское побережье, засоленная почва и др.) и вне зон загрязненной промышленными отходами предприятий атмосферы. Размещение ПС в условиях загрязненной атмосферы возможно при обосновании с учетом требований соответствующих руководящих документов;

2.3.4. вне зон активного карста, оползней, оседания или обрушения поверхности под влиянием горных разработок, селевых потоков и снежных лавин, которые могут угрожать застройке и эксплуатации ПС, вне зон, подлежащих промышленной разработке (торфяники и др.), а также вне радиационно-зараженных мест;

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

2.3.6. 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 выполняются специальные гидротехнические соору-

жения по защите площадок от повреждений (подсыпка площадки, укрепление откосов насыпи, водоотводные сооружения, дамбы и др.):

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

2.3.8. на грунтах, не требующих устройства дорогостоящих оснований и фундаментов под здания и сооружения. Расположение ПС на торфах, свалках и т. п. возможно только при соответствующем обосновании;

2.3.9. на площадках с грунтами I или II категории по сейсмическим свойствам;

2.3.10. на площадках, обеспечивающих максимально удобные заходы ВЛ всех напряжений;

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

2.3.12. 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;

2.3.13. вне зон влияния каменных карьеров, разрабатываемых с помощью взрывов;

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

2.4. Размещение ПС производится с учетом наиболее рационального использования земель как на расчетный период, так и с учетом последующего расширения ПС. При этом учитываются коридоры подходов ВЛ всех напряжений.

При сооружении РУ новых напряжений рассматривается вариант его размещения на существующей ПС. При этом результаты сравнения отражаются в акте выбора площадки.

2.5. При размещении ПС, обслуживаемой энергосистемой, на территории промышленного предприятия предусматривается возможность выделения ее в самостоятельный объект с независимым проездом на территорию ПС.

2.6. При проектировании ПС предусматривается максимально возможное кооперирование с соседними промышленными предприятиями и населенными пунктами по строительству дорог, инженерных сетей, подготовки территории, жилых домов.

2.7. При размещении ПС учитывается наличие источников водоснабжения, естественные водоемы и реки, артезианские источники, присоединение к существующим сетям.

2.8. В районах с объемом снегопереноса 300 м³/м и более при выборе площадки ПС учитывается необходимость защиты от снежных заносов.

3. Схемы электрических распределительных устройств

3.1. Схемы электрических распределительных устройств напряжением 6–750 кВ выбираются с учетом схем развития энергосистемы, электроснабжения объекта и других внестадийных работ по развитию электрических сетей. Возможно применение нетиповых принципиальных схем при соответствующих обоснованиях.

3.2. На подстанции могут устанавливаться два и более трансформаторов. Установка более двух трансформаторов принимается на основе расчетов, а также в тех случаях, когда на ПС применяется два средних напряжения.

В первый период эксплуатации (пусковой комплекс) возможна установка одного трансформатора при условии обеспечения резервирования питания потребителей СН и НН.

3.3. Возможно применение однотрансформаторных ПС при обеспечении требуемой надежности электроснабжения потребителей.

3.4. На ПС устанавливаются, как правило, трехфазные трансформаторы.

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

3.5. При установке на ПС одной группы однофазных трансформаторов предусматривается резервная фаза, для которой обеспечивается возможность ее присоединения взамен вышедшей из работы с помощью перемычек при снятом напряжении.

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

При установке двух групп и резервной фазы замена вышедшей из работы осуществляется, как правило, путем перекатки.

3.6. Применяемые трансформаторы поставляются с устройством автоматического регулирования напряжения под нагрузкой (РПН).

3.7. При питании потребителей от обмотки НН автотрансформаторов для независимого регулирования напряжения предусматривается установка линейных регулировочных трансформаторов, за ис-

ключением случаев, когда уровень напряжения обеспечивается другими способами.

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

3.8. На стороне ВН силовых трансформаторов подстанций 35, 110 кВ не используются предохранители.

3.9. На стороне 6 и 10 кВ предусматривается, как правило, раздельная работа трансформаторов.

3.10. При необходимости ограничения токов КЗ на стороне 6 и 10 кВ могут предусматриваться следующие основные мероприятия:

3.10.1. применение трехобмоточных трансформаторов с максимальным сопротивлением между обмотками ВН и НН и двухобмоточных трансформаторов с повышенным сопротивлением;

3.10.2. применение трансформаторов с расщепленными обмотками 6 и 10 кВ;

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

Выбор варианта ограничения токов КЗ обосновывается их сравнением с учетом обеспечения качества электроэнергии.

3.11. Степень ограничения токов КЗ в РУ 6 и 10 кВ определяется с учетом применения наиболее легкого оборудования, кабелей и проводников, допустимых колебаний напряжения при резкопеременных толчковых нагрузках.

3.12. При необходимости компенсации емкостных токов в сетях 35, 10 и 6 кВ на ПС устанавливаются дугогасящие заземляющие реакторы с плавным 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 и мощность дугогасящих реакторов 6–10 кВ определяются в проекте ПС на основании данных, представляемых энергосистемой.

3.13. В схемах при подключении ВЛ через два выключателя (схемы 3/2, 4/3 и др.) возможна установка трансформаторов тока в цепи ВЛ с целью коммерческого учета электроэнергии.

3.14. При расширении РУ напряжением 6 кВ и выше учитываются новые тенденции выбора схем РУ: расширение области применения схем с подключением присоединений (ВЛ, трансформаторов) более чем через один выключатель, применение двух последовательно включенных секционных выключателей в РУ 6–10 кВ и др.

3.15. При появлении, при реконструкции или расширении неучтенных ранее при сооружении ПС потребителей I категории, требующих обеспечения электроэнергией от двух независимых взаморезервирующих источников питания, или увеличении их числа выполняются расчеты надежности схем РУ; выбор новых схемных решений производится на основании сопоставления затратных показателей и показателей надежности.

3.16. При наличии в РУ ПС отделителей и короткозамыкателей при реконструкции и техническом перевооружении предусматривается их замена на выключатель.

4. Выбор основного электротехнического оборудования

4.1. Выбор электротехнического оборудования осуществляется на основе исходных данных о примыкающих электрических сетях, особых условиях окружающей среды, данных по росту нагрузок, передаваемой мощности, развитию электрических сетей на расчетный период и учета перспективы развития ПС на последующий период.

4.2. При проектировании ПС применяется, как правило, оборудование отечественного производства. Возможно применение импортного оборудования при наличии экспертного заключения и других документов на соответствие функциональных показателей этого оборудования условиям эксплуатации и действующим отраслевым требованиям.

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 МВ·А включительно класса напряжения 110, 150 и 220 кВ выбираются в соответствии с действующими нормативными документами 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 обоснована.

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, заменяются 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 МВ·А с третичным напряжением 0,4 кВ для питания собственных нужд подстанции.

4.7. Для замены устаревшей группы автотрансформаторов мощностью 3×167 МВ·А напряжением 500/220 кВ рекомендуется применение трехфазного двухобмоточного автотрансформатора мощностью 500 МВ·А указанного напряжения при условии решения вопросов питания собственных нужд подстанций и транспортировки автотрансформатора.

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

4.9. 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 выбирать трансформатор с неполной мощностью обмоток среднего и низкого напряжения.

4.10. При применении линейных регулировочных трансформаторов проверяется их динамическая и термическая стойкость при КЗ на стороне регулируемого напряжения. В необходимых случаях предусматривается соответствующее реактирование.

4.11. При закрытой установке трансформаторов рекомендуется применение трансформаторов с вынесенной системой охлаждения типа ГОУ.

4.12. При замене одного старого трансформатора (автотрансформатора) на новый проверяются условия, обеспечивающие параллель-

ную работу старого и нового трансформаторов в автоматическом режиме регулирования напряжения на соответствующей стороне.

4.13. При неполной замене фаз группы старых однофазных автотрансформаторов возможность работы в одной группе старых и новых фаз автотрансформаторов, отличающихся значениями напряжений короткого замыкания, обосновывается специальными расчетами.

4.14. При выборе типов выключателей рекомендуется руководствоваться следующим:

4.14.1. в открытом РУ 110 кВ и выше предусматриваются выключатели наружной установки отечественного или импортного производства;

4.14.2. в закрытом РУ 110 кВ должны, как правило, устанавливаться КРУЭ;

4.14.3. в ОРУ 35 кВ предусматриваются элегазовые или вакуумные выключатели;

4.14.4. в РУ 6, 10 кВ предусматриваются шкафы КРУН с вакуумными или элегазовыми выключателями.

4.15. При выборе оборудования и ошиновки по номинальному току (СК, реакторы, трансформаторы) рекомендуется учитывать нормальные эксплуатационные, послеаварийные и ремонтные режимы, а также перегрузочную способность оборудования.

4.16. Оборудование и ошиновка в цепи трансформаторов выбирается, как правило, с учетом установки в перспективе следующего по шкале мощности трансформатора. 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 производятся по току трансформатора, устанавливаемого в перспективе, с учетом допустимой его перегрузки.

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

4.17. При выборе оборудования и ошиновки ячеек ВЛ 35 кВ и выше принимается максимальный ток ВЛ по условиям нагрева проводов в аварийном режиме с минимальным количеством типоразмеров ошиновки.

4.18. При установке ограничителей перенапряжения (ОПН) на ПС, позволяющих применить сокращенные расстояния в ОРУ или оборудование со сниженным уровнем изоляции, предусматривается резервная фаза ОПН на каждом классе напряжения.

4.19. На реконструируемых подстанциях, расположенных в условиях загрязненной атмосферы, в труднодоступных районах, а также на площадках с высокой стоимостью земли, целесообразно в ряде случаев применение КРУЭ.

Рекомендуется применение КРУЭ в сочетании с традиционным исполнением ошиновки сборных шин.

4.20. При замене выключателей напряжением 35 кВ и выше, отслуживших свой срок, выработавших свой ресурс или не соответствующих расчетным требованиям по номинальному току отключения или другим параметрам, применяются, как правило, элегазовые выключатели.

4.21. В регионах с холодным климатом до разработки соответствующих элегазовых выключателей применяются маломасляные или воздушные выключатели.

4.22. При замене выключателей в цепях шунтирующих реакторов и батарей статических конденсаторов применяются элегазовые выключатели, обеспечивающие надежную работу при коммутации шунтирующих реакторов 500–750 кВ и БСК 110 кВ.

4.23. При техперевооружении подстанций 110 кВ, расположенных в регионах со скоростью ветра более 32 м/с, рассматриваются варианты применения КТПБ 110 кВ на скорость ветра 40 м/с вместо ОРУ распластанного типа.

4.24. Реконструируемые подстанции напряжением 110 кВ и выше рекомендуется оснащать системами диагностики состояния силовых трансформаторов, элегазовых распредустройств и маслонаполненных вводов.

4.25. В качестве средств компенсации реактивной мощности применяются статические тиристорные компенсаторы и управляемые шунтирующие реакторы.

4.26. Дугогасящие реакторы с плавным регулированием индуктивности оснащаются системой автоматического регулирования емкостного тока замыкания на землю.

4.27. В целях улучшения обслуживания и повышения автоматизированности ПС разъединители 110–220 кВ предусматриваются с электродвигательными приводами.

5. Защита от перенапряжений и заземляющие устройства

5.1. Разрядники в качестве средств защиты от перенапряжений на вновь проектируемых ПС 110–750 кВ не применяются.

Количество комплектов ОПН 3–750 кВ и место их установки выбираются в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок, уровнем испытательных напряжений защищаемого оборудования и учетом защиты распределительных устройств от прямых ударов молнии. Выбор стержневых и тросовых молниеотводов осуществляется в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок.

При отклонении реальных условий от принятых в Правилах за расчетные, а также для ОРУ 750 и 1 150 кВ схемы молниезащиты уточняются на основе соответствующих расчетов.

При замене разрядников типов РВС, РВМК и РВМГ на ОПН уточняется их расстановка, исходя из характеристик ОПН и уровня испытательных напряжений планируемого к замене защищаемого оборудования.

5.2. Для обеспечения условий включения линии (снижения перенапряжений промышленной частоты до заданного в зависимости от длительности включения уровня) и обеспечения условий работы ОПН в квазистационарных режимах при перенапряжениях промышленной частоты свыше 1,3 наибольшего рабочего напряжения сети на ВЛ 330 кВ и выше на основе расчетов определяется необходимость установки шунтирующих реакторов.

5.3. Необходимость установки ОПН для защиты оборудования в ячейках линий 330–750 кВ для ограничения коммутационных перенапряжений определяется расчетом и уровнем испытательных напряжений защищаемого оборудования. Для линий 330 и 500 кВ длиной до 50 км установка ОПН не требуется. Аналогичную проверку проводят при замене оборудования в ячейках линий при реконструкции, техперевооружении или их перезаводке.

При замене электромагнитных трансформаторов напряжения 330–500 кВ, установленных на концах ВЛ, на емкостные проводятся расчеты коммутационных перенапряжений с целью определения необходимости установки на ВЛ ОПН или замены разрядника. Если ОПН на ВЛ уже есть, проводится расчет по определению его соответствия изменившимся условиям.

5.4. ОПН устанавливаются для защиты трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов в цепи их присоединения до выключателя.

5.5. Для исключения феррорезонансных перенапряжений в ОРУ применяются следующие решения:

для сетей напряжением 6, 10 и 35 кВ – антирезонансные трансформаторы напряжения соответствующих классов;

для сетей 110–500 кВ – антирезонансные или емкостные трансформаторы напряжения соответствующих классов при многоразрывных или одноразрывных выключателях или одноразрывные выключатели при электромагнитных трансформаторах напряжения.

В случае невозможности применения указанных решений для всего ОРУ (например, при расширении ОРУ) выполняется расчет возможности возникновения феррорезонансных перенапряжений и предусматриваются мероприятия по устранению причин их возникновения.

При изменении в РУ 110 кВ и выше числа линейных присоединений, протяженности шин, типа установленного электротехнического оборудования, а также мощности короткого замыкания выполняется расчет высокочастотных коммутационных перенапряжений и в случае необходимости разрабатываются мероприятия, обеспечивающие ограничение этих перенапряжений и защиту от них электротехнического оборудования РУ.

5.6. Проектирование заземляющих устройств выполняется в соответствии с нормированием по допустимому напряжению прикосновения либо по допустимому сопротивлению растекания, а также с учетом требований по снижению импульсных помех для обеспечения работы релейной защиты, автоматики, телемеханики и связи.

Для обеспечения в эксплуатации контроля соответствия действительных значений сопротивления растекания и напряжений прикосновения принятым значениям исходные данные, расчетные значения напряжений прикосновения, места расположения расчетных точек и сезонные коэффициенты указываются в проекте.

При реконструкции проверяется состояние контура заземления ПС и в случае необходимости выполняется его усиление в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок, методических указаний по контролю состояния заземляющих устройств и требованиями по снижению импульсных помех для обеспечения работы релейной защиты, автоматики, телемеханики и связи.

При замене устройств релейной защиты, автоматики, телемеханики и связи на новые устройства, выполненные на микроэлектронной или микропроцессорной базе и имеющие высокую чувствительность к импульсным помехам, предусматриваются специальные мероприятия по снижению уровня импульсных помех, в том числе по усилению заземляющего устройства ПС.

5.7. 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.

5.8. 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 обеспечивается постоянное заземление нейтрали не менее, чем у одного из присоединенных к линии трансформаторов, имеющих питание со стороны СН или НН.

5.9. Постоянное заземление нейтрали имеют все автотрансформаторы и обмотки 220–750 кВ трансформаторов. Нейтрали обмоток

110 кВ трансформаторов, которые в процессе эксплуатации могут быть изолированы от земли, защищаются ограничителями перенапряжений типа ОПНП-110.

5.10. Защита от прямых ударов молнии пролетов ВЛ 35, 110 кВ между концевой опорой и порталом ПС, когда грозозащитный трос в этом пролете не подвешивается, предусматривается в составе проекта ПС.

5.11. Для компенсации емкостных токов на землю на основе расчета определяют мощность и диапазон регулирования дугогасящих реакторов.

6. Собственные нужды, кабельное хозяйство, оперативный ток

6.1. Собственные нужды.

6.1.1. На всех ПС устанавливаются 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.

К трансформаторам собственных нужд подстанции могут подключаться только потребители подстанции.

В схемах собственных нужд ПС предусматривается присоединение трансформаторов собственных нужд к разным источникам питания (вводам разных трансформаторов, различным секциям РУ и др.)

На стороне низшего напряжения трансформаторы собственных нужд должны работать раздельно с автоматическим вводом резерва (АВР).

На подстанциях 330 кВ и выше предусматривается резервирование питания собственных нужд от независимого источника питания.

6.1.2. Мощность трансформаторов собственных нужд, питающих шины 0,4 кВ, выбирается 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 предусматривается, как правило, не более 630 кВ·А для ПС 110–220 кВ и не более 1 000 кВ·А для ПС 330 кВ и выше.

6.1.3. На двухтрансформаторных ПС 110–750 кВ в начальный период их работы с одним трансформатором устанавливаются 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, устанавливается один рабочий трансформатор собственных нужд, при этом второй 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 синхронных компенсаторов, воздушных выключателей и принудительной системы охлаждения трансформаторов устанавливается один трансформатор собственных нужд. В этом случае второй трансформатор собственных нужд смонтирован и включен в схему ПС.

6.1.4. При подключении одного из трансформаторов собственных нужд к внешнему независимому источнику питания выполняется проверка на предмет отсутствия сдвига фаз.

6.1.5. На ПС с постоянным оперативным током трансформаторы собственных нужд присоединяются 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 присоединяются 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 присоединяются к шинам НН ПС. При питании оперативных цепей переменного тока от трансформаторов собственных нужд последние присоединяются к ВЛ, питающим ПС.

6.1.6. Для сети собственных нужд переменного тока принимается напряжение 380/220 В системы TN-C или TN-C-S.

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

6.2. Кабельное хозяйство.

6.2.1. 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 выполняется с обязательной реконструкцией кабельных трасс.

6.2.2. Кабели, прокладываемые в пучках или в расположении ОПУ, применяются с изоляцией, не распространяющей горение (с индексом НГ).

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

6.2.4. В случае замены устройств релейной защиты, автоматики, телемеханики и связи на новые устройства, выполненные на микропроцессорной или микроэлектронной базе и имеющие высокую чувствительность к импульсным помехам, руководствуются рекомендациями по защите вторичных цепей от импульсных помех.

6.2.5. В целях повышения надежности и полноценного дублирования основные и резервные защиты (либо два комплекта защит) разделяются 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. Постоянный оперативный ток.

6.3.1.1. На ПС 110 кВ и выше, как правило, применяется оперативный постоянный ток (ОПТ) напряжением 220 В. Источником напряжения ОПТ служит аккумуляторная батарея (АБ), работающая с зарядно-подзарядным агрегатом (ЗПА) в режиме постоянного подзаряда.

При реконструкции ПС производится проверочный расчет существующих АБ с учетом изменений условий их работы. При необходимости АБ заменяются на новые.

6.3.1.2. На ПС 110–220 кВ устанавливается одна АБ и два зарядно-подзарядных агрегата. На ПС 330 кВ и выше устанавливаются две АБ и четыре ЗПА: по два для каждой АБ. Каждая АБ выбирается с учетом полной нагрузки ОПТ на ПС.

Для питания микропроцессорных устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики в случае обоснованной необходимости предусматривается установка отдельных аккумуляторных батарей (одной или двух). Сеть, которую они будут обслуживать, располагается в пределах ОПУ.

6.3.1.3. Система ОПТ на ПС проектируется с учетом следующего:

АБ снабжается двумя комплектами выводов, образующих два канала питания, соединенных кабелями с соответствующими автоматическими выключателями (АВ) (предохранителями), защищающими соответственно две секции главных шин щита постоянного тока (ЩПТ); к каждой из двух секций ЩПТ через соответствующие АВ (предохранители) подключаются шинки в ОПУ, на щите РЗА, в ЗРУ;

предусматривается возможность объединения одноименных шинок обоих каналов с помощью рубильников или аппаратов, их заменяющих;

на каждой секции шин ЩПТ предусматривается устройство контроля изоляции, а также устройство нахождения повреждения изоляции;

предусматривается возможность дозаряда аккумуляторов батареи без отключения нагрузки.

6.3.1.4. На ПС с двумя АБ количество каналов питания и шин в системе ОПТ удваивается по сравнению с одной АБ.

6.3.1.5. На ПС с одной АБ предусматривается возможность параллельной работы двух зарядно-подзарядных агрегатов.

6.3.1.6. На ПС с двумя АБ предусматриваются две ремонтные перемычки для возможности отключения любого из четырех каналов питания или полностью одной АБ.

Автоматические выключатели (предохранители) цепей управления, релейной защиты и автоматики устанавливаются либо на панелях управления, либо на отдельных панелях (в шкафах).

6.3.1.7. Вся нагрузка ОПТ распределяется на ПС с одной АБ между двумя каналами питания, на ПС с двумя АБ – между четырьмя каналами. При этом основные и резервные защиты (первые и вторые комплекты защит), основные и дублирующие комплекты противоаварийной автоматики, первые и вторые электромагниты отключения высоковольтных выключателей питаются от разных каналов ОПТ при одной АБ и от разных АБ, когда их две.

6.3.1.8. Система ОПТ предусматривается с трехступенчатым уровнем защиты:

верхний уровень – защита селективными АВ (предохранителями) на вводах от АБ;

средний уровень – защита селективными АВ (предохранителями) на отходящих присоединениях ЩПТ;

нижний уровень – защита АВ (предохранителями) без выдержки времени цепей питания ОПТ панелей (шкафов).

6.3.1.9. Защитные элементы трех уровней обеспечивают селективное отключение КЗ на защищаемом участке, верхнего и среднего уровней, а также в зоне резервирования.

Чувствительность защитных элементов АВ:

вводных – при КЗ в основной зоне защиты и в зоне резервирования коэффициент чувствительности ($K_ч$) не менее 2;

среднего уровня – при КЗ в основной зоне защиты $K_ч$ не менее 2, в зоне резервирования – не менее 1,3;

нижнего уровня – при КЗ на входе панели (шкафа) $K_ч$ не менее 2.

Расчеты токов КЗ в системе ОПТ выполняются с учетом сопротивления дуги в месте повреждения.

6.3.1.10. Выбор АБ, расчет токов КЗ, выбор защитных аппаратов, распределение нагрузки по каналам питания в системе ОПТ выполняются в соответствии с указаниями по организации системы ОПТ на ПС 110 кВ и выше.

6.3.1.11. Крепление элементов АБ для ПС в сейсмических регионах выполняется в соответствии с действующими рекомендациями.

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

Цепи питания РЗ не объединяются с цепями питания оперативной блокировки, а цепи питания микропроцессорных устройств РЗ еще и с цепями питания двигателей постоянного тока.

6.3.3. Выпрямленный оперативный ток.

6.3.3.1. Для организации выпрямленного оперативного тока используются стабилизированные блоки напряжения, которые подключаются к трансформаторам напряжения на стороне ВН подстанции и токовые блоки питания, подключаемые ко вторичным цепям выносных трансформаторов тока на стороне ВН ПС.

При необходимости, которая определяется расчетом, предусматривается установка дополнительного блока стабилизированного напряжения, подключенного к трансформатору собственных нужд, который принимает на себя часть нагрузки оперативных цепей в нормальном режиме работы.

6.3.3.2. Для питания цепей сигнализации предусматриваются нестабилизированные блоки напряжения, которые подключаются к секциям щита собственных нужд. Блоки работают параллельно на шинки сигнализации.

6.3.3.3. Для питания оперативных цепей защиты, управления и автоматики на ПС все блоки питания тока и стабилизированного напряжения работают параллельно на шинки оперативного тока.

Предусматриваются шинки несглаженного и сглаженного напряжения. Шинки сглаженного напряжения питаются через фильтры, установленные в блоках стабилизированного напряжения, и предназначаются для питания устройств на микропроцессорной (микроэлектронной) элементной базе с требованиями к пульсации напряжения, соответствующими допустимому уровню для указанных устройств.

Предусматривается секционирование рубильником шинок питания выпрямленным оперативным током.

6.3.3.4. Защита шинок оперативного тока выполняется с помощью автоматических выключателей и обеспечивает селективную работу с вводными автоматами блоков напряжения и индивидуаль-

ными автоматами устройств защиты, автоматики и управления элементов ПС и отходящих линий.

Обеспечивается чувствительность всех защитных элементов в конце смежного участка сети выпрямленного тока.

6.3.4. Переменный оперативный ток.

6.3.4.1. С целью повышения надежности ПС на переменном оперативном токе система оперативного переменного тока подстанции выполняется с учетом следующих положений:

питание шинок оперативного переменного тока осуществляется от двух секций собственных нужд 0,4 кВ через раздельные трансформаторы с АВР между линиями питания;

на шинках предусматривается устройство контроля изоляции;

АВР линий питания выполняется с помощью магнитных пускателей, обеспечивающих динамическую стойкость к токам КЗ в системе оперативного тока. Питание катушек магнитных пускателей выполняется от устройства бесперебойного питания;

питание электродвигателей заводки пружин приводов выключателей осуществляется от шинок, образованных от шин собственных нужд;

в схему питания оперативным током не включаются стабилизаторы напряжения типа С-3С;

для обеспечения надежного действия АЧР при снижении напряжения в сети питание устройства АЧР осуществляется от устройства бесперебойного питания.

6.3.4.2. Обеспечивается чувствительность всех защитных элементов при повреждении в конце смежного участка сети.

6.3.4.3. Организация цепей оперативного переменного тока и расчеты по обеспечению селективности и чувствительности защитных аппаратов схемы питания цепей защиты и управления выполняются в соответствии с действующими нормативно-техническими документами.

6.4. В качестве источников переменного оперативного тока для питания цепей защиты и управления используются трансформаторы тока и предварительно заряженные конденсаторы.

При этом могут применяться:

схемы совмещенного действия с дешунтированием и от предварительно заряженных конденсаторов для включения короткозамыкателей;

схемы с дешунтированием для отключения выключателей 6, 10 и 35 кВ;

схемы с действием от предварительно заряженных конденсаторов для отключения отделителей и выключателей.

7. Управление, автоматика и сигнализация

7.1. При реконструкции управления элементов ПС (в зависимости от объема реконструкции) проект 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 кВ и КРУЭ 35, 110 и 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 пп. 7.1.1, 7.1.3, 7.1.4, сохраняется и используется для контроля и местного управления.

7.2. На ПС 35 кВ и выше панели управления и защиты и устройства телемеханики размещаются, как правило, в помещении оперативной связи, для чего указанные помещения проектируются с учетом возможности установки в них перечисленного выше оборудования.

7.3. Устройства технологической автоматики выключателей, разъединителей, трансформаторов, поставляемые совместно с выше названными устройствами, располагаются 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 производится со щита управления.

Управление линиями 35 кВ при наличии ОРУ 35 кВ осуществляется 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 осуществляется из шкафов, расположенных в РУ в зоне безопасного обслуживания или с ОПУ.

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

7.5.3. Управление разъединителями 110 и 220 кВ, используемыми в схемах плавки гололеда, осуществляется дистанционно.

7.6. При установке на присоединении нескольких микропроцессорных терминалов релейной защиты возможно 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 выполняется 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 неисправностей 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), отделителями и короткозамыкателями и выполняется для всех ПС 110 кВ и выше.

8.2. Разъединители 35–220 кВ имеют, как правило, механическую блокировку со своими заземлителями.

8.2.1. Для разъединителей 330 кВ и выше при отсутствии механической блокировки выполняется электромагнитная блокировка 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 АСУ ТП ПС.

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

8.5. Оперативная блокировка автотрансформатора обеспечивает 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 обеспечивает 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 выполняется с учетом требования установки двух заземлителей на каждой секции (системе) шин.

8.8. В приводе разъединителя предусматривается возможность механического разблокирования замка с помощью специального ключа.

9. Релейная защита

9.1. Необходимость и объем выполнения работ по ТПВ и РК устройств релейной защиты определяется техническим заданием на основе обследования, анализа и оценки технического состояния и надежности защиты эксплуатируемых объектов.

9.2. Техническое перевооружение релейной защиты производится в направлении:

9.2.1. Замены физически и морально устаревших устройств РЗ на новые, соответствующие современному техническому уровню.

ТПВ подлежат устройства РЗ, физический износ которых близок к предельному состоянию.

Морально устаревшие устройства РЗ заменяются на более технически совершенные, выпускаемые на данный момент промышленностью.

9.2.2. Замены устройств РЗ, не удовлетворяющих на момент ТПВ требованиям быстродействия, чувствительности, надежности.

9.2.3. Повышения надежности ближнего резервирования.

9.2.3.1. Для электросетевых объектов 330–500–750 кВ. Распределение защит по цепям переменного тока и напряжения, цепям оперативного постоянного тока и цепям отключения, проходящим в разных кабелях и по возможности в разных кабельных каналах.

9.2.3.2. Для электросетевых объектов 35–220 кВ. Распределение основных и резервных защит по разным сердечникам трансформаторов тока.

Питание основных и резервных защит (двух комплектов защит)

на ПС на постоянном (выпрямленном) оперативном токе – от разных секций шин через разные головные автоматы;

на ПС на переменном оперативном токе – раздельно от разных источников с применением для включения короткозамыкателя вариантов совмещенного питания по схеме дешунтирования и от предварительно заряженных конденсаторов, одновременно двух предварительно заряженных блоков конденсаторов с разделением выходных цепей защит на разные промежуточные реле.

Применение дополнительных защит с питанием от трансформаторов тока и независимым питанием цепей отключения от других источников.

9.2.4. Обеспечения дальнего резервирования.

9.2.4.1. Применение современных устройств РЗА с большими функциональными возможностями позволяет обеспечить требуемую чувствительность при КЗ в зоне резервирования (с учетом каскадной ликвидации повреждения и поочередного действия защит разных присоединений).

9.2.4.2. На линиях 330 кВ и выше, для которых дальнее резервирование неэффективно, в целях усиления ближнего резервирования целесообразна установка дополнительного комплекта защиты

9.2.4.3. Действие для целей резервирования на ПС с выключателями на включение специально устанавливаемого короткозамыкателя.

9.2.5. Применения микропроцессорных аварийных осциллографов и регистраторов с объединением всех этих устройств в единую локальную сеть с возможностью выдачи информации на уровень местной и центральной служб релейной защиты. Применения автоматического определения места повреждения на ВЛ (ОМП), как в составе АСУ ТП, так и в составе локальных устройств.

9.2.6. При применении устройств РЗ на микропроцессорной (микроэлектронной) элементной базе проводятся работы по оценке электромагнитной обстановки на ПС.

9.3. Реконструкция релейной защиты производится в связи с развитием распределительных устройств действующих ПС, переводом на более высокое напряжение, заменой существующих трансформаторов на трансформаторы бóльшей мощности, необходимостью модернизации и установки дополнительных защит для уменьшения вероятности возможных повреждений основного оборудования и предусматривает выполнение следующих работ:

9.3.1. установку устройств РЗ для защиты дополнительно устанавливаемого оборудования;

9.3.2. замену и модернизацию существующих устройств РЗ;

9.3.3. перенос максимальных токовых защит (МТЗ) на стороне 6–10 кВ трансформаторов (автотрансформаторов), расположенных в шкафах КРУ, на панели в шкафы ОПУ для предотвращения там, где это может иметь место, отказа защиты трансформатора из-за потери ее оперативного тока или повреждения цепей общего с МТЗ стороны ВН пускового органа напряжения при дуговых замыканиях в шкафу КРУ;

9.3.4. защиту от дуговых замыканий для всех шкафов КРУ (КРУН) 6–10 кВ.

9.4. При проектировании применяются устройства РЗА отечественного производства или при обосновании – иностранного производства.

9.5. ТПВ и РК релейной защиты в порядке приоритетов рекомендуется выполнять в следующей последовательности:

заменять физически изношенную, выработавшую свой срок службы, аппаратуру РЗ;

заменять устройства РЗ, пониженная надежность которых может приводить к ложной работе или отказу;

заменять устройства РЗ, улучшение характеристик которых позволит ускорить отключение повреждений на защищаемом присоединении и в прилегающей сети.

10. Противоаварийная автоматика

10.1. При проектировании противоаварийной автоматики (ПА) учитываются требования руководящих указаний по противоаварийной автоматике энергосистем. При этом целесообразно придерживаться существующей концепции иерархического построения ПА.

Новый комплекс ПА региона, заменяющий устаревший, может либо вписываться, либо допускать в последующем включение его в иерархическую структуру ПА единой энергосистемы России.

По существующей концепции предусматривается выполнение противоаварийной автоматики для предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) системообразующей сети в виде трех-четырех иерархических уровней, выполняющих различные задачи.

Основу составляет 2-й (или 1-й) уровень, включающий создание нескольких десятков малых локальных централизованных микропроцессорных комплексов ПА (АПНУ), каждый из которых осуществляет противоаварийное управление в своем отдельном регионе с использованием ограниченного объема информации.

Автоматический расчет дозировки управляющих воздействий для локальных устройств, обслуживающих одну объединенную энергосистему, выполняется циклически устройствами 3-го уровня иерархии, размещаемыми в соответствующих ОДУ. Рассчитанная дозировка запоминается в локальных устройствах и реализуется при возникновении фиксируемых пусковыми органами возмущений.

При отсутствии связи с ОДУ локальные устройства переводятся в автономный режим расчета дозировки по табличным или упрощенным алгоритмам.

Верхний, 4-й уровень иерархии координирует действия централизованных комплексов АПНУ по линии ЦДУ–ОДУ.

10.2. Устаревшая морально и физически аппаратура ПА, находящаяся в эксплуатации на подстанциях, заменяется технически более совершенной современной аппаратурой с сохранением или с изменением выполняемых ею функций в соответствии с разработанным проектом реконструкции и технического перевооружения ПА.

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

Физический износ аппаратуры ПА определяется ее средним сроком службы, установленным техническими условиями, или сроком службы составляющих ее элементов, а также увеличением затрат на ее ремонт и на поддержание работоспособности, прекращением выпуска запчастей.

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

10.3. 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. В этом случае расширение функций существующей ПА, а также увеличение объемов и видов ее управляющих воздействий подтверждаются расчетами устойчивости, выполненными с учетом существующих требований.

10.4. Реконструкция и техническое перевооружение ПА, поскольку она является системной, затрагивают сразу не только одну реконструируемую ПС, но и несколько других подстанций и электростанций энергосистемы, на которых размещены отдельные устройства ПА, связанные с помощью резервированных каналов связи в один локальный, централизованный или децентрализованный комплекс ПА (АППУ) района противоаварийного управления.

Кроме устаревших устройств АППУ на подстанциях заменяются устаревшие и выработавшие ресурс отдельные устройства ПА, предназначенные для прекращения развития аварии в энергосистеме и ограничения отклонений частоты и напряжения.

Замена этих местных устройств ПА на новые может предусматриваться отдельно от всего комплекса ПА (АППУ) района энергосистемы при реконструкции и техническом перевооружении релейной защиты, системы управления, телемеханики и связи на каждой отдельной ПС.

10.5. Выполняются требования противоаварийной автоматики к главной схеме электрических соединений реконструируемой ПС и связанных с ней других действующих подстанций в части простоты и надежности реализации возникших новых управляющих воздействий ПА, например, таких, как деление системы, отключение только специально выделенной из общего объема неответственной нагрузки потребителей.

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

10.7. При оценке объемов реконструкции и технического перевооружения ПА на подстанциях учитываются устройства ПА, размещенные на подстанциях других ведомств, но являющиеся неотъем-

лемой частью системной противоаварийной автоматики. Их реконструкция и техническое перевооружение ведутся одновременно и четко координируются.

10.8. Разработка проекта реконструкции и технического перевооружения ПА в зависимости от сложности задачи выполняется 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.

10.9. В проекте выполняется разработка оптимального плана реконструкции и технического перевооружения морально и физически устаревшего комплекса АППУ региона, замена его технических средств и программного обеспечения новыми микропроцессорными средствами и новым программным обеспечением.

При этом рассматриваются два варианта:

1) одноэтапная замена центрального устройства и периферийных устройств вместе с аппаратурой каналов связи однотипной аппаратурой;

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 на реле;

устройство контроля мощности в предшествующем режиме;

пусковые и исполнительные устройства ПА;

устройства телемеханики и каналообразующие устройства телепередачи доаварийной и аварийной информации.

Новое устройство АДВ нижнего (1-го или 2-го) уровня иерархии, заменяющее старое и размещаемое, как правило, на узловой ПС системообразующей сети, снабжается программным обеспечением с табличным или вычислительным алгоритмом выбора управляющих воздействий ПА.

10.10. При замене на подстанции релейно-контактной системы управления микропроцессорной интегрированной системой автоматического управления (АСУ ТП ПС) в нее интегрируется информационно микропроцессорное устройство АДВ и другие указанные в п.10.4 локальные устройства противоаварийной автоматики. С помощью АСУ ТП ПС осуществляются следующие функции для каждого из этих устройств противоаварийной автоматики:

отображение и регистрация факта срабатывания и неисправности с привязкой к астрономическому времени с разрешающей способностью 1 мс;

диагностика состояния;

настройка.

11. Автоматизированное управление. АСУ ТП, диспетчерское управление

11.1. Работы по проектированию средств и систем автоматизированного управления для вновь создаваемых или реконструируемых ПС 35–750 кВ основываются на анализе технических требований (технических условий) 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 (АСКУЭ), автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности (АРН);

средств и систем связи и информационного обмена с высшими уровнями иерархии управления подстанциями;

систем оперативного постоянного тока (ЩПТ, АБ), воздухоподготовки (для ПС с воздушными выключателями);

локальных средств и систем автоматизации.

11.2. Проектирование средств и систем автоматизированного управления ПС осуществляется 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.

11.3. Работы по техническому перевооружению и реконструкции ПС 35–750 кВ в части обеспечения автоматизированного управления ПС, кроме того, основываются на следующем:

полной исходной информации о реальном состоянии и техническом оснащении диспетчерского управления и средств автоматизации 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);

анализе предложений по техническому перевооружению и реконструкции ПС и соответствующем определении состава и объема работ по обеспечению автоматизированного управления ПС;

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.

11.4. Для всех видов ПС управление организовывается как автоматизированное или автоматическое. Неавтоматизированное управление (в частности, при оперативном управлении коммутационными аппаратами – КА) возможно 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).

11.5. При проектировании средств и систем автоматизированного управления различают три группы ПС:

11.5.1. ПС без постоянного дежурного оперативного персонала, работающие преимущественно на местные 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».

11.5.2. ПС, телеуправляемые с ДП или ОПУ другой подстанции. Анализ ситуаций, принятие решений и управление ПС осуществляется диспетчером на основе собранной на ПС телеинформации, передаваемой в ДП с помощью каналов и средств связи и передачи данных, по которым передаются выданные диспетчером управляющие команды на КА управляемой ПС.

11.5.3. 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 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 ПС является АСУ ТП; при этом объем реализуемых информационных и управляющих функций системы управления определяется с учетом влияния ПС на режимы примыкающих сетей и энергосистемы в целом.

В настоящее время ПС данной группы функционируют с постоянным дежурным оперативным персоналом, однако существует тенденция их перевода на режим оперативно-диспетчерского управления из соответствующего диспетчерского пункта (ОДУ, РДУ, ПЭС).

11.6. Проектирование средств управления коммутационными аппаратами и другими управляемыми элементами ПС:

11.6.1. При автоматизированном управлении на ПС всех групп управляемыми элементами ПС являются:

коммутационные аппараты (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.).

11.6.2. Оперативное управление КА и другими управляемыми элементами ПС осуществляется 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 предусматривается возможность оперативного управления КА и другими управляемыми элементами ПС непосредственно с места установки органов управления – дистанционное или ручное в зависимости от типа привода.

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

11.6.4. В схеме или программе дистанционного управления выключателем предусматривается блокировка, исключающая несинхронное включение отдельных частей системы и подачу напряжения на установленное заземление.

В схеме или программе дистанционного управления разъединителем предусматривается блокировка, исключающая переключение разъединителя под нагрузкой. При этом на месте установки разъединителя операции ручного управления под нагрузкой блокируются с помощью релейной блокировки или блокировочного замка в зависимости от конструктивных особенностей выполнения ячейки разъединителя.

11.7. Для обеспечения автоматизированного управления КА и другими управляемыми элементами ПС их схемы управления проектируются с учетом положений, изложенных в Правилах устройства электроустановок. В частности, предусматриваются необходимые средства: защиты от коротких замыканий, перегрузок; блокировки; технологического контроля (например, состояния КА, коммутационных цепей управления) и т. д.

11.8. Используемые для автоматизированного управления ПС технические и программно-технические средства – ПТС и их комплексы – ПТК должны удовлетворять требованиям Правил устройства электроустановок и действующих нормативно-технических документов отрасли (в том числе к надежности, электропитанию, электро-

магнитной 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, рекомендуется выполнять в соответствии с действующими руководящими указаниями по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах.

11.10. Проектирование систем управления ПС без постоянного дежурного оперативного персонала (по п. 11.5.1).

11.10.1. С целью обеспечения автоматизированного управления такими ПС персоналом ОВБ или «дежурным на дому» предусматривается 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.

Предусматривается возможность перевода ПС в перспективе на режим телеуправления с ДП (или автоматического управления).

11.10.2. На ПС данной группы, не оборудованных ОПУ, управление осуществляется с помощью командных элементов, устанавливаемых в приборном отсеке (шкафу) ячейки 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 осуществляется дистанционно из ОПУ. При ТПВ и РК проектом также предусматривается возможность дистанционного управления с ОПУ и выключателями отходящих присоединений напряжением 6–10 кВ.

11.10.4. Как правило, для организации системы управления ПС данной группы проектируются 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 на ПС к месту расположения обслуживающего персонала, а для узловых и распределительных подстанций – на оперативно-диспетчерский пункт предприятия электрических сетей.

11.11. Проектирование систем управления ПС, телеуправляемых с ДП или ОПУ другой подстанции (по п. 11.5.2).

11.11.1. Для управления ПС, которые находятся в непосредственном оперативном подчинении диспетчера сетевого предприятия (в отдельных случаях – энергосистемы) или оперативного персонала другой ПС (выполняющего в этом случае также и диспетчерские функции), проектируются технические средства системы управления, обеспечивающие решение следующих задач сбора, обработки и представления диспетчеру текущей телеинформации с ПС, а также собственно телеуправления оборудованием подстанции:

контроль текущего состояния главной схемы ПС и схемы собственных нужд;

контроль текущего режима ПС;

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

сигнализация диспетчеру диагностической информации по особо важному оборудованию и помещениям;

телеуправление КА питающих и отходящих присоединений главной схемы.

11.11.2. Для приема телеинформации, а также для передачи сигналов (команд) телеуправления КА предусматриваются технические средства системы сбора, обработки и передачи данных (телемеханики).

11.11.3. На ПС данной группы устанавливаются 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) предусматривают обеспечение поддержания заданных параметров режима без участия персонала с соответствующим контролем и выдачей информации на верхний уровень при существенных отклонениях от задания или нарушениях режима. Объемы передаваемой на верхний уровень информации, а также команд управления предусматривают обеспечение управления ПС в нормальных режимах. Функции управления

в аномальных режимах предусматривают при проектировании на основе оценки возможных ситуаций.

11.12. Проектирование АСУ ТП ПС с постоянным дежурством оперативного персонала (по п. 11.5.3).

11.12.1. Функции (задачи) АСУ ТП ПС.

11.12.1.1. В АСУ ТП ПС могут 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 текущего состояния основного оборудования и параметров режима;

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;

технический учет и контроль электроэнергии и мощности;

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

обеспечение информационной взаимосвязи с автономными системами и средствами автоматизации на ПС (и, в случае необходимости, со смежными системами управления).

11.12.1.3. По согласованию с эксплуатирующими организациями рекомендуется расширять состав реализуемых функций АСУ ТП за счет решения других задач контроля, анализа, диагностики и

управления, повышающих качество системы управления и, как следствие, эффективность эксплуатации ПС.

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

11.12.2.1. Сбор и обработка информации.

В общем случае предусматриваются 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 выбирается таким образом, чтобы не нарушалась технологическая логика решения всех функциональных задач АСУ ТП ПС.

Проверяется достоверность дискретной информации о состоянии КА (в том числе несоответствие поданной команде управления). Для этого рекомендуется с каждого коммутационного аппарата вводить по два сигнала, соответствующих 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 используются 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.) рекомендуется выполнять максимально приближенными к нормам, предусмотренным действующими стандартами, а также учитывать установившиеся нормы, сложившиеся в электроэнергетике.

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

Предупредительная и аварийная сигнализации различаются 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 положения проектирования средств автоматизации ПС, осуществляющих формирование и реализацию команд дистанционного управления, изложены в п. 11.6.

Перечень КА и других элементов главной электрической схемы ПС, управляемых средствами АСУ ТП, как правило, согласуется с заказчиком.

В АСУ ТП ПС основными средствами управления являются средства автоматизированного рабочего места 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 с. Время выдачи команды – это время от момента инициализации команды с АРМ до получения обратного сообщения о передаче ее на исполнительный орган. Указанное время гарантируется при всех режимах работы системы.

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

11.12.2.4. Регистрация событий.

Как правило, регистрируются 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 осуществляется с указанием времени возникновения, наименований событий и их принадлежности к соответствующим объектам управления. Точность фиксации времени событий согласовывается со средствами регистрации аварийных процессов и позволяет однозначно распознавать при анализе последовательность событий, в частности, два последовательных переключения КА наивысшего быстродействия. Система регистрации обеспечивает персоналу возможность дальнейшего анализа событий, а также отображения и архивирования результатов анализа.

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

11.12.2.5. Регистрация аварийных процессов (осциллографирование).

Технические средства, используемые для регистрации аварийных процессов (осциллографирования), должны удовлетворять требованиям, приведенным в Правилах устройства электроустановок.

Данные регистрации аварийных процессов (осциллографирования) отображаются на автоматизированном рабочем месте инженера-релейщика в виде, максимально облегчающем проведение ретроспективного анализа аварий.

11.12.2.6. Архивирование информации.

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

Данные архива сохраняются по установленному на ПС или в системе диспетчерского управления регламенту (в том числе по срокам хранения). Зарегистрированная и архивируемая информация не должна теряться и искажаться в случаях нарушений электропитания. Обеспечивается также защита этой информации от вирусов и несанкционированного доступа.

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

11.12.2.7. Технический учет и контроль электроэнергии и мощности.

При проектировании АСУ ТП рекомендуется максимально использовать для технического учета и контроля электроэнергии, активной и реактивной мощности по ПС в целом и по ее отдельным присоединениям, а также других задач АСУ ТП данные, собираемые и обрабатываемые на ПС средствами АСКУЭ (независимо от автономности ее создания и функционирования).

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

Средствами АСУ ТП ПС осуществляются сбор, обработка и передача информации, необходимой высшим уровням оперативно-диспетчерского и технологического управления (в общем случае, ДП предприятий электрической сети, энергосистемы, энергообъединения) как в штатном автоматическом режиме, так и по запросу верхнего уровня иерархии управления. В задачи АСУ ТП ПС входит прием информации, поступающей с высших уровней иерархии управления (заданных значений режимных параметров или графиков их изменения, заданных значений уставок устройств РЗА и т. д.).

С целью повышения эффективности эксплуатации ПС рекомендуется также организовать в АСУ ТП подготовку и передачу различной технологической информации (в том числе параметров режима, состояния оборудования, событий, данных диагностики) в соответствующее предприятие электрической сети.

11.12.2.9. Обеспечение взаимосвязи со средствами РЗА.

Функции РЗА выполняются независимо от решения каких-либо задач АСУ ТП, т. е. работоспособность средств, реализующих функции РЗА, не должна зависеть от состояния и функционирования остальных средств автоматизации ПС.

При реализации взаимодействия средств АСУ ТП с устройствами РЗА обеспечивается возможность получения информации о действии устройств РЗА, а также (при использовании микропроцессорных 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.

При построении системы РЗА с помощью микропроцессорных устройств (при наличии у них соответствующих расчетных мощностей и программного обеспечения) рекомендуется их использование в качестве источников текущей аналоговой и дискретной информации в АСУ ТП ПС для решения различных задач: регистрации и сигнализации событий, цифрового осциллографирования аварийных процессов, оперативного и ретроспективного анализа технологических ситуаций и др.

11.12.2.10. Обеспечение взаимосвязи средств АСУ ТП ПС с системами автоматического управления.

При создании АСУ ТП ПС ее средствами обеспечивается 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, регулирования напряжения и реактивной мощности и др.). С этой целью в АСУ ТП ПС в общем случае предусматриваются 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).

11.12.3. Проектирование взаимодействия оперативного персонала ПС с ПТК АСУ ТП.

Для ПС со сложными схемами соединений и значительным количеством контролируемой информации взаимодействие персонала с ПТК АСУ ТП рекомендуется строить на основе выбора конкретных управляемых и контролируемых элементов на мнемосхеме. В данном случае под управляемым элементом понимается элемент первичной или вторичной схемы, состояние которого изменяется в результате выполнения команды, подаваемой оперативным персоналом, а под контролируемым – элемент оборудования, применительно к которому осуществляется контроль состояния и/или режимных параметров.

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

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

выбор управляемого элемента;

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

выдача команды управления;

получение подтверждения исполнения команды.

Реализация любой операции строится так, чтобы исключить ее случайное выполнение. При этом исключается 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 осуществляются оперативное управление и связь с верхним уровнем диспетчерского управления энергосистемы и с соответствующим предприятием электрических сетей. ЦПУ предназначен для управления ПС в целом во всех режимах функционирования. С этой целью ЦПУ оснащается средствами оперативного управления элементами главной схемы ПС;

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

Целесообразно также организовать пункт управления, предназначенный для управления оборудованием собственных нужд и прочим вспомогательным оборудованием ПС, находящимся в ведении дежурного электромонтера ПС; в противном случае управление вспомогательным оборудованием ПС осуществляется с рабочего места (АРМ) дежурного персонала ЦПУ.

Рекомендуется организация специального рабочего места (или АРМ) системного инженера, ответственного за обслуживание комплекса технических и программных средств АСУ ТП. Рекомендуется также организовывать одно рабочее место (АРМ) системного инженера, обслуживающего технические и программные средства систем управления нескольких подстанций.

11.12.5. При проектировании АСУ ТП ПС на базе микропроцессорных устройств предусматриваются средства синхронизации таймеров 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 системообразующих ПС на дежурный оперативный персонал может быть возложено и выполнение диспетчерских функций управления режимом нескольких подстанций, входящих в концентрированный узел сетевых объектов энергосистемы. В этом случае на ЦПУ ПС организуется специальное рабочее место (АРМ) диспетчера, оборудованное средствами телеуправления удаленными объектами по каналам связи и передачи данных.

11.12.7. При ТПВ и РК ПС АСУ ТП проектируется, как правило, без дублирования традиционными средствами контроля и управления и является единственной системой, без которой функционирование ПС не предусматривается. Допускается по требованию заказчика включать в состав АСУ ТП элементы существующей традиционной системы контроля и управления ПС (например, с целью резервирования или для обеспечения функционирования ПС при поэтапном вводе в эксплуатацию средств и подсистем АСУ ТП).

11.12.8. При поэтапном ТПВ и РК ПС верхний уровень АСУ ТП (серверы, сетевое оборудование, АРМ и т. п.) проектируется с учетом перспективного развития ПС, т. е. ввод в работу дополнительных средств автоматизации осуществляется 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 досто-

верной информации о режимах и состоянии оборудования ПС и прилегающих участков электрических сетей для АСУ на всех уровнях иерархии управления в электроэнергетике.

11.12.9.1. С точки зрения оперативно-технологического управления режимами электрических сетей и энергосистем АСУ ТП ПС – подсистема нижнего уровня для таких иерархических автоматизированных и автоматических систем, как:

автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ);

автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности (АСКУЭ);

системы релейной защиты и электроавтоматики (РЗА);

системы противоаварийной автоматики (ПА);

системы автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности (АРН);

системы автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (АРЧМ).

11.12.9.2. АСУ ТП является также источником информации для систем производственно-технологического и организационно-экономического управления той корпорации, которой принадлежит ПС, в том числе управления процессами эксплуатации, ремонта и развития электрических сетей.

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 ДП предприятия электрических сетей или ОДУ (РДУ) проектом системы управления предусматривается выполнение практически всех базовых функций АСУ ТП ПС, перечисленных в п. 11.12.1. При этом предусматривается организация удаленных АРМ диспетчерского персонала и служб ДП с передачей телеинформации и команд управления по волоконно-оптическим каналам связи с использованием международных стандартных протоколов информационного обмена. В этом случае на самой ПС целесообразно организовывать также централизованные и/или локальные АРМ (в том числе мобильные) для персонала ОВБ, существенно повышающие эффективность и безопасность работ по обслуживанию и развитию оборудования ПС.

12. Средства связи

12.1. Подстанция оснащается средствами связи, обеспечивающими текущие и перспективные потребности систем автоматического и автоматизированного управления оборудованием подстанции в нормальных и аварийных режимах.

12.2. Требуемый объем средств передачи информации определяется 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. Средства внешней и внутренней связи подстанции предусматриваются с учетом схемы развития единой цифровой сети связи электроэнергетики и перспективных схем развития сетей и средств связи объединенных и региональных энергосистем.

12.4. Подстанции, на которых организуются магистральные или территориальные центры автоматической коммутации либо распределительные узлы связи, оснащаются также оборудованием, соответствующим статусу данного узла связи в Генеральной схеме.

12.5. На подстанциях, где организуются сетевые узлы и центры автоматической коммутации каналов и сообщений, для устанавливаемого цифрового оборудования должно предусматриваться помещение, оборудованное согласно требованиям технических условий по эксплуатации данного оборудования.

Электроснабжение выделенного узла связи осуществляется в соответствии с нормативными требованиями.

Источники электроснабжения аппаратуры данного узла связи удовлетворяют требованиям соответствующих стандартов.

12.6. При техперевооружении и реконструкции средств связи аналоговая коммутационная и каналообразующая аппаратура для внешней связи подстанции заменяется на цифровую поэтапно с учетом экономической целесообразности.

12.7. Может применяться отечественное и импортное оборудование, прошедшее аттестацию для использования в ведомственной сети и в сети связи.

12.8. Схема организации внешней связи подстанции выполняется с учетом необходимых направлений передачи информации, требуемого количества каналов связи, требований по условиям передачи данного вида информации (скорость, время, надежность и т. п.).

12.9. На кабельных линиях связи с симметричным высокочастотным или коаксиальным кабелем, уплотненным аналоговой системой передачи, при хорошем состоянии кабеля предусматривается замена системы передачи на цифровую с реконструкцией линейного тракта, включающей соответствующую расстановку регенерационных пунктов.

12.10. В случае непригодного состояния кабеля для получения требуемых характеристик он заменяется на волоконно-оптический кабель с уплотнением цифровой системой передачи либо на цифровую РРЛ.

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

12.12. Реконструкции подлежат соединительные и абонентские линии связи между подстанцией и АТС Минсвязи России в случае замены АТС Минсвязи России на цифровую.

12.13. Оптические кабели (ОК) на участках между подстанциями прокладываются по воздушным линиям электропередачи.

12.14. При организации внешней связи подстанции с использованием ВОЛС-ВЛ прокладка ОК по территории подстанции и ввод в узел связи проектируются в соответствии с правилами проектирования, строительства и эксплуатации волоконно-оптических линий связи по ВЛ электропередачи.

12.15. Оборудование средств передачи информации на ПС с ОПУ рекомендуется размещать следующим образом:

12.15.1. аппаратуру ВЧ каналов по ВЛ, аппаратуру уплотнения кабельных и радиорелейных линий, УКВ и КВ радиостанций, АТС, радиотрансляционный узел, аппаратуру передачи данных, а также устройства электроснабжения – в аппаратной связи;

12.15.2. устройства телемеханики, диспетчерский коммутатор, пульт управления радиостанции, звукозаписывающие устройства и вводные и вводно-распределительные щиты электроснабжения – в помещении щита управления;

12.15.3. специализированную аппаратуру ВЧ каналов по ВЛ и тональные каналы для РЗА и ПА, аппаратуру телемеханики для ПА – в помещениях совместно с соответствующими устройствами РЗА и ПА;

12.15.4. аккумуляторные батареи для электроснабжения средств передачи информации на ПС с оперативным постоянным током – в общеподстанционной аккумуляторной или отдельном помещении; на ПС с оперативным переменным и выпрямленным током – в аппаратной связи (переносные аккумуляторы в специальных шкафах) или в отдельном помещении (стационарные аккумуляторы);

12.15.5. электромашинные преобразователи – в отдельном помещении.

Возможно размещение: радиостанции и радиотрансляционного узла – в помещении щита управления ПС; устройств электроснабжения (выпрямители, преобразователи) – в отдельном помещении.

12.15.6. При размещении УКВ и КВ радиостанций рекомендуется исключить влияние радиопомех от РУ.

12.16. Оборудование средств передачи информации на ПС без ОПУ размещается в специальных шкафах наружной установки или в отдельном помещении, предусмотренном для оперативного персо-

нала и ремонтно-эксплуатационных нужд. Техперевооружение и реконструкция средств внешней связи подстанции, организуемой по кабельным, радиорелейным линиям связи, ВЧ каналам, по ВЛ, УКВ радиосвязи, включают замену оборудования и, при необходимости, устройств гарантированного электроснабжения не только на данной подстанции, но и комплексную замену оборудования на всей протяженности линии связи. На основании этого учитывается полный объем работ на сети внешней связи подстанции.

12.17. На узловых и транзитных ПС 220 кВ и выше, на которых предусматривается организация узлов СДТУ энергосистем, при соответствующем обосновании возможно размещение оборудования средств передачи информации в отдельно стоящем здании узла связи.

12.18. Помещения для установки оборудования средств передачи информации и их компоновка соответствуют руководящим указаниям по проектированию диспетчерских пунктов и узлов СДТУ энергосистем.

12.19. Электроснабжение средств передачи информации на ПС осуществляется:

12.19.1. основное электроснабжение – от сети собственных нужд переменного тока ПС;

12.19.2. резервное электроснабжение – от аккумуляторных батарей оперативного тока 220 В через преобразователь на ПС с оперативным постоянным током или от АБ напряжением 24, 48 и 60 В на ПС с оперативным переменным и выпрямленным током;

12.19.3. аппаратура каналов РЗА, ПА, а также аппаратура каналов иного назначения, используемая и для целей РЗА и ПА, обеспечивается системой электроснабжения по I категории (в том числе особой группы) надежности.

Емкость АБ, используемых для резервного электропитания средств передачи информации, должна быть достаточной для питания нагрузки в течение 1 ч – на ПС с двухсторонним питанием и в течение 2 ч – на ПС с односторонним питанием. При этом необходимо учитывать коэффициент одновременности использования средств связи.

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

Классификация средств передачи информации по категориям электроснабжения определяется согласно руководящим указаниям по проектированию электропитания средств диспетчерского и технологического управления.

12.20. ПС с постоянным дежурством оперативного персонала и ПС с ОПУ, обслуживаемые ОВБ, радиофицируются от местного радиотрансляционного узла Министерства связи Российской Федерации или другого ведомства. Радиофикации подлежат производственные помещения ПС.

12.21. Для записи диспетчерских переговоров на ПС 330 кВ и выше предусматривается установка звукозаписывающих устройств.

12.22. На ПС с постоянным дежурством оперативного персонала для нужд технологического, эксплуатационного и ремонтного обслуживания в пределах территории ПС предусматривается установка телефонных аппаратов, включенных в АТС, или диспетчерские коммутаторы ПС в следующих местах:

12.22.1. в производственных помещениях ОПУ и зданий вспомогательного назначения;

12.22.2. на территории ОРУ;

12.22.3. в ЗРУ;

12.22.4. в проходной ПС.

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

12.23. На узловых ПС 220 кВ и выше с постоянным дежурством оперативного персонала предусматривается громкоговорящая поисковая связь с установкой на территории ОРУ и ЗРУ громкоговорителей, включенных в радиотрансляционный узел ПС.

Организуется громкоговорящая связь с проходной ПС.

12.24. Устройства и аппаратура связи, устанавливаемые на ПС, и кабели внешней связи, выходящие за территорию ПС, подлежат защите от опасных напряжений и токов на ПС, оборудованных охранной сигнализацией по периметру ПС.

13. Компоновка и конструктивная часть

13.1. ПС 35–750 кВ сооружаются, как правило, открытого типа.

ПС 35 и 110 кВ преимущественно проектируются комплектными, заводского изготовления. Применение некомплектных подстанций обосновывается проектом.

Сооружение закрытых ПС напряжением 35–220 кВ предусматривается в случаях:

13.1.1. расположения ПС глубокого ввода с трансформаторами 16 МВ·А и более на селитебной территории городов;

13.1.2. расположения ПС на территории городов, когда это диктуется градостроительными соображениями;

13.1.3. расположения ПС в районах с большими снежными заносами, в зонах сильных промышленных уносов и в прибрежных зонах с сильнозасоленной атмосферой;

13.1.4. необходимости снижения уровня шумов до допустимых пределов.

РУ 6 и 10 кВ для комплектных трансформаторных ПС выполняются в виде КРУН или КРУ, устанавливаемых в закрытом помещении.

13.2. РУ 6 и 10 кВ закрытого типа могут применяться:

13.2.1. в районах, где по климатическим условиям, условиям загрязнения атмосферы или наличия снежных заносов и пыльных уносов невозможно применение КРУН;

13.2.2. при числе шкафов более 25;

13.2.3. для размещения КРУ СН ПС 500 кВ и выше;

13.2.4. при наличии обоснования.

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 возможна при обосновании.

13.4. Уровень изоляции оборудования ОРУ выбирается в зависимости от степени загрязнения атмосферы природными или производственными уносами.

13.5. ЗРУ 35–330 кВ применяются в районах:

13.5.1. 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;

13.5.2. требующих установки оборудования исполнения ХЛ при отсутствии такого исполнения;

13.5.3. стесненной городской и промышленной застройки;

13.5.4. с сильными снегозаносами и снегопадами, а также с особо суровыми климатическими условиями и при стесненных площадках при соответствующем технико-экономическом обосновании;

13.5.5. где необходимо снижение уровня шумов до допустимых пределов.

13.6. Отопление зданий ПС осуществляется:

13.6.1. на ПС 35–330 кВ с помощью электропечей с автоматическим поддержанием необходимого по температуре режима работы;

13.6.2. на ПС 500–750 кВ с помощью электрокотлов либо путем присоединения к существующей тепловой сети. Указанное относится также к ПС 35–330 кВ с постоянным дежурным персоналом при наличии обоснования.

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

13.8. КРУЭ напряжением 110 кВ и выше применяются при обосновании при стесненных условиях, в крупных городах и на промышлен-

ных предприятиях, в районе с загрязненной атмосферой, а также в других обоснованных случаях.

13.9. Трансформаторы 35–750 кВ устанавливаются открытыми; в районах с загрязненной атмосферой трансформаторы 35–330 кВ применяются с усиленной изоляцией.

В условиях интенсивного загрязнения в блочных схемах «трансформатор – кабельная линия» рекомендуется применять трансформаторы со специальными кабельными вводами на стороне 110–220 кВ и закрытые токопроводы на стороне 6 и 10 кВ.

При необходимости размещения дополнительного оборудования в зоне направления отверстия выхлопной трубы трансформатора и отсутствия места для установки отбойного (заградительного) щита, рекомендованного правилами пожарной безопасности, можно нарастить выхлопную трубу трансформатора так, чтобы выхлоп осуществлялся вниз на щебеночную площадку маслоприемника трансформатора. Указанное наращивание согласуется с заводом-изготовителем трансформатора.

13.10. Закрытая установка трансформаторов 35–220 кВ применяется:

13.10.1. если усиление изоляции не дает должного эффекта;

13.10.2. когда в атмосфере содержатся вещества, вызывающие коррозию, а применение средств защиты нерационально;

13.10.3. при необходимости снижения уровня шума до нормированных значений и невозможности обеспечить необходимое снижение шума другими средствами.

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

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

13.13. ОПУ располагается, как правило, в центре РУ разных напряжений.

На крупных ПС рекомендуется сооружение на ОРУ зданий для размещения панелей релейной защиты и автоматики присоединений данного ОРУ.

13.14. На ПС 35–220 кВ возможно 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.

13.15. В районах, где температура воздуха в помещениях ОПУ, релейной защиты, а также в помещениях, где возможно длительное (более 4 ч) пребывание персонала, превышает 25 °С, предусматривается кондиционирование воздуха в этих помещениях.

13.16. При использовании аппаратуры на микроэлектронной или микропроцессорной элементной базе помещение для ее размещения выбирается с учетом указаний технических условий на применяемую аппаратуру.

13.17. Компоновки ОРУ напряжением 35 кВ и выше предусматривают 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.

13.18. Отдельно стоящие измерительные трансформаторы тока устанавливаются в тех случаях, когда использование встроенных трансформаторов тока не обеспечивает требуемых условий релейной защиты, системы учета электроэнергии и питания измерительных приборов.

13.19. Ошиновка ОРУ 35–750 кВ выполняется сталеалюминиевыми и полыми алюминиевыми (только ОРУ 330–750 кВ) проводами, а также трубами из алюминиевых сплавов. При трубчатой ошиновке предусматриваются компенсаторы от температурных расширений и меры против вибрации.

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

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

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

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 устанавливается дополнительная опора.

Механический расчет ошиновки для определения максимальных усилий в ошиновке, стрел провеса и отклонений выполняется для

различных сочетаний ветровых, гололедных и температурных воздействий в соответствии с Правилами устройства электроустановок.

При сооружении ОРУ вблизи морских побережий, соленых озер, химических предприятий и т. п. местах, где опытом эксплуатации установлено разрушение алюминия, применяются специальные алюминиевые и сталеалюминевые провода (в том числе полые), защищенные от коррозии.

13.20. На ОРУ кабели прокладываются в наземных лотках, а в КТПБ также и в металлических коробах. Применение кабельных каналов и тоннелей имеет специальное обоснование. Не рекомендуется применять лотки в местах проезда механизмов для производства ремонтных работ между фазами оборудования.

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

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

При применении лотков не используется 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 предусматривается запас емкости для дополнительной прокладки кабелей порядка 15 % количества, предусмотренного на расчетный период.

13.21. Кабели применяются с изоляцией, не распространяющей горение (с индексом ПГ). При выборе типа силовых кабелей руководствуются рекомендованной номенклатурой кабельных изделий для тепловых электростанций, гидростанций и подстанций.

13.22. На ПС 220–750 кВ кабельные потоки от распределительных устройств различных напряжений, трансформаторов, а также от разных секций распределительного устройства одного напряжения прокладываются 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.

13.23. Для прокладки потребительских силовых кабелей предусматривается организованный вывод их по территории ПС (в каналах, тунелях, траншеях и т. п.) до ее внешнего ограждения.

13.24. Расположение кабельных каналов и прокладку кабелей выполняют с учетом требований по электромагнитной совместимости.

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

13.26. Синхронные компенсаторы, как правило, устанавливаются на открытом воздухе.

13.27. В качестве подзарядных устройств применяются статические выпрямительные устройства, устанавливаемые в помещении щитов постоянного тока.

13.28. Аккумуляторы устанавливаются на стальных стеллажах.

13.29. Групповые токоограничивающие реакторы на 6 и 10 кВ применяются, как правило, в исполнении для наружной установки.

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

13.31. На ПС 35 кВ и выше для подвески гибкой ошиновки, как правило, применяются стеклянные и полимерные изоляторы.

13.32. Строительную часть под трансформаторы можно предусматривать с учетом возможности замены трансформаторов на две ступени выше по шкале мощности при наличии соответствующих обоснований.

При проектировании фундаментов под трансформаторы по согласованию с заводами-изготовителями трансформаторов рекомендуется применять проектные решения фундаментов для установки трансформаторов напряжением 35–500 кВ без кареток (катков) и рельс.

13.33. Компоновка оборудования и расположение ОРУ 330–750 кВ обеспечивают 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.

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

13.35. Для обеспечения возможности наблюдения за уровнем масла в трансформаторах и давлением масла во вводах в камерах силовых трансформаторов предусматриваются смотровые площадки.

13.36. На расширяемых и реконструируемых ПС 35–220 кВ, содержащих конденсаторные батареи с изолирующей жидкостью в виде трихлордифенила, под конструкцией батареи предусматривается асфальтированная площадка с направленным стоком с нее и с оборудованным приямком для возможности стекания в этот приямок

трихлордифенила из поврежденных конденсаторов и исключающим попадание трихлордифенила в почву.

Для хранения повреждаемых конденсаторов с трихлордифенилом предусматривается выгороженная асфальтированная площадка с направленным стоком в приямок, позволяющий принять 5 % трихлордифенила от общего объема этой жидкости всех конденсаторов, находящихся в эксплуатации. К указанной площадке обеспечивается круглогодичный подъезд транспорта.

13.37. На вновь сооружаемых ПС 35–110 кВ, содержащих конденсаторные батареи с экологически безопасным жидким диэлектриком, для хранения конденсаторов предусматривается выгороженная площадка, площадь которой позволяет складировать до 10 % находящихся в эксплуатации конденсаторов; к площадке обеспечивается круглогодичный подъезд транспорта.

13.38. В закрытых РУ 6 и 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.

13.39. Закрытые РУ с элегазовыми КРУ (КРУЭ).

13.39.1. Зал КРУЭ по возможности располагается на нулевой отметке подстанции.

13.39.2. Ворота в зале КРУЭ при расположении его на нулевой отметке обеспечивают возможность транспортировки наибольшей по габаритам единицы оборудования в транспортной упаковке, выполняются механизированными, уплотненными и теплоизолирующими. Целесообразно иметь тамбур между воротами, открывающимися в зал КРУЭ, и внешними воротами.

13.39.3. При расположении зала КРУЭ на втором этаже в перекрытиях предусматривают монтажный проем, размеры которого обеспечивают транспортировку наибольшей единицы оборудования в транспортной упаковке. На нулевой отметке предусматривается заезд грузовой автомашины под монтажный проем.

13.39.4. В зале КРУЭ предусматривается кран-балка, перекрывающая всю площадь зала, в том числе и монтажный проем. Грузоподъемность кран-балки выбирается достаточной для подъема транспортной единицы элегазового оборудования с наибольшей массой, которое будет установлено в зале КРУЭ.

13.39.5. В здании подстанции предусматриваются следующие помещения:

для хранения элегаза (с вытяжной вентиляцией);

для хранения запасных частей и приспособлений;

для наладочного персонала (с естественным освещением).

13.39.6. Компоновка элегазового РУ выполняется, как правило, однолинейной, т. е. все три полюса одной ячейки располагаются рядом друг с другом.

13.39.7. Проход вдоль полюсов ячеек (достаточно со стороны фасада ячеек) для транспортировки газотехнологического оборудования выполняется шириной не менее 3 м для РУ 110 кВ и 4 м – для РУ 220 кВ и выше. Для размещения высоковольтной испытательной установки и производства технологических работ на оборудовании в зале КРУЭ предусматривается площадка. При этом обеспечивается возможность демонтажа и транспортировки КРУЭ.

Связь между силовыми трансформаторами и элегазовыми РУ осуществляется, как правило, кабелями.

13.40. При техническом перевооружении и реконструкции подстанций производится обследование технического состояния строительных конструкций зданий и сооружений, подлежащих дальнейшему использованию.

Обследование проводит заказчик с привлечением проектных, научно-исследовательских или специализированных организаций.

По результатам обследования составляется заключение о техническом состоянии обследованных элементов объекта, которое оформляется в виде акта, протокола или отчета.

Документ, отражающий результаты обследования, в общем случае содержит:

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.

14. Генеральный план и транспорт

14.1. Застройка территории (горизонтальная планировка).

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

Размещение всех зданий, сооружений, автодорог и инженерных сетей выполняется с обеспечением перспективного расширения ПС.

При расположении ПС на территории промышленного предприятия генеральный план ПС увязывается с генеральным планом предприятия.

14.1.2. Расположение сооружений и оборудования на площадке ПС предусматривает:

а) использование индустриальных методов производства строительных и монтажных работ;

б) ревизию, ремонты и испытания оборудования с применением машин, механизмов и передвижных лабораторий;

в) проезд (подъезд) пожарных автомашин;

г) доставку тяжеловесного оборудования с помощью автотранспортных средств;

д) минимальную плотность застройки ПС (%) не менее указанной по напряжениям:

Напряжение, кВ	35	110–220	330–750
Минимальная плотность застройки ПС, %	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 в таблице процентные значения не распространяются на реконструируемые ПС.

14.1.3. Взаимное размещение РУ предусматривает 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 группируются в две основные зоны:

а) зону основных технологических зданий и сооружений (общеподстанционный пункт управления, здание релейного щита, здание ЗРУ, здание компрессорной, ОРУ, трансформаторные группы, реакторные группы и синхронные компенсаторы);

б) зону вспомогательных зданий и сооружений (мастерская для ревизии трансформаторов, здание масляного хозяйства, открытый склад масла, гараж, склад, насосная одного подъема, совмещенная с артезианской скважиной, резервуары противопожарного водоснабжения и др.).

14.1.5. Здания и сооружения вспомогательного назначения, не связанные технологически с РУ, а также ОПУ отделяются 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 м для устройства охранных мероприятий.

14.1.7. Ограждение территории ПС выполняется 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 сельскохозяйственных нужд.

14.1.8. Свободная от застройки территория ПС озеленяется путем засева травами. Территория ОРУ может засеваться травой, а отдельные участки засыпаться гравием или щебнем. Вне ОРУ возможна 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. Полоса отвода земли вокруг внешнего ограждения предусматривается шириной не более 1,0 м при отсутствии за пределами ограды инженерных сооружений (водоотводные канавы, откосы планировки и др.), а при наличии сооружений – с учетом их размещения.

14.1.11. При размещении ПС в лесных массивах, заповедниках, парках предусматривается согласованная с природоохранными организациями вырубка леса.

14.2. Вертикальная планировка.

14.2.1. При вертикальной планировке территории ПС применяются:

а) сплошная система планировки с выполнением планировочных работ по всей территории;

б) выборочная или местная система планировки с выполнением планировочных работ только на участках, где расположены отдельные здания с сохранением естественного рельефа на остальной территории.

Выборочная система планировки применяется 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, как правило, располагаются

своими продольными осями параллельно горизонталям естественного рельефа.

14.2.3. Вертикальная планировка проектируется с максимальным использованием естественного рельефа, как правило, с нулевым балансом земляных масс.

Уклоны поверхности площадки принимаются не менее 0,003. Уклоны вдоль ячеек ОРУ, как правило, 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 принимаются 0,005.

14.2.4. В особо трудных условиях горной и пересеченной местности возможно планировать территорию ПС террасами.

Сопряжение террас производится откосами, а при стесненных условиях можно 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, можно увеличивать с соблюдением мероприятий, исключающих размыв поверхности. В исключительных случаях в особо трудных условиях горной и пересеченной местности при выполнении требований ПУЭ и техники безопасности работы механизмов уклоны могут быть увеличены до 0,12.

14.2.5. Отвод атмосферных вод с площадки ПС, как правило, осуществляется поверхностным способом. Допустимость осуществления поверхностного отвода атмосферных вод с территории ПС обосновывается в разделе «Охрана окружающей среды» при отсутствии источников загрязнения 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 превышает планировочную отметку не менее, чем на 0,05 м.

14.2.7. При размещении ПС на заболоченной или подтопляемой территории предусматривается защита от заболочения и затопления. Защита площадки от затопления атмосферными водами, притекающими с нагорной стороны, производится с помощью водозащитных сооружений (нагорная канава).

14.3. Автомобильные дороги.

14.3.1. Для ПС предусматриваются 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 разрабатывается автодорожный маршрут.

14.3.2. Проект подъездных автомобильных дорог ПС увязывается 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 V категории по Строительным нормам и правилам и, как правило, имеют ширину проезжей части 4,5 м, а в пределах населенных пунктов – в соответствии с типом существующих или проектируемых автомобильных дорог по согласованию с местными организациями. При доставке оборудования трейлерами грузоподъемностью 200 т и более ширина проезжей части уточняется в каждом конкретном случае в зависимости от габаритов транспортных средств.

Внутриплощадочные автомобильные дороги имеют ширину проезжей части 3,5 м, кроме трейлерного проезда, являющегося продолжением подъездной автодороги в пределах площадки, ширина которого выполняется равной 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, предусматриваются, как правило, к следующим зданиям, сооружениям и установкам 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 проектируются, как правило, по кольцевой системе

14.3.6. Покрытие проезжей части подъездных основных внутриплощадочных автомобильных дорог выполняется:

а) для ПС 35 и 110 кВ с использованием местных дорожно-строительных материалов на основе сравнения вариантов:

щебеночное или гравийное;

черноцебеночное или черногравийное.

В отдельных случаях при специальном обосновании для ПС 110 кВ возможно 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 и110 кВ, можно проектировать автомобильные дороги с низшим покрытием (из грунтов, улучшенных местным каменным материалом);

б) 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, возможно 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 можно выполнять из сборных железобетонных плит.

14.3.9. Существующие автодороги на реконструируемой ПС обследуются 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 обоснований.

14.4.2. Подъездной железнодорожный путь предусматривается до трансформаторной башни, а при ее отсутствии – до места установки или разгрузки трансформаторов (шунтирующих реакторов). Трасса подъездного железнодорожного пути, как правило, совпадает на территории ПС с продольным путем перекатки трансформаторов.

14.4.3. Продольный путь перекатки трансформаторов, как правило, совмещается с автомобильной дорогой и по возможности выполняется горизонтальным.

В исключительных случаях по условиям вертикальной планировки продольный уклон пути принимается не более 1 %.

14.4.4. Примыкание подъездного железнодорожного пути возможно к станционным железнодорожным путям и к путям промышленных предприятий.

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

15. Вспомогательные сооружения (масляное, пневматическое и газовое хозяйства)

15.1. При проектировании масляного хозяйства ПС напряжением 35–750 кВ учитываются положения Правил устройства электроустановок и указания по проектированию масляного хозяйства ПС.

15.2. Для снабжения сжатым воздухом электрических аппаратов (воздушных выключателей, пневматических приводов к выключателям и разъединителям) РУ ПС предусматривается стационарная компрессорная установка и воздухораспределительная сеть.

15.3. Компрессорная установка работает без постоянного дежурного персонала в автоматическом режиме и имеет 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 предусматриваются 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, находящегося в ремонте, за исключением ПС с одним масляным выключателем, имеющим пневмопривод, где устанавливается один резервный компрессор.

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

15.6. Для ремонта и монтажа компрессорной установки предусматриваются выгороженная ремонтная площадка и грузоподъемное устройство.

15.7. В закрытых ПС на первом этаже устанавливаются воздухосборники и компрессоры, отгороженные 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 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 20-дневного эксплуатационного расхода и однократного заполнения одного СК, имеющего наибольший объем.

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

Минимальный запас углекислого газа на ПС принимается равным 3-кратному 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 соединяется с СК гибким шлангом.

При обосновании можно прокладывать трубопроводы углекислого газа и водорода в каналах или лотках и при условии применения стальных бесшовных труб.

15.12. Помещения фундаментов, машзала СК, а также приемораздаточный 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 предусматривают хозяйственно-питьевой водопровод и хозяйственно-фекальную канализацию с подключением к существующим сетям, а при отсутствии сетей предусматривают 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 используются водозаборные скважины, шахтные колодцы.

16.1.2. На ПС без постоянного дежурного персонала предусматриваются неутепленные 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, предусматривается доставка воды передвижными средствами.

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

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

16.1.5. Для засушливых районов при определении расхода воды на хозяйственно-питьевые нужды учитывается полив всей территории ПС за исключением территории ОРУ.

16.2. Техническое водоснабжение.

16.2.1. Системы технического водоснабжения для нужд охлаждения СК проектируются, 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. Для исключения отложений карбоната кальция и магния в трубах охладителей и их коррозии при необходимости используется стабилизационная обработка воды.

16.3. Противопожарные мероприятия.

16.3.1. Категория зданий и помещений ПС по взрывопожаробезопасности определяется в соответствии с перечнем помещений и зданий энергетических объектов с указанием категорий по взрывопожарной и пожарной опасности.

16.3.2. Автоматическими установками пожаротушения оснащаются:

автотрансформаторы напряжением 500–750 кВ независимо от мощности, а напряжением 220–330 кВ мощностью 250 МВ·А и более;

трансформаторы напряжением 110 кВ и выше мощностью 63 МВ·А и более, устанавливаемые в камерах подстанций.

16.3.3. Оборудование зданий, помещений и сооружений средствами противопожарной автоматики предусматривается по отраслевому перечню зданий, помещений и сооружений, подлежащих оборудованию установками автоматического пожаротушения и установками автоматической пожарной сигнализации.

16.3.4. На ПС промышленных предприятий, расположенных на их территории или в непосредственной близости от них, пожарные резервуары не предусматриваются при условии, если противопожарный водопровод предприятия обеспечивает требующийся расход воды.

16.4. Отвод масла.

16.4.1. Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслонаполненного оборудования на ПС выполняются 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:

16.4.2.1. при сооружении бордюра по периметру маслоприемника для задержания растекающегося масла;

16.4.2.2. трасса открытых маслоотводов прокладывается на расстоянии не менее 10 м от маслонаполненной аппаратуры;

16.4.2.3. сброс масла из маслоприемников осуществляется в маслосборник, как правило, закрытый, с последующей откачкой в передвижные емкости стационарным или передвижным насосом.

16.4.3. Маслосборники рассчитываются из условий размещения 100 % масла, содержащегося в наибольшем трансформаторе, 80 % расчетного расхода воды 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.

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

16.4.5. Для закрытых ПС маслосборник предусматривается за пределами здания.

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

17. Ремонт, техническое и оперативное обслуживание

17.1. Задание на проектирование технического перевооружения или реконструкции ПС может предусматривать проектирование ремонтно-эксплуатационного 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, в которых предусматриваются кабинеты для медперсонала, душевые, сауны, тренажеры и медицинская аппаратура.

17.2. 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.

17.3. Форма и структура организации ремонта, технического и оперативного обслуживания ПС определяются утвержденной схемой организации эксплуатации энергосистемы или проектом организации предприятия (района) электрических сетей, в которых указываются также местоположение и тип РПБ, РЭП, оснащение их необходимыми механизмами и ремонтными средствами.

17.4. Проектирование РПБ, РЭП осуществляется в виде самостоятельного проекта; возможно включение РПБ, РЭП в проекты ПС, если они предусмотрены утвержденной схемой организации эксплуатации энергосистемы (ПЭС) и заданием на проектирование ПС.

В состав проекта ПС диспетчерского пункта включается район электрических сетей в части оборудования для ДП и каналов диспетчерской и технологической связи и телемеханики, если в соот-

ветствии с утвержденной схемой организации эксплуатации энергосистемы предусмотрено совмещение функций диспетчера по району и дежурного по ПС, и в задании на проектирование сделана соответствующая запись.

В состав проекта ПС 500 кВ и выше также включаются тренажеры и полигоны для обучения и тренировки персонала при наличии обоснования в утвержденной схеме организации эксплуатации энергосистемы и указания в задании на проектирование ПС.

17.5. Численность персонала ПС, осуществляющего ремонт, оперативное и техническое обслуживание оборудования и устройств ПС, определяется по действующим нормативам на расчетный период.

17.6. Объем жилищного строительства для персонала ПС определяется по нормативам, действующим в районе его размещения. Строительство жилья для обслуживающего персонала ПС предусматривается, как правило, долевым участием в кварталах жилой застройки населенного пункта (в районе размещения ПС или РПБ, с которой намечено осуществлять ремонт и техническое обслуживание ПС) с учетом его в сводке затрат. При невозможности строительства жилья долевым участием предусматривается строительство производственно-жилого дома с включением затрат в сводный сметный расчет. При этом обеспечивается преимущественное применение домов комплектной заводской поставки.

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

17.8. При ПС с «дежурством на дому», как правило, предусматривается строительство двухквартирного производственно-жилого дома или двух одноквартирных домов, оборудованных вызывной сигнализацией и связью.

При соответствующем обосновании при ПС 110 кВ и выше в этом случае возможно строительство трех- и четырехквартирного производственно-жилого дома. Обоснованием служит 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 км от населенного пункта производственно-жилой дом размещается в населенном пункте.

17.9. При ПС 35–150 кВ, сооружаемых в сельскохозяйственных районах, при которых в соответствии с утвержденной схемой организации эксплуатации энергосистемы предусматривается строитель-

ство РЭП, сооружается производственно-жилой дом для персонала, обслуживающего ПС и прилегающие распределительные сети.

17.10. Ремонт и техническое обслуживание ПС осуществляется, как правило, централизованно 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 предусматривается ЗВН.

На ПС 220–750 кВ с объемом работ по техническому обслуживанию и ремонту в 800 усл. ед. и более могут быть организованы местные специализированные бригады.

В этом случае на ПС также предусматривается ЗВН, в состав помещений которого входит мастерская по ремонту выключателей и другого оборудования, оснащенная грузоподъемным механизмом.

17.11. В ОПУ ПС, а также на закрытой ПС независимо от формы обслуживания предусматриваются помещения для персонала, осуществляющего ремонт и техническое обслуживание силового оборудования, релейной защиты, автоматики, средств телемеханики, управления и связи. Рабочее место оперативного персонала ПС предусматривается в помещении панелей управления, которое рекомендуется отделять от помещения панелей релейной защиты сплошным ограждением. При установке автоматических осциллографов в ОПУ предусматривается помещение для обработки осциллограмм.

17.12. 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 предусматриваются обогреваемые помещения площадью 12–18 м^2.

Помещения для персонала отделяются от помещения, в котором устанавливается оборудование средств связи.

17.13. На ПС с КРУЭ для технического и ремонтного обслуживания оборудования с элегазовой изоляцией предусматривают дополнительные помещения площадью до 18 м^2 каждое:

для хранения баллонов с элегазом и азотом;

для защитной спецодежды, устройств и приспособлений;

для чистки и обезвреживания защитной спецодежды и приспособлений от продуктов разложения элегаза.

В зале КРУЭ предусматриваются монтажно-ремонтная площадка и место для размещения сервисной аппаратуры. Необходимо, чтобы вы-

перечисленные помещения, а также санузел с холодной и горячей водой располагались на одном уровне с залом КРУЭ.

17.14. Ремонтное обслуживание трансформаторов на ПС напряжением до 750 кВ включительно независимо от мощности трансформаторов осуществляется на месте их установки с помощью передвижных кранов. Рядом с трансформатором предусматривается площадка, рассчитанная на размещение элементов, снятых с ремонтируемого трансформатора, а также технологического оборудования и такелажа, необходимых для ремонтных работ. При этом обеспечивается расстояние:

от крана до оборудования – 1,0 м;

между оборудованием – 0,7 м.

17.15. 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) предусматриваются стационарные устройства – башни, оборудованные мостовыми кранами с мастерской и аппаратной маслохозяйства, оборудованной коллектором для передвижных установок.

Необходимость сооружения стационарных устройств обосновывается утвержденной схемой организации эксплуатации энергосистемы или в проекте организации эксплуатации ПЭС.

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

17.16. Монтаж и ремонт СК осуществляется на месте их установки с помощью автокранов. Рядом с СК предусматривается площадка, рассчитанная на размещение элементов, снятых с СК, а также технологического оборудования и такелажа, необходимых для ремонтных работ.

17.17. При техническом перевооружении и реконструкции подстанций установка силовых трансформаторов напряжением 35–500 кВ мощностью 10 МВ·А и более выполняется непосредственно на фундамент без кареток и рельс, кроме подстанций с ремонтными башнями и путями перекатки и подстанций с закрытой установкой трансформаторов.

17.18. Железнодорожные пути для перекатки трансформаторов на подстанциях 35–750 кВ предусматриваются в случаях, если:

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 ограждается. Ограждение территории ПС напряжением 35–750 кВ выполняется высотой не менее 2,4 м.

Ограда выполняется сплошной (предпочтительно из ж/б конструкций), по верху ограды устанавливается козырек из трех 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 выполняется со сплошными металлическими воротами и калиткой, конструкция которых не должна позволять свободно преодолевать их. Ворота и калитки закрываются на внутренний замок.

18.3. Входные наружные двери всех помещений ПС 35–750 кВ выполняются металлическими и оборудуются внутренними замками.

18.4. Остекление зданий на территории ПС рекомендуется сокращать до минимума, особенно на ПС без постоянного дежурного персонала, т. е. без персонала, осуществляющего дежурство круглосуточно.

Оконные проемы не предусматриваются 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 предусматривается закрытие их решетками.

18.5. Периметральная охранная сигнализация предусматривается на:

ПС 500–750 кВ;

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

При соответствующем обосновании возможно применение периметральной охранной сигнализации на ПС 35–330 кВ помимо перечисленных выше.

18.6. Охранное освещение по периметру ПС предусматривается на ПС, имеющих периметральную охранную сигнализацию, а так-

же на всех ПС с постоянным дежурным персоналом. Включение охранного освещения по периметру ПС осуществляется вручную или автоматически при срабатывании периметральной охранной сигнализации. Охранное освещение обеспечивает освещенность поверхности земли вдоль внутренней стороны ограждения не менее 0,5 лк.

18.7. Военизированная охрана применяется 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 контроля и хранения оружия, санузел; проходной пункт оснащается 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, которая располагается с внутренней стороны ограждения.

18.9. Оборудованию охранной сигнализацией 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 КРУП, насосных станций, компрессорных, аккумуляторных, зданий вспомогательного назначения, складских помещений.

На ПС с постоянным дежурным персоналом охранная сигнализация выполняется в меньшем объеме, в первую очередь за счет отказа от нее в помещениях, где располагается дежурный персонал.

Охранная сигнализация помещений ПС осуществляет 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 ч 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 сопровождается на ПС срабатыванием указательного реле, фиксирующего действие охранной сигнализации.

При срабатывании охранной сигнализации помещений и периметра ПС предусматривается 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 рекомендуются на ПС с дежурным персоналом, не имеющих проходного пункта и охраны.

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

18.17. При выборе системы периметральной охранной сигнализации учитывается 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 предусматривают 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, необходимо экранировать.

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

Протяженность участков маршрутов с напряженностью ЭП 15 кВ/м такая, чтобы длительность пребывания персонала на маршруте не превышала 80 мин в сутки при одноразовом обходе.

Протяженность маршрутов обхода может быть увеличена при напряженности ЭП менее 15 кВ/м.

19. Учет электроэнергии

19.1. При техническом перевооружении и реконструкции ПС выполняются мероприятия, обеспечивающие современные требования к техническому и коммерческому учету в соответствии с Правилами устройства электроустановок и инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.

19.2. При ТПВ и РК подстанций в точках коммерческого учета применяют трехфазные трехэлементные счетчики, которые включаются в каждую фазу присоединения.

Счетчики электроэнергии снабжаются числоимпульсным и (или) цифровым интерфейсом для работы в системах АСКУЭ.

Классы точности коммерческих счетчиков активной электроэнергии для различных объектов учета приведены в табл. 1.

Таблица 1

Объект учета электроэнергии	Класс точности счетчиков, не ниже
Линии электропередачи напряжением 220 кВ и выше	0,2
Трансформаторы мощностью 63 МВ·А и более	0,2(0,5)
Линии электропередачи напряжением 35–150 кВ	0,5
Линии электропередачи и вводы напряжением 6–10 кВ с присоединенной мощностью 5 МВт и выше	0,5
Прочие объекты учета	1(2)

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

Классы точности счетчиков технического учета активной электроэнергии для различных объектов учета приведены в табл. 2.

Таблица 2

Объект учета электроэнергии	Класс точности счетчиков, не ниже
Линии электропередачи напряжением 110 кВ и выше	0,5
Трансформаторы мощностью 10 МВ·А и более	0,5
Линии электропередачи и вводы напряжением 6–10–35 кВ	1
Прочие объекты учета	2

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

19.3. Класс точности трансформаторов тока и напряжения (ТТ и ТН) для присоединения коммерческих счетчиков электроэнергии класса точности 0,2 принимается не ниже 0,2 (0,2S), для счетчиков класса точности 0,5 и 1 – не ниже 0,5 (0,5S) и для счетчиков класса точности 2 – не ниже 1,0.

19.3.1. Для определения класса точности ТН при нагрузках конкретной подстанции выполняется соответствующий расчет.

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

Необходимость установки второго ТН обосновывается расчетом.

19.4. На реконструируемых ПС 330–750 кВ дополнительно к ТТ в цепях выключателей при соответствующем обосновании устанавливаются ТТ в цепи ВЛ для подключения счетчиков к измерительной обмотке.

19.5. Для коммерческого учета активной и реактивной энергии на стороне ВН автотрансформатора при соответствующем обосновании предусматривается дополнительный ТТ.

19.6. Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии и мощности (АСКУЭ).

19.6.1. Система АСКУЭ подстанций напряжением 35 кВ и выше охватывает 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 основными положениями по созданию системы АСКУЭ.

19.6.2. Исходной информацией для системы АСКУЭ являются данные, получаемые от счетчиков электрической энергии.

19.6.3. Сбор, обработка, хранение и выдача информации об электроэнергии на объектах осуществляется с помощью метрологических аттестованных, защищенных от несанкционированного доступа и сертифицированных для коммерческих расчетов устройств сбора и передачи данных.

19.6.4. Система АСКУЭ является автономной подсистемой АСУ ТП ПС и связывается с ней по линиям межмашинного обмена: процессор устройства сбора и передачи данных АСКУЭ – локально-вычислительная сеть АСУ ТП.

19.6.5. Информация от электросчетчиков поступает в АСКУЭ ПС в виде количества импульсов, пропорциональных величине электроэнергии или (и) в виде стандартного последовательного цифрового интерфейса RS-485.

В случае использования индукционных электросчетчиков в системе АСКУЭ последние доукомплектовываются специальными платами с датчиками импульсов.

20. Особые условия окружающей среды

20.1. При проектировании ПС учитывают особые условия окружающей среды, в частности: сейсмичность региона, холодный климат, степень загрязнения атмосферы и высоту расположения площадки ПС над уровнем моря.

Проектирование в сейсмических регионах.

20.1.1. Здания, сооружения, конструкции и оборудование подстанций, находящихся в регионах с повышенным уровнем сейсмичности (более 6 баллов), проектируются на требуемый уровень сейсмичности в соответствии со Строительными нормами и правилами и техническими требованиями к сейсмостойкости подстанций и линий электропередачи.

20.1.2. При выборе площадки ПС необходимо в числе сравниваемых вариантов иметь площадку с I или, в крайнем случае, II категорией грунта по сейсмическим свойствам.

20.1.3. При выборе оборудования, устанавливаемого на ПС, рекомендуется предусматривать оборудование в сейсмостойком исполнении.

20.1.4. Трансформаторы напряжением 35 кВ и выше рекомендуется устанавливать на фундаменты непосредственно днищем с креп-

лением к закладным элементам фундамента для предотвращения смещений в горизонтальных и вертикальных направлениях при расчетных сейсмических воздействиях.

20.1.5. При проектировании фундаментов под трансформаторы 110 кВ в сейсмических районах рекомендуется применять специальные типовые фундаменты под сейсмостойкие трансформаторы.

20.1.6. Гибкую ошиновку ОРУ выполняют так, чтобы выбранное значение стрелы провеса провода исключало поломку аппаратов при их максимально возможном отклонении. Применение гибкой ошиновки предпочтительнее жесткой.

20.1.7. Жесткая ошиновка РУ 35 кВ и выше выполняется с элементами компенсации, допускающими возможность отклонения аппаратов без их поломки.

20.1.8. Выводы низшего напряжения трансформаторов и другого электрооборудования соединяются с жесткой ошиновкой через гибкие вставки.

20.1.9. При выборе оборудования в РУ и его компоновке необходимо стремиться к снижению центра тяжести этого оборудования.

Необходимо стремиться к снижению высоты конструкции, на которой установлено оборудование, в том числе отдавая предпочтение наземной установке с ограждением.

20.1.10. При установке оборудования на нескольких стойках выполняются жесткие связи между верхними частями этих стоек.

20.1.11. При применении высокочастотных заградителей рекомендуется использовать подвесной способ их установки.

20.1.12. При проектировании АБ принимаются 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.

20.1.13. При использовании типовых проектов, предназначенных для несейсмичных территорий, осуществляется проверка устойчивости оборудования и конструкций при соответствующих данной территории сейсмических воздействиях путем выполнения расчетов, и, в случае необходимости, выполняются мероприятия по увеличению устойчивости.

20.1.14. При составлении технической документации по проектируемой ПС предусматривается аварийный запас оборудования в объеме соответствующих нормативов, обеспечивающий замену поврежденного оборудования в сжатые сроки.

20.1.15. При отсутствии отдельных видов электрооборудования в сейсмостойком исполнении применяется оборудование обычного

исполнения с выполнением проектных решений, предусмотренных настоящими нормами.

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

20.2.1. При отсутствии исполнения ХЛ1 применяются силовые трансформаторы в исполнении, приближенном к ХЛ1.

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

20.3. В условиях загрязненной атмосферы природными или производственными уносами длина пути утечки внешней изоляции электрооборудования, устанавливаемого в ОРУ, выбирается в соответствии с инструкцией по выбору изоляции электроустановок и Правилами устройства электроустановок.

20.3.1. При отсутствии электрооборудования с требуемой длиной пути утечки внешней изоляции категории «В» (1У) до разработки соответствующего исполнения применяются выключатели, трансформаторы тока и разъединители на следующий класс напряжения.

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

20.3.3. При неэффективности указанных решений целесообразно предусмотреть закрытую установку оборудования.

20.4. На подстанциях, расположенных на высоте более 1 000 м над уровнем моря рекомендуется предусмотреть электрооборудование с внешней изоляцией для соответствующей высоты.

20.4.1. При отсутствии указанного оборудования целесообразно применение электрооборудования с внешней изоляцией категории «Б», если строительная высота этой изоляции больше строительной высоты изоляции категории «А».

21. Охрана окружающей среды

21.1. Конструктивные технические решения реконструируемой ПС соответствуют действующим в настоящее время требованиям по охране окружающей среды. В частности предусматриваются:

мероприятия по снижению напряженности электрического поля 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 воды из маслосборников;

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 может превышать размеров, ограниченных ведомственными нормами отвода земли.

21.3. В случае появления вблизи ПС за период ее эксплуатации жилой застройки необходимо выполнить мероприятия, обеспечивающие допустимый уровень шума на территории жилой застройки в соответствии с гигиеническими нормами Минздрава России.

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) оснащаются 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 предусматривают закрытие отверстий полых железобетонных стоек опор сетками или наголовниками, а также установку противоптичьих заградителей на порталах и опорах отходящих линий до 330 кВ.

21.6. Выполнение специальных мероприятий (повышенные заборы, лесонасаждения и др.) на подступах к ПС, исключающих заносы ПС в районах с повышенным снегозаносами, не должно отрицательно сказываться на жизнедеятельности населения окружающей местности (не должно 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 рекомендуется архитектурно сочетать с окружающими строениями. Улучшение зрительного восприятия ПС на окружающей местности достигается путем уменьшения размеров площадки ПС, уменьшения высоты конструкций на ней, посадки деревьев, сооружения земляной насыпи с посадкой на ней деревьев и без нее.

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

21.8. По требованию заказчика в качестве приложения к разделу «Охрана окружающей среды» по отдельному договору может быть разработан экологический паспорт природопользователя.

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

АДВ – автоматическое дозирование воздействий
АБ – аккумуляторная батарея
АВ – автоматический выключатель
АВР – автоматический ввод резерва
АПВ – автоматическое повторное выключение
АППУ – автоматика для предотвращения нарушения устойчивости
АРМ – автоматизированное рабочее место
АРН – аварийное регулирование напряжения
АРЧМ – автоматическое регулирование частоты и мощности
АСДУ – автоматизированная система диспетчерского управления
АСКУЭ – автоматизированная система контроля и управления энергопотреблением
АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическими процессами
АТС – автоматическая телефонная станция
АЧР – автоматическая частотная загрузка
БСК – батарея статических конденсаторов
ВЛ – воздушная линия электропередачи
ВН – высокое напряжение
ВОЛС – волоконно-оптическая линия связи
ВЧ – высокочастотный
ДП – диспетчерский пункт
ЗВП – здание вспомогательного назначения
ЗПА – зарядно-подзарядный агрегат
ЗРУ – закрытое распределительное устройство
КА – коммутационный аппарат
КВ – короткие волны
КЗ – короткое замыкание
КРУ – комплексное распределительное устройство
КРУН – комплектное распределительное устройство наружной установки
КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое
КТП – комплексная трансформаторная подстанция
КТС – комплекс технических средств
МТЗ – максимальная токовая защита
НН – низкое напряжение
ОВБ – оперативно-выездная бригада
ОДУ – объединенное диспетчерское управление
ОК – оптический кабель
ОМП – определение места повреждения

ОПН – ограничитель перенапряжения
ОПТ – оперативный постоянный ток
ОПУ – общеподстанционный пункт управления
ОРБ – оперативно-ремонтная бригада
ОРУ – открытое распределительное устройство
ПА – противоаварийная автоматика
ПП – переключательный пункт
ПС – подстанция
ПТК – программно-технический комплекс
ПТС – программно-технические средства
ПЭС – предприятие электрических сетей
РДУ – региональное диспетчерское управление
РЗА – релейная защита и автоматика
РПБ – ремонтно-производственная база
РПН – регулирование под нагрузкой
РРЛ – радиорелейная линия
РУ – распределительное устройство
РЭП – ремонтно-эксплуатационный пункт
РЭС – район электрических сетей
САУ – система автоматического управления
СДТУ – средства диспетчерского технологического управления
СК – синхронные компенсаторы
СН – среднее напряжение
ТН – трансформатор напряжения
ТПВ и РК – техническое перевооружение и реконструкция
ТТ – трансформатор тока
ТЭС – тепловая электростанция
УКВ – ультракороткие волны
ЦДУ – центральное диспетчерское управление
ЦПУ – центральный пункт управления
ЩПТ – щит постоянного тока
ЭП – электрическое поле

gost.e-ecolog.ru