Утверждено решением Совета
директоров ПАО «ФСК ЕЭС»
(протокол от 20.10.2022 № 592)

Положение ПАО «ФСК ЕЭС» «О единой технической политике в электросетевом комплексе»

(новая редакция)

1. Общие положения 5
1.1. Цели и основные задачи единой технической политики в электросетевом комплексе 5
1.2. Структура и статус Технической политики 7
1.3. Область применения Технической политики 7
1.4. Формирование и актуализация Технической политики 7
2. Требования к оборудованию, технологиям и материалам, комплексным системам 8
2.1. Подстанции и распределительные устройства 8
2.2. Цифровая подстанция 39
2.3. Собственные нужды 46
2.4. Релейная защита и автоматика 53
2.5. Воздушные линии электропередачи 61
2.6. Кабельные линии 82
2.7. Перспективные технологии 93
2.8. Автоматизированные системы технологического управления электросетевым комплексом 97
2.9. Автоматизированные системы управления объектов электросетевого комплекса 104
2.10. Система учета электрической энергии 123
2.11. Сеть связи электросетевого комплекса 128
2.12. Ограничения по применению оборудования, технологий и материалов 156
3. Технологические процессы в электросетевом комплексе 160
3.1. Развитие электросетевого комплекса 160
3.2. Оперативно-технологическое и ситуационное управление 168

3.3. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов электрических сетей 169

3.4. Техническое обслуживание и ремонт 171

3.5. Управление производственными активами 181

3.6. Информационная безопасность 183

3.7. Метрологическое обеспечение 195

3.8. Техническое диагностирование и мониторинг состояния оборудования ПС и ЛЭП 197

3.9. Регулирование напряжения и качества электроэнергии 203

4. Инструменты реализации Технической политики 207

4.1. Нормативно-техническое регулирование 207

4.2. Проверка качества оборудования, материалов и систем 208

4.3. Инновационное развитие 209

4.4. Экологическая политика 210

4.5. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности 212

4.6. Импортозамещение в электросетевом комплексе 216

5. Перечень принятых сокращений 218

Введение

Положение ПАО «ФСК ЕЭС» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» (далее – Техническая политика) разработано в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации (далее – НПА), документами в области технического регулирования Российской Федерации, техническими регламентами Евразийского экономического союза и Таможенного союза с учетом требований стандартов МЭК и современного уровня развития техники и технологий, и является основополагающим документом, обязательным для применения в ПАО «ФСК ЕЭС» (далее – Общество), филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС и дочерних и зависимых обществах ПАО «ФСК ЕЭС» (далее – ДЗО) при условии его признания в качестве применимого (полностью либо в части) органом управления ДЗО.

Техническая политика является совокупностью целей, принципов, эффективных технических, технологических и организационных требований и решений, обеспечивающих повышение эффективности, надежности, безопасности, экономичности передачи и распределения электроэнергии для реализации Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 03.04.2013 №511-р (далее – Стратегия развития электросетевого комплекса).

Техническая политика направлена на выполнение функций и задач Общества и решение задач в соответствии с Концепцией ПАО «Россети» «Цифровая трансформация 2030».

Требования настоящей Технической политики распространяются на эксплуатируемые и проектируемые объекты электросетевого комплекса (далее – производственные активы) при новом строительстве, реконструкции и техническом перевооружении.

Положения Технической политики учитываются в рамках жизненного цикла производственного актива, рассматриваемого как совокупность следующих этапов:

этап «Проектирование». На данном этапе осуществляется разработка детальных требований к производственному активу, технологии создания;

этап «Создание». Представляет собой процесс производства, поставки и монтажа производственного актива. Результатом данного этапа является производственный актив, введенный в эксплуатацию;

этап «Эксплуатация» представляет собой процесс использования производственного актива по назначению и поддержания его в работоспособном состоянии с заданными параметрами эффективности за счет проведения технического обслуживания и ремонтов (далее, ТОиР) и технического перевооружения и реконструкции (далее, ТПиР). Основным результатом данного этапа является эксплуатация по назначению производственного актива с заданными параметрами эксплуатации;

этап «Ликвидация». Основным результатом данного этапа является эксплуатация по назначению производственного актива с заданными параметрами эксплуатации.

На основании положений Технической политики разрабатываются и внедряются внутренние корпоративные документы, конкретизирующие положения, нормы, требования и рекомендации Технической политики применительно к составу производственного актива, и регламентирующие порядок (правила) организации взаимодействия в области ТОиР и ТПиР.

Реализация Технической политики не требует дополнительного финансирования, осуществляется в рамках согласованных сценарных условий формирования бизнес-планов и инвестиционных программ с учетом утвержденных укрупненных нормативов цен.

В Технической политике применяются термины и определения в соответствии с законодательством Российской Федерации, ведомственными нормативными актами и нормативно-технической документацией в области электроэнергетики согласно приложению 1 к Технической политике.
Перечень принятых по тексту документа сокращений приведён в разделе 6 Технической политики.

1. Общие положения

1.1. Цели и основные задачи единой технической политики в электросетевом комплексе

Целями являются:

- определение основных технических направлений и унификация технических и технологических решений, обеспечивающих повышение надежности, эффективности и снижении ресурсоемкости функционирования электросетевого комплекса в краткосрочной и среднесрочной перспективе при обеспечении надлежащей безопасности и надежности энергоснабжения потребителей;
- обеспечение единства подходов при новом строительстве, эксплуатации и выводе из эксплуатации электросетевых объектов;
- обеспечение синхронизации внедрения отраслевых технологий и оборудования и ИТ – технологий, устройств и программного обеспечения;
- переход ПАО «ФСК ЕЭС» на риск-ориентированное управление на основе внедрения цифровых технологий и анализа больших данных;
- организация внедрения передовых научных разработок и инновационных решений в электросетевом комплексе.

Основные задачи:

- обеспечение и повышение готовности электрических сетей к передаче и распределению электрической энергии для обеспечения надежного снабжения электрической энергией потребителей, функционирования оптового и розничных рынков электрической энергии, параллельной работы ЕЭС России и электроэнергетических систем иностранных государств;

- импортозамещение;
- обеспечение выдачи мощности объектов по производству электрической энергии в сеть;
- создание условий для присоединения к электрической сети участников оптового и розничных рынков на условиях недискриминационного доступа к электрическим сетям;
- участие в повышении эффективности и развитии систем режимного и противоаварийного управления ЕЭС России;
- развитие и совершенствование структуры оперативно-технологического управления электросетевыми объектами;
- развитие и совершенствование информационной и телекоммуникационной инфраструктуры, повышение наблюдаемости электрической сети и качества информационного обмена с другими субъектами электроэнергетики;
- оптимизация и снижение капиталовложений и эксплуатационных затрат и издержек в электросетевые объекты за счет оптимизации технических и технологических решений при разработке проектной документации, применения современных технологий и видов оборудования, строительных конструкций и материалов, сокращения площадей, занимаемых объектами электросетевого хозяйства;
- повышение эффективности управления электросетевыми активами;
- повышение энергоэффективности применяемых технологий, оборудования, материалов, систем и сокращение технологических потерь электрической энергии в электрических сетях;
- преодоление тенденции старения основных фондов электрических сетей и электросетевого оборудования путем их модернизации, оптимизации работ по их реконструкции и техническому перевооружению, а также за счет повышения эффективности управления электросетевыми активами;
- развитие автоматизации процессов передачи и распределения электрической энергии, внедрение и развитие современных систем контроля технического состояния, диагностики и мониторинга технологического оборудования, систем защиты и автоматики, противоаварийной автоматики, систем связи, инженерных систем, коммерческого и технического учета электроэнергии, создание и развитие цифровых подстанций и электрических сетей;
- совершенствование технологий и повышение эффективности эксплуатации, технического обслуживания и ремонта электросетевых объектов;
- обеспечение, совершенствование и развитие профессиональной подготовки эксплуатационного и ремонтного персонала;
- минимизация воздействия на окружающую среду при новом строительстве, реконструкции, эксплуатации, ремонте и техническом

обслуживании электросетевых объектов;

• обеспечение безопасности при функционировании электросетевых объектов;

• формирование стимулов для развития на территории Российской Федерации производства современных видов оборудования, строительных конструкций, материалов, а также развития научно-технического и проектного потенциалов.

• создание условий, позволяющих обеспечивать энергоснабжение потребителей без создания/реконструкции электросетевых активов.

Реализация целей и задач Технической политики не должна приводить к увеличению инвестиционных и операционных расходов Общества.

1.2. Структура и статус Технической политики

Управление единой технической политикой в электросетевом комплексе.

1.2.1. Управление Технической политикой Общества является системной задачей и функцией Общества, реализующего на постоянной основе обеспечение выполнения требований технической политики в Обществе, контроль за выполнением требований Технической политики, своевременную актуализацию и пересмотр положений Технической политики.

1.2.2. Техническая политика Общества утверждается Советом директоров Общества.

1.3. Область применения Технической политики

Техническая политика является основополагающим документом, обязательным для применения в Обществе, филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС и ДЗО Общества при условии его признания в качестве применимого (полностью либо в части) органом управления ДЗО.

1.4. Формирование и актуализация Технической политики

1.4.1 Техническая политика подлежит пересмотру один раз в пять лет.

1.4.2. Досрочный пересмотр, внесение изменений и дополнений в Техническую политику проводятся:

- при изменениях законодательства Российской Федерации, непосредственно влияющих на положения Технической политики;
- при возникновении новых положений и требований документов в области технического регулирования, регламентов Евразийского экономического союза (технических регламентов Таможенного союза), непосредственно влияющих на положения действующей Технической политики;
- для обеспечения достижения целей Общества по решению органов управления Общества.

2. Требования к оборудованию, технологиям и материалам, комплексным системам

2.1. Подстанции и распределительные устройства

2.1.1. Технические решения при проектировании, новом строительстве и реконструкции ПС

2.1.1.1. При строительстве ПС (ТП, РП, РТП) необходимо руководствоваться следующими базовыми принципами:

- строительные конструкции зданий и инженерных сооружений электрических ПС, закрытых ТП, РП и РТП должны обеспечивать требуемую надежность в течение всего срока службы, определенного НТД или проектной документацией;
- при строительстве ПС должны, как правило, применяться типовые решения;
- обязательным условием должно являться наличие разрешения на размещение объектов строительства на земельных участках в соответствии с действующим законодательством;
- на этапе подготовки исполнительной документации ПС и подготовки отчетной документации необходимо готовить макет в соответствии с правилами описания объектов применяемой информационной системы для последующего оперативного внесения изменений в архитектуру объектов информационной системы и базу данных оборудования;
- строительные конструкции, на которые установлено электротехническое оборудование, должны быть рассчитаны на электромагнитные, тепловые и электродинамические воздействия в нормальных и аварийных режимах работы электрической сети;
- сокращение площадей ПС путем оптимизации схемно-компоновочных решений, при условии сохранения надежности и ремонтопригодности и безопасности обслуживания;
- при выборе оборудования и ошиновки по номинальному току должны быть учтены нормальные, ремонтные, аварийные и послеаварийные режимы работы электрической сети, а также перегрузочная способность оборудования;
- КА и заземляющие разъединители РУ должны быть оборудованы оперативной блокировкой от неправильных действий при переключениях в электрических установках. При проектировании оперативной блокировки в РУ также должна применяться программная (логическая) блокировка в контроллерах присоединений или контроллерах оперативной блокировки, механическая блокировка в РУ;
- в городах с высокой плотностью застройки при соответствующем ТЭО допускается строительство модульных заглубленных или подземных ПС.

2.1.1.2. Проектирование ПС закрытого типа классом напряжения 35 кВ должно соответствовать нормам технологического проектирования

подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (последняя редакция).

2.1.1.3. Закрытые распределительные устройства (ЗРУ) 35 кВ и выше с оборудованием в конструктивном исполнении комплектного распределительного устройства с воздушной, комбинированной или элегазовой изоляцией (КРУ/КРУЭ) должны применяться в соответствии с нормами технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ.

2.1.1.4. На ПС 110-500 кВ возможно применение газоизолированных токопроводов с изолирующей средой на основе элегаза при соответствующем ТЭО.

2.1.1.5. Применение полых проводов для выполнения ошиновки допускается при реконструкции или расширении действующих электросетевых объектов.

2.1.1.6. Для прокладки кабелей 110-500 кВ по территории ПС следует применять эстакады, галереи, коллекторы, кабельные каналы.

2.1.1.7. При новом строительстве и реконструкции ПС должна предусматриваться возможность их расширения в перспективе за счет:

- увеличения (авто)трансформаторной мощности путем замены силовых Т/АТ на силовые Т/АТ следующей мощности (из ряда номинальных мощностей) или установки дополнительных силовых Т/АТ (с соответствующим обоснованием);
- увеличения количества присоединений путем резервирования места.

Необходимость возможного расширения ПС должна быть основана на утвержденных схемах и программах развития электроэнергетики на период 5, 7 и 15 лет.

2.1.1.8. Для отопления зданий ПС при отсутствии подвода тепловых инженерных коммуникаций рекомендуется использовать пожаробезопасные энергосберегающие электрообогреватели с терморегуляторами.

2.1.1.9. На ПС 110-500 кВ возможно использование тепла силовых Т/АТ для обогрева производственных помещений.

2.1.1.10. Для питания собственных нужд ПС, в том числе электроотопления, возможно применение современных технологий гелиоэнергетики.

2.1.11. При строительстве ПС в черте городской застройки оборудование вентиляции, кондиционирования, солнечных батарей и нагревателей (в районах с достаточной солнечной активностью) целесообразно размещать на плоских кровлях в случае их использования.

2.1.1.12. Для поддержания климатических условий эксплуатации оборудования в помещениях зданий ПС ЦП и ПС 220 кВ и выше рекомендуется использовать централизованные климатические установки.

2.1.1.13. Решение о месте размещения реконструируемых РУ 110-750 кВ ПС должно приниматься на основании технико-экономического

обоснования. В условиях застройки населенных пунктов, а также на территории промышленных предприятий (или вблизи них) реконструкция РУ 110-750 кВ ПС должна выполняться, как правило, на том же месте.

2.1.1.14. При проектировании закрытых ПС трансформаторы (АТ, ШР) номинальным напряжением 110 кВ и выше устанавливать на открытых площадках, при необходимости с противошумовым заграждением; установка трансформаторов (АТ, ШР) в зданиях допускается при специальном обосновании и разработке исчерпывающих противопожарных мероприятий.

2.1.1.15. В качестве фундаментов под оборудование следует применять облегченные предварительно напряженные железобетонные стойки, сплошные блоки из тяжелого бетона, железобетонные сваи, монолитные и винтовые сваи.

2.1.1.16. В качестве фундаментов под порталы следует применять монолитные и сборные, в том числе поверхностные и свайные железобетонные (буронабивные, в том числе с уширением и без уширения) фундаменты.

2.1.1.17. При новом строительстве, комплексном ТПиР Т/АТ на ПС, имеющих стационарные устройства для ремонта трансформаторов (башни) и рельсовые пути перекатки, а также на ПС с размещением трансформаторов в закрытых помещениях, следует устанавливать на каретках (катках).

Сейсмостойкие трансформаторы должны устанавливаться непосредственно на фундамент с креплением их к закладным элементам фундамента для предотвращения их смещений в горизонтальном и вертикальном направлениях. На фундаментах трансформаторов должны быть предусмотрены места для установки домкратов.

В остальных случаях возможно применение безрельсовой (бескареточной) установки с применением специальных подставок, для обеспечения возможности доступа к дну бака Т/АТ.

2.1.1.18. Для минимизации производства земляных работ следует применять различные типы сборных железобетонных и свайных фундаментов (призматические железобетонные сваи, винтовые сваи, сваи открытого профиля, сваи - оболочки, буронабивные и буроопускные сваи), малозаглубленные и поверхностные фундаменты, термосваи и винтовые сваи в вечномерзлых грунтах, стержневые заделки в скальных грунтах, а также высокоэффективные рабочие буровые органы для проходки скважин в крепких породах и скальных грунтах.

2.1.1.19. При строительстве зданий ПС (ЗРУ, складских помещений, зданий резервуаров пожаротушения и другие) преимущественно применять каркасные или модульные конструкции зданий с облицовкой сэндвич-панелями. Применение кирпича при строительстве крупногабаритных зданий допускается при специальном обосновании, в том числе по требованиям безопасности.

2.1.1.20. При строительстве СПЗ или зданий ОПУ наряду с

использованием кирпича, пенобетонных и шлакобетонных блоков с наружной отделкой зданий облицовочным кирпичом, керамогранитом или вентилируемым фасадом, навесными облицовочными панелями с корпоративной расцветкой, допускается применение каркасных или модульных конструкции зданий с облицовкой сэндвич-панелями, в частности в районах вечной мерзлоты.

2.1.1.21. Рекомендуется применение новых высокоэффективных материалов для защиты от коррозии строительных конструкций, коррозионностойких сталей повышенной прочности для изготовления металлоконструкций порталов и опорных конструкций под оборудование.

2.1.1.22. Для разводки кабелей вторичных систем в помещениях ОПУ и РЩ преимущественно использовать кабельные шахты и фальшполы, кабельные этажи допускаются при ТЭО.

2.1.1.23. Производственные и хозяйственные резервуары должны выполняться из монолитного железобетона с маркой по водонепроницаемости не менее W8 или из сборных бетонных блоков с гидроизоляцией посредством стальной рубашки, в качестве наружной и внутренней гидроизоляции резервуаров применять материалы проникающего действия, перекрытие резервуаров выполнять сборным железобетонным с оклеечной поверхностной гидроизоляцией.

2.1.1.24. Очистные сооружения могут сооружаться в металлическом каркасе с облицовкой сэндвич-панелями. Очистные сооружения в районах с абсолютным минимумом температур ниже минус 45 ºС рекомендуется выполнять в металлических резервуарах с утеплением из напыляемого пенополиуретана, гидроизоляцией посредством стальной рубашки, с использованием электрообогрева очистных сооружений наружной установки, дренажных труб с автоматической регулировкой температуры.

2.1.1.25. Резервуары водяного пожаротушения могут выполняться:

- заглубленными на глубину ниже уровня промерзания грунта. Заглубленные резервуары выполняются из монолитного железобетона;
- наземными, в цистернах из стали, композитных или полимерных материалов.

2.1.1.26. Резервуары в цистернах могут размещаться совместно с насосной пожаротушения в легком каркасном здании с обогревом и облицовкой сэндвич - панелями или открыто. При открытом размещении в районах с абсолютным минимумом температур ниже минус 45 ºС рекомендуется использоваться встроенную систему электрообогрева резервуаров противопожарного водоснабжения с контролем уровня и температуры воды, а также передачей информации на пульт дежурного ПС.

2.1.1.27. На ПС 110 кВ и выше должна быть, как правило, предусмотрена система водоснабжения и канализации.

2.1.1.28. Здания ПС должны быть оборудованы отоплением, вентиляцией, пожарной сигнализацией в соответствии с установленными

требованиями. Входные наружные двери всех помещений ПС следует выполнять металлическими с внутренними замками. Остекление зданий на территории ПС следует сокращать до минимума. В случае необходимости в естественном освещении окна первого этажа оборудуются решетками, которые должны легко сниматься или открываться изнутри помещения без применения инструментов.

2.1.1.29. Наружные сети хозяйственно-питьевого водопровода низкого давления следует предусматривать из раструбных напорных труб из поливинилхлорида (ПВХ) типа «Т» комплектно с резиновыми кольцами. Для районов с холодным климатом рекомендуется использовать систему гибких полиэтиленовых трубопроводов с ППУ со встроенной системой электрообогрева.

2.1.1.30. Наружные сети бытовой канализации следует предусматривать из безнапорных ПВХ труб комплектно с уплотнительными кольцами. Для районов с холодным климатом наружные сети бытовой канализации рекомендуется выполнять из труб, изготовленных из полиэтилена низкого давления, со встроенной системой электрообогрева.

2.1.1.31. При устройстве маслоприемных устройств маслонаполненного оборудования следует использовать метод заливного армированного бетона с использованием полимерных добавок для улучшения характеристик бетона.

Маслоотводы должны быть закрытыми. Допускается сооружение открытых маслоотводов в сильнопучинистых грунтах, при высоких уровнях грунтовых вод в соответствии с ТЭО.

2.1.1.32. На ПС с АСК должны быть предусмотрены два отдельных стационарных резервуара для хранения турбинного масла, при этом системы турбинного и трансформаторного масла должны быть независимыми. Объем каждого резервуара турбинного масла должен быть не менее 110 % объема масляной системы наибольшего АСК, устанавливаемого на ПС.

2.1.1.33. Окраску бетонных поверхностей следует осуществлять маслостойкой краской для защиты поверхности от трансформаторного масла.

2.1.1.34. Рекомендуется рассматривать применение новых эффективных материалов для ограждающих и кровельных конструкций, полов и отделки помещений зданий.

2.1.1.35. Выбор конструктивного решения пола необходимо осуществлять с учетом обеспечения:

- надежности и долговечности принятой конструкции;
- экономного расходования строительных материалов;
- наиболее полного использования физико-механических свойств применяемых материалов;
- оптимальных санитарно-гигиенических условий;
- пожаро- и взрывобезопасности.

2.1.1.36. В служебных и производственных помещениях, в зависимости

от функционального назначения, следует использовать напольные покрытия такие как коммерческий линолеум, керамическая плитка, плитка из керамогранита, а также для помещений со специальными требованиями к пылеобразованию (КРУЭ, залы преобразовательной и микропроцессорной техники, защит и автоматики и другие) - наливные полы на основе полиуретана или эпоксидных смол как самые прочные и износостойкие.

2.1.1.37. Наливные полы должны соответствовать следующим требованиям:

- незначительная истираемость;
- пыленеобразуемость;
- химическая стойкость;
- высокая скорость проведения работ по монтажу (полы могут укладываться при плюсовых и отрицательных температурах);
- легкость обновления и ремонта.

Основанием для наливного пола должен быть бетонный пол (марка бетона 200-300), из кислотоупорной и керамической плитки, на поверхности не должно быть трещин и сколов, влажность основания не более 4-5 %.

2.1.1.38. При ремонте или реконструкции фасадов зданий ПС, кроме традиционного использования фасадных красок, допускается использование технологии «вентилируемый фасад». Работы допускается проводить только после комплексного обследования технического состояния строительных конструкций зданий и сооружений специализированной организацией.

2.1.1.39. При проектировании ПС необходимо выполнять экологические мероприятия в соответствии с действующим природоохранным законодательством.

2.1.1.40. При проектировании ПС следует применять объединение проектных решений в единый архитектурно-промышленный комплекс, применять единый корпоративный стиль оформления фасадов зданий сооружений с использованием элементов утвержденного корпоративного стиля (цветовые решения, эмблемы и т.п.).

2.1.1.41. Генеральный план и компоновочные решения ПС, а также объемно-планировочные решения зданий и сооружений, расположенных на её территории, должны обеспечивать:

- удобство эксплуатации;
- возможность проведения регламентных и ремонтных работ, в том числе связанных с заменой крупногабаритного оборудования;
- условия для оперативной ликвидации аварий и чрезвычайных ситуаций.

2.1.1.42. Для своевременного выявления неисправностей в строительных конструкциях зданий КРУ, ЗРУ, ЗТП фасады допускается ремонтировать или реконструировать без укрытия стен каркасными фасадными материалами.

2.1.1.43. Для создания благоприятных условий эксплуатации зданий и

сооружений ПС необходимо контролировать, чтобы при строительстве новых и реконструкции старых зданий планировка и благоустройство территории, системы водоотвода атмосферных осадков и грунтовых вод были выполнены в соответствии с проектной документацией и в дальнейшем поддерживались в исправном состоянии в соответствии с установленными требованиями.

2.1.1.44. Фасадные части зданий и сооружений закрытых ПС, ТП, РП и РТП, располагающихся в зоне жилой застройки, должны вписываться в окружающий архитектурный ландшафт.

2.1.1.45. При проектировании ПС, зданий и сооружений необходимо предусматривать технические решения, обеспечивающие безопасность их эксплуатации, в том числе безопасное производство работ на высоте путем устройства стационарных лестниц с использованием средств защиты ползункового типа в качестве страховочной системы при подъеме на оборудование, стационарных анкерных точек (анкерных столбов), либо с предустановкой анкерной линии и использования средств защиты втягивающего типа, либо с применением телескопических анкерных столбов для работы на ПС 35 кВ и выше, где есть риск падения с высоты более 1,8 м.

2.1.1.46. При проектировании закрытых ПС рекомендуется применять технологии трехмерных моделей оборудования и прокладываемых инженерных систем для исключения недопустимых сближений и пересечений технологического оборудования ПС и прокладываемых кабелей с инженерными системами в закрытых ПС (вентиляция, водопровод, пожаротушение, канализация и другие).

2.1.1.47. При строительстве зданий и сооружений ПС конструкция крыши должна быть скатной. При строительстве ПС в черте городской застройки допускается плоская кровля.

2.1.1.48. При проектировании ПС 35 кВ и выше расчеты должны проводиться на основании результатов математического моделирования режимов работы энергосистем с использованием расчетных моделей, обеспечивающих необходимую точность результатов математического моделирования режимов энергосистем, разрабатываемых в соответствии с Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281 (далее - Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем). Математическое моделирование режимов работы энергосистемы для разработки проектных решений должно осуществляться в соответствии с расчетными условиями, установленными Методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630 (далее - Методические указания по устойчивости энергосистем).

Для целей формирования указанных расчетных моделей проектная организация формирует информационную модель энергосистемы в объеме, необходимом для проведения проектирования ПС, с соблюдением

требований, утверждаемых Минэнерго России в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 02.03.2017 № 244 «О совершенствовании требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (далее – Постановление № 244).

По результатам разработки проектных решений проектная организация передает информацию об изменениях информационной модели энергосистемы, связанных с вводом в работу (выводом из эксплуатации) ПС, учтенных при проектировании, заказчику, а в отношении ПС, оборудование или устройства которых либо отходящие от которых линии электропередачи будут относиться (относятся) к объектам диспетчеризации, – также субъекту оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в соответствии с согласованным с ним профилем информационного обмена.

2.1.1.49. При новом строительстве или реконструкции ПС (ТП, РП, РТП) применяемые оборудование и материалы (конструктивно законченные узлы и элементы, непосредственно участвующие в основном технологическом процессе передачи, преобразования, распределения электроэнергии) должны иметь дополнительную маркировку по технологии автоматической идентификации и сбора данных (например, в виде QR-кода, или штрих-кода, или RFID-метки).

Минимальный состав информации для кодировки:

- диспетчерское наименование (при наличии);
- наименование продукции с указанием основных технических параметров;
- наименование производителя;
- товарный знак производителя;
- сведения о сертификации и аттестации изделия;
- информация о дате поставки/монтажа/плановом ремонте;
- информация о гарантийных сроках на продукцию.

Локализованными считать данные, изменение которых (первичная запись, излечение, хранение, обновление и пр.) происходит на территории Российской Федерации. Доступ к локализованным данным для пользователей, находящихся за пределами Российской Федерации, ограничен, но может быть осуществлен в рамках заключенных соглашений, включающих политики, регламентирующие оборот и использование данных, и может быть прекращен без потери функционала и ухудшения промышленной безопасности объектов энергетики.

2.1.2. Схемы электрические принципиальные распределительных устройств ПС

2.1.2.1. При проектировании ПС необходимо индивидуально

подходить к выбору схемы РУ, состава компонентов комбинированных КА с тем, чтобы обеспечить удобство эксплуатации, ремонтопригодность схемы, исключить возможность ошибочных действий при оперировании, вписаться в отведенную площадку строительства и при этом понести минимальные затраты в сравнении с другими возможными вариантами строительства (реконструкции) ПС путем проведения их технико-экономического сравнения.

При проектировании ПС необходимо в целом руководствоваться требованиями норм технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ.

2.1.2.2. Схемы электрические принципиальные РУ ПС должны обеспечивать:

- надежность функционирования в нормальной и ремонтной схеме конкретной ПС и прилегающей электрической сети с учетом резервирования от других ЦП;
- удобство в проведении оперативных переключений, заключающееся в простоте и наглядности схем, снижающих вероятность ошибочных действий эксплуатационного персонала, минимизации количества коммутаций в первичных и вторичных цепях при изменении режима работы электроустановки;
- компактность;
- технически обоснованную экономичность.

2.1.2.3. Схемы электрические принципиальные РУ ПС должны быть типовыми, при этом, как правило:

- для РУ 0,4 кВ ТП 6-20/0,4 кВ и ПС 35/0,4 кВ принимаются одна рабочая система шин, с АВР или без него, в зависимости от категории присоединяемых потребителей;
- для РУ 6-20 кВ, в зависимости от надежности и резервирования сети, следует применять схемы и схемные решения:
  - одна секционированная выключателем система шин;
  - две секционированные выключателями системы шин;
  - на стороне НН 6-20 кВ обмоток трансформаторов должна предусматриваться их раздельная работа на разные секции шин РУ 6-20 кВ;
  - выбор количества отходящих линейных ячеек при новом строительстве РУ 10-20 кВ и реконструкции РУ 6-20 кВ должен осуществляться в соответствии с действующими заявками и договорами на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а так же объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам на расчетный период (год ввода в эксплуатацию) с учетом перспективы ее развития (5 лет после ввода в эксплуатацию);
- схемы электрические РУ 35, 110 (150) кВ должны выбираться в

соответствии с требованиями стандарта «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ. Типовые решения» (СТО 56947007-29.240.30.010-2008), при этом:

- отступления от типовых схем допускаются при ТЭО;
- как правило, должны применяться схемы с одним выключателем на присоединение (при наличии соответствующих обоснований допускается предусматривать наличие двух систем шин или обходной системы шин с возможностью перевода на нее наиболее ответственных или всех присоединений путем производства оперативных переключений);
- допускается применение обходных систем шин в ОРУ 35-110 кВ, с которых осуществляется плавка гололеда на проводах и грозозащитных тросах отходящих ВЛ;
- при сооружении РУ в конструктивном исполнении КРУЭ, рекомендуется применять более простые схемы, обеспечивающие, в том числе оптимизацию размещения токопроводов КРУЭ;
- в схемах подключения ВЛ через два выключателя допускается установка ТТ в цепи ВЛ для целей коммерческого учета электроэнергии;
- число трансформаторов, устанавливаемых на ПС 35, 110 (150) кВ, принимается равным двум. Установка более двух трансформаторов допускается на основе ТЭО;
- допускается ввод в эксплуатацию и работа ПС с одним трансформатором при наличии в проектной документации этапа строительства - пусковой очереди;
- допускается применение одного трансформатора на тупиковых ПС при обеспечении требуемой надежности электроснабжения потребителей;

- схемы электрические РУ 220 кВ и выше должны выбираться в соответствии с требованиями стандарта «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ. Типовые решения» (СТО 56947007-29.240.30.010-2008), при этом:

- отступления от типовых схем допускаются при ТЭО;
- при сооружении РУ в конструктивном исполнении КРУЭ, как правило, применяются те же схемы, что и для ОРУ;
- для РУ 330-750 кВ, как правило, должны применяться схемы с коммутацией ЛЭП двумя выключателями либо с коммутацией присоединений через полуторные цепочки;
- для РУ 220 кВ, как правило, должны применяться схемы с одним выключателем на присоединение. Допускается, при наличии соответствующих обоснований, предусматривать наличие двух систем шин или обходной системы шин с возможностью перевода на нее наиболее ответственных или всех присоединений путем производства оперативных переключений и применение схем с коммутацией ЛЭП через полуторные цепочки;
- допускается применение обходных систем шин в ОРУ 220 кВ, с

которых осуществляется плавка гололеда на проводах и грозозащитных тросах отходящих ВЛ;

• выбор количества и мощности Т/АТ 220 кВ и ниже, а также трансформаторов собственных нужд необходимо проводить с учетом их перегрузочной способности;

• на ПС ЕНЭС (напряжением 220-1150 кВ) питание сторонних потребителей 6-35 кВ рекомендуется осуществлять от отдельных трансформаторов 110 или 220 кВ;

• третичные обмотки Т/АТ 220-500 кВ следует выполнять на номинальное напряжение 20-35 кВ с целью минимизации объема основного оборудования, снижения значений токов КЗ и повышения надежности питания собственных нужд ПС при условии наличия возможности присоединения к электрическим сетям данного класса напряжения.

2.1.2.4. При необходимости компенсации емкостных токов на стороне 6-35 кВ на ПС в электрических схемах должна предусматриваться установка дугогасящих заземляющих реакторов, при этом:

- в сетях 35 кВ ДГР должны присоединяться к нулевым выводам соответствующих обмоток трансформаторов через развилку из разъединителей, позволяющую подключать их к любому из трансформаторов;
- в сетях 6-20 кВ ДГР, как правило, должны подключаться через разъединители к нейтральным выводам отдельных трансформаторов, подключаемых к сборным шинам через выключатели. Допускается вместо отдельных трансформаторов использование заземляющих фильтров. Также допускается применение комбинированных дугогасящих устройств типа АДСК, РДСК и других;
- количество, мощность и диапазон регулирования ДГР определяются проектной документацией по результатам технико-экономических расчетов, выполняемых на основании данных, представляемых заказчиком;
- степень расстройки компенсации емкостного тока однофазного замыкания на землю не должна превышать 1 % в соответствии со стандартом «Реакторы заземляющие дугогасящие 6-35 кВ. Общие технические требования» (СТО 34.01-3.2-008-2017).

2.1.2.5. В электрических схемах выбор режима заземления нейтрали электрических сетей напряжением 6-35 кВ должен определяться проектным решением, исходя из обеспечения надежной и безопасной эксплуатации электрооборудования и ЛЭП в режимах, связанных с замыканием одной из фаз электрической сети на землю, при этом:

- в городских распределительных сетях 6-20 кВ, а также в пределах селитебных территорий электрических сетей 35 кВ возможно применение низкоомного резистивного заземления нейтрали с автоматическим отключением замыканий на землю и 100 % резервированием потребителей при наличии ТЭО;

- при внедрении резистивного заземления при реконструкции существующих электрических сетей напряжением 6-35 кВ необходимо согласование с действующими потребителями;
- в электрических сетях с изолированной нейтралью, в зависимости от протяженности и конструкции ЛЭП, условий по обеспечению электробезопасности и надежности электроснабжения, следует рассматривать необходимость установки дугогасящих устройств или применение высокоомного резистивного или комбинированного заземления нейтрали;
- в целях ограничения емкостного тока ОЗЗ необходимо обеспечивать гальваническую развязку участков распределительной сети исходя из предельно допустимых токов ОЗЗ, определяемых с учетом применяемого на участке электрической сети режима заземления нейтрали.

2.1.3. Силовые трансформаторы, автотрансформаторы и реакторы

2.1.3.1. Силовые трансформаторы, автотрансформаторы (АТ), трансформаторы (Т) и реакторы (УШР, ШР) должны удовлетворять следующим общим требованиям:

- в конструкции должны применяться обмотки из транспонированного провода со склейкой и прессующая система из электрокартона с возможным применением соответствующих древесно-слоистых пластиков, не подверженного усадке, позволяющие не проводить подпрессовку обмоток на протяжении полного срока службы;
- при изготовлении силовых Т/АТ и реакторов должна применяться исходная намоточная бумага обмоток со степенью полимеризации не менее 1250 единиц;
- в конструкции должны применяться магнитопроводы со сниженными потерями за счет: применения высококачественной электротехнической стали с уровнем удельных потерь 1,0 Вт/кг при индукции 1,5 Тл, применения стали толщиной 0,23-0,3 мм, сборки магнитопроводов по технологии с косым стыком «Step Lap»;
- в конструкции должно быть не менее двух встроенных ТТ, кроме того рекомендуется один ТТ для целей мониторинга. Количество встроенных трансформаторов тока и мощность их вторичных обмоток определяется при проектировании;
- должны использоваться маслонасосы прямоточного типа;
- должна обеспечиваться необходимая электродинамическая стойкость обмоток к токам КЗ;
- должны применяться следующие режимы управления комбинированными системами охлаждения М/Д и М/Д/ДЦ: ручной, автоматический;
- функции системы управления охлаждением должны включать в себя:
  - управление системой охлаждения по показателям нагрузочной

способности и контроль состояния каждого электродвигателя системы охлаждения в отдельности;

- возможность плавного пуска и уменьшения пусковых токов;
- защита электродвигателей от перегрузки и КЗ;
- защита электродвигателей охладителей от исчезновения фазы и от асимметрии фаз;
- индикация нагрузки электродвигателей;
- обнаружение ненагруженного двигателя или работающего с повышенным моментом нагрузки;

- конструкция охлаждающих устройств (радиаторов) должна быть пластинчатая (плоско-штампованные радиаторы, оцинкованные методом горячего погружения);
- предпочтительно должны применяться АТ с номинальным напряжением обмотки НН как правило 20-38,5 кВ в целях снижения значений токов КЗ;
- предпочтительно должны применяться АТ со сниженной мощностью обмотки НН (за исключением случаев подключения к ней устройств компенсации реактивной мощности);
- третичные обмотки Т/АТ, от которых осуществляется питание потребителей 6-35 кВ, должны иметь схему и группу соединения, соответствующие принятым в питаемых распределительных сетях;
- должен обеспечиваться пониженный уровень шума и вибраций:
- уровень шума - не более 75 дБ (для УШР - не более 90 дБ);
- уровень вибраций для ШР - не более 60 мкм;
- уровень радиопомех должен составлять не более 2500 мкВ;
- должна обеспечиваться взрывобезопасность за счет конструктивного исполнения баков трансформаторов, применения систем предотвращения разгерметизации корпуса при внутренних повреждениях (клапаны, а при обосновании – системы предотвращения взрывов и пожаров).

2.1.3.2. В маслонаполненных Т/АТ классов напряжения 110 и 150 кВ мощностью 25 МВА и более и всех трансформаторах классов напряжения 220 кВ и выше масло должно быть полностью защищено от контакта с окружающим воздухом посредством пленочной защиты.

Для трансформаторов напряжением 110 кВ мощностью менее 25 МВА и трансформаторов напряжением ниже 110 кВ расширитель должен быть снабжен воздухоосушителем с масляным затвором или другим устройством для защиты масла в расширителе от непосредственного соприкосновения с окружающим воздухом.

2.1.3.3. Масляные трансформаторы с массой масла свыше 1000 кг должны быть снабжены фильтрами: термосифонными - при видах систем охлаждения М и Д, адсорбционными - при остальных видах систем охлаждения и фильтрами очистки масла от механических примесей - при видах систем охлаждения ДЦ, НДЦ, Ц, НЦ.

2.1.3.4. Устанавливаемые на трансформаторах высоковольтные вводы напряжением 110 кВ должны быть с твердой (RIP или RIN) изоляцией, высоковольтные вводы напряжением 220-750 кВ - герметичные конденсаторные без избыточного давления и без расширительного бачка либо с твердой изоляцией (RIP или RIN изоляцией для класса напряжения до 500 кВ включительно), с обязательным наличием измерительного вывода на вводах 110 кВ и выше.

Высоковольтные вводы с RIP и RIN-изоляцией от 110 кВ и выше необходимо комплектовать датчиками для безопасного подключения систем мониторинга состояния изоляции вводов.

2.1.3.5. Силовые Т/АТ 110 кВ и выше должны оснащаться:

- устройствами РПН комплектно с регулятором напряжения с возможностью работы в автоматическом и ручном дистанционном режиме с удаленного пункта управления;
- датчиками и устройствами контроля состояния (мониторинга) в соответствии с требованиями подраздела 3.7.2 Технической политики, а также выводом релейных сигналов технологических защит систем охлаждения, устройства РПН, релейных сигналов питания защит трансформатора и др.

2.1.3.6. Силовые трансформаторы 35 кВ и ниже должны, как правило, оснащаться устройством регулирования напряжения без нагрузки (ПБВ). Количество ступеней и регулировочный диапазон определяется при проектировании.

2.1.3.7. Шкафы автоматического управления охлаждением трансформатора должны быть оцинкованными или изготовлены из нержавеющих материалов (степень защиты не ниже IP55 по ГОСТ 14254-2015), обеспечивать автоматическое поддержание температуры внутри шкафа; должно быть обеспечено наличие контроля доступа в шкаф с сигнализацией, ручное управление каждым из установленных маслонасосов и вентиляторов обдува, плавный пуск и токовая защита электродвигателей маслонасосов и вентиляторов, контроль состояния (исправности) КА, управляющих двигателями, наличие панели дистанционного управления (устанавливаемой в ОПУ) для оперативного управления и визуализации состояния системы охлаждения.

2.1.3.8. Требования к надежности:

- срок службы - не менее 30 лет;
- гарантийный срок эксплуатации - не менее 5 лет со дня ввода в эксплуатацию;
- отсутствие необходимости капитального ремонта в течение срока службы;
- отсутствие необходимости подпрессовки обмоток в течение срока службы;
- устойчивость к железнодорожной транспортировке (обязательное наличие датчика ускорений).

2.1.3.9. На распределительных ТП 6-35/0,4 кВ должны применяться

силовые трансформаторы:

- маслонаполненные, герметичные маслонаполненные, сухие с уменьшенными потерями (в том числе за счет применения в трансформаторах магнитопроводов из аморфной стали) и массогабаритными параметрами, а также специальные конструкции трансформаторов мощностью до 100 кВА, предназначенные для установки на опорах ВЛ;
- с симметрирующими устройствами;
- со схемой соединения обмоток Δ/Yн или Y/Zн (допускается использование схемы соединения обмоток силовых трансформаторов Y/Yн при наличии соответствующего обоснования, например, замена вышедшего из строя трансформатора на двухтрансформаторной ТП).

2.1.3.10. В ТП, РТП, РП встроенных в здания, а также сооружаемых в условиях плотной городской застройки или в стесненных условиях должны, как правило, применяться малогабаритные сухие трансформаторы с пониженным уровнем шума и вибрации:

- с системой автоматического контроля температуры трансформатора;
- с датчиками температуры внутри камеры трансформатора.

2.1.3.11. Для повышения взрыво-пожаробезопасности силовые трансформаторы могут заливаться негорючими изоляционными жидкостями в соответствии с требованиями стандарта МЭК 61099 «Технические условия для необычных синтетических органических эфирных масел для электротехнических целей».

Применение силовых Т/АТ с элегазовой изоляцией должно иметь ТЭО.

2.1.3.12. Регулировочные трансформаторы допускается устанавливать:

- при наличии соответствующего обоснования - на АТ 500-750 кВ для регулирования потоков активной мощности;
- на ПС 35-220 кВ с трансформаторным оборудованием, оснащенным устройствами ПБВ, где регулирование напряжения не отвечает исходным требованиям при использовании ПБВ в соответствии с Нормами технологического проектирования подстанций 35-750 кВ.

2.1.3.13. ВДТ линейные допускается применять для адаптации распределительных электрических сетей напряжением 0,4-20 кВ к изменению (увеличению) электрических нагрузок и обеспечения требуемого качества электрической энергии, на основании ТЭО в сравнении с другими вариантами обеспечения качества электрической энергии.

Местом установки ВДТ могут быть точки критического падения напряжения (больше 10 % от номинального значения напряжения) линий электропередач или непосредственно шины потребителя.

2.1.3.14. Регулирование напряжения ВДТ должно осуществляться в автоматическом режиме.

2.1.3.15. При изменении направления мощности (при переходе на резервный источник питания), ВДТ не должен изменять режим работы по

отношению к направлению потока мощности.

2.1.3.16. Уровень регулирования напряжения при использовании ВДТ должен составлять:

- на ЛЭП 6-20 кВ, которые не обеспечивают качество электрической энергии у потребителей, с регулированием напряжения ±10 %;
- на ЛЭП 6-20 кВ с целью увеличения пропускной способности линий, с регулированием напряжения +10 %;
- на ПС 35-110 кВ, оборудованных устройствами ПБВ, где регулирование напряжения не отвечает нормативным требованиям, с регулированием напряжения ±15 %;
- на РП и ПС напряжением 6-20 кВ, с регулированием напряжения ±15 %.

2.1.3.17. В электрических сетях 6-35 кВ следует применять сухие токоограничивающие реакторы с малыми потерями электроэнергии и достаточной электродинамической стойкостью к токам КЗ. Реакторы аналогичного типа следует применять для установки на вводах 6-20 кВ силовых трансформаторов или на присоединениях отходящих линий.

2.1.3.18 Для компенсации емкостных токов замыкания на «землю» и снижения перенапряжений при однофазных дуговых замыканиях на «землю» в сетях 6-35 кВ рекомендуется применять плавнорегулируемые ДГР с автоматическим регулятором настройки. В стеснённых условиях ПС закрытого типа следует применять дугогасящие агрегаты (ДГР и трансформаторы для их подключения в одном корпусе, выполненные на едином магнитопроводе), в том числе, сухого исполнения.

2.1.4. Коммутационные аппараты

2.1.4.1. В электрических сетях 110 кВ и выше в качестве КА следует применять:

- элегазовые выключатели колонковые и баковые взрывобезопасные с клапанами сброса давления, преимущественно с пружинными приводами;
- по мере развития технологий допускается также применение вакуумных выключателей, а также выключателей - разъединителей (комбинированных модульных аппаратов) в сетях 110-220 кВ;
- в цепи (У)ШР и конденсаторных батарей - выключатели, предназначенные для коммутации тока реактора и конденсаторных батарей, соответственно;
- элегазовые выключатели при снижении давления элегаза в корпусе которых не требуется их автоматическое отключение. При этом должна быть выполнена двухступенчатая предупредительная/аварийная сигнализация снижения давления (плотности) элегаза в высоковольтных элегазовых выключателях (при срабатывании второй ступени указанной сигнализации выполняется автоматическая электрическая блокировка

управления выключателем, запрещающая операции выключения и отключения выключателя);

- разъединители 110 кВ и выше пантографного, полупантографного и горизонтально - поворотного типа оснащённые электродвигательными приводами, в том числе и для заземляющих ножей, высокопрочными фарфоровыми или полимерными опорными изоляторами, переключающими устройствами для реализации схем электромагнитной блокировки.

2.1.4.2. Должны разрабатываться технические мероприятия, направленные на исключение рисков повреждения элегазовых выключателей при недопустимых значениях апериодической составляющей при коммутациях ЛЭП, оснащенных индуктивными средствами поперечной компенсации.

2.1.4.3. В цепи (У)ШР при соответствующем обосновании применяются выключатели с УПНКП (устройство преднамеренной неодновременной коммутации полюсов).

2.1.4.4. Рекомендуется применение колонковых элегазовых выключателей 110-750 кВ с продольной изоляцией, соответствующей не менее II* степени загрязнения (2,25 см/кВ).

2.1.4.5. В электрических сетях напряжением 6-35 кВ следует применять:

- элегазовые выключатели на присоединениях с большими токами или в стесненных условиях, а также при необходимости обеспечения допустимого уровня коммутационных перенапряжений при соответствующем обосновании;
- вакуумные выключатели внутренней установки;
- вакуумные выключатели наружной установки, в том числе реклоузеры, на ВЛ;
- вакуумные выключатели нагрузки наружной установки на ВЛ;
- вакуумные выключатели нагрузки внутренней установки;
- предохранители - разъединители до 20 кВ.

2.1.4.6. В распределительных сетях напряжением 6-20 кВ дополнительно рекомендуется применять предохранители - разъединители и разъединители, отвечающие современным требованиям эксплуатации, при необходимости с возможностью дистанционного управления, а также разъединители с раздельным отключением фаз, при помощи оперативных изолирующих штанг.

2.1.4.7. Выбор типов выключателей должен быть определен с учетом следующего:

- выключатели должны обеспечивать работоспособность во всем требуемом диапазоне температур окружающего воздуха;
- в цепи ШР, УШР и БСК должны быть применены выключатели, предназначенные для коммутации тока ШР и БСК, соответственно;
- отключающая способность выключателей должна быть выполнена

на основании расчетов токов КЗ на расчетный период, в соответствии с подразделом 3.1.3 Технической политики;

- выключатели должны обеспечивать отключение ЛЭП, оснащенных индуктивными средствами поперечной компенсации. При этом должны быть предусмотрены мероприятия, исключающие возникновение недопустимой величины апериодической составляющей при отключении токов КЗ, возникающих в электрической сети.

При выборе КА также должна предъявляться обоснованная минимизация объемов их технического обслуживания.

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

2.1.4.9. Требования к надежности:

- срок службы - не менее 30 лет;
- гарантийный срок эксплуатации – не менее 5 лет с даты ввода в эксплуатацию;
- КА не должны требовать капитального ремонта в течении срока службы или до исчерпания коммутационного ресурса;
- механический ресурс для пружинных приводов – не менее 10 000 циклов откл/вкл, и не менее 30 000 циклов откл/вкл - для электромагнитных приводов.

2.1.5. Комплектные распределительные устройства

2.1.5.1. Требования к КРУЭ:

- все модули КРУЭ должны быть малообслуживаемыми;
- КРУЭ должны быть укомплектованы АСМД непрерывного контроля в соответствии с подразделом 3.7.2 Технической политики;
- конструкция КРУЭ должна предусматривать вывод в ремонт любого газового объема без полного отключения КРУЭ, кроме однотрансформаторных ПС, организованных по схеме 3Н;
- конструкция КРУЭ должна обеспечивать возможность стыковки ячеек (перспективное расширение схемы РУ) с минимальным погашением существующих присоединений;
- для подключения присоединений в ячейки КРУЭ 110-500 кВ должны применяться кабели соответствующего класса напряжения с изоляцией из сшитого полиэтилена или, при соответствующем обосновании, элегазовые токопроводы;
- КРУЭ должны обеспечивать номинальные параметры при нижнем значении температуры окружающего воздуха до минус 5 ºС, элегазовые токопроводы наружной установки при нижнем значении температуры окружающего воздуха до минус 45 ºС для ПС, расположенных в зоне умеренного климата, и минус 60 ºС - для ПС, расположенных в зоне холодного климата с учетом охлаждающего действия ветра;

- в конструкции элегазовых токопроводов должны быть предусмотрены компенсирующие устройства в границах перепада температур и в границе разделения фундаментов здания КРУЭ и наружных опор токопроводов температурными швами;
- конструкция КРУЭ должна предусматривать возможность доступа обслуживающего персонала к каждому КА.

2.1.5.2. При компоновке КРУЭ в ЗРУ должны предусматриваться площадки обслуживания на разных уровнях, при этом в целях безопасного обслуживания элегазового оборудования следует комплектовать КРУЭ 110 кВ передвижными площадками обслуживания заводского производства, КРУЭ 220 кВ и выше - стационарными площадками обслуживания.

2.1.5.3. В зале КРУЭ, кабельных помещениях под залами КРУЭ, помещениях для хранения баллонов с элегазом должна быть выполнена принудительная приточно-вытяжная вентиляция. Вентиляция должна обеспечивать обмен воздуха в зале КРУЭ, помещениях для хранения баллонов с элегазом и забор воздушной среды из кабельных помещений и кабельных каналов.

2.1.5.4. В залах КРУЭ должна быть предусмотрена система, предотвращающая попадание в атмосферу элегаза (газообразных и твердых продуктов распада элегаза), выше допустимых пределов при аварийных выбросах с разгерметизацией объемов КРУЭ.

2.1.5.5. Кабельные вводы в КРУ/КРУЭ должны исключать подтопления кабельного помещения грунтовыми водами.

2.1.5.6. Требования к комбинированным КА, совмещающим в себе функции выключателя, разъединителя(-ей), заземлителей (КРУЭН) должны быть аналогичны требованиям к КРУЭ. КРУЭН должны обеспечивать номинальные параметры при нижнем значении температуры окружающего воздуха до минус 45 ºС для ПС, расположенных в зоне умеренного климата, и минус 60 ºС для ПС, расположенных в зоне холодного климата с учетом охлаждающего действия ветра.

2.1.5.7. Требования к КРУ(Э) 6-35 кВ:

- применять КРУ 6-35 кВ с воздушной, в том числе комбинированной, изоляцией, при соответствующем ТЭО - с элегазовой изоляцией, а также КСО(Э) с вакуумными выключателями или выключателями нагрузки, в том числе в исполнении «моноблок»;
- применять металлические защитные шторки ячеек;
- использовать в КРУ ТТ с литой изоляцией, ТН антирезонансного исполнения в электрических сетях, где возможно возникновение явления феррорезонанса;
- должны быть оснащены быстродействующими защитами от дуговых замыканий;
- применять ячейки с изолированными отсеками;
- рекомендуется применять КРУ(Э) 6-20 кВ с верхним

расположением сборных шин, с двухсторонним обслуживанием;

- рекомендуется применять ячейки КРУ(Э) с моторным приводом с возможностью дистанционного отключения выключателя;
- для организации энергоучета рекомендуется устанавливать ТТ в каждой фазе.

2.1.5.8. В городских электрических сетях напряжением 10-20 кВ рекомендуется применять КРУ(Э) с модульными ячейками в металлическом корпусе (ячейки должны быть малообслуживаемыми или, по возможности, не требующие технического обслуживания в течение срока службы).

2.1.5.9. Применение КРУВ должно иметь ТЭО и соответствовать требованиям, предъявляемым к КРУЭ.

2.1.5.10. Требования к надежности:

- срок службы - не менее 30 лет;
- гарантийный срок – не менее 5 лет с даты ввода в эксплуатацию;
- КРУ(Э) не должны требовать капитального ремонта в течение срока службы или до исчерпания коммутационного ресурса;
- климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69.

2.1.5.11. ТП и РП 6-35 кВ должны соответствовать следующему требованию:

2.1.5.12. должны применяться комплектные блочные или модульные ТП, РП, РТП, оснащенные в заводском исполнении необходимыми цифровыми интерфейсами для интеграции в сетевых инфраструктуру.

2.1.5.13. Требования к организации работы оперативно - выездных и ремонтных бригад: деятельность оперативно-выездных и ремонтных бригад должна быть организована с применением программно-аппаратных комплексов, обеспечивающих автоматизацию и цифровизацию процессов планирования, исполнения и контроля работ на электросетевых объектах (ПТК).

2.1.5.14. ПТК должен обеспечивать реализацию следующих функций:

- мониторинг и регулирование проведения работ в необходимых локациях (как снаружи, так и внутри помещения) сотрудниками с соответствующими допусками;
- мониторинг применения средств защиты, приборов, инструмента, защитных знаков и т.д. при выполнении работ;
- предотвращение попадания работников на территории, где существует угроза жизни, выход работников за территорию проведения выделенной зоны работ;
- мониторинг, предупреждение, блокировка случаев работы в неустановленном месте, на оборудовании без снятия напряжения;
- информирование вышестоящего оперативного и оперативно-ремонтного персонала (в том числе мастеров бригад) о любых отклонениях от

регламентированных правил;

- видео-аудио фиксация проведения работ.

2.1.6. Открытые распределительные устройства

2.1.6.1. Общие требования:

- открытые распределительные устройства (ОРУ), как правило, могут применяться на класс напряжения от 35 кВ и выше;
- на ОРУ должна, как правило, применяться гибкая ошиновка;
- на ОРУ преимущественно должно применяться коммутационное оборудование и измерительные трансформаторы, не содержащие трансформаторного масла;
- на ОРУ должен быть предусмотрен проезд для передвижных механизмов и приспособлений, а также для грузового автотранспорта и передвижных лабораторий.

Выполнение защиты от прямых ударов молнии не требуется для ПС 35 кВ с трансформаторами единичной мощностью 1,6 МВА и менее независимо от количества таких трансформаторов и от числа грозовых часов в году, а также на всех ОРУ 35 кВ в районах с числом грозовых часов в году не более 20, на ОРУ 220 кВ и ниже на площадках с эквивалентным удельным сопротивлением земли в грозовой сезон не более 2000 Ом при числе грозовых часов в году не более 20;

- территория ОРУ ПС должна ограждаться. Ограда должна быть сплошной или просматриваемой высотой не менее 2,5 м. Территория ОРУ и ПС в городских электрических сетях должна, как правило, выполняться сплошной.

Требования к исполнению сплошных и просматриваемых ограждений должны соответствовать требованиям стандартов «Распределительные электрические сети напряжением 0,4-110 кВ. Требования к технологическому проектированию» (СТО 34.01-21.1-001), «Типовые технические решения подстанций 6-110 кВ» (СТО 34.01-3.1-002), «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (СТО 56947007-29.240.10.248):

- расположение и мощность осветительных установок наружного освещения ОРУ должны обеспечивать нормируемый уровень освещенности в темное время суток и в условиях плохой видимости на открытых участках территории ОРУ, где происходит движение транспорта и людей, и на рабочих поверхностях электрооборудования. Осветительные установки должны быть выполнены с применением энергосберегающих ламп;
- на территории ОРУ необходимо предусматривать мероприятия по предотвращению прорастания древесно-кустарниковой растительности (асфальтирование, укладка геотекстиля, полотен иглопробивного или аналогичного по свойствам материала) с дальнейшей укладкой поверх щебня и другое);
- на территории ОРУ предусматривать защиту металлических

портальных конструкций ОРУ от гнездования птиц;

- соединения гибких проводов в пролетах должны выполняться опрессовкой с помощью соединительных зажимов, а соединения в петлях у опор, присоединение ответвлений в пролете и присоединение к аппаратным зажимам - опрессовкой или сваркой. Присоединение ответвлений в пролете должно выполняться без разрезания проводов;
- ответвления от сборных шин ОРУ, как правило, должны располагаться ниже сборных шин;
- тяжение спусков к аппаратам ОРУ не должно вызывать недопустимых механических напряжений и недопустимого сближения проводов;
- подвеску ВЧ-заградителей и шлейфов следует осуществлять с применением технических решений, исключающих их схлестывание.

2.1.6.2. Допускается не ограждать трансформаторы и аппараты, у которых нижняя кромка фарфора (полимерного материала) изоляторов расположена над уровнем планировки или наземных коммуникационных сооружений на высоте не менее 2,5 м. При меньшей высоте оборудование должно иметь постоянные ограждения, располагаемые от трансформаторов и аппаратов на расстояниях, регламентируемых нормами безопасности. Вместо постоянных ограждений допускается устройство козырьков, предотвращающих прикосновение обслуживающего персонала к изоляции и элементам оборудования, находящихся под напряжением.

2.1.6.3. Подвеска ошиновки одним пролетом над двумя и более ячейками Т/АТ не допускается.

Компоновка оборудования и расположение ОРУ 330 кВ и выше должны обеспечивать наименьшее влияние электромагнитных полей на персонал, обслуживающий оборудование ПС, с учётом требований СанПиН 1.2.3685-21.

2.1.6.4. С целью сокращения занимаемой площади и оптимизации компоновочных решений допускается применение на ОРУ жёсткой ошиновки, как неизолированной, так и в защищённом исполнении.

2.1.6.5. На ОРУ 110-500 кВ допускается применение газоизолированных токопроводов с изолирующей средой на основе элегаза при соответствующем ТЭО.

2.1.6.6. Допускается при реконструкции или расширении действующих электросетевых объектов применение полых проводов для выполнения ошиновки.

2.1.6.7. При сооружении ОРУ в районах с агрессивной окружающей средой должна быть применена гибкая или жесткая ошиновка с антикоррозионным покрытием.

2.1.7. Трансформаторные и распределительные подстанции 6-35 кВ

2.1.7.1. Для электроснабжения потребителей в распределительных электрических сетях следует применять малогабаритные комплектные

трансформаторные ПС полной заводской готовности.

2.1.7.2. Конструктивно ТП 6 - 35/0,4 кВ выполняются:

- отдельностоящими;
- встроенными в здания.

2.1.7.3. Встроенные ТП должны располагаться на первом или цокольном этаже здания и иметь выходы непосредственно на улицу. При невозможности такого расположения ТП должна быть предусмотрена возможность установки наиболее тяжелого оборудования, в первую очередь силовых трансформаторов.

2.1.7.4. Для потребителей, не допускающих перерывы в электроснабжении более одного часа, должны применяться двухтрансформаторные ПС.

2.1.7.5. В ТП 6-20 кВ могут быть применены силовые трансформаторы с масляной и сухой изоляцией, при этом во встроенных ТП - только с сухой изоляцией.

2.1.7.6. Оборудование ТП (в том числе проходные изоляторы) должно быть защищено от перенапряжений как со стороны ВН, так и со стороны НН. Нейтраль трансформатора следует заземлять со стороны НН.

2.1.7.7. В городских кабельных сетях для электроснабжения особой группы первой категории потребителей, таких как жилые микрорайоны, торговые центры, производственные комплексы и другие, в ТП и РП рекомендуется устанавливать оборудование, укомплектованное КА с моторными приводами и схемой АВР по высокой стороне.

2.1.7.8. В целях сокращения площади застройки ТП и РП в городских электрических сетях, как правило, должны применяться встроенные в ячейки шкафы защит и автоматики.

2.1.7.9. В качестве РУ в ТП и РП следует применять КРУ 6-35 кВ с воздушной, в том числе комбинированной изоляцией (воздушная с изолированными шинами).

Допускается в обоснованных случаях применять камеры сборные одностороннего обслуживания, КРУ с элегазовой изоляцией и вакуумными выключателями или выключателями нагрузки, в том числе в исполнении «моноблок».

2.1.7.10. В блочно-комплектных ТП напряжением 6-20/0,4 кВ с трансформаторами мощностью до 630 кВА рекомендуется применять изолированную жесткую или изолированную гибкую ошиновку.

2.1.7.11. В распределительных сетях при мощности трансформаторов 1000 кВА и более на стороне 0,4 кВ должны применяться закрытые или изолированные (трёхфазные и однофазные) токопроводы. Допускается использование гибкой ошиновки при обосновании.

2.1.7.12. Рекомендуется применение распределительных устройств 0,4-20 кВ со встроенными системами автоматизированного контроля нагрева контактных соединений, с учётом соблюдения условий:

- отсутствия необходимости технического обслуживания системы в течение всего срока службы;

- беспроводной передачи сигнала о нагреве от объекта измерения (контактного соединения) к анализирующему устройству (датчику);
- отсутствия гальванических элементов питания датчиков или считывателей сигнала;
- отсутствия элементов системы, имеющих риски влияния на надежность защищаемого электрооборудования;
- минимальной стоимости системы, незначительно влияющей на конечную общую стоимость распределительного устройства 0,4-20 кВ в целом (положительное ТЭО);

2.1.7.13. В распределительных устройствах 0,4-20 кВ ПС, ТП, РП рекомендуется применять термоиндикаторы для периодического контроля температурного режима электротехнического оборудования.

2.1.8. Мобильные и модульные подстанции

2.1.8.1. Модульные ПС напряжением 6-220 кВ предназначаются для решения следующих задач:
- при строительстве новой ПС до момента ввода в эксплуатацию;
- для потребителей электроэнергии, расположенных в местах плотной застройки, удаленных территориях, агрессивной внешней среде;
- для потребителей электроэнергии, расположенных в местах, где строительство стационарных ПС экономически неэффективно.

2.1.8.2. Мобильные ПС напряжением 6-220 кВ предназначаются для решения следующих задач:
- при ремонте и реконструкции действующей ПС;
- при строительстве новой ПС до момента ввода в эксплуатацию;
- для разгрузки сетей в период пиковых нагрузок;
- при необходимости оперативного обеспечения электроснабжения новых объектов;
- для потребителей электроэнергии, расположенных в местах, где строительство стационарных ПС экономически неэффективно;
- при проведении аварийно-восстановительных работ в электрических сетях.

2.1.8.3. Мобильная или модульная ПС должны иметь основные параметры (вес, размер), позволяющие обеспечить доставку ПС в сборе или ее модулей всеми видами транспорта, а также быстрый монтаж и ввод в работу ПС на объекте.

2.1.8.4. Комбинирование различных модулей ПС позволяет создавать необслуживаемые ПС с обеспечением дистанционного управления ПС, в том числе с обеспечением контроля видимых разрывов ножей разъединителей и положения ножей заземлителей.

2.1.8.5. Модульные ПС обладают следующими преимуществами:
- мобильность, удобство транспортировки;
- удобство монтажа, эксплуатации;

- оперативность (монтаж до двух месяцев для ПС 110 кВ);
- возможность наращивания ячеек ПС по блочному принципу;
- удаленный мониторинг и дистанционное управление в системе диспетчеризации;
- отсутствие открытых токоведущих частей;
- разъемное кабельное подключение;
- возможность подключения как к КЛ, так и ВЛ.

2.1.8.6. Мобильные ПС обладают следующими преимуществами:

- мобильность;
- оперативность (время ввода в работу после доставки на подготовленную площадку является минимальным).

2.1.8.7. Для проведения аварийно-восстановительных работ в электрических сетях 6-20 кВ для организации временного электроснабжения потребителей могут применяться автономные резервные источники электроснабжения (ДЭС) с мобильными повышающими трансформаторными пунктами».

2.1.9. Измерительные трансформаторы

2.1.9.1. Общие требования к измерительным трансформаторам:

- измерительные трансформаторы должны применяться электромагнитного (ТТ, ТН) или емкостного (ТН) типов;
- по типам изоляционной среды следует применять газовые (с элегазовым или азотным наполнением) или маслонаполненные герметичные ТТ и ТН. В случае применения маслонаполненных ТТ и ТН применять ТТ и ТН со сниженным объемом масла;
- применять емкостные и электромагнитные ТН 110 кВ и выше;
- применять электромагнитные ТН 6-35 кВ;
- электронные (оптоэлектронные и иные типы) измерительные трансформаторы могут применяться при соответствующем обосновании;
- ТН должны быть антирезонансные;
- применять ТТ, обеспечивающие правильную работу устройств релейной защиты и автоматики при коротких замыканиях в сети, в том числе при возникновении апериодической составляющей тока;
- применять ТТ и ТН, обеспечивающие повышенную надежность, взрыво- и пожаробезопасность;
- применять емкостные делители с пониженным значением температурного коэффициента емкости;
- применять ТТ и ТН с коррозионностойкими корпусами;
- применять при обосновании комбинированные трансформаторы тока и напряжения для установки в ячейках ВЛ 110-750 кВ в целях компактизации РУ;
- измерительные трансформаторы должны иметь отдельную обмотку для целей учета электроэнергии.

2.1.9.2. Для сетей 110 кВ и выше, в том числе в КРУЭ, допускается

применение электромагнитных ТН при соответствующем проектном обосновании для установки на объектах расширения и реконструкции со значительной вторичной нагрузкой.

2.1.9.3. Измерительные трансформаторы в электрических сетях 35 кВ и выше должны иметь следующие классы точности обмоток:

- не хуже 0,2S для ТТ и 0,2 для ТН при новом строительстве, реконструкции или модернизации точек учета для присоединений 110 кВ и выше объектов сетевых предприятий;
- ТТ для потребителей с присоединенной мощностью 100 МВт и выше, а также ТТ 220 кВ и выше для целей учета электроэнергии (в том числе АИИС КУЭ) не хуже 0,2S, для целей АСУ ТП и измерений – не хуже 0,2;
- ТТ для потребителей с присоединенной мощностью менее 100 МВт для целей учета электроэнергии - не хуже 0,5S, для целей АСУ ТП и измерений – не хуже 0,5;
- ТН 220 кВ и выше для целей учета электроэнергии (в том числе АИИС КУЭ), АСУ ТП и измерений не хуже 0,2;
- ТН 35-110 кВ для целей учета электроэнергии (в том числе АИИС КУЭ), АСУ ТП и измерений не хуже 0,2 (при наличии присоединений с присоединенной мощностью 100 МВт и выше с учетом перспективы роста нагрузок), для остальных ТН для целей учета электроэнергии (в том числе АИИС КУЭ), АСУ ТП и измерений - не хуже 0,5:
- ТТ нулевой последовательности для функций РЗ и передачи ТИ о значениях тока нулевой последовательности должны иметь класс точности не хуже 1,0 при работе с нагрузкой во вторичной цепи до 3 Ом.

2.1.9.4. Классы точности обмоток ТТ и ТН для целей РЗА должны соответствовать следующим требованиям:

2.1.9.4.1. ТТ – предел допускаемой полной погрешности при токе номинальной предельной кратности не должен превышать 10 %.

2.1.9.4.2. ТН – класс точности и схема подключения его цепей к устройствам РЗА определяется по условиям обеспечения правильной работы устройств РЗА.

2.1.9.4.3. Измерительные датчики доаварийной информации для АПНУ, а также измерительные цепи АОПО должны подключаться к ТТ с классом точности не хуже 0,5; допускается для целей АОПО использование обмоток ТТ с пределом допускаемой полной погрешности при токе номинальной предельной кратности не более 10 % при наличии проектных обоснований.

2.1.9.4.4. Измерительные цепи системы мониторинга переходных режимов должны подключаться к вторичным обмоткам измерительных ТТ и ТН следующих классов точности:

- ТТ 110 кВ и выше − не хуже 0,2;
- остальные ТТ − не хуже 0,5;
- ТН 110 кВ и выше − не хуже 0,2;
- остальные ТН − не хуже 0,5.

2.1.9.5. Следует применять ТТ 0,4 кВ для целей АИИС КУЭ, АСУ ТП и измерений в случаях, когда измеряемый ток превышает 60 А, а присоединяемая мощность – более 25 кВт.

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

2.1.9.7. Коэффициент трансформации обмоток АИИС КУЭ, АСУ ТП и измерений должен обеспечивать измерение рабочего тока с нормированной точностью в диапазоне его изменения от минимального до максимального значения, определяемых на основании расчетов электроэнергетических режимов.

2.1.9.8. Необходимо применять схему измерения с тремя ТТ.

2.1.9.9. Рекомендуется применение для ТТ и ТН гидрофобных покрытий или внешней полимерной изоляции для снижения эксплуатационных издержек.

2.1.9.10. Измерительные ТТ и ТН, применяемые в электрических сетях напряжением 0,4-20 кВ, а также в электрических сетях 35 кВ на ПС закрытого типа, должны иметь:

- литую изоляцию (допускается применение масляных ТН при соответствующем обосновании);
- не менее двух вторичных обмоток;
- класс точности обмоток:

• не хуже 0,5S для ТТ и 0,5 для ТН при новом строительстве, реконструкции или модернизации точек учета объектов сетевых предприятий;

• не хуже 0,5S для ТТ и 0,5 для ТН для присоединений 6-20 кВ;

• не хуже 0,5 для ТТ целей учета электроэнергии, измерений и АСУ ТП на отходящих линиях и вводах 0,4 кВ объектов сетевых предприятий;

• для присоединения потребителей к сетям до 1 кВ вторичные обмотки ТТ для подключения приборов учета электрической энергии должны быть класса точности не хуже 0,5.

2.1.9.11. Требования к надежности:

- срок службы - не менее 30 лет;
- гарантийным сроком эксплуатации - не менее 5 лет с даты ввода в эксплуатацию;
- отсутствие необходимости ремонта в течение срока службы;
- применять ТТ и ТН с увеличенным интервалом между поверками (не менее 8 лет).

Выбор параметров измерительных ТТ и ТН должно осуществляться в соответствии с ГОСТ 7746, ГОСТ 1983, ПНСТ 282, ПНСТ 283 и ПНСТ 319 (указанными ПНСТ следует руководствоваться до утверждения соответствующих ГОСТ).

2.1.9.12. Цифровые измерительные трансформаторы должны соответствовать требованиям подраздела 2.2 Технической политики.

2.1.9.13. Применяемые измерительные трансформаторы должны

соответствовать положениям подраздела 3.6 Технической политики.

2.1.10. Ограничители перенапряжения

2.1.10.1. При новом строительстве, реконструкции и техническом перевооружении электросетевых объектов для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений должны устанавливаться ОПН (в том числе с искровыми промежутками на ВЛ) на основе оксидно-цинковых варисторов для всех классов напряжений, взрывобезопасных с достаточной энергоемкостью и защитным уровнем.

2.1.10.2. В случаях применения УПНКП выключателя, предназначенного для выполнения операции включения в момент максимума напряжения на контактах выключателя (например, включение реактора, трансформаторов), что соответствует максимальным перенапряжениям, необходимо оценивать повышенные нагрузки на ОПН и изоляцию основного оборудования ПС, ЛЭП.

2.1.10.3. Выбор параметров и определение точек установки ОПН должно осуществляться в соответствии с ГОСТ Р 52725 «Ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кВ. Общие технические условия», СТО 56947007-29.120.50.076 «Типовые технические требования к ограничителям перенапряжения классов напряжения 6-750 кВ», действующими требованиями и нормами технологического проектирования.

2.1.10.4. При реконструкции ПС следует производить одновременную замену всех разрядников или ОПН на секции шин и присоединениях. Не допускается одновременная эксплуатация ОПН и разрядников с разными характеристиками в виду риска повреждения элемента с худшими характеристиками за счет его перегрузки.

2.1.10.5. Требования к надежности:

- срок службы - не менее 30 лет;
- гарантийный срок эксплуатации - не менее 5 лет с даты ввода в эксплуатацию.

2.1.11. Электромагнитная совместимость и молниезащита

2.1.11.1. Вторичное электрооборудование, установленное на ПС, кабели вторичной коммутации подвергаются электромагнитным воздействиям, возникающим при КЗ, переключениях первичного оборудования, ударах молнии, работе высокочастотной связи разного назначения и другими.

2.1.11.2. На ПС должна быть обеспечена электромагнитная обстановка, при которой уровни электромагнитных воздействий всех видов не превышают допустимых значений для каждого конкретного устройства. При этом любые электромагнитные воздействия не должны приводить к повреждению и нарушениям в работе вторичного оборудования, систем защиты, управления и связи.

2.1.11.3. Устройства, подверженные электромагнитным воздействиям:

устройства защит и автоматики, АСУ ТП, ТМ, АИИС КУЭ, АСТУ, системы сбора и передачи информации, противопожарные системы, системы видеонаблюдения, охранной сигнализации, системы связи, системы оперативного тока.

2.1.11.4. Техническая политика в области создания требуемой электромагнитной обстановки на ПС обеспечивается выполнением комплекса организационных и технических мероприятий в соответствии с действующими нормативными документами:

- выполнение ЗУ, обеспечивающих выравнивание потенциала на территории ПС и заземленном оборудовании;
- применение, как правило, коррозионностойких материалов со сниженным удельным сопротивлением для ЗУ;
- выполнение молниезащиты, исключающей перекрытие изоляции и проникновение перенапряжений в цепи вторичной коммутации;
- выбор компоновки ПС с учетом электромагнитного влияния первичных цепей и оборудования на цепи вторичной коммутации и отдельные устройства;
- выполнение обследований на электромагнитную совместимость для вновь строящихся и реконструируемых ПС силами специализированных организаций;
- выбор способа и трасс прокладки силовых кабелей и кабелей вторичной коммутации, гарантирующих уровни наводок, помех и других влияний, допустимых для применяемых устройств ПС;
- запрет прокладки в одном кабеле цепей постоянного оперативного и переменного тока;
- принятие, при необходимости, дополнительных мер по обеспечению ЭМС (применение экранированных кабелей, установка фильтров в цепях питания, УЗИП и др.);
- принятие мер по защите электроустановок от высокочастотных коммутационных перенапряжений;
- принятие мер по защите от статического электричества;
- принятие мер по защите от радиоизлучения;
- применение на ПС полностью диэлектрических волоконно-оптических кабелей, имеющих защиту от механических повреждений и грызунов;
- размещение кабельных лотков, как правило, ниже поверхности земли с организацией дренажа грунтовых и талых вод, в том числе в местах пересечений с коммуникациями и при вводах в здания.

2.1.11.5. Диагностическое обследование системы молниезащиты ПС должно выполняться в процессе эксплуатации с целью:

- оценки эффективности существующей системы молниезащиты и ее соответствия требованиям НТД;
- обеспечения защиты электрооборудования от грозовых воздействий;
- проверки обеспечения ЭМС цепей защит и автоматики, АСДУ, АСУ ТП, ССПИ и АИИС КУЭ;
- разработки мероприятий по обеспечению требуемого уровня

молниезащиты и ЭМС.

2.1.11.6. Комплексное диагностическое обследование электромагнитной обстановки рекомендуется проводить:

- при проектировании реконструкции ПС на предмет электромагнитной обстановки действующей ПС, подлежащей реконструкции. Результаты отчета должны быть использованы при формировании технического задания на проектирование;
- после проведения реконструкции ПС;
- после окончания строительства ПС.

2.1.11.7. Молниезащита оборудования ОРУ 35 кВ и выше выполняется установкой отдельностоящих молниеотводов и молниеотводов, установленных на линейных порталах ОРУ.

2.1.11.8. При строительстве закрытых ПС (КРУЭ, ЗРУ 35, 110 (150) кВ) молниезащита здания выполняется по кровле здания, от которой спускаются токоотводы и присоединяются к наружному контуру заземления. В случае выполнения кровли здания полностью из металла или применения металлических несущих конструкций достаточно заземлить металлические части кровли.

2.1.11.9. Для защиты блочных ТП от ударов молнии, в комплектацию которых не входит система молниезащиты, проектной документацией должно предусматриваться использование молниеприемной сетки.

2.1.11.10.При новом строительстве и реконструкции ПС 110 кВ и выше рекомендуется применение на ОРУ тросовых молниеотводов, что помимо повышения надежности защиты от прямых ударов молнии, позволяет одновременно решить проблему электромагнитной совместимости на ПС за счет возможности установки опор грозотросов за пределами защищаемой территории и тем самым ослабить гальваническую связь между заземлителями этих опор и контуром заземления ПС, что практически полностью ликвидирует проникновение тока молнии в её подземные коммуникации.

Благодаря удалению опор грозотросов от защищаемой территории ПС удается либо полностью подавить формирование скользящих искровых каналов от точки ввода в грунт тока молнии, либо ориентировать их в безопасном для объекта направлении.

2.1.11.11.При новом строительстве и реконструкции ПС 110 кВ и выше рекомендуется применение системы автоматизированного проектирования (САПР) молниезащиты ПС и ВЛ.

2.1.11.12.При организации молниезащиты ВЛ 35-220 кВ следует рассматривать применение комбинированных изоляторов - разрядников, позволяющих отказаться от использования как грозозащитного троса, так и ОПН, что ведет к снижению массы и стоимости опор и фундаментов, и, соответственно, общей стоимости строительства ВЛ.

Результатом замены традиционных средств молниезащиты ВЛ (грозозащитного троса или ОПН) на комбинированные изоляторы -

разрядники является снижение трудоемкости и стоимости обслуживания и ремонтов ВЛ.

2.1.12. Устройства компенсации реактивной мощности

2.1.12.1. Должны применяться следующие виды устройств компенсации реактивной мощности (УКРМ):

- неуправляемые статические средства продольной и поперечной компенсации, в том числе:
  - шунтирующие реакторы (ШР) 110-500 кВ;
  - шунтовые батареи статических конденсаторов (БСК) и ФКУ с использованием сухих конденсаторов или конденсаторов, пропитанных экологически безопасным жидким синтетическим диэлектриком;
  - устройства продольной компенсации (УПК);
- управляемые средства продольной и поперечной компенсации, в том числе:
  - управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы 110- 500 кВ (УШРП);
  - управляемые тиристорными вентилями с использованием трансформаторов с напряжением КЗ, равным 100%, шунтирующие реакторы 110-500 кВ (УШРТ);
  - статические тиристорные компенсаторы (СТК) и статические компенсаторы на базе преобразователей напряжения (СТАТКОМ);
  - вакуумно-реакторные (ВРГ) и тиристорно-реакторные группы (ТРГ), коммутируемые выключателями с повышенным коммутационным ресурсом, оснащенными устройством синхронной коммутации;
  - активные фильтро-компенсирующие и симметрирующие устройства (АФСУ) на основе модульных многоуровневых преобразователей напряжения.
  - управляемые устройства продольной компенсации (УУПК);
  - асинхронизированные электромашинные компенсаторы;
  - асихронизированные электромеханические преобразователи частоты (АСЭМПЧ).

2.1.12.2. Применение конденсаторной установки допускается при условии исключения резонансных явлений при всех режимах работы электрической сети.

2.1.12.3. В распределительных сетях при невозможности размещения регулируемых конденсаторных батарей и при соответствующем обосновании допускается установка отдельных конденсаторов, рассчитанных только на компенсацию намагничивающего тока трансформатора в базисной части графика реактивной нагрузки.

2.1.12.4. При проектировании электрических сетей 110 кВ и выше рекомендуется рассматривать вопросы компенсации реактивной мощности совместно с вопросом возможности и целесообразности строительства самокомпенсирующих ВЛ (УСВЛ), а также компактных ВЛ.

2.1.12.5. Требования к надежности:

- срок службы - не менее 30 лет;
- гарантийный срок эксплуатации - не менее 5 лет с даты ввода в эксплуатацию.

2.2. Цифровая подстанция

2.2.1. Общие требования

2.2.1.1. Отличительными характеристиками цифровой подстанции (ЦПС) являются: наличие интеллектуальных электронных устройств, применение локальных вычислительных сетей для коммуникаций, цифровой способ доступа к информации, её передаче и обработке, автоматизация работы подстанции и процессов управления ею.

2.2.1.2. Цели создания цифровой подстанции:

- сокращение кабельного хозяйства;
- сокращение сроков проектирования, монтажа, наладки оборудования подстанции;
- обеспечение наблюдаемости параметров функционирования ЛЭП, оборудования и устройств подстанции;
- унификация механизмов конфигурирования подстанции;
- формирование единой системы диагностики. Переход к выполнению удаленной функциональной диагностики;
- переход к необслуживаемым подстанциям.

2.2.1.3. ЦПС является основным элементом электрической сети.

ЦПС – это высокоавтоматизированная ПС, функционирующая, как правило, без присутствия постоянного дежурного оперативного персонала, и оснащенная взаимодействующими в режиме единого времени цифровыми информационными и управляющими системами: автоматизации, контроля, мониторинга и диагностики состояния, учета, местного и удаленного управления технологическими процессами, связи, обеспечивающими единое информационное пространство и выполненными на основе единых протоколов передачи данных (SV-потоков, GOOSE-сообщений, MMS).

2.2.1.4. При проектировании строительства ЦПС должно быть предусмотрено:

2.2.1.5. Применение подходов цифрового проектирования на базе цифровых моделей с поддержкой единой информационной модели сети.

2.2.1.6. Применение корпоративного профиля ГОСТ Р МЭК 61850 ПАО «Россети» в целях типизации технических решений, использующих стандарт МЭК 61850 в части реализации различных функций интеллектуальных электронных устройств, обмена и передачи информации между ними.

2.2.1.7. Создание единообразных решений по описанию электронного каталога оборудования ПС, использования функционала и коммуникаций в рамках стандарта ГОСТ Р МЭК 61850 включающего в себя:

- принципы описания первичного оборудования для формирования SSD-файлов для РУ классов напряжения 6-750 кВ согласно ГОСТ Р МЭК 61850-6;
- описание типовых функций РЗА, АСУ ТП, ПА, УПАСК с использованием логических узлов согласно ГОСТ Р МЭК 61850-7-4, а также новых логических узлов, созданных согласно ГОСТ Р МЭК 61850-7-1;
- описание объектов данных для логических узлов согласно ГОСТ Р МЭК 61850-7-3, а также новых объектов данных, созданных согласно ГОСТ Р МЭК 61850-7-3, для существующих и новых логических узлов, применяемых для описания информации, не определенной стандартом ГОСТ Р МЭК 61850;
- описание передачи информации на подстанционный уровень по протоколу MMS согласно МЭК 61850-8-1 и требований ПАО «Россети» относительно использования параметров отчетов для различных категорий информации;
- описание передачи сигналов для РЗА и АСУ ТП на полевом уровне и уровне присоединения по протоколу GOOSE согласно МЭК 61850-8-1 и требованиям ПАО «Россети» относительно уточнения правил работы к механизму передачи;
- описание передачи мгновенных выборок аналоговых значений по протоколу Sampled Values согласно МЭК 61850-9-2, профилю 9-2LE и требованиям ПАО «Россети» относительно передачи выборок аналоговых значений в рамках стандартов МЭК 61850-9-2 и МЭК 61869-9 для Архитектуры III.
- описание основных режимов работы интеллектуальных электронных устройств (далее - ИЭУ), использующих модель стандарта МЭК 61850;
- описание возможностей реализации функциональной иерархии в ИЭУ с использованием возможностей стандарта ГОСТ Р МЭК 61850;
- описание механизма взаимодействия функций, реализуемых логическими узлами.

2.2.1.8. Все решения, описанные в корпоративном профиле, должны соответствовать требованиям ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети» к реализации ЦПС с применением типовых шкафов вторичного оборудования, с различной степенью применения технологий ЦПС в соответствии с Архитектурами I, II и III.

2.2.1.9. На стадии разработки проектной документации формируется файл электронного описания спецификации ПС System Description Specification (SSD), которой служит основой для спецификации функциональных требований к оборудованию всех систем ЦПС вне зависимости от конкретного производителя.

2.2.1.10. Создание SSD-файлов спецификации ПС на этапе разработки проектной документации позволяет:

- получить типизированное электронное описание первичного оборудования ПС на языке SCL согласно ГОСТ Р МЭК 61850-6 для упрощения оценки и использования результатов проектирования, а также интеграции электронной схемы в SCADA-систему;
- получить типизированный перечень функций вторичных систем ПС с привязкой к первичному оборудованию присоединений для упрощения процесса проверки соответствия требованиям ко вторичному оборудованию в части функциональности вне зависимости от степени интеграции технологий ЦПС в соответствии с Архитектурами I, II и III;
- осуществить ведение единой электронной библиотеки проектных решений, описанных в универсальном формате, что позволяет упростить анализ и дополнение текущих проектных решений.

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

2.2.1.12. ЦПС должна соответствовать следующим критериям:

- дистанционная наблюдаемость параметров и режимов работы оборудования и систем;
- обеспечение дистанционного управления оборудованием и системами для эксплуатации ПС;
- высокий уровень автоматизации управления оборудованием и системами с применением автоматизированных систем управления;
- дистанционная управляемость всеми технологическими процессами в режиме единого времени;
- цифровой обмен данными между всеми технологическими системами в едином формате;
- интегрированность в систему управления электрической сетью и предприятием, а также обеспечение цифрового взаимодействия с соответствующими инфраструктурными организациями (со смежными объектами);
- функциональная и информационная безопасность при цифровизации технологических процессов;
- непрерывный контроль с применением АСМД основного технологического оборудования и систем в режиме онлайн с передачей необходимого объема цифровых данных, контролируемых параметров и сигналов.

2.2.1.13. ПТК ЦПС должен выполняться на трех структурных уровнях -

уровень процесса, уровень присоединения, уровень ПС, и в него должны входить следующие функциональные подсистемы:

- АСУ ТП;
- Релейная защита и автоматика, в том числе регистрация аварийных событий и процессов (РАСП);
- специализированного автоматического управления и регулирования;
- мониторинга параметров качества электроэнергии;
- коммерческого и технического учета электроэнергии;
- АСМД непрерывного контроля основного технологического оборудования;
- мониторинга и управления инженерными системами;
- синхронизированных векторных измерений;
- НТД и информационного обеспечения обслуживающего персонала;
- информационной безопасности;
- общей безопасности.

2.2.2. Типовые Архитектуры

В зависимости от текущих задач электросетевого строительства, а также решаемых задач по управлению электросетевыми активами, в настоящее время целесообразно рассматривать три основные архитектуры, разработанные на основе стандарта ГОСТ Р МЭК 61850:

2.2.1.1. Архитектура I – архитектура ЦПС, в которой обмен всей информацией между ИЭУ осуществляется дискретными и аналоговыми электрическими сигналами, передаваемыми по контрольному кабелю; информационный обмен между подстанционным уровнем (SCADA) и ИЭУ осуществляется по протоколу MMS согласно МЭК 61850-8-1. Протоколы GOOSE и Sampled Values не используются.

Дополнительные требования в проекте предъявляются к формату представления таблиц сигналов, передаваемых в АСУ ТП, где должны использоваться наименования сигналов по стандарту ГОСТ Р МЭК 61850 и в соответствии с настоящим стандартом и прочими регламентирующими документами.

2.2.1.2. Архитектура II – архитектура ЦПС, в которой взаимодействие между ИЭУ выполняется при помощи объектно-ориентированных сообщений по протоколу GOOSE согласно стандарту МЭК 61850-8-1; информационный обмен между подстанционным уровнем (SCADA) и ИЭУ осуществляется по цифровому протоколу MMS согласно МЭК 61850-8-1; измерения тока и напряжения передаются в виде электрических аналоговых сигналов с использованием контрольных кабелей.

Применение протокола Sampled Values в данной архитектуре не предусматривается.

2.2.1.3. Архитектура III - это архитектура ЦПС, в которой взаимодействие между ИЭУ выполняется при помощи объектно-ориентированных сообщений по протоколу GOOSE согласно стандарту МЭК 61850-8-1; информация от измерительных устройств тока и напряжения передается в цифровом виде с использованием протокола передачи мгновенных значений по протоколу Sampled Values согласно стандарту МЭК 61850-9-2; информационный обмен между подстанционным уровнем (SCADA) и ИЭУ осуществляется по протоколу MMS согласно МЭК 61850-8-1.

При проектировании объектов в соответствии с Архитектурой III в дополнение к особенностям второй архитектуры также добавляются требования в части передачи данных с использованием протокола Sampled Values.

2.2.1.4. Все особенности реализации Архитектур I, II и III в части применяемых технических средств и протоколов стандарта МЭК 61850 приведены в таблице 1.

Таблица 1. Особенности реализации Архитектур I, II и III

Технические средства	Архитектура I	Архитектура II	Архитектура III
Использование протокола MMS	Да	Да	Да
Использование протокола GOOSE	Нет	Да	Да
Использование протокола Sampled Values	Нет	Нет	Да
Применение оборудования с поддержкой МЭК 61850 на подстанционном уровне	Да	Да	Да
Применение оборудования с поддержкой МЭК 61850 на уровне присоединения	Да	Да	Да
Применение оборудования с поддержкой МЭК 61850 на полевом уровне	Нет	Да	Да
Использование ШПДС	Нет	Да	Да
Использование ШПАС	Нет	Нет	Да
Использование ЦТТ и ЦТН, работающих по протоколу Sampled Values	Нет	Нет	Да

2.2.1.5. На ЦПС следует применять и реализовывать следующие решения, оборудование и материалы:

- ЦПС закрытого типа должны проектироваться с применением КРУ;
- коммутационное оборудование 35 кВ и выше должно оснащаться электроприводами с функцией дистанционного управления, контроля положения и учета коммутационного ресурса;
- оборудование РУ 6-20 кВ, щита СН должно быть укомплектовано специализированными узлами и элементами, обеспечивающими дистанционное управление выключателей и мониторинг их состояния;
- СОПТ должна быть расширенной и обеспечивать рабочее и, при технической необходимости, резервное питание следующих

электроприемников: РЗА, АСУ ТП, устройств АИИС КУЭ, средств диспетчерского/ технологического управления и связи (СДТУ), локальной электрической сети ПС, приводов постоянного тока коммутационных аппаратов, противоаварийных инженерных систем ПС (пожаротушение, дымоудаление, приточно-вытяжная вентиляция и др.), системы обеспечения безопасности (КСОБ), пожарной сигнализации, аварийного освещения, при необходимости, – инверторов DC/AC или DC/DC;

- оптоволоконные проводники, встраиваемые в кабели либо отдельно прокладываемые с обеспечением резервирования, или оптоволоконные кабели должны соответствовать требованиям стандарта МЭК 60794;
- должна применяться система централизованного мониторинга и управления состоянием локальной автоматики инженерных систем (отопление, вентиляция, кондиционирование, водоснабжение, канализация, ливнестоки, пожаротушение и пожарная сигнализация) с реализацией функций:

- контроля, регистрации и анализа основных параметров (температура, влажность, запыленность, перепад давления, давление тушащего вещества на входе системы и по направлениям пожаротушения, расход, наработка оборудования, потребление электроэнергии и др.) и их отклонений за допустимые пределы;
- контроля срабатывания автоматических устройств с регистрацией дискретных сигналов аварийных событий;
- должны применяться электронные измерительные трансформаторы или устройства ПАС (преобразователи аналоговых сигналов) в сочетании с традиционными измерительными трансформаторами, обеспечивающие:
- автоматическое обнаружение неисправности цифрового измерительного трансформатора с формированием и передачей сигнала о недостоверности данных на цифровом канале;
- автоматическое обнаружение отказа системы передачи данных от цифровых измерительных трансформаторов с формированием соответствующего сигнала о неисправности;
- класс точности не хуже чем указано в подразделе 2.1.9 Технической политики;
- межповерочный интервал – не менее 8 лет,
- улучшенные массогабаритные характеристики и меньшие трудозатраты при их монтаже и эксплуатации по сравнению с традиционными измерительными трансформаторами;
- пожаро- и взрывобезопасность;
- охранное и рабочее освещение должно быть интегрировано с видеонаблюдением с обеспечением достаточной освещенности для охранного и технологического видеонаблюдения;
- технологическое видеонаблюдение должно обеспечивать:
- визуальный контроль помещений ОПУ, ЗРУ и ОРУ ЦПС с основным

технологическим оборудованием (трансформаторы, КРУЭ, КРУ, ОРУ);

- визуальный контроль за работой и состоянием отдельных элементов, функциональных узлов и измерительных приборов оборудования;
- визуальный контроль помещений ОПУ, ЗРУ ЦПС, оборудованных охранно-пожарной сигнализацией и системой пожаротушения, с анализом видеоинформации и формированием тревожных сигналов;
- визуальный контроль зон установки шкафов с микропроцессорным оборудованием и шкафов управления;
- визуальный контроль положения дистанционно управляемых коммутационных аппаратов на ОРУ, ЗРУ, КРУ выключателей (по указателю в приводе), разъединителей (в том числе нейтралей трансформаторов) и заземлителей, выкаченных ячеек;
- визуальный контроль за безопасным выполнением работ персоналом ремонтных бригад в помещениях с повышенной опасностью, ОРУ, ЗРУ, КРУ;
- должна быть обеспечена информационная безопасность;
- должно быть реализована АИИС КУЭ с применением цифровых приборов коммерческого учета;
- средства измерения (цифровые ТТ и ТН) должны иметь не менее двух взаимно резервирующих каналов измерения, подходящих по классу точности как для целей РЗА, так и для целей измерения, учета и контроля КЭ;
- должна быть реализована комплексная система обеспечения безопасности (КСОБ) с контролем доступа, регистрацией событий и передачей данных на АРМ соответствующих пользователей.
- предусмотреть установку системы мониторинга сетевого трафика и контроля соответствия передачи данных по протоколам GOOSE, Sampled Values и MMS электронному проекту (SCD-файлу) с мониторингом аномальных режимов и регистрацией событий на основе сообщений GOOSE/Sampled Values, включающую в себя в том числе:
- оценку текущей загруженности ЛВС;
- анализ сообщений протоколов GOOSE, Sampled Values и MMS на предмет потери или искажения пакетов;
- анализ конфигурации информационной сети (анализ соответствия сети SCD-файлу);
- контроль появления MAC-адресов в информационной сети для обеспечения информационной безопасности;
- контроль появления не авторизированных сообщений в сети (белый шум);
- выдача сигнализации о неисправностях и ошибках сети в АСУ ТП;
- блокировка портов коммутаторов (критерии блокировки определить при проектировании).

2.2.3. Интеграция данных ЦПС на основе CIM – модели

2.2.2.1. В соответствии с концепцией развития ОТУ, информационное взаимодействие между системами внутри ЦУС должно осуществляться средствами единой интеграционной платформы АСТУ на основе Общей информационной модели (CIM-модели).

2.2.2.2. Все измерения в информационной модели измерений/сигналов должны быть связаны с элементами модели энергосистемы.

2.2.2.3. Однозначная интерпретация данных всеми подсистемами ЦУС обеспечивается использованием общей информационной модели (CIM-модели), определенной в международном стандарте IEC 61970-30x. Средствами CIM-модели также должна обеспечиваться однозначная идентификация и классификация данных, принимающих участие в информационном взаимодействии между подсистемами.

2.2.2.4. В качестве обобщающей модели данных верхнего уровня (информационной модели) должна использоваться Общая информационная модель (CIM-модель), включающая информационную модель энергосистемы и информационную модель измерений и сигналов.

2.2.2.5. Информационная модель электрической сети должна создаваться на основе положений международных стандартов ГОСТ Р 54324 (МЭК 61970) и МЭК 61968 и должна иметь детализацию вплоть до элементов оборудования цифровой ПС.

2.2.2.6. Информационная модель измерений/сигналов должна создаваться на основе положений международных стандартов ГОСТ Р 54324 (МЭК 61970) и МЭК 61968 и должна включать все измерения/сигналы, требуемые для функционирования ЦУС, обрабатываемые посредством ПТК ССПИ цифровых подстанций.

2.2.4. Критерии применения различных архитектур при построении цифровых подстанций

2.2.4.1. Архитектура I применяется при некомплексной или частичной реконструкции ПС с большим объемом оборудования, отработавшего до 15-20 лет.

2.2.4.2. Архитектура II применяется при новом строительстве и комплексной реконструкции ПС.

2.2.43. Архитектура III применяется только для отработки новых технологий, подтверждения или выявления новых технико-экономических эффектов.

2.2.4.4. Выбор архитектуры ЦПС определяется по условию неувеличения капитальных и операционных затрат.

2.3. Собственные нужды

2.3.1. Общие положения

2.3.1.1. При организации собственных нужд ПС:

- необходимо осуществлять питание электроприемников СН переменного тока ПС от двух независимых источников (для ПС 330 кВ и выше

- от трех, при этом ИБП может считаться третьим независимым источником);

- иметь на ПС 110 кВ и выше собственные источники электроэнергии, обеспечивающие автономную работу электроприемников собственных нужд, непосредственно участвующих в технологическом процессе не менее двух часов при полной потере внешнего питания СН, и последующий пуск ПС «с нуля» (тип источника питания: ДГУ или ИБП, в том числе на базе АБ большой мощности, должен определяться на основании технико-экономического сравнения вариантов);

- допускается при наличии ТЭО выполнять питание собственных нужд ПС, ТП, РП, РТП, ПП, для которых обеспечение соблюдения требований действующих НТД повлечет существенные капиталовложения (географически удаленные объекты, однотрансформаторные ПС, начальный этап строительства объекта и др.) от ТН с увеличенной мощностью вторичной обмотки;

- применять кабели напряжением выше 1 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена, ниже 1 кВ - с изоляцией, не поддерживающей горение;

- обеспечивать раздельную работу секций 0,4 кВ собственных нужд с АВР, предусматривать раздельную работу без АВР цепей, имеющих питание от разных секций 0,4 кВ (питание приводов разъединителей, заводки пружин приводов выключателей и другие);

- применять защитную КА с возможностью создания видимых разрывов;

- использовать в качестве вводных и секционных защитных аппаратов на стороне 0,4 кВ селективные автоматические выключатели;

В ТП, РП и РТП с переменным и выпрямленным оперативным током ТСН следует присоединять через предохранители, со стороны питания, до вводного выключателя, за исключением ТСН с литой (сухой) изоляцией, который должен присоединяться через КА от сборных шин, при этом трансформаторы с литой (сухой) изоляцией необходимо оснащать тепловой защитой, действующей на отключение КА;

- питание сети оперативного переменного тока от шин собственных нужд осуществлять через устройства стабилизации с напряжением 220 В на выходе;

- организовывать централизованную систему с распределительным щитом и щитом управления для аварийного и эвакуационного освещения главного щита управления ПС с возможностью использования типовых осветительных установок для аварийного освещения и интеграцией в действующие АСУ ТП ПС, с автономным тестированием узлов и агрегатов, как самой системы, так и подключаемой к ней нагрузки (сетей освещения), с возможностью анализа контроля состояния сетей освещения;

Одним из основных условий надежного функционирования устройств защиты и автоматики, АСУ ТП, АИИС КУЭ, ССПИ на ПС является организация оптимальной структуры их оперативного питания;

- питание сторонних потребителей от сети собственных нужд ПС не допускается.

2.3.1.2. В зависимости от условий может применяться децентрализованная (два и более комплектов) система оперативного тока. Децентрализация системы оперативного тока рекомендуется при наличии на ПС удаленных РУ, а также в период реконструкции электросетевых объектов, исходя из территориального размещения нагрузок на ПС или исходя из характера нагрузок потребителей.

2.3.1.3. Особенность организации оперативного питания собственных нужд ПС определяется тем, что в настоящее время на ПС внедряются новые системы и виды оборудования, требующие новых подходов по сравнению с существующими. Источниками питания этих систем являются системы переменного и постоянного оперативного тока.

2.3.1.4. Проектирование систем оперативного тока должно проводиться с учетом возможности работы ПС без постоянного дежурного персонала.

2.3.1.5. В обоснованных случаях, за исключением случаев, указанных в п. 2.3.1.1 Технической политики, при организации оперативного питания должна быть предусмотрена установка ДГУ необходимой мощности.

2.3.1.6. Для питания ССЭСК, АСУТП, ССПИ, ОПС, автоматики установок противопожарной защиты, информационно-вычислительной инфраструктуры ПС и других систем должны предусматриваться, как правило, централизованные источники бесперебойного питания (ИБП), как с собственной аккумуляторной батареей, так и с электропитанием от оперативного постоянного тока, отвечающие следующим основным требованиям:

- обеспечение питания систем ССЭСК, ОПС, автоматики установок противопожарной защиты от ИБП с собственной аккумуляторной батареей, как правило, не менее 4 часов при отключении СН ПС по любой причине;
- обеспечение питания систем АСУТП, ССПИ от ИБП (возможно без собственной АБ с электропитанием от оперативного постоянного тока), как правило, не менее 2 часов при отключении СН ПС;
- обеспечение питания прочих систем от ИБП как правило без собственной АБ с электропитанием от оперативного постоянного тока при отключении СН ПС согласно соответствующей НТД;
- обеспечение требований к электромагнитной совместимости.

2.3.2. Постоянный оперативный ток

Должен соответствовать требованиям норм технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ.

2.3.2.1. СОПТ ПС должна отвечать следующим основным требованиям:

- должны применяться стационарные АБ со сроком службы не менее 20 лет (для шкафов управления оперативным током (ШУОТ) - не менее 15 лет) и ёмкостью, способной обеспечивать максимальные расчетные толчковые токи после

гарантированного, не менее чем двухчасового, разряда током нагрузки в автономном режиме (при потере собственных нужд ПС) в течение всего срока службы;

- должна быть обеспечена электромагнитная совместимость;
- должен быть применен автоматизированный поиск «земли» в сети постоянного оперативного тока без отключения присоединений, отходящих от ЩПТ;
- должно быть применено автоматическое выявление снижения изоляции каждого полюса и одновременного снижения изоляции на обоих полюсах СОПТ;
- СОПТ ПС должна иметь трех- или двухуровневую систему защиты:
  - нижний уровень: защита цепей питания непосредственных потребителей (устройства защиты и автоматики, цепи управления выключателями и другие);
  - средний уровень: защита цепей ШРОТ и других потребителей ЩПТ;
  - верхний уровень: защита шин ЩПТ на вводе АБ;
- выполнение защиты сети постоянного оперативного тока на верхнем и среднем уровнях должно быть выполнено с использованием коммутационно - защитных аппаратов с плавкими предохранителями электробезопасного исполнения, на нижнем уровне рекомендуется применение автоматических выключателей;
- конструктивное исполнение защитных аппаратов должно обеспечивать их безопасное обслуживание.

2.3.2.2. На распределительных ПС напряжением 35 кВ и выше рекомендуется применять СОПТ напряжением 220 В.

2.3.2.3. На ПС 35-110 (150) кВ применение системы постоянного оперативного тока обосновывается необходимостью установки КА и современных систем защиты и автоматики, АСУ ТП, АСТУ и организации цифровых каналов связи.

2.3.2.4. При реконструкции распределительных ПС 35-220 кВ, связанной с установкой микропроцессорных защит, допускается в дополнение к существующей СОПТ устанавливать новую (дублирующую) СОПТ, для питания только реконструируемой части ПС.

2.3.2.5. Присоединение АБ к защитным аппаратам первого уровня и между элементами должно осуществляться медными гибкими (многопроволочными) кабелями с кислотостойкой изоляцией.

2.3.2.6. Также рекомендуется при организации постоянного оперативного тока:

- наличие устройства мониторинга текущих параметров СОПТ;
- наличие устройства контроля изоляции полюсов сети относительно земли;
- наличие системы автоматизированного поиска мест повреждения;
- измерение изоляции полюсов сети относительно земли без отключения присоединений (поиск «земли»);
- наличие устройства регистрации аварийных процессов и событий

в СОПТ с организацией передачи данных в АСУ ТП или телемеханику (при обосновании);

- наличие средства выдачи сигнала обобщенной неисправности в АСУ ТП и телемеханике.

2.3.2.7. Действующие решения по организации СОПТ должны быть ориентированы на:

- разработку типовых схем организации оперативного питания (СОПТ, ТСН, ИБП, ДГУ) и типовых проектных решений с учетом решений различных производителей;
- использование современных методик расчета токов КЗ и выбора типов защитных аппаратов и параметров их срабатывания;
- проработку вопросов использования новых альтернативных источников постоянного тока взамен АБ.

2.3.2.8. Для организации выпрямленного оперативного тока должны использоваться стабилизированные блоки напряжения, подключенные к ТН на стороне ВН ПС и токовые блоки питания, подключаемые ТТ на стороне ВН ПС.

2.3.2.9. Для отыскания замыкания на землю без отключения присоединений в системах выпрямленного оперативного тока должны предусматриваться автоматические устройства или ручные средства поиска.

2.3.2.10. Цепи оперативной блокировки должны питаться от СОПТ ПС с гальванической развязкой.

2.3.3. Переменный оперативный ток

2.3.3.1. Переменный оперативный ток и выпрямленный переменный оперативный ток, как правило, рекомендуется применять на ПС 35кВ, ТП, РП и РТП 6-20 кВ.

2.3.3.2. Применение переменного оперативного тока на ПС с ВН 110 кВ допускается только при наличии дополнительных обоснований.

2.3.3.3. Схемные решения по организации системы электропитания переменного оперативного тока должны предусматривать:

2.3.3.4. На шинках оперативного переменного тока должны предусматриваться устройства контроля изоляции.

2.3.3.5. В качестве источников переменного оперативного тока для питания цепей защиты и управления должны использоваться отдельные ТТ, к которым подключаются блоки питания и предварительно заряженные конденсаторы.

2.3.4. Зарядные устройства

2.3.4.1. Зарядные устройства (ЗУ) должны обеспечивать:

- возможность автоматического трехступенчатого режима заряда (ступень ограничения начального тока заряда, ступень ограничения напряжения, ступень термокомпенсированной стабилизации напряжения);
- в режиме поддерживающего заряда качество напряжения

(уровень, пульсации, стабильность и термокомпенсация) техническим условиям на аккумуляторы конкретного типа;

- качество напряжения техническим условиям электроприемников постоянного оперативного тока (например, устройств защиты и автоматики) в режимах как поддерживающего заряда, так и уравнительного заряда;
- электропитание устройств, находящихся постоянно под напряжением (в частности устройств защиты и автоматики), соответствующее их техническим условиям при нарушении связи с АБ по любой причине;
- автоматический полный заряд АБ за минимально возможное время с учетом ограничений, определенных техническими условиями на АБ;
- питание электроприемников постоянного тока, в том числе при отключении АБ по любой причине;
- подзаряд АБ при постоянном стабилизированном напряжении поддерживающего заряда, рекомендованном производителем АБ.

2.3.4.2. Мощность двух ЗУ, работающих параллельно на одну АБ, должна обеспечивать питание всех подключенных к комплекту СОПТ электроприемников ПС с учетом одновременного проведения ускоренного заряда АБ до 90% номинальной ёмкости в течение не более 8 часов.

2.3.4.3. Питание ЗУ должно осуществляться от секций собственных нужд 0,4 кВ. Питание взаиморезервирующих ЗУ необходимо осуществлять от разных секций ЩСН 0,4 кВ.

2.3.4.4. ЗУ должны обеспечивать точность стабилизации выходного напряжения в режиме поддерживающего заряда не хуже ±1% и термокомпенсацию напряжения поддерживающего заряда.

2.3.4.5. Уровень пульсаций тока в АБ при поддерживающем заряде не должен превышать 5 А на 100 А·ч ее емкости, а пульсаций напряжения при работе ЗУ на полную нагрузку комплекта СОПТ при отключенной АБ, не должен превышать ±5 % $U_{ном}$.

2.3.4.6. ЗУ должны иметь блокировку включения режима уравнительного и ускоренного заряда АБ при неработающей приточно-вытяжной вентиляции помещения АБ.

2.3.4.7. ЗУ должны автоматически включаться после перерывов питания со стороны переменного тока и работать в режиме заряда, соответствующем состоянию АБ.

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

2.3.4.9. ЗУ не должны размещаться в одном шкафу, в расположенных рядом шкафах.

2.3.4.10. Требования к надежности ЗУ:

- срок службы - не менее 30 лет;

- гарантийный срок эксплуатации - не менее 5 лет со дня ввода в эксплуатацию.

2.3.5. Инженерная инфраструктура

2.3.5.1. Обязательным условием эксплуатации объектов электросетевого хозяйства оборудования является обеспечение их инженерной инфраструктурой, а также обеспечение ее надежной и эффективной работы.

2.3.5.2. Техническая политика в области инженерной инфраструктуры объектов электросетевого хозяйства должна быть направлена на:

- применение оборудования, аппаратных средств и средств автоматизации с характеристиками и функциональными возможностями, отвечающими современному уровню развития инженерной инфраструктуры;
- организационно-техническое преобразование, связанное с цифровизацией ЭСК;
- применение современных эффективных технологий при строительстве и эксплуатации инженерной инфраструктуры.

2.3.5.3. Основными принципами построения инженерной инфраструктуры ПС 110 кВ и выше являются:

- применение контроллеров локальной автоматики инженерных систем полевого уровня на основе свободно-программируемых контроллеров с русскоязычным интерфейсом;
- применение инженерных систем с учетом возможности утилизации тепла технологического оборудования и требований по энергосбережению;
- взаимосвязанный анализ и управление работой инженерного оборудования, оказывающего воздействие на один и тот же параметр регулирования;
- наблюдаемость всех параметров и режимов работы инженерного оборудования;
- самодиагностика и дистанционная диагностика инженерного оборудования;
- обмен информацией о состоянии оборудования, о параметрах воздушной среды, о событиях в подсистемах инженерной инфраструктуры посредством цифровых систем связи и оборудования, обеспечивающего поддержку протоколов, утвержденных стандартами МЭК;
- автономное автоматическое управление и централизованное дистанционное управление оборудованием инженерной инфраструктуры.

2.3.5.4. Подсистемами инженерной инфраструктуры, обеспечивающими технологическое оборудование необходимым климатическим режимом эксплуатации во время его работы, остановки, хранения и консервации, а также необходимыми требуемыми параметрами, являются подсистемы:

- общеобменной вентиляции;
- кондиционирования;
- отопления (электрического, воздушного, водяного);
- технологического видеонаблюдения;
- электроснабжения;
- водоснабжения;
- водоотведения и канализации.

2.3.5.5. Требования к построению технических средств противопожарной защиты:

- строительство (реконструкцию) средств противопожарной защиты необходимо выполнять на основе адресных устройств с контролем состояния линий связи и кольцевой топологией;
- электропитание необходимо выполнять по первой категории надежности от двух независимых источников электроснабжения и с применением ИБП, обеспечивающих автономную работу средств в дежурном режиме при пропадании основного и резервного питания в течение 4 часов;
- необходимо обеспечить дистанционный контроль всех требуемых параметров УПЗ (положение, давление, температура, уровень напряжения и т.д.) состояния, режимов работы устройств, источников питания оборудования по интерфейсу или через сухие контакты;
- необходимо обеспечить надежное обнаружение признаков возгорания, контроль уровня «запыленности» каждого извещателя с целью предупреждения ложных срабатываний и аварийных ситуаций;
- с целью верификации сработок пожарной сигнализации без приезда ОВБ на энергообъект необходимо обеспечить дистанционный видеоконтроль за помещениями ЗРУ и ОПУ, прочих помещений с основным технологическим оборудованием с системами пожаротушения и пожарной сигнализации, основным технологическим оборудованием, расположенном на ОРУ;
- необходимо обеспечить интеграцию средств противопожарной защиты и инженерного оборудования в подсистему АСТУ - комплекс управления системами противопожарной защиты и инженерным оборудованием с целью круглосуточного контроля за работоспособностью систем противопожарной защиты и инженерным оборудованием и, по возможности, управления состоянием средств инженерной инфраструктуры, проведения дистанционного диагностирования, управления ремонтами, прогнозирования и предупреждения аварий.

2.4. Релейная защита и автоматика

2.4.1. Общие положения

2.4.1.1. В своей основе требования к релейной защите и автоматике должны соответствовать нормам технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ.

2.4.1.2. Надежная работа РЗА обеспечивает сохранение устойчивой работы ЕЭС

России, снижение ущерба от повреждения электрооборудования и недоотпуска (уменьшения объема передачи) электроэнергии при возникновении технологических нарушений в электроэнергетическом комплексе.

2.4.1.3. Надежность работы РЗА определяется:

- идеологией построения;
- качеством расчета и выбора параметров срабатывания;
- обеспечением работоспособного состояния, путем своевременного и качественного проведения ТОиР УРЗА;
- обеспечением информационной безопасности.

2.4.1.4. Идеология построения РЗА должна быть основана на:

- применении современных, технологически совместимых интеллектуальных микропроцессорных устройств с увеличенным интервалом времени между сервисным обслуживанием;
- построении комплексов РЗА, в которой неисправность отдельного элемента или устройства не приводит к отказу или неправильной работе всех функций РЗА защищаемой ЛЭП или оборудования;
- внедрении технических решений в части управления устройствами РЗА - дистанционного изменения эксплуатационного состояния РЗА или отдельных функций (переключение групп уставок, ввод/вывод отдельных ступеней защит и устройства в целом);
- применении типовых технических решений (типовых архитектур построения цифровых подстанций) и альбомов типовых схем вторичной коммутации, применении типовых шкафов (панелей) высокой степени заводской готовности;
- реализации в составе комплексов РЗА встроенных средств защиты информации, соответствующих требованиям Общества к встроенным средствам защиты информации АСТУ;
- обеспечении ближнего и дальнего резервирования РЗА;
- принципе обеспечения «живучести» РЗА (автономности выполнения основных функций РЗА) вне зависимости от работоспособности других автоматизированных систем;
- использованием подменных микропроцессорных устройств РЗА, находящихся в горячем резерве с возможностью удалённого ввода параметров заменяемого терминала.

2.4.1.5. В целях уменьшения эксплуатационных затрат на повышение квалификации персонала, сокращения времени на проведение технического обслуживания, снижении рисков неправильной работы РЗА по вине персонала в рамках одного ДЗО рекомендуется применять типовые шкафы.

2.4.1.6. Приоритет при выборе оборудования РЗА следует отдавать устройствам, производимым на территории Российской Федерации.

2.4.1.7. Выбираемое оборудование РЗА, включая его программное обеспечение, должно поддерживать профиль стандарта МЭК 61850 и должно пройти процедуру проверки качества для применения на объектах ЭСК, за

исключением используемого в рамках опытно-промышленной эксплуатации.

2.4.1.8. Внедряемые устройства РЗА должны обеспечивать:

- селективность выявления повреждений элементов сети за счет применения современных алгоритмов и принципов;
- требуемое быстродействие;
- надежность функционирования, в том числе, за счет качественной самодиагностики устройств;
- правильное функционирование с учетом работы электромагнитных ТТ в переходном режиме короткого замыкания;
- повышение эффективности функционирования РЗА в целом за счет применения адаптивных свойств на основе интеллектуальных алгоритмов, в том числе, использующих модели энергосистемы с автоматически уточняемыми параметрами текущего режима.

2.4.1.9. Качество расчетов и выбора параметров срабатывания устройств РЗА должно быть обеспечено:

- применением действующих методических указаний по расчёту и выбору параметров срабатывания устройств РЗА с учетом рекомендаций производителей оборудования;
- использованием в службах РЗА программно-технического комплекса для ведения модели энергосистемы, расчета параметров схемы замещения элементов энергосистемы, расчета параметров аварийного режима, расчета и выбора параметров срабатывания устройств РЗА.
- возможностью моделирования существующих и перспективных элементов сети, интеллектуальных элементов активно-адаптивного действия: устройств FACTS, СТК, УШР, устройств продольной компенсации ЛЭП, ВПТ, ТОР, накопителей энергии и др;
- поддержкой высокого уровня квалификации персонала подразделений служб РЗА, занимающихся расчетом, выбором параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА; повышение контроля за подготовкой и реализацией заданий по настройке устройств (комплексов) РЗА.

2.4.1.10. Работоспособное состояние устройств (комплексов) РЗА должно быть обеспечено:

- поддержкой высокого уровня эксплуатационного состояния комплексов и своевременной модернизацией парка устройств РЗА;
- созданием программно-технических комплексов автоматизированной проверки и оценки состояния устройств РЗА;
- организацией и проведением регламентного технического и оперативного обслуживания;
- наличием высококвалифицированных специалистов в службах РЗА.

2.4.1.11. Организация технического и оперативного обслуживания устройств РЗА должна выполняться в соответствии с действующими Правилами технического обслуживания устройств (комплексов) РЗА и

предусматривать:

- использование эффективных методов проверки устройств РЗА для своевременного выявления и замены узлов, элементов подверженных неисправности в период жизненного цикла устройства РЗА, а также в период продления сроков эксплуатации;
- применение дистанционного управления функциями и контроля (мониторинга) состояния и правильности работы устройств РЗА;
- применение автоматизированных систем проверки и оценки состояния устройств РЗА.

2.4.1.12. Комплектование служб РЗА высококвалифицированными специалистами, прошедшими специализированное обучение и имеющими право самостоятельного проведения технического обслуживания соответствующих устройств РЗА должно быть одной из приоритетных задач Общества в области обеспечения надежной работы ЭСК в целом.

2.4.1.13. В целях обеспечения информационной безопасности должны быть реализованы специальные мероприятия, направленные на недопущение осуществления деструктивных воздействий на оборудование.

2.4.1.14. Количество ТТ, вторичных обмоток ТТ и их классов точности должны обеспечивать раздельное подключение устройств РЗА, АИИС КУЭ, измерения.

2.4.1.15. Технические характеристики трансформаторов тока и подключенных к ним устройств релейной защиты в совокупности должны обеспечивать правильную работу устройств релейной защиты при коротких замыканиях, в том числе при возникновении апериодической составляющей тока.

2.4.1.16. Аппаратно и функционально резервирующие друг друга устройства РЗА, в том числе основные и резервные защиты ЛЭП (оборудования), должны подключаться на разные вторичные обмотки ТТ, питаться от разных автоматических выключателей оперативного постоянного тока и иметь независимые выходные цепи.

При развитии системы релейной защиты и автоматики системообразующей сети должны учитываться вопросы интеграции систем защиты и автоматики с АСУ ТП энергообъектов на информационном уровне. При этом функционирование устройств РЗА должно быть автономным и не зависеть от состояния АСУ ТП.

2.4.1.17. На КВЛ напряжением 35 кВ и выше должно применяться АПВ, если кабельные участки используются только для захода в КРУЭ. В иных случаях использовать АПВ КВЛ напряжением 35 кВ и выше при отсутствии на них кабельных участков с непосредственным соприкосновением кабелей разных фаз. Наличие на кабельном участке транспозиционных муфт не оказывает влияния на применение АПВ.

2.4.1.18. Для КВЛ не рекомендуется применять отдельные устройства РЗ для выявления КЗ только на кабельных участках.

2.4.1.19. Устройства РЗА, осуществляющие функцию основной защиты ЛЭП и (или) АПВ, устанавливаемые на ЛЭП со всех ее сторон, должны

удовлетворять требованию функциональной совместимости.

2.4.1.20. Конструктивно в каждом шкафу РЗА должна быть предусмотрена возможность полного вывода защиты из работы с выводом всех внешних цепей, по которым возможно ошибочное отключение выключателей или ошибочный пуск УРОВ при работе в шкафу РЗА.

2.4.1.21. Для кабельной сети 20 кВ мегаполисов должны применяться устройства РЗА, позволяющие селективно отключать повреждённый участок кабельной сети, не отключая другие участки сети или с автоматикой самовосстановления неповрежденных участков.

2.4.1.22. Технический учет и анализ функционирования релейной защиты и автоматики должен осуществляться в соответствии с Правилами технического учета и анализа функционирования релейной защиты и автоматики, утверждёнными приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 80.

2.4.1.23. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики определяется приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 100.

2.4.2. Особенности построения устройств РЗА в электрических сетях

2.4.2.1 Требования к релейной защите и автоматике трансформаторов 35 кВ

2.4.2.1.1. На трансформаторах 35 кВ необходимо предусматривать защиты от следующих видов повреждений:

- многофазных КЗ в обмотках и на выводах (ошиновке);
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- неполнофазного режима;
- защиту от перегруза обмоток силового трансформатора;
- понижения уровня масла;
- защиту от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ).

2.4.2.1.2. На трансформаторах 35 кВ мощностью 2,5 МВА и выше рекомендуется устанавливать дифференциальную защиту.

2.4.2.1.3. Газовая защита должна иметь устройство контроля изоляции цепей оперативного тока, приходящих на газовое реле, и действующее в случае неисправности цепей с выдержкой времени на вывод газовой защиты из работы и на сигнал.

2.4.2.1.4. Для обеспечения чувствительности в зоне дальнего резервирования и быстродействия в зоне ближнего резервирования резервная защита трансформатора 35 кВ должна иметь как минимум две ступени.

2.4.2.1.5. Защиты от перегрузки, понижения уровня масла, неполнофазного режима должны действовать, как правило, на сигнал.

2.4.2.1.6. Вводные выключатели НН трансформаторов 35 кВ, как

правило, должны быть оборудованы АПВ.

2.4.2.2 Требования к релейной защите и автоматике ЛЭП 35 кВ

2.4.2.2.1. На ЛЭП 35 кВ необходимо предусматривать защиты от следующих видов повреждений:

- междуфазных КЗ;
- однофазных замыканий на землю.

2.4.2.2.2. На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должны использоваться преимущественно ступенчатые защиты тока или ступенчатые защиты тока и напряжения, а если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или быстроты отключения повреждения - дистанционная ступенчатая защита, преимущественно с пуском по току. В последнем случае в качестве дополнительной защиты должна использоваться токовая отсечка без выдержки времени. У всех ступеней токовой защиты должна быть предусмотрена функция ускорения защиты при включении выключателя на короткое замыкание.

2.4.2.2.3. На одиночных линиях, имеющих питание с двух или более сторон, как при наличии, так и при отсутствии обходных связей, а также на линиях, входящих в кольцевую распределительную сеть с одной точкой питания, должны применяться те же защиты, что и на одиночных линиях с односторонним питанием, выполненные при необходимости направленными, а дистанционные защиты должны быть выполнены с пуском от реле сопротивления.

2.4.2.2.4. Защиту от однофазных замыканий на землю следует выполнять, как правило, с действием на сигнал. Для осуществления защиты допускается использовать устройство контроля изоляции.

2.4.2.2.5. Защиту от однофазных замыканий на землю следует выполнять селективной, с возможностью определения поврежденного фидера, исключающей метод поочередного отключения линий.

2.4.2.2.6. Для ВЛ 35 кВ допускается применять «слепое» АПВ в случае одностороннего питания ВЛ или в тех случаях, когда несинхронное включение маловероятно и не представляет опасности для оборудования и энергосистемы.

2.4.2.3 Требования к релейной защите и автоматике ЛЭП 6-20 кВ

2.4.2.3.1. На ЛЭП 6-20 кВ необходимо предусматривать защиты от следующих видов повреждений:

- междуфазных КЗ;
- однофазных замыканий на землю.

2.4.2.3.2. На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая - в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени. У всех ступеней токовой защиты должна быть предусмотрена функция ускорения защиты при включении выключателя на КЗ.

2.4.2.3.3. На одиночных линиях с двусторонним питанием при

наличии или отсутствии обходных связей, а также на линиях, входящих в кольцевую распределительную сеть с одной точкой питания, рекомендуется применять те же защиты, что и на одиночных линиях с односторонним питанием, выполняя их при необходимости направленными.

2.4.2.3.4. Защиту от однофазных замыканий на землю для распределительной сети с изолированной нейтралью или компенсированной через дугогасящий реактор нейтралью следует выполнять, как правило, с действием на сигнал. Для осуществления защиты допускается использовать устройство контроля изоляции.

2.4.2.3.5. Защиту от однофазных замыканий на землю следует выполнять селективной, с возможностью определения поврежденного фидера, исключающей метод поочередного отключения линий.

2.4.2.3.6. Для кабельных сетей 20 кВ с резистивно заземленной нейтралью повреждённый участок должен селективно отключаться защитой, не затрагивая другие участки сети

2.4.2.3.7. Для каждого присоединения КРУ 6-20 кВ должна предусматриваться защита от дуговых замыканий с контролем тока на вводном и секционном выключателях.

2.4.2.3.8. Присоединения ВЛ напряжением 6-35 кВ должны быть оснащены устройствами однократного или двукратного АПВ на головном выключателе линии и на секционирующих пунктах.

2.4.3. Устройства регистрации аварийных событий и определение места повреждения ЛЭП

2.4.3.1. Системы регистрации аварийных событий и процессов должны обеспечивать:

- регистрацию событий и процессов в объеме, необходимом для их полноценного анализа;
- запись электромагнитных переходных процессов (система РАС) и электромеханических (система СМПР);
- автоматизацию сбора, обработки информации и предоставления доступа к базе данных и осциллограммам из центров управления сетями;
- доступность и наглядность полученной от РАС информации;
- требуемую точность автоматического определения мест повреждения ЛЭП, автоматического выявления поврежденных присоединений при возникновении однофазных замыканий на землю в сетях 6-35 кВ;
- снижение длительности отключений и рисков возникновения междуфазных коротких замыканий за счет достаточности информации и оперативности ее предоставления (сокращение времени принятия решений оперативным персоналом в аварийных ситуациях) при появлении однофазных замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью.

2.4.3.2. Система СМПР должна обеспечивать:

- контроль эффективности противоаварийного управления;
- проверку достоверности расчетных моделей;
- достаточность достоверности оценки режима;
- совершенствование противоаварийного управления.

2.4.3.3. При проектировании должны быть проработаны решения по интеграции систем СМПР и РАС с АСУ ТП, а также передаче информации об аварийных событиях и осциллограмм в ЦУС и ДЦ в автоматизированном режиме.

2.4.3.4. Должна обеспечиваться автоматическая передача данных РАС в систему мониторинга работы устройств РЗА для ведения технического обслуживания устройств РЗА.

2.4.4. Основные направления развития релейной защиты и автоматики

2.4.4.1. Современное развитие информационных технологий и средств вычислительной техники, а также новейшие достижения в области разработки техники РЗА, измерительных ТТ и ТН позволяют пересмотреть подходы к реализации функций РЗА.

2.4.4.2. Высоковольтные цифровые ТТ и ТН, основное и вторичное оборудование оснащаются встроенными цифровыми коммуникационными портами связи, в том числе оптическими.

2.4.4.3. Совершенствуется международный стандарт МЭК 61850, регламентирующий эффективное представление и обработку данных объекта автоматизации, в том числе, информационный обмен между микропроцессорными интеллектуальными электронными устройствами.

2.4.4.4. Передача сигналов в цифровом виде на всех уровнях автоматизации и управления имеет ряд преимуществ, в том числе:

- повышение помехозащищенности вторичного оборудования, благодаря переходу на цифровые оптические каналы связи;
- унификация интерфейсов устройств;
- сокращение количества случаев недопустимого снижения сопротивления изоляции в СОПТ (оптимизация архитектуры СОПТ ввиду использования цифрового обмена информацией по средствам цифровых интерфейсов);
- упрощение эксплуатации и обслуживания устройств РЗА за счет эффективной диагностики в режиме реального времени, отсутствие искажений передаваемых сигналов сбора и отображения исчерпывающей информации о состоянии объектов;
- унификация процессов проектирования и эксплуатации ПС.

2.4.4.5. Одним из основных направлений в части модернизации (реконструкции) систем РЗА является применение малообслуживаемых (необслуживаемых) интеллектуальных электронных устройств (микропроцессорных устройств).

2.4.4.6. Внедрение инновационных решений в области РЗА не должно приводить к снижению надежности функционирования комплексов и

систем РЗА, снижению достигнутого уровня информационной безопасности, необоснованному увеличению эксплуатационных издержек.

2.4.4.7. Развитие комплексов РЗА должно быть основано на использовании устройств и средств вычислительной техники последнего поколения.

2.5. Воздушные линии электропередачи

2.5.1. Общие положения

2.5.1.1. Основными направлениями технической политики при проектировании, строительстве, техническом перевооружении и эксплуатации воздушных ЛЭП (ВЛ) являются:

- обеспечение надежности и эффективности работы;
- снижение стоимости строительства и эксплуатации;
- сокращение влияния на окружающую среду, в том числе за счет минимизации ширины лесных просек, применения высотных опор и опор с вертикальной подвеской проводов;
- снижение потерь электроэнергии на ВЛ;
- применение конструкций и материалов, обеспечивающих стойкость к вандализму, расхищениям и нанесению ущерба третьими лицами;
- применение новых типовых серий опор из атмосферостойкого стального проката, а также решетчатых опор из гнутого профиля;
- применение стальных многогранных, узкобазовых решетчатых, железобетонных секционированных и композитных опор ВЛ;
- использование передовых, безопасных методов строительства, эксплуатации и ремонта;
- по мере развития технологий диагностики ВЛ применение систем диагностирования технического состояния ВЛ под рабочим напряжением без вывода из работы;
- применение беспилотных летательных аппаратов и роботизированных комплексов для оценки технического состояния элементов ВЛ 110 кВ и выше и трассы в пределах охранных зон;
- оснащение ВЛ 35 кВ и выше современными средствами и системами определения места КЗ ВЛ;
- оснащение ВЛ 6-35 кВ в электрических сетях с изолированной нейтралью устройствами определения места КЗ ВЛ топографического типа, позволяющими определять направление протекания тока КЗ к месту повреждения и передачи информацию о поврежденном участке сети;
- обеспечение аварийного резерва оборудования и материалов, его оптимальное размещение с учетом маршрутов его доставки;
- использование систем автоматизированного проектирования (САПР ВЛ);
- применение геоинформационных систем на основе систем спутникового позиционирования (GPS, ГЛОНАСС).

2.5.1.2. ВЛ должны соответствовать следующим основным требованиям:

- для ВЛ 6 кВ и выше должна быть создана 3D цифровая модель ВЛ с наложением её на план местности и отображением (визуализацией) ВЛ в реальном времени на электронных картах ГИС ПТК ЦУС с возможностью изменения масштаба для визуализации точек съема измеряемых параметров;
- на ВЛ 110 кВ и выше должен осуществляться непрерывный контроль с применением АСМД текущих параметров и текущего состояния (в первую очередь параметров пропускной способности ВЛ), а также периодический мониторинг состояния с применением БПЛА и роботизированных комплексов, позволяющих удаленно получать информацию о состоянии на 3D цифровой модели воздушной линии и электронных картах ГИС ПТК ЦУС;
- должны применяться устройства определения места КЗ в ВЛ с отображением информации в 3-D цифровой модели воздушной линии и электронных схемах ГИС ПТК ЦУС;
- в электрической сети 6-35 кВ должны применяться реклоузеры с функцией дистанционного управления;
- в электрической сети 6-35 кВ должны применяться устройства защиты и автоматики, действующие по логической схеме отключения поврежденного участка и функцией самовосстановления неповрежденных участков с отображением информации на электронных картах.

2.5.1.3. ГИС ПТК ЦУС должен функционировать на базе общей информационной модели (CIM-модель) сети.

2.5.1.4. При новом строительстве или реконструкции ВЛ применяемые оборудование и материалы (конструктивно законченные узлы и элементы, непосредственно участвующие в основном технологическом процессе передачи, преобразования, распределения электроэнергии) должны иметь дополнительную маркировку по технологии автоматической идентификации и сбора данных (например, в виде QR-кода, или штрих-кода, или RFID-метки).

Минимальный состав информации для кодировки:

- диспетчерское наименование (при наличии);
- наименование продукции с указанием основных технических параметров;
- наименование производителя;
- товарный знак производителя;
- сведения о сертификации и аттестации изделия;
- информация о дате поставки/монтажа/плановом ремонте;
- информация о гарантийных сроках на продукцию.
- номер партии и смены
- год изготовления

Локализованными считать данные, изменение которых (первичная запись, излечение, хранение, обновление и пр.) происходит на территории Российской Федерации. Доступ к локализованным данным для пользователей, находящихся за пределами Российской Федерации, ограничен, но может быть

осуществлен в рамках заключенных соглашений, включающих политики, регламентирующие оборот и использование данных, и может быть прекращен без потери функционала и ухудшения промышленной безопасности объектов энергетики.

2.5.2. Технические решения при проектировании, новом строительстве и реконструкции ВЛ

2.5.2.1. При проектировании ВЛ должны рассматриваться следующие технические решения:

- применение унифицированных конструкций опор и фундаментов, непосредственно разработанных или модифицированных и адаптированных в соответствии с требованиями НТД для ВЛ 35 кВ и выше;
- учёт опасности атмосферной и грунтовой коррозии к элементам ВЛ по результатам инженерных изысканий;
- применение технических решений, обеспечивающих повышенную надежность, минимизацию затрат на эксплуатацию ВЛ 35 кВ и выше, не имеющих круглогодичного доступа для проведения их технического обслуживания и ремонта;
- на этапе подготовки исполнительной документации ВЛ и подготовки отчетной документации необходимо готовить макет в соответствии с правилами описания объектов применяемой в ДЗО информационной системы для последующего оперативного внесения изменений в архитектуру объектов информационной системы и базу данных оборудования ДЗО;
- применение проводов с защитной изолирующей оболочкой для ВЛ 6-35 кВ при прохождении линии в стесненных условиях, по населенной местности, по лесным массивам;
- применение самонесущих изолированных проводов для ВЛ 0,4 кВ;
- для защиты проводов, тросов, изоляторов и арматуры на ВЛ 35 кВ и выше от усталостных повреждений и динамических нагрузок следует применять системы защиты от ветровых колебаний (эоловой вибрации, пляски, субколебаний), при этом защита от вибрации гасителями вибрации должна осуществляться согласно аналитическому методу МЭК 61897, защита от пляски – гасителями пляски согласно рекомендациям производителя и защита от субколебаний – распорками - гасителями согласно рекомендациям производителя;
- ВЛ в сложных условиях эксплуатации (климатических, геологических и особых условиях), ВЛ новых классов напряжения или нового конструктивного исполнения должны, как правило, проектироваться на основе соответствующих проектно-конструкторских и, при необходимости, научно-исследовательских работ с учетом накопленного опыта строительства и эксплуатации ВЛ.

2.5.2.2. Для ВЛ, проходящих в особо сложных для эксплуатации

условиях (горы, болота, районы Крайнего Севера и т.п.), в составе проектной документации должна разрабатываться технология организации ремонта и технического обслуживания ВЛ с учётом применения механизмов и транспортных средств, соответствующих условиям будущей эксплуатации.

Принятие решений, связанных с увеличением пропускной способности ВЛ при проектировании новых, а также при реконструкции и ремонте действующих ВЛ, должно выполняться на основании утвержденных в установленном порядке соответствующих схем развития электрических сетей.

2.5.2.3. При проектировании ЛЭП 110 кВ и выше, оснащенных средствами поперечной компенсации реактивной мощности, должны выполняться расчеты режимов работы при отключении ЛЭП после неуспешного ТАПВ или неуспешного включения ЛЭП от ключа управления.

Цель расчетов - определение возможности возникновения апериодической составляющей тока в неповрежденных фазах при несимметричных КЗ. В случае возникновения апериодической составляющей в неповрежденных фазах ВЛ - оценка ее доли в суммарном токе холостого хода линии после включения её на неликвидированное КЗ и, в случае необходимости, разработка системных технических решений по ее минимизации к моменту отключения выключателем, а также требований к выключателям по отключающей способности для обеспечения успешного отключения ЛЭП.

2.5.2.4. В целях сокращения сроков и оптимизации затрат при строительстве, техническом перевооружении и реконструкции ВЛ следует рассматривать:

- индустриальные методы строительства, применение конструкций высокой заводской готовности с целью минимизации времени и сложности выполнения технологических операций в условиях трассы ВЛ, сведения к минимуму объёма земляных работ;
- устройство и очистку просеки с применением современных технических средств (высокопроизводительных валочных комплексов, мульчеров и другие);
- наличие разрешения на размещение объектов строительства на земельных участках в соответствии с действующим законодательством, которое должно являться обязательным условием;
- использование экологически безопасных технологий расчистки просек и технологий, предотвращающих и снижающих интенсивность роста древесно-кустарниковой растительности
- применение технологий устройства фундаментов опор, обеспечивающих сокращение затрат времени на монтаж и сведение к минимуму объёма земляных работ (вибропогружение, вдавливание свай оболочек, завинчивание винтовых свай, стержневых заделок в скальных грунтах, применение высокоэффективных рабочих буровых органов для проходки скважин в крепких породах и скальных грунтах);

- как правило, применение автокранов, обеспечивающих установку опор без использования падающей стрелы;
- применение вертолётной техники или монтаж опор методом наращивания в условиях труднодоступной местности или в стесненных условиях;
- замену сталеалюминевых проводов на провода с повышенной пропускной способностью, в том числе высокотемпературные при необходимости увеличения пропускной способности без строительства новой ВЛ. При реконструкции ВЛ данная замена должна быть обеспечена техническими возможностями: достаточностью прочности опор, несущей способностью оснований и фундаментов, запасами по габаритам.
- применение, как правило, быстромонтируемой арматуры (прессуемой, спиральной, клиносочленённой), а также соединителей цангового типа, которая прошла процедуру проверки качества (аттестации) с соответствующим проводом;
- на магистралях электрических сетей 6-20 кВ и ниже с ответвлениями применение, как правило, штыревой изоляции, без ответвлений - подвесной изоляции;
- использование опор ЛЭП напряжением 6-20 кВ для совместной подвески СИП с ВЛИ на напряжение до 1000 В.

2.5.2.5. При необходимости и ТЭО ВЛ 6-20 кВ могут быть выполнены в габаритах 35-110 кВ.

2.5.2.6. При проектировании ВЛ 35 кВ и выше необходимо предусматривать технические решения, обеспечивающие безопасность их эксплуатации, в том числе безопасные подъем/спуск, перемещение и производство работ на высоте. Тип и место установки систем индивидуальной защиты от падения на опоры должны быть определены при проектировании ВЛ в зависимости от применяемых конструкций опор (металлическая, решетчатая, многогранная или железобетонная) и условий прохождения трассы ВЛ по согласованию с эксплуатирующей организацией.

2.5.2.7. При проектировании строительства ВЛ в условиях равнинной местности на ВЛ должны применяться не более двух марок и сечений проводов. Применение на отдельных участках ВЛ (большие переходы через водные объекты, горы, поймы, болота, сложные климатические условия) марок и сечений проводов и грозозащитных тросов, и конструкции фазы, отличных от применённых на остальных участках линии, должно быть технически и экономически обосновано.

2.5.2.8. При проектировании ВЛ до 35 кВ включительно, как правило, следует использовать типовые узлы, представленные в согласованных типовых решениях.

2.5.2.9. ВЛ 0,4 кВ следует выполнять только с использованием СИП, соответствующих ГОСТ 31946-2012. При необходимости в части обеспечения требуемой пропускной способности ВЛ, допускается применение СИП с

сечениями жил выше чем, приведено в ГОСТ 31946-2012. При прокладке по зданиям и при организации ввода в здания и сооружения следует использовать СИП-4 (СИП без несущей жилы) с изоляцией, не распространяющей горение. При этом сечение жил провода не должно превышать 35 мм^2.

2.5.2.10. При монтаже ВЛ-0,4 кВ (новое строительство, замена неизолированного провода на СИП и др.) на магистральных участках необходимо использовать только СИП-2 с нулевой несущей жилой. Применение СИП-4 (без несущей жилы) возможно исключительно при проведении аварийно-восстановительных или ремонтных работ на участках ВЛИ, где СИП-4 был смонтирован ранее.

2.5.2.11. При проектировании строительства или реконструкции ВЛ 0,4 кВ:

- выполнять ВЛ в полнофазном исполнении проводом одного сечения по всей длине линии при наличии перспективы развития электрической сети рекомендуется;
- рекомендуется предусматривать дополнительные проводники сечением 16 мм^2 для возможности подключения уличного освещения при её прогнозируемом развитии.

2.5.2.12. При проектировании ВЛ 35-750 кВ должны учитываться результаты математического моделирования режимов работы энергосистем.

Для целей формирования указанных расчетных моделей проектная организация формирует информационную модель энергосистемы в объеме, необходимом для проведения проектирования ЛЭП, с соблюдением требований к формированию, актуализации информационных моделей электроэнергетики и профилям информационного обмена, утверждаемых Минэнерго России в соответствии с Постановлением № 244. По результатам разработки проектных решений должны быть внесены изменения в информационную модель энергосистемы, связанные с вводом в эксплуатацию (выводом из эксплуатации) ЛЭП, учтенных при проектировании.

2.5.3. Опоры и фундаменты

В своей основе должны применяться требования норм технологического проектирования линий электропередачи классом напряжения 35-750 кВ

2.5.3.1. На ВЛ 35 кВ и выше должны применяться опоры необходимой высоты и прочности, соответствующие действующим нормативным документам: одноцепные, двухцепные и многоцепные стальные опоры многогранных и решетчатых конструкций из уголка и гнутого профиля, композитные опоры, а также железобетонные опоры из центрифугированных секционированных стоек.

2.5.3.2. На ВЛ 35 кВ и выше, проходящих в городах и в районах с высоким риском вандализма, в качестве промежуточных рекомендуется применять свободностоящие опоры из стального многогранного профиля и железобетонные опоры из центрифугированных секционированных стоек.

2.5.3.3. На ВЛ 220-500 кВ, проходящих по землям

сельскохозяйственного назначения, следует применять стальные или железобетонные из секционированных стоек, свободностоящие опоры (без оттяжек). На ВЛ 35, 110 (150), 220 кВ, проходящих по землям сельскохозяйственного назначения, возможно применение композитных опор с изолирующими траверсами при условии обеспечения надёжности и безопасности их применения, обеспечения устойчивости к внешним воздействиям и, если их применение технико-экономически обосновано.

Применение опор с оттяжками на участках ВЛ 35-500 кВ, проходящих по землям сельскохозяйственного назначения, по территории населенных пунктов, а также на ВЛ, отходящих от атомных электростанций, не допускается.

2.5.3.4. Для анкерных и анкерно-угловых опор ВЛ 220-750 кВ, при отсутствии обоснований, должны применяться стальные свободностоящие опоры жесткой конструкции.

2.5.3.5. Геометрические параметры и масса опор, их расстановка должны быть оптимизированы для конкретных ВЛ, в том числе за счет выбора материала конструкции опоры и более широкого применения сталей повышенной механической прочности и коррозионной стойкости при соответствующем ТЭО.

2.5.3.6. Конструкции опор для ВЛ 220 кВ и выше должны обеспечивать: возможность технического обслуживания и ремонта ВЛ под напряжением, максимальную эффективность монтажа проводов и тросов, отсутствие необходимости получения специального разрешения при транспортировке по автодорогам.

2.5.3.7. Стальные опоры, а также стальные детали железобетонных опор и конструкций, металлоконструкции фундаментов, U-образные болты, крепежные изделия, выполненные не из коррозионностойкой стали, должны защищаться от коррозии на заводах-изготовителях методом горячего или термодиффузионного цинкования. При отсутствии технологической возможности нанесения покрытия методом горячего цинкования (например, на металлические элементы железобетонных фундаментов, к которым ведется приварка ростверков при монтаже), допускается нанесение цинкнаполненных лакокрасочных покрытий в заводских условиях с восстановлением нарушенных сваркой участков после монтажа.

2.5.3.8. Расчетные климатические нагрузки на опоры и фундаменты должны определяться в соответствии с данными инженерных изысканий, региональными картами климатического районирования, действующими НТД.

2.5.3.9. Допускается применение высотных опор, монтируемых методом наращивания, обеспечивающих прохождение ВЛ через промышленные и инфраструктурные объекты при соответствующем обосновании с учетом затрат на весь жизненный цикл ВЛ (50 лет). Для ВЛ 35 кВ и выше, трасса которых проходит по местности, характеризующейся

частыми низовыми или торфяными пожарами, должны применяться повышенные опоры.

2.5.3.10. На ВЛ, проходящих по территории населенных пунктов, туристско-рекреационным зонам, вблизи мест отдыха, в национальных парках и заповедниках, на пересечениях с крупными транспортными магистралями в окрестности городов рекомендуется осуществлять декоративную окраску опор лакокрасочными покрытиями с длительным сроком службы, а также применять опоры индивидуального проектирования, разработанные с учетом повышенных эстетических требований.

2.5.3.11. На ВЛ 0,4-20 кВ могут применяться вибрированные железобетонные стойки, многогранные опоры, металлические опоры из гнутого профиля, композитные опоры, а также деревянные антисептированные опоры. Выбор вида опор должен осуществляться с учетом технико-экономического обоснования, а при прохождении ВЛ в населённых пунктах - соблюдения эстетических требований

Для ВЛ 0,4 кВ также должна рассматриваться возможность замены трехстоечных анкерно-угловых ж/б опор на одностоечную стальную многогранную опору.

2.5.3.12. Установка деревянных опор ВЛ 0,4-20 кВ должна выполняться непосредственно в грунт, установка деревянных опор ВЛ 0,4-20 кВ с применением железобетонных пасынков (приставок) при новом строительстве, реконструкции или ремонте запрещается.

В местах возможных низовых пожаров применение деревянных опор не рекомендуется.

2.5.3.13. Для предотвращения посадки птиц и устройства ими гнезд на опорах ВЛ 110 кВ и выше в местах пребывания, скопления птиц опоры должны быть оборудованы нетравмирующими птицезащитными устройствами антиприсадочного типа, препятствующими посадке и гнездованию птиц, а также барьерного типа защищающими гирлянды изоляторов от загрязнения продуктами жизнедеятельности птиц. Допускается применение таких устройств для ВЛ 6-35 кВ при обосновании.

2.5.3.14. На опорах ВЛ высотой 100 м и более, независимо от места их расположения, должны быть предусмотрены дневная маркировка (окраска) и светоограждение в соответствии с действующими Федеральными авиационными правилами «Требования, предъявляемые к аэродромам, предназначенным для взлета, посадки, руления, стоянки гражданских воздушных судов», утвержденными приказом Минтранса России от 25.08.2015 № 262.

Для светоограждения опор должны быть использованы заградительные огни малой, средней и высокой интенсивности, которые устанавливаются на самой верхней части, на концах траверс с наибольшей длиной.

Электропитание заградительных огней рекомендуется выполнять от возобновляемых источников электроэнергии (солнечная батарея) или путем

отбора мощности с ВЛ.

На опорах высотой 50 метров и выше в окрестности аэропортов следует устанавливать сферические сигнальные радиозаметные маркеры на грозозащитные тросы. Опоры ВЛ высотой более 150 м должны иметь дневную маркировку (окраску) и светоограждение высокой интенсивности согласно требованиям СТО 34.01-2.2-016 «Маркеры для воздушных линий электропередачи. Маркировка опор и пролетов ВЛ».

2.5.3.15. Опоры ВЛ, устанавливаемые на стесненных подходах к ПС, как правило, должны обеспечивать возможность подвески от двух цепей ВЛ и более напряжением 220 кВ и до четырех цепей на напряжение до 110 кВ.

2.5.3.16. Срок службы металлических, железобетонных и композитных опор ВЛ должен составлять не менее 50 лет. Срок службы деревянных опор должен составлять не менее 40 лет.

2.5.3.17. Для проведения аварийно-восстановительных работ на ВЛ до 220 кВ включительно необходимо предусматривать применение специальных быстровозводимых опор, в том числе многоразового использования, мобильного комплекта быстровозводимых опор в комплекте с фундаментом и изолирующей подвеской, в том числе многогранных и композитных опор, не требующих длительной сборки и несложных в монтаже, имеющих высокий мобилизационный коэффициент готовности, с целью максимального сокращения времени ликвидации аварийного режима.

2.5.3.18. Условия применения фундаментов на ВЛ определяются проектной документацией с учетом требований действующих НТД в зависимости от результатов исследований грунтов (инженерно-геологических, гидрогеологических и других изысканий) в местах их установки.

2.5.3.19. При выборе типа фундаментов опор следует отдавать предпочтение фундаментам, оказывающим наименьшее разрушающее воздействие на структуру грунтов.

2.5.3.20. При проектировании нового строительства и реконструкции ВЛ должны применяться:

- унифицированные сборные железобетонные фундаменты (заглубленные, малозаглубленные, поверхностные);
- монолитные железобетонные фундаменты;
- свайные фундаменты с металлическими ростверками (из железобетонных свай, трубчатых свай, свай открытого профиля, винтовых свай);
- сваи - оболочки (железобетонные центрифугированные и металлические).

2.5.3.21. Следует рассматривать целесообразность внедрения на ВЛ:

- индустриальных способов производства работ в полевых условиях;
- современных коррозионностойких материалов, атмосферостойких сталей и покрытий для защиты железобетонных и металлических конструкций от коррозии;

- фундаментов для оттяжек опор с вынесением узлов крепления U – образных болтов над поверхностью земли;
- конструкции фундаментов, не разрушающие структуры грунтов в особо сложных геокриологических условиях;
- применение в качестве оттяжек компактированных стальных канатов или аналогичных грозозащитных тросов с низкой эксплуатационной вытяжкой и аэродинамическим сопротивлением, обладающими способностью к самопогашению колебаний.

2.5.3.22. Для закрепления опор в многолетнемерзлых грунтах следует, как правило, использовать фундаменты, обеспечивающие сохранение мерзлого состояния грунтов в процессе строительства и в течение всего периода эксплуатации ВЛ. Рекомендуется использование стальных (забивных и винтовых) свай, внутренняя полость которых заполнена легким (вспененным) материалом в заводских условиях.

2.5.3.23. Для закрепления опор ВЛ в скальных грунтах должны применяться анкерные скальные заделки и фундаменты из буроинъекционных свай.

2.5.3.24. При прохождении ВЛ по барханным пескам опоры должны устанавливаться между барханами с выполнением пескозакрепительных мероприятий.

2.5.3.25. Способ закрепления в грунте опор ВЛ 0,4-20 кВ должен быть унифицирован.

2.5.3.26. В железобетонных конструкциях опор и фундаментов, в соответствии с СП 28.13330 «Защита строительных конструкций от коррозии. Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85» должны применяться бетоны, водонепроницаемость, морозостойкость и другие характеристики которых обеспечат надежную работу в течение всего срока службы, но не менее 50 лет, без применения поверхностной гидроизоляции.

2.5.3.27. В агрессивных средах использовать фундаменты, изготовленные из сульфатостойкого цемента, покрытые специализированными защитными составами.

2.5.3.28. Бетонные фундаменты должны иметь гидроизоляцию для предотвращения разрушения железобетона от воздействий агрессивной воды и почвы, стойкую поверхностную гидроизоляцию, не разрушающуюся от воздействия ультрафиолетового излучения, температурных перепадов и воздействий окружающей среды.

2.5.3.29. Металлические оголовки железобетонных фундаментов, металлические ростверки должны быть защищены от коррозии в соответствии с действующими нормативными документами.

2.5.3.30. Опытные образцы впервые применяемых типов опор и фундаментов ВЛ подлежат механическим испытаниям. При оценке возможности применения конструкций опор и фундаментов в условиях, отличающихся от тех, на которые они рассчитаны, необходимо выполнять поверочные расчёты конструкций на конкретные условия их установки.

Расчёты конструкций должны содержаться в проектной документации ВЛ.

2.5.4. Провода и грозозащитные тросы

2.5.4.1. На ВЛ классом напряжения 35 кВ и выше следует применять провод:

- провод со стальным сердечником с профилированными жилами верхних повивов;
- провод с композитными сердечниками из углеродного волокна;
- провод с повышенной коррозионной стойкостью стальных сердечников;
- провод из алюминиевого сплава;
- сталеалюминиевый провод;

Выбор варианта применяемых проводов должен быть обоснован технико-экономическими расчетами при проектировании ВЛ

2.5.4.2. На ВЛ классом напряжения 35 кВ и выше в качестве грозозащитных тросов могут применяться стальные тросы, сталеалюминевые провода, стальные тросы с повышенной коррозионной стойкостью (оцинкованные, для особо жестких условий работы), сталеалюминиевые тросы, грозозащитные тросы со встроенным оптическим кабелем.

Выбор варианта применяемых грозозащитных тросов должен быть обоснован технико-экономическими расчетами при проектировании ВЛ.

2.5.4.3. Применение на отдельных участках ВЛ (большие переходы через водные объекты, горы, поймы, болота, сложные климатические условия) марок и сечений проводов, грозозащитных тросов, а также конструкции фазы, отличных от примененных на остальных участках ВЛ, должно быть подтверждено расчетами конструктивных элементов ВЛ и технико-экономическим обоснованием.

2.5.4.4. При новом строительстве и реконструкции ВЛ классом напряжения 110 кВ и выше, в местах пересечения ВЛ с автомобильными дорогами, инженерными сооружениями и коммуникациями, при проектировании необходимо обеспечить условие дальнейшей безопасной эксплуатации ВЛ с учетом исключения воздействия влияющих факторов, таких как: перекрытие гирлянд изоляторов от воздействия химических реагентов при антигололедной обработке автодорог, повреждение проводов ВЛ при проезде негабаритной техники, повреждение проводов ВЛ от взрыва газо и нефте-проводов и др. В целях исключения указанных факторов, необходимо рассматривать применения повышенных опор обеспечивающих увеличенные габаритные расстояния от проводов ВЛ до пересекаемых объектов.

2.5.4.5. При наличии ТЭО на больших переходах через водные и другие естественные преграды в качестве проводов допускается применять стальные канаты из оцинкованных проволок и стальные канаты из плакированных алюминием проволок а также провод с витым композитным

сердечником из углеродного волокна.

2.5.4.6. Срок службы проводов и грозозащитных тросов на ВЛ напряжением 35 кВ и выше должен быть не менее 50 лет.

2.5.4.7. На магистралях ВЛ 6-20 кВ следует применять сталеалюминиевый неизолированный провод или защищенный провод сечением не менее 70 мм^2. На линейных ответвлениях (отпайках) от магистралей рекомендуется применение сталеалюминиевых проводов или защищенных проводов сечением не менее 35 мм^2.

2.5.4.8. Защищенные провода рекомендуется применять на ВЛ 6-110 кВ в первую очередь:

- при прохождении трассы ВЛ по населенной местности;
- при прохождении ВЛ по лесным массивам;
- при пересечении ВЛ водных преград;
- при отсутствии возможности соблюдения габаритных расстояний при прохождении ВЛ в стеснённых условиях;
- при совместной подвеске с ВЛИ 0,4 кВ.

При соответствующем ТЭО допускается на ВЛ 6-35 кВ применение самонесущего кабеля.

2.5.4.9. При новом строительстве и реконструкции ВЛ 0,4 кВ на магистральных участках следует преимущественно применять аттестованный СИП марки СИП-2 с изолированной нулевой несущей жилой. Применение марки СИП-4 на магистральных участках допускается исключительно при проведении аварийно-восстановительных или ремонтных работ на участках ВЛИ, где СИП-4 был смонтирован ранее.

2.5.4.10. Монтаж проводов ВЛИ 0,4 кВ с изолированной нулевой жилой может осуществляться как на опорах, так и по стенам зданий и сооружениям с учетом п. 3.1.15.

2.5.4.11. ВЛИ 0,4 кВ с распределенной нагрузкой по длине линии должны выполняться с использованием СИП сечением не менее 50 мм^2. Длина ВЛИ 0,4 кВ при этом должна обеспечивать стабильное напряжение у потребителя в конце линии в соответствии с требованиями НТД. Для подключения отдельных потребителей, а также выполнения ответвления от линии, может использоваться СИП меньшего сечения, но не менее 16 мм^2.

2.5.4.12. При воздушных вводах на участках линий от проходных изоляторов ячеек КРУ до первых опор ВЛ 6(10) кВ, как правило, необходимо применять защищенный провод с изоляцией, не распространяющей горение. Класс пожарной опасности провода - не ниже О1.8.2.5.4 по ГОСТ 31565-2012 «Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности».

2.5.4.13. Срок службы проводов СИП должен быть не менее 40 лет (нормативный срок эксплуатации проектируемой ВЛИ).

2.5.5. Изоляторы и линейная арматура

2.5.5.1. Количество и тип изоляторов в гирляндах разного

назначения, сцепная, поддерживающая, натяжная, защитная, соединительная и ответвительная (контактная) арматура на ВЛ должны выбираться в соответствии с действующими нормами, а также с учетом местных условий, в том числе наличия обновленных карт загрязнения изоляции и требованиями проектной документации.

2.5.5.2. При проектировании нового строительства и реконструкции ВЛ следует:

- применять полимерные изоляторы цельнолитые с кремнийорганической защитной оболочкой, круглогодично доступных для обслуживания, проходящих в районах с СЗ I-III (за исключением ВЛ, проходящих в III и выше районах по ветру/ гололеду), при наличии обоснования;
- применять гирлянды изоляторов, снабженные защитной арматурой для ВЛ 220 кВ и выше;
- применять длинностержневые фарфоровые изоляторы на ВЛ 110 кВ и выше при наличии обоснования;
- применять полимерные консольные изолирующие траверсы для ВЛ до 220 кВ включительно, проходящих в стесненных условиях, имеющих возможность подъезда автовышки к опорам для проведения ТОиР арматуры и изоляторов;
- применять стеклянные изоляторы на больших переходах ВЛ 35 кВ и выше, на ВЛ, проходящих в сложных для эксплуатации условиях (горы, болота, районы Крайнего Севера), на ВЛ сооружаемых на двухцепных и многоцепных опорах, на ВЛ, питающих тяговые подстанции электрифицированных железных дорог;
- применять сцепную, поддерживающую, натяжную, защитную и соединительную арматуру, не требующую обслуживания, ремонта и замены в период срока службы опор и проводов;
- применять для сталеалюминевых проводов по ГОСТ 839 в качестве натяжной прессуемую, клиносочленённую, спиральную и, при соответствующем обосновании, болтовую арматуру;
- применять многочастотные, а также широкополосные (пневматические), гасители вибрации (не менее 3-х резонансных частот);
- применять ограничители гололедообразования в III и выше районах по гололеду;
- применять гасители пляски в районах с частой и интенсивной пляской проводов;
- применять междуфазные распорки в районах с частой и интенсивной пляской проводов;
- применять многоцепные изолирующие подвески на переходных промежуточных опорах больших переходов с креплением к траверсам не менее чем в двух точках;
- применять линейную арматуру, не вызывающую локальные нагревы провода в месте ее установки;

- применять при обосновании в районах с СЗ IV и выше, на участках трасс с повышенной загрязняемостью изоляции, подвесные стеклянные изоляторы с полимерным гидрофобным покрытием;
- применять на ВЛ 330-750 кВ - демпфирующие дистанционные внутрифазные распорки в районах с частой и интенсивной пляской проводов, а также совместно с проводами новых конструкций, характеризующихся повышенной жесткостью;
- рекомендовать к использованию на ВЛ 220 кВ и выше в качестве меры усиления сварного соединения петель в шлейфах анкерно-угловых опор применение спирального шлейфового зажима(протектора);
- применять анкерную и ответвительную арматуру для присоединения к ВЛИ СИП ответвления к вводу в здание (подключение абонента) из материалов, не распространяющих горение.

2.5.5.3. На ВЛ 35-110 кВ преимущественно применяются и стеклянные изоляторы, а полимерные – при соответствующем обосновании и оснащении индикаторами перекрытия.

2.5.5.4. При проектировании ВЛ 35 кВ и выше должен проводиться расчёт защиты провода, грозозащитного троса и арматуры от вибрации, пляски и субколебаний с применением САПР.

2.5.5.5. Для уменьшения изгибных напряжений и для увеличения срока службы провода и грозозащитного троса рекомендуется применять поддерживающие и соединительные зажимы с интегрированными в конструкцию спиральными протекторами, с использованием многочастотных или широкополосных гасителей вибрации, устанавливаемых на проводах в расчетных местах в зависимости от длины пролета. Для дополнительной защиты от вибрации с целью предупреждения разрушения проводов (тросов) в поддерживающих и соединительных зажимах рекомендуется применять защитные протекторы спирального типа или спиральные поддерживающие зажимы.

2.5.5.6. Для снижения затрат на потери при протекании транспортного тока поддерживающая, соединительная и натяжная арматура, устанавливаемая на проводах ВЛ, должна быть выполнена из немагнитных материалов, при этом арматура должна соответствовать требованию ГОСТ Р 51177 - потери энергии, вызванные перемагничиванием, при установке на провод одного объекта натяжной, поддерживающей, соединительной, ремонтной, контактной и защитной арматуры не должны превышать потери энергии в проводе длиной 1 м или для участка провода, равного длине арматуры, более чем в 1,1 раза.

2.5.5.7. Для ВЛ 35 кВ и выше прочность заделки конкретного провода в натяжных зажимах, устанавливаемых на переходных анкерных опорах больших переходов, должна подтверждаться обязательным проведением контрольных испытаний;

2.5.5.8. Конструкция натяжной арматуры ВЛ 35 кВ и выше не должна способствовать увеличению длины элементов изолирующей подвески,

необходимых для ее присоединения.

2.5.5.9. В районах с повышенной повреждаемостью изоляторов от вандализма рекомендуется применять полимерные длинностержневые изоляторы совместно с индикатором перекрытия. Допускается применение полимерной изоляции без индикаторов перекрытия, если ВЛ оснащена техническими средствами, обеспечивающими определение места повреждения на ВЛ с точностью до пролета.

2.5.5.10. При проектировании ВЛ 6-20 кВ следует применять:

- подвесные полимерные, стеклянные изоляторы;
- полимерные консольные (консольные с оттяжкой) изолирующие траверсы;
- опорно-стержневые фарфоровые и полимерные изоляторы, в том числе с проушиной для защищённых проводов;
- штыревые фарфоровые изоляторы с проушиной;
- штыревые стеклянные изоляторы из отожженного стекла
- межфазные полимерные изолирующие распорки;
- полимерные изолирующие траверсы.

2.5.5.11. На ВЛИ 0,4 кВ и ВЛЗ 6-20 кВ необходимо применять линейную арматуру, соответствующей конструкции.

Соединения и ответвления на ВЛИ 0,4 кВ и ВЛЗ 6-20 кВ следует выполнять только с применением специальных зажимов, соответствующих типу СИП или защищенного провода. Соединения ответвлений к вводам ВЛ с внутренней проводкой должны осуществляться с применением ответвительных одноразовых, прокалывающих, герметичных зажимов со срывной головкой, повторное использование зажимов со срывной головкой не допускается.

2.5.5.12. Для ВЛ 6-35 кВ арматура, имеющая конструктивные элементы из пластмасс, должна быть трекингостойкая.

2.5.5.13. Для ВЛИ 0,4 кВ и ВЛЗ 6-35 кВ должна применяться арматура, обеспечивающая возможность монтажа при температуре до минус 20 °С.

2.5.5.14. Для ВЛИ 0,4 кВ и ВЛЗ 6-35 кВ при организации ответвления от магистральной линии, а также при соединении неизолированных проводов с изолированными должна применяться арматура, имеющая цветовую дифференциацию по классам напряжения:

2.5.5.15. Для ВЛИ 0,4 кВ арматура, выполненная из горючих и негорючих материалов должна иметь цветовую дифференциацию.

2.5.5.16. Линейная арматура для ВЛ должна быть необслуживаемая и соответствовать сроку службы проводов, тросов, для которых она предназначена.

2.5.5.17. Срок службы фарфоровых и стеклянных изоляторов должен быть не менее 30 лет, полимерных - не менее 40 лет.

2.5.5.18. При проведении аварийно-восстановительных работ на ВЛ до 220 кВ для соединения проводов возможно использовать универсальные

зажимы (рисунок 1), рассчитанные на несколько сечений проводов и монтируемые с использованием ручного инструмента без применения пресса или иных средств механизации, выбираемые с учетом климатического исполнения, с целью максимального сокращения времени ликвидации аварийного режима.

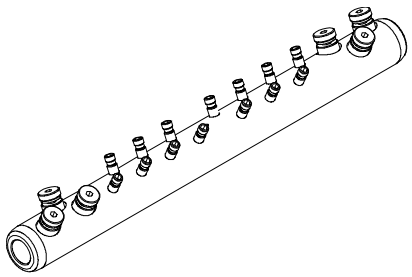
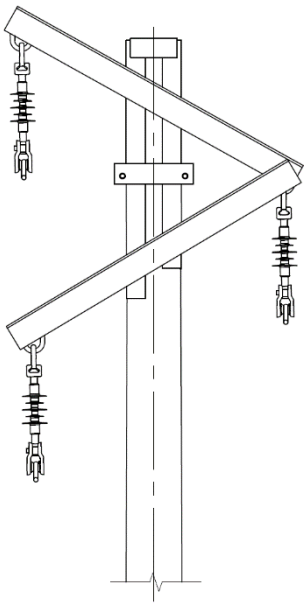


Рисунок 1. Пример универсального зажима для ликвидации аварий на ВЛ 35-220 кВ

2.5.5.19. Для обеспечения возможности безопасной работы под напряжением на ВЛЗ 6-35 кВ следует применять натяжную и поддерживающую арматуру, устанавливаемую без снятия изоляции. Арматуру, устанавливаемую со снятием изоляции, допускается применять при невозможности использования арматуры других типов.

2.5.5.20 В целях повышения надежности распределительных сетей и снижения затрат на проведение ремонтно-восстановительных работ, связанных с падениями деревьев на ВЛ, при реконструкции, ремонте и новом строительстве ВЛ 6-20 кВ как с защищенными, так и неизолированными проводами, проходящих в лесных массивах, рекомендуется применять самовосстанавливающиеся воздушные линии (СВЛ). Конструкция подвесных зажимов должна исключать глухое крепление провода, что способствует проскальзыванию провода через зажим в случае падения дерева на ВЛ и позволяет автоматически восстановить нормативные стрелы провеса провода за счёт продольного натяжения в анкерном пролёте после устранения упавшего дерева с ВЛ. СВЛ предназначена для применения на промежуточных опорах. Пример СВЛ приведен на рисунке 2.

Рисунок 2. Пример конструкции СВЛ.



2.5.6. Защита от грозовых перенапряжений

2.5.6.1. Основным средством защиты ВЛ от перекрытий вследствие ударов молнии в элементы ВЛ являются подвеска грозозащитных тросов и заземление опор. Допускается применение ОПН на ВЛ 110 кВ и выше в районах по гололеду IV и выше вместо установки грозозащитного троса.

2.5.6.2. ВЛ 110 кВ и выше, как правило, должны быть защищены по всей длине от грозовых перенапряжений и прямых попаданий молний грозозащитными тросами.

2.5.6.3. Для ВЛ до 35 кВ включительно применение грозозащитных тросов по трассе ВЛ не требуется, за исключением участков подхода к РУ и ПС. Применение тросов и/или защитных аппаратов для повышения надежности работы ВЛ до 35 кВ допускается при наличии ТЭО.

2.5.6.4 Воздушные линии 110-220 кВ, предназначенные для электроснабжения объектов добычи и транспорта нефти и газа, должны быть защищены от прямых ударов молнии по всей длине.

2.5.6.5. Защита подходов ВЛ к ПС должна выполняться тросами и/или защитными аппаратами.

2.5.6.6. При прохождении ВЛ в районах с высоким удельным сопротивлением грунтов для увеличения грозоупорности ВЛ рекомендуется рассматривать усиление контуров заземления опор протяжёнными и глубинными заземлителями, а при недостаточности данной меры использовать совместное применение грозозащитных тросов и устройств защиты от перенапряжений, в том числе линейных ОПН или РМЗ. В случае применения ОПН в качестве устройств защиты от перенапряжений на ВЛ 6-

35 кВ в электрических сетях с изолированной (компенсированной) нейтралью предпочтение следует отдавать ОПН с внешним искровым промежутком, а на ВЛ 110 кВ и выше ОПН без внешнего искрового промежутка.

2.5.6.7. В электрических сетях напряжением 110 кВ и выше при новом строительстве и реконструкции следует предусматривать установку защитных аппаратов со счетчиками срабатываний, а для ОПН - с датчиком тока импульсов срабатывания и возможностью измерения токов утечки под рабочим напряжением.

2.5.6.8. На двухцепных ВЛ 110 кВ и выше, для снижения количества двухцепных грозовых перекрытий рекомендуется применять усиление изоляции одной из цепей на 20-30 % по сравнению с изоляцией другой цепи.

2.5.6.9. Применение на ВЛ 6-35 кВ устройств защиты от грозовых перенапряжений должно обеспечивать защиту:

- проводов от перегрева и термического разрушения;
- подходов к РУ ПС;
- изоляции ВЛ от перекрытий и повреждений;
- коммутационного оборудования;
- кабельных муфт;
- мест пересечения ВЛ с инженерными сооружениями;
- столбовых и мачтовых ТП.

2.5.6.10. На ВЛ с защищенными проводами, проходящих по населенной местности и зоне с грозовой активностью 20 грозовых часов и более, необходимо также предусматривать при проектировании установку устройств защиты от перенапряжений.

2.5.6.11. Металлические элементы кронштейнов и крюков ВЛИ 0,4 кВ должны обеспечивать возможность болтового присоединения проводников повторного заземления.

2.5.6.12. Присоединение нулевого проводника к заземляющему спуску опоры ВЛИ 0,4 кВ при выполнении повторного заземления рекомендуется выполнять с применением специальных гибких проводников.

2.5.7. Линейное коммутационное оборудование 6-35 кВ

2.5.7.1. Для оптимизации режимов работы, повышения надёжности электроснабжения потребителей, сокращения затрат на эксплуатацию и ремонтно-восстановительные работы необходимо при проектировании автоматизировать сети 6-35 кВ посредством:

- применения автоматического ввода резерва;
- применения вакуумных выключателей наружной установки (реклоузеров), с микропроцессорными блоками управления, позволяющими программировать работу выключателей под требуемые режимы работы для секционирования ВЛ;
- организации системы АПВ как на линейных выключателях ЦП,

так и на секционирующих пунктах ВЛ;

- применения КА для отключения ответвлений ВЛ;
- оснащения устройствами определения мест повреждения ВЛ;
- организации непрерывного контроля с применением АСМД ВЛ в соответствии с подразделом 3.7.3 Технической политики.

2.5.7.2. Пункты секционирования с вакуумными выключателями и пункты автоматического включения резерва необходимо устанавливать на магистральных линиях 6-35 кВ, а также на протяженных ответвлениях ВЛ при наличии ТЭО.

2.5.7.3. Пункты АВР и секционирующие пункты должны быть оснащены вакуумными выключателями и микропроцессорными устройствами защиты и автоматики.

2.5.7.4. Для отключения ответвлений от магистрали, длина которых составляет более 1,5 км, рекомендуется устанавливать КА в начале этих ответвлений.

2.5.7.5. С целью повышения управляемости и контролируемости за работой электрической сети все системы автоматизации должны работать с возможностью передачи информации в ЦУС о текущем состоянии оборудования, а также обеспечивать возможность дистанционного управления данным оборудованием.

2.5.8. Требования к ВЛ, проходящим в сложных климатических, геологических и особых условиях

2.5.8.1. К районам со сложными климатическими, геологическими и особыми условиями относятся:

- гололедный район IV и выше (толщина стенки гололёда
25 мм и более с повторяемостью 1 раз в 25 лет);
- ветровой район V и выше (нормативное ветровое давление 1000 Па и более на высоте 10 м над поверхностью земли с повторяемостью 1 раз в 25 лет);
- районы, где ветровое давление при гололёде с повторяемостью 1 раз в 25 лет превышает 280 Па независимо от района по гололёду;
- районы с частой и интенсивной пляской проводов;
- районы с вечномерзлыми, обводненными, заболоченными, пучинистыми грунтами;
- районы с частыми низовыми или торфяными пожарами;
- районы с высоким риском вандализма;
- районы, где аварийность ВЛ данного класса напряжения от воздействия гололёдно-ветровых нагрузок превышает среднюю по региону, независимо от района по ветру или гололёду, по картам климатического районирования или региональным картам;
- районы с высокой степенью загрязнения изоляции.

2.5.8.2. При проектировании ВЛ в сложных климатических и

геологических условиях необходимо учитывать проблемы, возникающие при эксплуатации ВЛ в рассматриваемых регионах, такие, как:

- повышенная вибрация проводов и тросов;
- схлёстывание проводов и тросов при пляске, сбросе гололёда и при ветровых воздействиях;
- низкая грозоупорность ВЛ;
- перекрытия изоляции при низовых и торфяных пожарах, а также в результате загрязнения от промышленных комплексов, крупных промышленных предприятий, ТЭС и источников увлажнения с высокой электрической проводимостью (в местах пересечения с автодорогами обрабатываемыми химическими реагентами и обрабатываемыми сельскохозяйственными угодьями);
- криогенное разрушение железобетонных свай;
- морозное пучение свай фундаментов опор и пр.

2.5.8.3. В районах с частым образованием гололёда и в особых гололёдных районах, а также в районах с высокими ветровыми нагрузками необходимо рассматривать возможность строительства КЛ взамен ВЛ.

2.5.8.4. В целях обеспечения надежной работы ВЛ в районах со сложными климатическими условиями следует рассматривать мероприятия и варианты сооружения ВЛ:

а) в гололёдных районах, а также в районах с высокими ветровыми нагрузками:

- сооружение ВЛ в «гололедоупорном» выполнении, т.е. рассчитанных на максимально наблюдаемые гололедно-ветровые нагрузки (применение опор, проводов и линейной арматуры с повышенной механической прочностью, применение специальных типов проводов с высокими антигололёдными характеристиками, применение уменьшенных длин анкерных пролётов), без применения плавки гололеда;
- сооружение ВЛ с организацией плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах;
- применение междуфазовых изолирующих распорок, ограничителей гололедообразования и налипания мокрого снега на проводах, применение опор с увеличенными расстояниями между фазными проводами и между проводами и тросами, гасителей пляски для предотвращения схлестывания проводов при сбросе гололеда;
- для ВЛ 35 кВ и выше - применение двухцепных поддерживающих и натяжных гирлянд с раздельным креплением цепей к опоре;
- применение стеклянных изоляторов или, при наличии соответствующего обоснования, полимерных;
- горизонтальное расположение фаз ВЛ;
- применение АИСКГН;

б) в районах с интенсивной пляской проводов:

- для ВЛ 6-35 кВ - применение междуфазовых изолирующих

распорок;

- для ВЛ 110 кВ и выше - применение гасителей пляски;
- применение опор с увеличенными расстояниями между фазными проводами и между проводами и тросами с учётом возможных траекторий проводов при пляске;
- для ВЛ 110 кВ и выше - применение одноцепных ВЛ с горизонтальным расположением фаз и ОПН вместо грозотроса (при числе грозовых отключений, не превышающем трех в год для ВЛ 110-330 кВ и одного для ВЛ 500 кВ), пониженное (до 25% от разрывного усилия) тяжение проводов и тросов, с одновременным уменьшением длин пролетов ВЛ;
- для ВЛ 6-110 кВ включительно - применение уменьшенных длин анкерных пролётов и использование конструкций опор, в том числе и изготовленных из композитных материалов;

в) в районах с высоким риском вандализма:

- применение свободностоящих опор, в том числе многогранных, железобетонных секционированных и композитных, применение конструкций опор, характеризующихся повышенной защищённостью от воздействия третьих лиц;
- применение полимерной изоляции;

г) в районах с частыми низовыми и торфяными пожарами:

- применение опор с увеличенной высотой подвеса провода, при соответствующем экономическом обосновании. Материал опор ВЛ 0,4-35 кВ (деревянные, железобетонные, металлические, композитные) должен выбираться в зависимости от местности, условий и способа монтажа на основании ТЭО с учётом минимизации последствий воздействия пожаров в охранной зоне ВЛ;
- применение стеклянных изоляторов;

д) в районах с вечномерзлыми, обводненными, заболоченными, пучинистыми грунтами:

- применять, как правило, опоры и фундаменты индивидуальной конструкции (как вновь разработанные, так и изготавливаемые по чертежам повторного применения);
- допускается применение монолитных бетонных фундаментов;
- для закрепления опор в многолетнемерзлых грунтах следует, как правило, использовать фундаменты, обеспечивающие сохранение мерзлого состояния грунтов в процессе строительства и в течение всего периода эксплуатации ВЛ. Рекомендуется использование стальных (забивных и винтовых) свай, внутренняя полость которых заполнена легким (вспененным) материалом в заводских условиях;

е) в районах с высокой степенью загрязнения изоляции:

- применение опор с увеличенной высотой подвеса гирлянд изоляторов крепления провода;
- применение изоляторов с увеличенной длиной пути тока утечки;

- применение изоляторов с гидрофобным покрытием.

2.6. Кабельные линии

2.6.1. Общие положения

2.6.1.1. Основными направлениями технической политики при проектировании, строительстве, техническом перевооружении и эксплуатации КЛ и кабельных перемычек 110 кВ и выше (КЛ) являются:

- обеспечение надежности и эффективности работы КЛ;
- применение кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ);
- применение стационарных систем непрерывного контроля с применением АСМД КЛ 110 кВ и выше;
- снижение стоимости строительства и эксплуатации КЛ;
- сокращение влияния на экологию за счет оптимального использования земли, применение конструкций и проектных решений, требующих при прочих равных условиях наименьшего отчуждения земли в постоянное и временное пользование;
- снижение потерь электроэнергии в КЛ;
- применение конструкций и материалов, обеспечивающих стойкость к вандализму, расхищениям и нанесению ущерба третьими лицами;
- использование передовых, безопасных методов строительства, эксплуатации и ремонта;
- по мере развития технологий диагностики КЛ применение систем диагностики технического состояния КЛ под рабочим напряжением без вывода из работы;
- оснащение КЛ 35 кВ и выше средствами определения места КЗ КЛ;
- оснащение КЛ 6-20 кВ в электрических сетях с изолированной нейтралью устройствами определения места КЗ КЛ топографического типа, позволяющими определять направление протекания тока КЗ к месту повреждения и передачи информации о поврежденном участке электрической сети.

2.6.1.2. КЛ должны соответствовать следующим основным требованиям:

- КЛ 6 кВ и выше должны быть нанесены на электронные карты ГИС ПТК ЦУС с наложением на план местности с геоподосновой, с указанием инженерных коммуникаций вблизи КЛ, мест установки муфт и нанесением координатных меток;
- в КЛ 110 кВ и выше должен осуществляться непрерывный контроль с применением АСМД текущих параметров и текущего состояния (в первую очередь параметров пропускной способности КЛ) на основе применения волоконно-оптических цифровых технологий, позволяющих удалённо получать информацию о соответствующих контролируемых параметрах на электронных картах ГИС ПТК ЦУС;
- в электрической сети 6-35 кВ должны применяться устройства защиты и автоматики, действующие по логической схеме отключения

поврежденного участка и функцией самовосстановления неповрежденных участков с отображением информации на электронных картах ГИС ПТК ЦУС.

2.6.1.3. ГИС ПТК ЦУС должен функционировать на базе общей информационной модели (CIM-модель) сети.

2.6.1.4. При новом строительстве или реконструкции КЛ применяемые оборудование и материалы (конструктивно законченные узлы и элементы, непосредственно участвующие в основном технологическом процессе передачи, преобразования, распределения электроэнергии) должны иметь дополнительную маркировку по технологии автоматической идентификации и сбора данных (например, в виде QR-кода, или штрих-кода, или RFID-метки).

Минимальный состав информации для кодировки:

- диспетчерское наименование (при наличии);
- наименование продукции с указанием основных технических параметров;
- наименование производителя;
- товарный знак производителя;
- сведения о сертификации и аттестации изделия;
- информация о дате поставки/монтажа/плановом ремонте;
- информация о гарантийных сроках на продукцию.

Локализованными считать данные, изменение которых (первичная запись, излечение, хранение, обновление и пр.) происходит на территории Российской Федерации. Доступ к локализованным данным для пользователей, находящихся за пределами Российской Федерации, ограничен, но может быть осуществлен в рамках заключенных соглашений, включающих политики, регламентирующие оборот и использование данных, и может быть прекращен без потери функционала и ухудшения промышленной безопасности объектов энергетики.

2.6.2. Технические решения при проектировании, новом строительстве и реконструкции КЛ

2.6.2.1. Обязательным условием проектирования КЛ должно являться наличие разрешения на размещение объектов строительства на земельных участках в соответствии с действующим законодательством , а также согласование с собственником инженерных коммуникаций на пересечение, сближение с проектируемыми КЛ, а при пересечении КЛ с судоходными реками и другими водными пространствами - владельцев инженерных сооружений и организаций, осуществляющих хозяйственное использование водного объекта.

2.6.2.2. При проектировании КЛ рекомендуется применять унифицированные или типовые конструкции кабельных колодцев, кабельных сооружений и других элементов, соответствующих действующим НПА и ЛНА.

2.6.2.3. На этапе подготовки исполнительной документации КЛ и подготовки отчетной документации необходимо готовить макет в

соответствии с правилами описания объектов применяемой информационной системы для последующего оперативного внесения изменений в архитектуру объектов информационной системы и базу данных оборудования.

2.6.2.4. При разработке проектной документации по КЛ следует применять технологии, направленные на сокращение производства земляных работ, в том числе за счёт применения бестраншейного способов прокладки КЛ (горизонтально - направленного бурения) или коллекторов в целях защиты природоохранных зон и благоустроенных участков городов и местах, насыщенных инженерными коммуникациями и объектами инфраструктуры;

2.6.2.5. Проектирование КЛ должно осуществляться по принципу минимизации количества соединительных муфт, унификации применяемого оборудования.

2.6.2.6. Проектирование КЛ в особых условиях (подводная прокладка, прокладка КЛ по конструкциям мостов), КЛ новых классов напряжения или нового конструктивного исполнения, сооружение переходных пунктов на специальных опорах должно осуществляться на основе соответствующих проектно-конструкторских и, при необходимости, научно -исследовательских работ, специальных технических условий.

2.6.2.7. При проектировании подводной прокладки КЛ необходимо предусматривать:

- выход кабеля в береговые камеры;
- резерв, при подводной прокладке однофазных кабелей 110 кВ и выше: для одной КЛ - одна фаза, для двух КЛ - две фазы, для трёх и более количество определяется проектной документацией, но не менее двух фаз. Резервные фазы должны быть проложены так, чтобы они могли быть использованы взамен любой из действующих рабочих фаз.

2.6.2.8. При проектировании КЛ должно учитываться:

- номинальное напряжение сети и режим заземления нейтрали;
- частота и длительность перегрузки;
- ток и время отключения КЗ и ОЗЗ;
- требуемая нагрузочная способность КЛ;
- климатические условия;
- особые требования к конструкции кабеля (встроенное в кабель оптоволокно), а также герметизация (продольная или поперечная) изоляции кабеля;
- условие обеспечения сохранности КЛ от действий посторонних лиц;
- нагрев КЛ от близко расположенных источников тепла, температура почвы, воздействие солнечной радиации;
- геометрическое расположение кабелей однофазной конструкции;
- способ и условия прокладки, состояние природной среды (агрессивность грунта, подземных вод и другие);
- способ обустройства экранов, наличие и расположение пунктов транспозиции экранов кабелей однофазной конструкции;
- строительная длина и количество соединительных и концевых

муфт, места их расположения;

- требования пожарной безопасности;
- компенсация температурного удлинения;
- ремонтопригодность и устройство технологического запаса на случай замены соединительных муфт;
- обеспечение и удобство технического обслуживания.

2.6.2.9. Проектирование и строительство новой КЛ следует производить на основании утвержденной схемы развития электрических сетей. При прокладке КЛ по населенной местности трасса должна выбираться в соответствии с РД 34.20.185-94 «Инструкция по проектированию городских электрических сетей», утвержденной градостроительной документацией (генеральными планами городов и других населенных пунктов, схемами и проектами планировки и застройки территориальных образований и др.).

2.6.2.10. В городах одиночные КЛ следует, как правило, прокладывать в земле (траншеях) по непроезжей части улиц, под тротуарами, по дворам и техническим полосам в виде газонов.

2.6.2.11. Технические решения при строительстве (прокладке) КЛ (КВЛ) должны исключать возможность повреждения смежных фаз кабеля при возникновении повреждения на одной из фаз.

2.6.2.12. Прокладку КЛ в количестве 10 и более в потоке рекомендуется производить в коллекторах, кабельной трубной канализации и кабельных туннелях. При пересечении улиц и площадей с усовершенствованными покрытиями и с интенсивным движением транспорта КЛ должны прокладываться в специализированных термостойких трубах для защиты силовых кабелей, в том числе с возможностью определения места повреждения кабеля в трубе, выполненных из немагнитных материалов.

2.6.2.13. В стесненных или заполненных подземными коммуникациями участках трассы, при пересечении шоссейных, железных дорог, рек, каналов и других водоемов, широких улиц и улиц с интенсивным движением и другие рекомендуется производить прокладку КЛ закрытым способом.

2.6.2.14. На участках пересечений рекомендуется предусматривать резервные кабели или резервные трубы.

2.6.2.15. Трубы для прокладки кабеля должны быть специализированными термостойкими для защиты силовых кабелей, в том числе с возможностью определения места повреждения кабеля в трубе, выполненными из немагнитных материалов. Допускается прокладка трёхжильных кабелей или скрепленных в треугольник однофазных кабелей в трубах из магнитного материала. При этом расчёт допустимой токовой нагрузки должен быть выполнен с учётом дополнительных потерь в трубе.

2.6.2.16. Вводы кабелей в здания, кабельные сооружения и другие помещения должны быть выполнены в асбоцементных, бетонных, керамических или полимерных трубах.

2.6.2.17. Необходимость прокладки резервных труб должна

определяться ТЭО, при этом для КЛ 110 кВ и выше при длине трубного участка более 100 м, а также в других случаях, при наличии обоснования, для скорейшего выполнения ремонтных работ следует предусматривать резервные трубы с заложенным резервным кабелем (для КЛ из кабелей однофазной конструкции - по одному кабелю на каждую цепь). При применении трубных участков длиной более 500 метров, как правило, должен быть предусмотрен резерв - не менее двух труб на каждую цепь. При прокладке КЛ в трубах следует применять специализированные термостойкие трубы для защиты силовых кабелей, в том числе с возможностью определения места повреждения кабеля в трубе.

2.6.2.18. При необходимости прокладки КЛ в агрессивных грунтах должны быть предусмотрены мероприятия по замене грунта, при этом следует дополнительно рассматривать необходимость прокладки КЛ в герметизированных трубах.

2.6.2.19. КЛ, в том числе и на участках КВЛ, должна быть защищена от перенапряжений (грозовых и коммутационных) с установкой ОПН. При этом не требуется защита от грозовых перенапряжений кабельных вставок 35 - 220 кВ длиной 1,5 км и более на КВЛ, защищенных тросами.

2.6.2.20. Для КЛ 35 кВ и выше после предварительного выбора сечения и конструкции кабеля должен выполняться уточняющий тепловой расчет КЛ по ГОСТ Р МЭК 60287 с учетом всех факторов, определяющих температурный режим кабеля.

2.6.2.21. Заходы кабелей в здание ПС и другие кабельные сооружения (камеры, коллекторы, микротоннели и т.д.), места ответвлений, проходов через каждое перекрытие и строительные конструкции должны герметизироваться современными несгораемыми материалами (изделиями) с пределом огнестойкости не менее EI 45, многоразового применения, обеспечивающими надежную гидроизоляцию от поступления грунтовых вод.

Конструкция узлов герметизации кабеля в перекрытиях КРУЭ должна быть разборной и иметь многоразовое использование.

2.6.2.22. Переходные пункты (ПП) на КВЛ, размещаемые на селитебной территории, следует предусматривать закрытого типа или с размещением на специальных переходных опорах (порталах), на территории ОРУ ПС переходные пункты следует выполнять открытого типа наземного исполнения.

2.6.2.23. При размещении ПП на специальных переходных опорах (порталах) необходимо предусматривать следующие решения:

- конструкция опор должна учитывать дополнительную нагрузку;
- кабельные муфты, ОПН, опорные изоляторы и другое оборудование должны быть размещены на специальных конструкциях, позволяющих выполнять работы по обслуживанию оборудования без сборки лесов и применения подъёмных механизмов;
- должен быть исключён доступ сторонних лиц;

- кабель должен быть защищен от механических повреждений от уровня земли до опорной плиты концевой муфты;
- по трассе КЛ перед концевыми муфтами должен быть предусмотрен запас кабеля для перемонтажа концевой муфты.

2.6.3. Кабели

2.6.3.1. При сооружении кабельных линий необходимо руководствоваться следующими требованиями:

- применять кабели, прошедшие предквалификационные испытания на надежность по ГОСТ Р МЭК 60840, ГОСТ Р МЭК 62067;
- для КЛ классов напряжений 110 кВ и выше должны применяться кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена и сечениями токопроводящих жил до 3000 мм^2, с продольной герметизацией по жиле, поперечной и продольной герметизацией по экрану от проникновения влаги, в том числе нового поколения полностью из герметизированных конструкций, со встроенным оптоволокном для мониторинга температуры кабеля;
- для подводной прокладки должны применяться бронированные кабели единой строительной длиной с изоляцией из сшитого полиэтилена, обеспечивающие работу в течение назначенного срока службы в условиях гидростатического давления;
- для КЛ напряжением 20, 35 кВ должны применяться кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена; необходимость применения кабеля со встроенным оптоволокном для мониторинга температуры кабеля должна определяться при проектировании;
- для КЛ всех классов напряжений рекомендуется применять кабели с усиленной наружной полиэтиленовой оболочкой для прокладки в земле, предпочтительно имеющие возможность прокладки при температуре до минус 20°С без предварительного подогрева, с наружным полупроводящим слоем, в том числе в составе огнезащитного покрытия, наносимого при прокладке кабеля на его оболочку, выполненную из материалов пониженной горючести, с низким дымо- и газовыделением или из безгалогенных композиций с высоким кислородным индексом для прокладки в инженерных сооружениях;
- при проектировании перехода КЛ с берега в море при наличии сильного морского прибоя, прокладки кабеля на участках рек с сильным течением и размываемыми берегами, а также на больших глубинах (от 40 до 60 м) необходимо выбирать кабель с двойной металлической броней;
- для прокладки в горной местности применять бронированные кабели и прокладывать их в специальных инженерных сооружениях;
- для прокладки в зонах сейсмической активности применять кабели бронированные. Способ прокладки должен определяться проектной документацией с применением специальных мер защиты;
- для прокладки КЛ в кабельных сооружениях должны применяться пожаробезопасные силовые кабели с оболочкой, не распространяющей

горение, с низким выделением токсичных газов и дыма;

- для прокладки кабелей в системах противопожарной защиты, а также в других системах, которые должны сохранять работоспособность системы в условиях пожара, применять кабель огнестойкий, не распространяющий горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газовыделением исполнения «нг»;
- для прокладки кабелей в почвах, содержащих вещества, разрушительно действующие на оболочки кабелей (солончаки, болота, насыпной грунт со шлаком и строительным материалом), а также в зонах, опасных из-за воздействия электрокоррозии, применять кабели со свинцовыми оболочками и усиленными защитными покровами или кабели с алюминиевыми оболочками и усиленными защитными покровами;
- для прокладки кабелей в почвах, подверженных смещению, должны применяться кабели с проволочной броней, или приниматься технические решения по устранению усилий, действующих на кабель при смещении почвы;
- для прокладки и крепления кабелей в кабельных сооружениях должны применяться металлоконструкции с болтовыми соединениями конструктивных элементов, с антикоррозийным покрытием, выполненным в заводских условиях методом горячего или термодиффузионного оцинкования. Фиксация кабелей к металлоконструкциям должна осуществляться преимущественно кабельными хомутами из полимерных материалов.

2.6.3.2. Выбор сечения жилы кабеля должен проводиться, исходя из расчета необходимой пропускной способности и термической устойчивости к току КЗ, глубины прокладки, температуры окружающей среды, термического сопротивления почвы, способа размещения кабелей (в плоскости или треугольником), наличия протяженных трубных переходов, типа заземления и расчетного сечения экранов кабеля, расстояния между цепями, конструкции кабеля, наличие инженерных коммуникаций (КЛ, теплосеть и другие).

2.6.3.3. Пропускная способность КЛ должна быть определена из расчета электрических режимов в прилегающей сети для нормальных и ремонтных схем сети с учетом максимального потребления района перспективного развития электрической сети и роста нагрузок. Выбор сечения жилы кабеля следует подтверждать расчетом в соответствии с требованиями ГОСТ 22483, ГОСТ Р МЭК 60287-2-1 и ГОСТ Р МЭК 60949.

2.6.3.4. В распределительных сетях до 1 кВ должны применяться кабели с нулевой жилой. Сечение нулевой жилы для КЛ, питающих в основном однофазные нагрузки (более 50 % по мощности), должно быть не менее сечения фазного провода. Сечение нулевой жилы может быть больше сечения фазного провода, если это требуется для обеспечения допустимых отклонений напряжения у потребителя, а также при невозможности обеспечения другими средствами необходимой селективности защиты линии от однофазных КЗ. Во всех остальных случаях проводимость нулевого

провода следует принимать не менее 50 % от проводимости фазных проводов. Использование для указанной цели свинцовых оболочек трехжильных силовых кабелей допускается лишь в реконструируемых городских электрических сетях 220/127 и 380/220 В.

2.6.3.5. Рекомендуется применять кабели и кабельную арматуру одного производителя или разных производителей, прошедших совместные испытания (аттестацию) в составе кабельной системы.

2.6.3.6. Кабели должны соответствовать требованиям пожарной безопасности по ГОСТ 31565, а также соответствовать требованиям по допустимым максимальным рабочим напряжениям, по величине и длительности повышения напряжения согласно ГОСТ Р 57382.

2.6.3.7. В соответствии с требуемой нагрузочной способностью КЛ сечение токоведущих жил кабелей должно выбираться по участку с наихудшими условиями охлаждения кабеля длиной не менее 10 м согласно:

- ГОСТ 31996 для кабелей с пластмассовой изоляцией на номинальное напряжение до 1 кВ;
- МЭК 60502-2 для кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение 6-20 кВ;
- каталожным (справочным) данным заводов - изготовителей для кабелей других конструкций и классов напряжения.

2.6.3.8 Следует применять кабели со сроком службы не менее 30 лет.

2.6.4. Арматура кабелей высокого напряжения

2.6.4.1. Количество и типы применяемой арматуры кабелей должны определяться проектной документацией по прокладке КЛ. Арматура должна иметь максимальную степень заводской готовности, обеспечивающую минимизирование влияния человеческого фактора при монтаже и вероятности повреждения элементов конструкции муфт при монтаже и транспортировке.

2.6.4.2. При выборе кабельной арматуры для КЛ 110 кВ и выше следует руководствоваться требованиями:

- применять кабельную арматуру, прошедшую предквалификационные испытания на надежность по ГОСТ Р МЭК 60840, ГОСТ Р МЭК 62067;
- концевая арматура (концевые муфты и элегазовые ввода) должна быть разборной, предпочтительно иметь наружный изолятор из полимерных материалов, ориентированная на исключение применения жидких диэлектрических сред и подпитывающей арматуры (кроме случаев, оговоренных в проектной документации), позволять производить снятие изолятора для выполнения ремонтных профилактических работ, адаптированная к монтажу кабелей с оптическими волокнами, интегрированными в экран кабеля. Композитные изоляторы для концевых муфт наружной установки следует применять с различными длинами пути утечки в зависимости от степени загрязнения атмосферы на объекте;

- применять сухие (без заполнения компаундом) соединительные и соединительные-транспозиционные муфты сборной конструкции, конструктивные элементы которых прошли заводские испытания, с возможностью их размещения в грунте и в кабельных сооружениях, с надежной герметизацией от проникновения влаги, простотой монтажа, с соединением оптических волокон (встроенных в экран кабеля), не требующие технического обслуживания, с наибольшим сроком хранения ремонтного комплекта (не менее трех лет);
- должна применяться соединительная арматура, не требующая технического обслуживания;
- должна применяться арматура, конструкция которой обеспечивает защиту от механических повреждений, проникновения воды и пыли;
- должна применяться концевая арматура, имеющая специальные адаптеры для периодического контроля уровней ЧР с помощью передвижных измерительных установок, а также иметь конструкцию для возможности установки стационарных датчиков контроля частичных разрядов и измерения токов в экранах кабелей;
- для установки и крепления концевых муфт следует применять металлоконструкции с антикоррозийным покрытием, выполненным в заводских условиях методом горячего или термодиффузионного оцинкования;
- срок службы кабельной арматуры - не менее 30 лет.

2.6.4.3. В качестве кабельной арматуры для КЛ 1-35 кВ следует применять:

- арматуру на основе термоусаживаемых трекингостойких, негорючих, не распространяющих горение трубок и изделий;
- кабельную арматуру холодной усадки и на основе предварительно изготовленных на предприятиях - изготовителях эластомерных элементов.

2.6.5. Требования к обустройству экранов кабелей

2.6.5.1. В однофазных кабелях с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ или XLPE) до 500 кВ включительно необходимо обращать повышенное внимание к выбору сечения, способам соединения и заземления экранов.

2.6.5.2. Выбор конструкции, сечения экрана и способ его заземления должен осуществляться по условиям допустимого нагрева КЛ в нормальном режиме работы, а также по условиям его термической стойкости, в том числе в режиме протекания токов КЗ, с обеспечением электробезопасности обслуживания коробок транспозиции согласно действующим требованиям с учетом их количества, мест расположения и проектирования КЛ по принципу минимизации количества соединительных транспозиционных муфт.

2.6.5.3. Проверка допустимости выбранного способа заземления экранов кабелей и расчет транспозиции экранов должны осуществляться при проектировании с учетом допустимых напряжений на экранах кабелей при протекании по жиле максимального рабочего тока и тока КЗ в течение

времени, обусловленного условиями работы защиты и автоматики.

2.6.5.4. Специализированные транспозиционные колодцы для кабельных линий должны быть герметичными, обслуживаемыми и иметь защиту от доступа посторонних лиц.

2.6.5.5. Экраны кабелей должны заземляться в соответствии с выбранной схемой устройства экранов путём присоединения к заземляющему устройству ПС, пункта транспозиции или переходного пункта. Сечение заземляющего проводника должно выбираться по результатам соответствующих расчетов.

2.6.5.6. При заземлении металлических экранов кабелей на ПС и переходных пунктах экраны должны подключаться непосредственно к контуру заземления или через коробку заземления. В случае если концевая муфта устанавливается на открытом переходном пункте или ОРУ ПС, конструкция ящика заземления должна предусматривать его наружную установку. Коробка заземления должна обеспечивать возможность разземления экранов кабелей для проведения испытаний. При одностороннем заземлении экранов кабелей в месте их разземления между металлическими экранами и контуром заземления должны быть установлены ОПН, размещенные в концевой коробке.

2.6.5.7. Проводники соединения (транспозиции) и заземления экранов должны быть доступны для измерения токов токоизмерительными клещами на КЛ, находящейся под нагрузкой.

2.6.5.8. Для КЛ 110 кВ и выше, в случае применения схемы заземления экранов с их транспозицией, следует применять коробки (ящики, шкафы) для транспозиции экранов из немагнитного материала, с надежной герметизацией от проникновения влаги, простотой монтажа и возможностью перемонтажа кабелей транспозиции без замены конструктивных элементов. Рекомендуется применение конструкции коробок с ОПН, которые можно не отключать на время проведения испытаний оболочки кабеля постоянным напряжением 10 кВ, с размерами коробок, позволяющими их замену без разборки строительных конструкций кабельных сооружений (колодцев). Для размещения коробок транспозиции (заземления) преимущественно использовать кабельные сооружения (транспозиционные колодцы).

2.6.6. Кабельные коллекторы и подземные сооружения

2.6.6.1. Кабельные коллекторы и подземные сооружения (кабельные туннели, кабельные галереи и камеры закрытых переходов) должны соответствовать следующим требованиям:

- обеспечивать удобство проведения осмотров, технического обслуживания и ремонта КЛ;
- обеспечивать надежную безопасную работу строительных конструкций;
- обеспечивать надежность работы инженерных систем

жизнеобеспечения.

2.6.6.2. Технологические решения при проектировании кабельных коллекторов и подземных сооружений (кабельные сооружения) должны выбираться, исходя из условий:

- целесообразности и экономической обоснованности;
- выполнения экологических мероприятий в соответствии с действующим законодательством;
- применения единого стиля оформления фасадов вентшахт и венткиосков кабельных коллекторов.

2.6.6.3. Применение кабельных сооружений (проходных либо непроходных) или закрытых трубных переходов методом горизонтально - направленного бурения рекомендуется при прокладке КЛ в районах жилой застройки, в лесопарковых зонах, в особо охраняемых природных зонах, при пересечении железнодорожных путей, транспортных магистралей федерального и регионального значения, инженерных сооружений, водных препятствий, с применением обсадных футляров или дополнительной резервной трубы на каждую цепь КЛ.

2.6.6.4. При выборе способа прокладки кабельных сооружений следует отдавать предпочтение устройству проходных кабельных сооружений методом щитовой проходки, особенно на участках городских сетей, насыщенных инженерными сооружениями и подземными коммуникациями.

2.6.6.5. Конструктивные решения кабельных сооружений должны обеспечивать необходимые радиусы изгиба кабеля, производить перестыковку элегазовых вводов КЛ без разрушения и повреждения конструктивных элементов, иметь площадки для осмотра концевых муфт без сборки лесов и отключения КЛ.

2.6.6.6. Допускается при соответствующем обосновании и разработке специальных технических условий прокладка КЛ в кабельных сооружениях с организацией выходов КЛ на расстоянии до 500 м.

2.6.6.7. При проектировании кабельных сооружений необходимо обеспечить удобный проход в кабельное сооружение обслуживающего персонала, через входы с лестницами и свободный, в любое время года, доступ персонала, автотранспорта и механизмов к входам по автомобильным дорогам с твердым покрытием.

2.6.6.8. Конструкция кабельного сооружения и используемые строительные материалы должны обеспечивать надежную эксплуатацию в условиях повышенной вибрации и возможного поступления грунтовых вод. Высота в свету должна быть не менее 2,5 м.

2.6.6.9. При проектировании и строительстве кабельных сооружений должно максимально ограничиваться применение сборных железобетонных конструкций.

2.6.6.10. В камерах кабельных сооружений должны быть предусмотрены технологические проемы для выполнения ремонтных работ на

КЛ без разборки строительных конструкций (для прокладки кабеля, опускания коробок транспозиции, соединительных муфт, металлоконструкций).

2.6.6.11. Конструкция кабельного сооружения должна обеспечивать возможность прокладки в каждом кабельном сооружении не менее двух резервных цепей КЛ, а также позволять располагать ремонтные соединительные муфты в любом месте кабельного сооружения.

2.6.6.12. Кабельные сооружения всех видов должны выполняться с учетом возможности дополнительной прокладки кабелей в размере 15 % количества кабелей, предусмотренного проектом.

2.6.6.13. Должны применяться специализированные герметичные колодцы для кабельных линий из монолитного железобетона или полимерных материалов с возможностью обслуживания, имеющие защиту от доступа посторонних лиц (вторые антивандальные запирающиеся крышки).

2.6.6.14. При проектировании кабельных коллекторов и подземных сооружений должны быть рассмотрены и применены технологические решения по их оснащению стационарными инженерными системами, исходя из экономической целесообразности, обеспечения безопасности, обеспечения надежности электроснабжения, а также охраны труда и здоровья обслуживающего персонала:

- вентиляции (приточной с механическим побуждением);
- водоудаления (дренажных насосов);
- рабочего и аварийного освещения;
- охранной и пожарной сигнализации;
- контроля загазованности и уровня содержания кислорода;
- контроля температуры;
- эвакуации персонала;
- диспетчерского управления технологическим оборудованием (насосами, вентиляторами, воздушными и огнезадерживающими клапанами);
- высокочастотной стволовой связью;
- учета электроэнергии на эксплуатацию;
- внешнего электроснабжения (второй категории);
- контроля доступа и проникновения посторонних лиц.

2.6.6.15. При проектировании цифровой электрической сети инженерные системы кабельных сооружений должны быть обеспечены системами автоматического контроля, автоматического срабатывания, дистанционного управления и видеонаблюдения, непрерывного контроля с применением АСМД оборудования и аппаратуры.

2.7. Перспективные технологии

2.7.1. Общие положения

2.7.1.1. Применение перспективных технологий позволит совершить переход к электрической сети нового технологического уклада с качественно новыми характеристиками надежности, эффективности,

доступности, управляемости и клиентоориентированности электросетевого комплекса Российской Федерации в целом.

2.7.1.2. К перспективным технологиям для применения в электросетевом комплексе в настоящее время можно отнести:

- оборудование на основе явления сверхпроводимости;
- активно-адаптивные электрические сети;
- вставки постоянного тока и асинхронизированные электромеханические преобразователи частоты;
- аккумуляторные батареи большой мощности и накопители электроэнергии.

2.7.1.3. Широкомасштабное внедрение перспективных технологий возможно после положительного апробирования с учётом подготовленной нормативно-технической базы и подтвержденными технико-экономическими показателями.

2.7.2. Оборудование на основе явления сверхпроводимости

2.7.2.1. Различают два вида сверхпроводимости:

- низкотемпературная (НТСП), соответствующая температуре жидкого гелия (4,2 °К);
- высокотемпературная (ВТСП), соответствующая температуре жидкого азота (77 °К).

Исторически граничной величиной отнесения к ВТСП является температура в 30 °К. В настоящий момент под ВТСП подразумевают сверхпроводники с критической температурой выше точки кипения азота (77 °К или минус 196 °С).

Явление сверхпроводимости заключается в утрате материалом электрического сопротивления при охлаждении ниже характерной для данного материала критической температуры.

2.7.2.2. ВТСП кабель

ВТСП кабели (ВТСП КЛ) применяются для передачи большой мощности (более 50 МВт) на среднем классе напряжения, преимущественно в следующих случаях:

- объединение энергетических «колец» энергосистем мегаполисов;
- питание не удаленных крупных потребителей на «генераторном» напряжении;
- передачи электрической мощности на среднем напряжении, в качестве альтернативы системе электропередачи высокого и сверхвысокого уровня напряжения с большим количеством ступеней трансформации;
- передачи электрической мощности на среднем напряжении, в качестве альтернативы газоизолированным линиям электропередачи.

По конструктивному исполнению ВТСП КЛ делятся на три основные категории:

- одножильный (однофазный) кабель: одна фаза электрического

тока на одну криогенную оболочку;

- трехжильный (трехфазный) кабель: три жилы однофазного кабеля в одной криогенной оболочке;
- триаксиальный кабель: три фазы электрического тока концентрически расположены на общей жиле внутри общей криогенной оболочки.

2.7.2.3. Высокотемпературное сверхпроводниковое токоограничивающее устройство

Высокотемпературное сверхпроводниковое токоограничивающее устройство (ВТСП ТОУ) - это криогенная установка, состоящая из нелинейного резистора, находящегося в изолирующей/охлаждающей среде из жидкого азота.

Основная функция ВТСП ТОУ – практически мгновенное ограничение тока КЗ.

Применение ВТСП ТОУ возможно для:

- ограничения токов КЗ в электрической сети;
- объединения разомкнутых по условиям токов КЗ участков электрической сети.

2.7.3. Активно-адаптивные электрические сети

2.7.3.1. Формирование концепции активно-адаптивной электроэнергетической сети обусловлено развитием таких технологий как:

- FACTS;
- ЛЭП и вставки постоянного тока на основе современных преобразовательных устройств с микропроцессорным управлением;
- высокоскоростные средства связи;
- мониторинг динамических свойств ЭЭС (WAMS - Wide Area Measurement Systems) на основе регистрации векторных параметров электрического режима сети в режиме реального времени с использованием современных технических средств обработки и передачи информации;
- микропроцессорная техника для обработки информации и управления оборудованием;
- внедрение цифровых технологий обработки информации и управления оборудованием, в том числе непрерывного контроля с применением АСМД с предиктивным анализом состояния оборудования.

2.7.4. Вставки постоянного тока и асинхронизированные электромеханические преобразователи частоты

2.7.4.1. Вставка постоянного тока (ВПТ) представляет собой преобразовательную ПС, предназначенную для преобразования переменного тока в постоянный и последующего преобразования постоянного тока в переменный исходной или иной частоты.

2.7.4.2. ВПТ на основе использования элементов силовой электроники позволяют обеспечить:

- соединение двух электроэнергетических систем одной номинальной частоты, но разных нефиксированных фазовых сдвигов;
- соединение электроэнергетических систем с различными частотами и фазами.

2.7.4.3. ВПТ может применяться для объединения разомкнутых по условиям ограничения токов КЗ участков сети с обеспечением управляемого перетока активной и реактивной мощности.

2.7.4.4. Асинхронизированный электромеханический преобразователь частоты (АСЭМПЧ) представляет собой электрическую машину, на общем валу которой установлены два асинхронизированных оборотных двигателя/ генератора (рисунок 2), и является функциональным аналогом ВПТ.

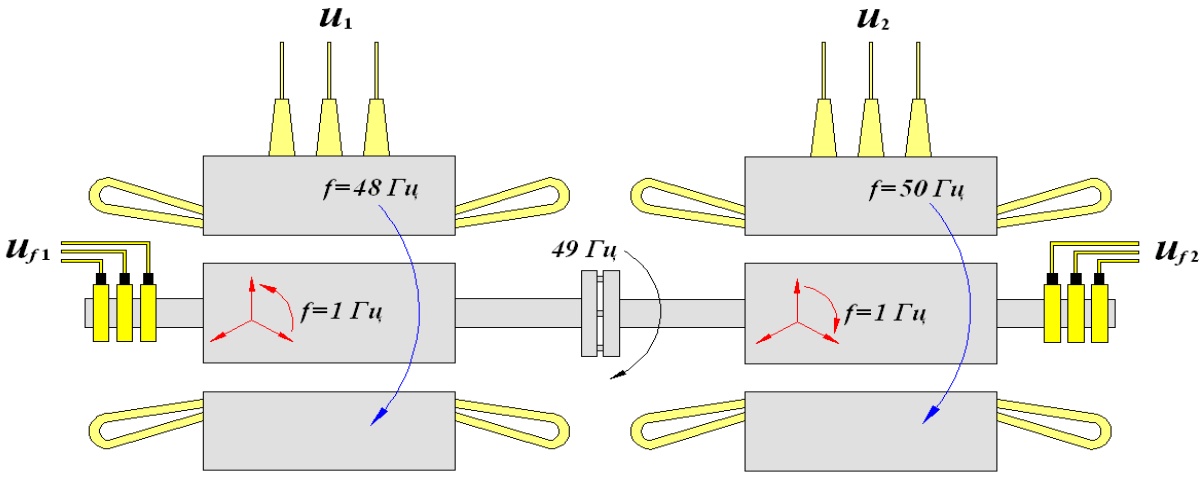


Рисунок 2. Асинхронизированный электромеханический преобразователь (функциональная схема соединений)

2.7.4.5. АСЭМПЧ может применяться с целью:

- ограничения токов КЗ в электрической сети;
- объединения разомкнутых по условиям токов КЗ участков электрической сети без электрической связи;
- осуществления управляемого перетока активной и реактивной мощности

2.7.5. Аккумуляторные батареи большой мощности и накопители электроэнергии

2.7.5.1. Накопитель электроэнергии (НЭ) представляет собой устройство, способное поглощать электрическую энергию, хранить ее в течение определенного времени и отдавать электрическую энергию обратно, в ходе чего могут происходить процессы преобразования энергии, основой которого являются накопители (аккумуляторы).

2.7.5.2. В электрической сети НЭ могут применяться:

- для снижения пиковых нагрузок;
- повышение надежности электроснабжения;

- регулирования частоты и в целом повышения надежности работы электрической сети.

2.7.5.3. НЭ с использованием АБ в распределительной сети 6-35 кВ могут применяться:

- в качестве аварийного резервного источника питания;
- в качестве активного фильтр-компенсирующего устройства, в том числе, обеспечивающего повышение качество электроснабжения, исключающего провалы напряжения, перенапряжение, а также выполняющего функцию опорного накопителя энергии при работе в электрических сетях с объектами микрогенерации, ВИЭ, зарядной инфраструктурой на основе технологий v2g, v2v и т.п.;
- в качестве устройства выравнивания суточного графика нагрузки

НЭ с использованием АБ в сети 110 кВ и выше могут применяться при соответствующем технико-экономическом обосновании.

2.7.5.4. В настоящее время применение находят НЭ на основе АБ различных типов аккумуляторов (натрий-серные NaS, ванадий редоксные VRB, свинцово-кислотные Pb, цинк-бромидные ZnBr, литий-ионные Li-ion).

2.7.5.5. Основными характеристиками НЭ являются:

- энергоемкость - энергия, которую накопитель может запасти и поставить в энергосистему;
- время отклика - время перехода накопителя из нерабочего состояния (холостого хода, режима зарядки) в состояние поставки энергии с заявленными параметрами;
- время разряда - время, в течение которого мощность и энергия поставляются в энергосистему без подзарядки;
- плотность мощности и энергии, определяемой величинами мощности и энергии, приходящимися на единицу веса накопителя

2.8. Автоматизированные системы технологического управления электросетевым комплексом

2.8.1. Общие положения

2.8.1.1 Для осуществления функций по ОТУ ЦУС должен быть оснащен автоматизированной системой технологического управления (АСТУ).

2.8.1.2. Управление АСТУ осуществляться из ЦУС, включающим в себя совокупность ПТК, обеспечивающих централизованное управление объектами цифровой электрической сети, в том числе системы SCADA/OMS/DMS/WFM, центральное хранилище данных сети и средства работы с CIM-моделью сети, ПТК АИИС КУЭ, ПТК систем мониторинга и настройки оборудования.

2.8.1.3. ПТК должен состоять из двух уровней и двух межуровневых систем:

- уровня объектов контроля и управления (АСУТП ПС);

- уровня территориальной сетевой организации – ЦУС (SCADA с приложениями для ЦУС);
- системы управления информационно-технологической инфраструктурой;
- системы управления информационной безопасностью.

На объектовом уровне должна быть предусмотрена передача технологической информации в ДЦ АО «СО ЕЭС» в отношении объектов диспетчеризации.

2.8.1.4. Уровень объектов контроля и управления ПТК должен включать в себя совокупность ПТК устройств управления оборудованием электроэнергетической инфраструктуры. К данному уровню относятся ПТК ПС ВН (110 кВ и выше) и узловых ПС 35 кВ, ПТК РП и ТП СН (6-35 кВ), измерительные преобразователи и другое оборудование, установленное вне территорий ПС непосредственно на переходных пунктах 110-220 кВ, кабельных и воздушных линиях, а также устройства информационно-коммуникационного обеспечения деятельности оперативно - выездных и аварийно-восстановительных бригад. Кроме того, к данному уровню должно относиться оборудование ПТК, установленное и находящееся в собственности потребителей и смежных субъектов электроэнергетики.

2.8.1.5. АСТУ является комплексом средств автоматизации производственно-технического и ОТУ электросетевыми объектами, обеспечивающим решение задач по автоматизации процессов на базе современных программно-технических средств автоматизации, вычислительной техники и информационных технологий:

- сбора и передачи технологической информации с объекта электрических сетей и ее обработки и хранения;
- производства оперативных переключений;
- проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту;
- анализа технического состояния оборудования;
- наблюдаемости за состоянием оборудования и электросетевых объектов.

2.8.1.6. АСТУ предназначена для обеспечения и повышения эффективности функционирования всего производственно-технологического ЭСК за счет обеспечения эффективности деятельности персонала и комплексной автоматизации процессов

2.8.2. Требования по построению информационной модели АСТУ

2.8.2.1. При создании АСТУ за основу должны приниматься действующие национальные стандарты ГОСТ.

2.8.2.2. При построении АСТУ важнейшим инструментом является единство информационных, в том числе расчётных, моделей электрических сетей. В качестве основы для создания указанных моделей должны применяться национальные стандарты серии ГОСТ Р 58651.

2.8.2.3. В составе модели сети должны быть предусмотрены средства

интеграции (в том числе реализованные на платформенных принципах) моделей электрических сетей - описаний смежных энергосистем с целью обеспечения прозрачного обмена информацией о моделях энергосистемы в соответствии с положениями стандартов МЭК серии 61970-30х.

2.8.2.4. Использование АСТУ на единой информационной платформе для ЦУС позволяет:

- исключить необходимость совмещения систем контроля и технологического управления различных производителей и создать корпоративный стандарт оперативно-информационных комплексов;
- осуществлять централизованную поддержку, эксплуатацию ПТК АСТУ и обучение персонала;
- унифицировать программное обеспечение АСТУ и сократить затраты на лицензионное обеспечение.

2.8.2.5. Информационный обмен между АСТУ, установленными в ЦУС ПАО «ФСК ЕЭС» и ПАО «Россети», АСДУ диспетчерских центров субъекта оперативно–диспетчерского управления должен осуществляться по протоколу ICCP/TASE.2 (МЭК 60870-6, МЭК 62351-3).

2.8.2.6. Современный подход к построению АСТУ должен предполагать применение платформенной технологии, которая позволит создать:

- единую системную и прикладную платформу;
- единый интерфейс пользователя;
- единую базу данных;
- единую расчетную модель сети 1150/750/500/330/220/110 (150)/35/20/10/6/0,4 кВ;
- единую среду конфигурирования и администрирования.

Целевой функцией внедрения платформенных решений ADMS является снижение затрат на эксплуатацию и получение коммерческой выгоды.

2.8.3. Функциональные требования к АСТУ

2.8.3.1. АСТУ, построенная на технологии ADMS, должна выполнять все функции, предусмотренные для отдельных систем SCADA, DMS, OMS, EMS и другие.

2.8.3.2. Функции SCADA системы должны включать в себя:

- наглядный контроль в режиме реального времени за состоянием оборудования и за ходом технологического процесса, а также прогнозирование и ретроспектива режима работы электрической сети (топологическая окраска сети, организация протоколирования событий, архивы событий и другие);
- возможность геопредставления электрической сети в динамической и удобной для работы форме;
- дистанционное управление электросетевыми объектами (управление коммутационным оборудованием) с блокировкой недопустимых команд;

- предотвращение и локализация технологических нарушений в электрических сетях путем сигнализации о недопустимых (или близких к недопустимым) режимах работы оборудования и ЛЭП, сигнализации и блокировки некорректных действий персонала;
- мониторинг и ведение электронного журнала состояния сети, оборудования и ЛЭП;
- архивирование, резервное копирования и восстановление информации;
- ведение баз данных технологической, нормативной, справочной информации;
- оперативная, технологическая и аналитическая отчетность.

2.8.3.3. Графический интерфейс SCADA системы должен быть наглядным, масштабируемым и легким в эксплуатации пользователями, а также обеспечивать поддержку и увязку с CIM-моделью при отображении графической информации (схемы замещения сети, оборудование, измерения и т.д.), в соответствии с МЭК 61970-453.

2.8.3.4. Платформа АСТУ с располагающимися на ней подсистемами DMS, OMS, EMS, должна иметь возможность интеграции и унификации на базе единой CIM-модели различных модулей расчетно-аналитических унифицированных ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети» задач, обеспечивающих выполнение следующих функций:

- расчеты потокораспределения;
- расчеты потерь в электрической сети;
- управление переключениями с установкой плакатов безопасности;
- оценка надежности электроснабжения потребителей при отказе одного из элементов электрической сети, исходя из критерия N-1, и выявление ненадежных элементов электрической сети;
- расчеты показателей SAIDI, SAIFI, недоотпуска электроэнергии;
- определение типа и места повреждения (ОМП) по показаниям установленных систем ОМП, телеизмерений, осциллограмм, по обращениям абонентов, событиям об отсутствии напряжения от АИИС КУЭ и расчетной модели электрической сети;
- автоматическое формирование последовательности переключений для изоляции поврежденного участка и восстановления электроснабжения максимального числа потребителей (автоматизированный FLISR) для ЦУС распределительных сетевых компаний;
- оценка состояния электрической сети;
- планирование развития электрической сети, в том числе с выполнением расчетов возможности технологического присоединения потребителей к электрической сети;
- расчет и оптимизация режима электрической сети;
- расчет токов КЗ;
- контроль уровня токов КЗ, в том числе однофазных замыканий на землю;

- оптимизация топологии электрической сети;
- регулирование напряжения;
- управление нагрузкой;
- планирование ремонтов электрооборудования ПС;
- подготовка и обучение персонала (наличие тренажера диспетчера).

2.8.3.5. Целевыми задачами при внедрении расчетно-аналитических задач по технологии ADMS являются:

- повышение безопасности и надежности работы ЭСК;
- снижения пиков потребления и потерь мощности;
- сокращения времени прерывания питания потребителей;
- повышение качества электроэнергии;
- повышение показателей эффективности (KPI);
- повышение эффективности использования сетевых активов.

2.8.3.6. При организации дистанционного управления объектами диспетчеризации в отношении АСТУ должно быть обеспечено выполнение утвержденных ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС» и АО «СО ЕЭС»:

2.8.3.6.1. Типовых принципов переключений в электроустановках при осуществлении дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА подстанций;

2.8.3.6.2. Типового порядка переключений в электроустановках при осуществлении дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА подстанций;

2.8.3.6.3. Типовых технических требований к ПТК АСУ ТП подстанций, микропроцессорным устройствам РЗА и к обмену технологической информацией для осуществления функций дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА подстанций из ДЦ АО «СО ЕЭС», ЦУС сетевых организаций и порядок внедрения дистанционного управления.

2.8.4. Требования по информационному обмену для целей оперативно-технологического управления

2.8.4.1. Для оперативного контроля и управления объектами ЭСК в АСТУ должно быть предусмотрено:

- дистанционное управление КА;
- телесигнализация положения КА;
- телеизмерения режимных параметров (ток, напряжение, мощность, частота);
- аварийно-предупредительная сигнализация о недопустимых отклонениях от заданных значений параметров, режимов электрической сети и состояния оборудования ПС и ЛЭП, сигналы запуска и срабатывания устройств защиты и автоматики, ПА (в том числе об аварийном отключении выключателей);
- телесигнализация пожарная и охранная;
- непрерывный контроль с применением АСМД оборудования ПС и ЛЭП;

- контроль достоверности входной информации.

2.8.4.2. Источниками информации для АСТУ прежде всего должны быть системы АСУТП, ССПИ, АИИС УЭ, устройства ТМ на объектах электрической сети.

2.8.5. Архитектурные решения по построению АСТУ

2.8.5.1. Технические решения по созданию АСТУ должны предусматривать построение архитектур комплексов с применением следующих принципов:

- модульный принцип, обеспечивающий гибкость системы - возможность изменения функциональности путем корректировки состава модулей;
- принцип кластеризации и сегментирования, обеспечивающий распределение нагрузки и задач между программно-аппаратными средствами, повышающий надежность функционирования комплекса в целом, а также уровень информационной безопасности;
- принцип репликации, обеспечивающий отказоустойчивость программно-аппаратного комплекса.

2.8.6. Требования к надежности АСТУ и целостности информации

2.8.6.1. Должны соблюдаться следующие требования по надежности АСТУ:

- коэффициент готовности должен быть не менее 99,98% (для ЦУС);
- коэффициент готовности должен быть не менее 99,95% (для АСУТП);
- время восстановления полной работоспособности не должно составлять более четырех часов;
- обеспечение способности к постепенной деградации (сохранение работоспособности комплекса с понижением качества при отказе отдельных элементов технических или программных средств);
- система должна быть реализована по схеме резервирования с автоматическим переключением всех функций и компонентов на резервную систему в случае выхода из строя основной;
- в нормальном режиме должна обеспечиваться круглосуточная и непрерывная работа в течение установленного срока службы при условии проведения требуемых технических мероприятий по техническому обслуживанию и ремонту;
- программно-аппаратные средства контроля работоспособности и диагностирования неисправностей системы должны обеспечивать решение следующих задач:
  - проверку работоспособности и обнаружение отказов оборудования и элементов;
  - отыскание неисправностей с точностью до отдельного элемента или группы элементов замены;
  - сигнализацию о возникновении отказа и результатах проверок

работоспособности;

- при производстве плановых (профилактических) работ на оборудовании системы надежность не должна снижаться;
- все оборудование системы должно иметь схему электропитания, обеспечивающую сохранение работоспособности (обеспечить передачу аварийной сигнализации и сохранение полученной информации) при кратковременных перерывах электропитания и отклонениях напряжения от номинального не более ± 20 %.

2.8.6.2. Целостность и корректность информации в системе должна сохраняться при отключении электропитания. После восстановления электропитания должна быть обеспечена процедура автоматического восстановления требуемого объема информации.

2.8.7. Обеспечение информационной безопасности АСТУ

2.8.7.1. В рамках создания, модернизации, эксплуатации объектов информационной инфраструктуры АСТУ должна проводиться оценка масштаба возможных последствий для Общества, социальных, политических, экономических, экологических последствий, а также последствий для обеспечения обороны страны, безопасности государства и правопорядка в случае возникновения компьютерных инцидентов на объектах информационной инфраструктуры АСТУ, присвоение объектам информационной инфраструктуры АСТУ одной из категорий значимости в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 8 февраля 2018 г. № 127.

2.8.7.2. Все информационные объекты в АСТУ должны быть защищены с помощью единых средств и систем безопасности.

2.8.7.3. Доступ к получению информации, изменению информации, введению управляющих команд и другим должен реализовываться системными средствами разграничения полномочий пользователя.

2.8.7.4. Изменение уровня доступа и полномочий пользователя должно выполняться администраторами системы по указанию соответствующих руководящих лиц. Действия по редактированию доступа должны подтверждаться личными электронными подписями участников процесса.

2.8.7.5. Изменение уставок и параметров работы подсистем АСТУ должно подтверждаться электронной подписью пользователя, вносящего изменения.

2.8.7.6. Система безопасности должна протоколировать действия администраторов и пользователей подсистем АСТУ.

2.8.7.7. Должен быть обеспечен контроль целостности программного обеспечения.

2.8.7.8. Требования безопасности должны быть установлены специальным разделом должностных инструкций и (или) инструкции по

эксплуатации АСТУ ЦС и иметь ссылки на инструкции по эксплуатации технических средств защиты информации.

2.9. Автоматизированные системы управления объектов электросетевого комплекса

2.9.1. Общие положения

2.9.1.1. Объекты ЭСК (ПС, ТП, РП, РТП, ЛЭП) должны быть оснащены автоматизированными системами управления, контроля, непрерывного контроля с применением АСМД элементов этих объектов.

2.9.1.2. При формулировке требований к автоматизированным системам используется следующая классификация объектов ЭСК:

- ПС 35-750 кВ;
- РП, РТП, СП, ТП 6-20 кВ (ТП - с дистанционно управляемыми КА);
- ТП без дистанционно управляемых КА (включая столбовой вариант);
- КЛ (КВЛ) 110 кВ и выше;
- КЛ 6-35 кВ;
- ВЛ 110 кВ и выше;
- ВЛ 6-35 кВ;
- пункт секционирования (реклоузер).

2.9.1.3. При проектировании и новом строительстве ПС 35-750 кВ, РП, РТП, СП, ТП 6-20 кВ (за исключением тупиковых) и пункты секционирования (реклоузеры) должны комплектоваться КА с функцией дистанционного управления приводами.

2.9.1.4. Должны внедряться следующие типы автоматизированных систем:

1) управления технологическими процессами (АСУ ТП) ПС для:
- ПС 35-750 кВ;
- телемеханика (ТМ) для:
- РП, РТП, СП, ТП 6-20 кВ;
- ТП без дистанционно управляемых КА (включая столбовой вариант);
- пункты секционирования (реклоузеры);

2) непрерывного контроля с применением АСМД для:
- оборудования ПС 35-750 кВ;
- КЛ, ВЛ, КВЛ 110 кВ и выше.

2.9.1.5. Метрологическое обеспечение АСУ ТП должно соответствовать положениям подраздела 3.6 Технической политики «Метрологическое обеспечение».

2.9.2. Функции автоматизированных систем

2.9.2.1. Функции АСУ ТП ПС 35-750 кВ.

2.9.2.1.1. Технологические функции:

- измерение, преобразование, сбор аналоговой и дискретной информации о текущих технологических режимах и состоянии оборудования;

- технологическая предупредительная и аварийная сигнализации: контроль и регистрация предупредительных и аварийных сигналов, вывод их на АРМ, фильтрация, обработка;
- представление текущей и архивной информации оперативному персоналу и другим пользователям на ПС (контроль и визуализация состояния оборудования ПС);
- отображение на мнемосхемах объекта (с динамическим изменением состояния) значений аналоговых технологических параметров, существенных для ведения режимов и отображение состояния оборудования с индикацией отклонений от нормы;
- автоматизированное управление оборудованием ПС, в том числе КА ПС (выключатели, разъединители, заземляющие ножи, привод РПН, выкатные элементы и ЗН присоединений 6, 10, 20 кВ, реакторные разъединители и их ЗН, ЗН нейтрали трансформаторов, технологическое оборудование: насосы, задвижки и другие);
- удаленное изменение состояния программных оперативных элементов систем РЗА, АСУ ТП: переключение групп уставок терминалов релейной защиты и автоматики, оперативный ввод - вывод из работы, отключение - включение отдельных функций посредством реализации в микропроцессорных терминалах программных оперативных ключей. Сброс и опробование сигнализации. Удаленное конфигурирование МП релейной защиты и автоматики;
- мониторинг состояния зарядных подзарядных устройств АБ ПС (ВАЗП);
- программные блокировки управления КА (оперативная логическая блокировка КА);
- регистрация событий собственными средствами или посредством информационного обмена со вторичными системами ПС, а также фиксация и отображение результатов работы ОМП;
- информационное взаимодействие с имеющимися на ПС автономными цифровыми системами (РЗА, АИИС КУЭ и т.п.) по стандартным протоколам;
- обмен оперативной информацией с субъектом оперативно - диспетчерского управления и АСТУ ЦУС;
- обмен неоперативной технологической информацией с ЦУС;
- контроль уровней напряжения 0,4-750 кВ на шинах ПС;
- интегрированный учет случаев превышения длительно допустимых уровней напряжения;
- непрерывный контроль с применением АСМД оборудования;
- автоматическое управление оперативными переключениями на базе программной логики, аналогичной типовым бланкам переключений;
- дистанционный контроль напряжения в линиях 6-750 кВ;
- анализ отключений с помощью средств программного обеспечения;
- использование в работе системы советчика диспетчера по

схемным и режимным вопросам.

Организация управления КА ПС представлена в таблице 2.

Таблица 2. Организация управления КА ПС

№ п/п	Тип коммутационного аппарата	Основное место управления	Резервное место управления при неисправности верхнего уровня АСУ ТП	Средства управления при невозможности удаленного управления или при проведении наладочных работ
1	Выключатели, разъединители и заземляющие ножи с электроприводами присоединений 35 кВ и выше	АРМ оперативного персонала на ПС, АРМ оперативно-диспетчерского персонала в ЦУС (с приоритетом управления у дежурного персонала или персонала ОВБ во время их нахождения на объекте) ДЦ АО «СО ЕЭС» (при дистанционном управлении КА ЛЭП и оборудования, находящегося в диспетчерском управлении (ведении)	С мнемонической схемы на экране контроллера присоединения (команды управления фиксируются в протоколе событий контроллера присоединения).	Шкафы местного управления, органы управления по месту установки КА
2	Выключатели, разъединители и заземляющие ножи с электроприводами РУ 20 кВ и ниже		От кнопок (ключей) в шкафах ячеек РУ 20 кВ и ниже	органы управления по месту установки КА
3	РПН		От кнопок (ключей) в шкафах РПН	органы управления по месту установки КА
4	Вводные и секционные выключатели ЩСН 0,4 кВ		От кнопок (ключей) в шкафах ЩСН	-

2.9.2.1.2. При организации дистанционного управления объектами диспетчеризации в отношении АСУТП должно быть обеспечено выполнение утвержденных ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС» и АО «СО ЕЭС»:

2.9.2.1.2.1. Типовых принципов переключений в электроустановках при осуществлении дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА подстанций;

2.9.2.1.2.2. Типового порядка переключений в электроустановках при осуществлении дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА подстанций;

2.9.2.1.2.3. Типовых технических требований к ПТК АСУ ТП

подстанций, микропроцессорным устройствам РЗА и к обмену технологической информацией для осуществления функций дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА подстанций из ДЦ АО «СО ЕЭС», ЦУС сетевых организаций и порядок внедрения дистанционного управления.

2.9.2.1.3. Общесистемные функции:

- организация внутрисистемных и межсистемных коммуникаций;
- обработка и передача информации на смежные и вышестоящие уровни;
- тестирование и самодиагностика программной, аппаратной и канальной (сетевой) части компонентов ПТК, в том числе каналов ввода - вывода и передачи информации;
- синхронизация компонентов ПТК и интегрируемых в АСУ ТП автономных цифровых систем по сигналам системы единого времени;
- архивирование и хранение информации в заданных форматах и за заданные интервалы времени;
- защита от несанкционированного доступа, информационная безопасность и разграничение прав (уровней) доступа к системе и функциям;
- документирование, формирование и печать отчетов, рапортов и протоколов в заданной форме, ведение оперативной базы данных, суточной ведомости и оперативного журнала;
- автоматизированное проектирование, программирование и конфигурирование.

2.9.2.2. Функции систем телемеханики РП, РТП, ТП, СП, ТП (ТП – с дистанционно управляемыми КА):

- выявление КЗ на КЛ 6-20 кВ;
- селективное направленное выявление однофазных замыканий на землю в КЛ 6-10 кВ;
- АВР для восстановления питания потребителей путем автоматического присоединения резервного источника питания при отключении рабочего источника питания должна реализовываться МФК в виде программного алгоритма с возможностью дистанционного ввода/вывода из АСТУ;
- сбор и передача телеметрической информации в АСТУ;
- приём и выполнение команд дистанционного управления КА от АСТУ;
- сбор осциллограмм аварийных событий.

2.9.2.3. Функциями систем телемеханики ТП без дистанционно управляемых КА (включая столбовой вариант) являются сбор и передача телесигнализации в АСТУ в минимальном объеме: срабатывание АВР, наличие напряжения на сборках шин 0,4 кВ (на спусках трансформаторов 0,4 кВ), других параметров.

2.9.2.4. Функции систем телемеханики пунктов секционирования (реклоузеров):

- сбор и передача телеметрической информации в АСТУ;

- приём команд дистанционного управления КА от АСТУ.

2.9.2.5. Функции непрерывного контроля с применением АСМД оборудования должны выполняться в объеме и удовлетворять требованиям, изложенным в подразделе 3.7 Технической политики.

2.9.3. Технические требования к автоматизированным системам

2.9.3.1. АСУ ТП ПС 35-750 кВ:

- построение АСУ ТП должно основываться на современных информационно-технологических принципах с использованием современных программных и технических средств, выполненных на микропроцессорной элементной базе;
- при проектировании АСУ ТП должна предусматриваться возможность аппаратного и программного расширения;
- АСУ ТП должна строиться как многоуровневая распределенная человеко-машинная система, работающая в реальном масштабе времени, и включать в себя следующие уровни (рисунок 3):
  - уровень сетей - оборудование и программное обеспечение для обработки и хранения данных, для организации АРМ и управления сетями;
  - подстанционный уровень АСУ ТП - оборудование и программное обеспечение для обработки и хранения данных, а также для организации АРМ;
  - уровень присоединения АСУ ТП - оборудование и программное обеспечение для концентрации и унификации разнородных информационных потоков с уровня процесса АСУ ТП и обособленных систем автоматизации;
  - уровень процесса АСУ ТП - оборудование для преобразования, непосредственного измерения физических величин, а также для сопряжения с объектами управления и автоматизации;
- основным протоколом обмена информацией между устройствами, входящими в АСУ ТП и МП РЗА, и прочими автономными системами ПС должен являться МЭК 61850-8.1 GOOSE, MMS. В случае, если эти системы не поддерживают МЭК 61850-8.1 GOOSE, MMS информационный обмен допускается выполнять с использованием стандартных протоколов.

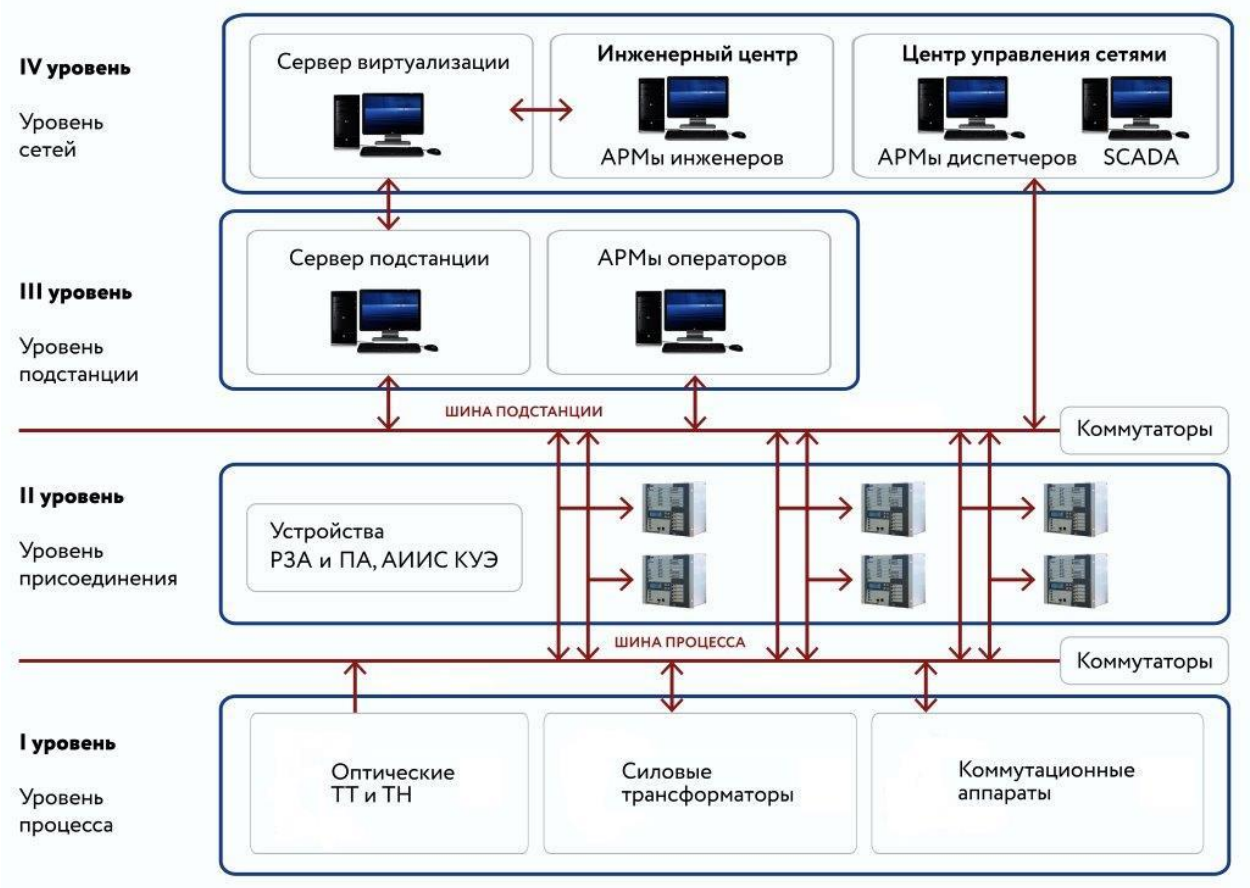


Рисунок 3. Многоуровневая структура АСУ ТП

2.9.3.2. Контроллеры уровня процесса должны выполнять:

- измерение, преобразование, сбор и обработку аналоговой и дискретной информации по присоединению от вторичных обмоток ТТ и ТН, блок-контактов первичного оборудования, контактов реле, датчиков, преобразователей;
- формирование команд управления КА, РПН и другими аппаратами;
- программную оперативную блокировку управления КА присоединения (с обеспечением информационного обмена между одноранговыми устройствами по протоколу GOOSE стандарта МЭК 61850-8.1);
- обмен информацией с другими контроллерами присоединений с устройствами ПТК АСУ ТП среднего уровня с использованием протоколов стандарта МЭК 61850-8.1 GOOSE;
- резервное управление КА при неисправности средств верхнего или среднего уровня.

2.9.3.3. На уровне контроллера присоединения и входящих в его состав УСО должна производиться первичная обработка входных сигналов: фильтрация, линеаризация, достоверизация, обработка по апертуре, преобразование двоичного кода в физическую величину и т.п. При этом должен обеспечиваться доступ с АРМ инженера АСУ для параметрирования первичной обработки модулей УСО.

2.9.3.4. Контроллеры уровня присоединения должны иметь дублированные модули цифрового обмена Industrial Ethernet в соответствии с

требованиями стандарта ISO Ethernet IEEE 802.3. При потере связи с верхним уровнем управления контроллеры должны переходить в автономный режим с регистрацией событий во внутреннем буфере достаточной емкости. Контроллеры должны поддерживать режимы горячей замены комплектующих (кроме модуля центрального процессора) и обладать возможностью резервирования основных модулей (процессора, блока питания, коммуникационного). Устойчивость к электромагнитным излучениям в соответствии с требованиями ГОСТ Р МЭК 61850-3.

2.9.3.5. Контроллеры присоединения для оборудования 110 кВ и выше должны оснащаться графической панелью управления с русифицированным дисплеем, обеспечивающей локальную визуализацию состояния работы оборудования присоединения, управление КА для обеспечения резервного управления, ввод/вывод и визуализацию работы блокировки, просмотр событий, идентификация и аутентификация субъектов и объектов доступа, функции регистрации событий безопасности с передачей на специально выделенный сервер сбора информации подсистемы мониторинга безопасности.

2.9.3.6. Контроллеры присоединений АСУ ТП должны быть модульными устройствами, поддерживающими гибкую конфигурацию модулей ввода/вывода. Контроллеры должны обладать портами последовательных интерфейсов для обеспечения функции интеграции оборудования информационных подсистем по протоколам, отличным от протоколов стандарта ГОСТ Р МЭК 61850. Контроллеры должны поддерживать свободно программируемую логику в соответствии со стандартом ГОСТ Р МЭК 61131.

2.9.3.7. ЛВС АСУ ТП должна строиться с учетом требований по резервированию и обеспечивать достаточную производительность для информационного обмена между устройствами АСУ ТП, а также устройствами релейной защиты и автоматики по протоколам стандарта ГОСТ Р МЭК 61850.

Предпочтительным является резервирование ЛВС согласно МЭК 62439-3 PRP/HSR.

Протоколы резервирования второго и третьего уровня модели OSI должны обеспечивать защиту от одиночного отказа коммутаторов/ маршрутизаторов, а также кабельных соединений ЛВС.

2.9.3.8. При построении сети ЛВС должны применяться коммутаторы Industrial Ethernet в соответствии с требованиями стандарта ГОСТ Р МЭК 61850-3. Коммутаторы должны иметь два блока питания и встроенную систему диагностики, контролирующую состояние портов коммутатора, режим работы коммутатора, температуру, исправность блоков питания с выдачей информации в SCADA-систему при помощи протокола SNMP v3+. Коммутаторы должны соответствовать требованиям СТО 34.01-6-005 «Коммутаторы энергообъектов. Общие технические требования». Стандарт организации.

2.9.3.9. При подключении к ЛВС АСУ ТП устройств должно

обеспечиваться резервирование каналов связи между этими устройствами и оборудованием ЛВС.

2.9.3.10. В качестве основной среды передачи информации в ЛВС предусматривается одномодовое или многомодовое оптическое волокно.

2.9.3.11. К подстанционному уровню АСУ ТП относятся:

- устройства сбора, обработки и архивирования данных (сервера SCADA);
- устройства представления информации пользователям (АРМ, принтеры, экраны коллективного пользования и т.п.);
- серверы удаленного доступа и сбора осциллограмм;
- маршрутизаторы, организующие демилитаризованную зону;
- оборудование системы единого времени;
- серверы/контроллеры телемеханики;
- сервер сбора информации подсистемы мониторинга безопасности.

2.9.3.12. Серверы ПТК АСУ ТП должны быть резервируемыми, с двумя блоками питания горячей замены каждый, подключенными к разным источникам питания. В качестве массива хранения информации применять RAID-массив с поддержкой горячей замены. Серверы должны комплектоваться дублированным Ethernet-интерфейсом, подключенным к различным коммутаторам ЛВС.

2.9.3.13. В составе ПТК АСУ ТП должны быть предусмотрены минимально:

- 2 АРМ оперативного персонала (стационарные, резервированные) с двумя мониторами каждый;
- АРМ релейной защиты и автоматики;
- АРМ АСУ (стационарный и переносной).

2.9.3.14. Операторские станции должны комплектоваться SATA-накопителями, объединенными в RAID-массив уровня не ниже 1. Станции должны комплектоваться дублированным Ethernet-интерфейсом, подключенным к различным коммутаторам ЛВС. Мониторы (дисплеи) операторских и инженерных станций, как правило, являются основными средствами отображения оперативной информации пользователям. В рабочих станциях должны применяться цветные графические жидкокристаллические дисплеи высокого разрешения с диагональю не менее 24”.

2.9.3.15. АРМ оперативного персонала должен создаваться на базе промышленного персонального компьютера, наработка на отказ которого должна составлять не менее 20000 часов.

2.9.3.16. Средства диагностики АРМ оперативного персонала должны обеспечивать контроль исправности HDD (SSD) накопителей, контроль температурного режима с передачей информации в SCADA систему.

2.9.3.17. Автономные цифровые системы, с которыми АСУ ТП должна поддерживать информационный обмен (при их наличии на ПС) следующие:

- РЗА;
- автоматизированные системы инженерных и вспомогательных систем;

- непрерывного контроля АСМД оборудования;
- другие автономные микропроцессорные системы или устройства, устанавливаемые на ПС, при необходимости предоставления информации о работе систем оперативному персоналу.

2.9.3.18. Интеграция автономных систем в АСУ ТП должна осуществляться при необходимости предоставления информации от нее конечным пользователям АСУ ТП: оперативному персоналу на ПС, оперативному и неоперативному персоналу в ЦУС.

2.9.3.19. При реализации обмена данными между АСУ ТП и интегрированными подсистемами и устройствами, в том числе для целей мониторинга состояния устройств, использование промежуточных OPC серверов и клиентов является нежелательным. Использование OPC серверов и клиентов допускается при наличии ТЭО.

2.9.3.20. Электропитание автоматизированных систем должно производиться от ЩСН и ИБП (допускается без собственной АБ с электропитанием от оперативного постоянного тока) и обеспечивать функционирование при пропадании питания от собственных нужд ПС (ЩСН) в течение времени работы системы оперативного тока ПС.

2.9.3.21. Питание всех устройств ПТК АСУ ТП подстанционного уровня, включая все стационарные АРМ, также должно быть организовано от ЩСН и ИБП (допускается без собственной АБ с электропитанием от оперативного постоянного тока).

2.9.3.22. Для построения ИБП должны применяться инверторы напряжением 220 В со статическим байпасом. Допускается использование ИБП с входным напряжением 220 В, использующих АБ, а также блоков питания с входом и выходом постоянного тока. Для повышения надежности и ремонтопригодности электроснабжения устройств АСУ ТП, при построении СБП должны применяться модули АВР, ручного и автоматического байпаса. В цепях питания устройств АСУ ТП необходимо предусматривать сетевые фильтры и стабилизаторы напряжения для защиты оборудования АСУ ТП от скачков питающего напряжения.

2.9.3.23. Устройства гарантированного питания должны быть модульного принципа построения с резервированием N -1 и параллельным режимом работы. Допускается применение одномодульных устройств при условии их дублирования.

2.9.3.24. Коммутационные устройства, применяемые в СБП, должны быть быстродействующими, со временем коммутации не более 20 мс.

2.9.3.25. ИБП должен предусматривать время автономной работы АСУ ТП (при отключении СН ПС) определяемое согласно подразделу 2.3.2 Технической политики (2 часа).

2.9.3.26. В состав ПТК АСУ ТП должна входить подсистема единого точного времени, предназначенная для синхронизации системного времени всех устройств комплекса АСУ ТП и оборудования интегрируемых автономных цифровых

систем (релейная защита и автоматика, ПА и другое) ПС.

Точность синхронизации единого времени должна быть не хуже 1 мс.

2.9.3.27. Подсистема единого времени должна включать в себя программные и технические средства, обеспечивающие прием сигналов точного времени от внешнего источника GPS/ГЛОНАСС.

2.9.3.28. Подсистема единого времени должна поддерживать протокол PTPv2 (в том числе PowerProfile) с учетом требований стандарта СТО 56947007-29.240.10.261 «Цифровая подстанция. Протокол точной синхронизации времени для измерительных и управляющих систем (на базе МЭК 61588)» (или NTP (SNTP v3+) с учетом выполнения требования п. 2.9.3.27 Технической политики).

2.9.3.29. В случае построения системы АСУ ТП с использованием протокола МЭК 61850-9.2 SV точность синхронизации единого времени должна быть не хуже ±1 мкс.

В случае наличия в сетевой организации отдельной системы обеспечения единого точного времени синхронизация от нее является предпочтительным способом.

2.9.3.30. В АСУ ТП должна производиться следующая обработка и анализ информации:

- контроль и анализ состояния КА;
- алгоритмы анализа аварийного отключения линии и трансформаторного оборудования;
- работа алгоритмов оперативных блокировок;
- контроль выполнения команд управления КА (управление с обратной связью);
- выявление и регистрация аварийных событий;
- перекодировка осциллограмм в формат COMTRADE;
- формирование метки времени для дискретных сигналов;
- расчет режимных параметров;
- в схемах с двумя системами сборных шин должна учитываться возможность перевода цепей ТН с одной системы сборных шин на другую;
- определение участков схемы, находящихся под напряжением;
- обработка информации о нормальном режиме: дорасчет неизмеряемых параметров;
- объединение осциллограмм в единый аварийный процесс по времени;
- анализ достоверности информации.

2.9.3.31. Быстродействие АСУ ТП должно быть не хуже указанных в таблице 3 значений.

Таблица 3. Быстродействие АСУ ТП

Название параметра	Значение
Периодичность опроса сигналов устройствами уровня процесса, обеспечивающая требования по точности фиксации событий и значений аналоговых сигналов по отношению к системному времени ПТК (в зависимости от динамических свойств параметра): - дискретных - аналоговых - аналоговых технологических параметров	 1,0 мс 0,5-1,0 мс 0,1-1 с
Задержка от подачи оператором команды вызова информации до начала вывода: - на экран монитора	 1,0 с
Периодичность обновления информации: - на экране монитора	 1,0-2,0 с
Задержка в отображении спонтанно появляющихся сигналов предупредительной и аварийной сигнализации на экранах мониторов операторских станций	0,5-2,0 с
Время прохождения команды от момента нажатия оператором кнопки виртуального блока управления до появления сигнала на выходных цепях ПТК, не более	1,0 с
Задержка от момента выдачи оператором команды дистанционного управления до отображения на мониторе результатов выполнения команды без учета времени отработки команды объектом управления	1,5-2,0 с
Импульсы, подаваемые на исполнительный механизм (настраиваемый параметр): - минимальная длительность - шаг изменения, не более	 0,1 с 0,05 с
Задержка от момента приема запроса (команды) от АСУ вышестоящего уровня до начала ее отработки, не более	 0,25 с

2.9.3.32. В АСУ ТП должно быть предусмотрено выполнение программной оперативной блокировки.

Для шинных разъединителей и заземляющих ножей сборных шин должна выполняться полная оперативная блокировка, запрещающая включение заземляющего ножа сборных шин при включенном (хотя бы одном) шинном разъединителе и, включение любого шинного разъединителя при включенном заземляющем ноже сборных шин.

В комплектных РУ выполняется оперативная блокировка, запрещающая включение заземляющего ножа сборных шин РУ при рабочем положении тележек выключателей любого из присоединений этих сборных шин, а также вкатывание этих тележек в рабочие положения при включенном заземляющем ноже шин РУ.

Блокировка в ЗРУ предотвращает вкатывание тележки выключателя во включенном положении.

Контроллеры присоединений для приводов должны формировать отдельные команды:

- команда «Разрешить операцию» - для подачи напряжения на блок

- замок электромагнитной блокировки или на обмотку реле блокировки при их наличии. Формирование команд «Разрешить операцию» выполняется в контроллере для каждого КА, при этом формируется команда посредствам логических алгоритмов, запрограммированных в контроллерах в соответствии с логикой традиционных релейно - контактных схем;

- команда «Выполнить управление» - для отключения - включения от АСУ ТП в цепи управления привода КА. Дистанционные команды «Выполнить управление» для аппаратов, имеющих двигательные приводы, формируются контроллером присоединения, активизируются с АРМ дежурного или с интерфейса контроллера присоединения и поступают в цепи управления привода, при этом логическая допустимость операции проверяется на уровне контроллера.

2.9.3.33. Как дополнительное условие блокировки, при наличии соответствующих сигналов в контроллерах нижнего уровня АСУ ТП, может использоваться контроль отсутствия напряжения на шинах, ВЛ, вводах трансформаторов, синхронность векторов напряжений и контроль отсутствия тока.

2.9.3.34. Программная блокировка средствами АСУ ТП с использованием блокировочных элементов в приводе при их наличии должна применяться для всех типов разъединителей, в том числе и для КА с ручным приводом основных и заземляющих ножей.

2.9.4. Требования к организации информационного обмена между подстанцией и диспетчерскими пунктами управления

2.9.4.1. ССПИ ПС является подсистемой АСУ ТП, которая должна обеспечивать:

- измерение и сбор первичной информации о параметрах режима и состояния оборудования в соответствии с установленными требованиями;
- передачу собранной информации в ЦУС и диспетчерские центры субъекта оперативно - диспетчерского управления;
- обработку, хранение и представление собранной информации соответствующему персоналу ЦУС, персоналу ПС и персоналу эксплуатационных служб.

2.9.4.2. Вновь создаваемые ССПИ ПС 6-20 кВ или системы телемеханики, помимо перечисленных требований, должны также обеспечивать возможность дистанционного управления присоединениями и обмена информацией со смежными системами автоматизации по стандартным протоколам (при технической возможности смежных подсистем).

2.9.4.3. ССПИ ПС должна строиться с учетом следующих требований:

- использования современных микропроцессорных (МП) систем телемеханики с непосредственным подключением к вторичным цепям ТТ и ТН или к многофункциональным измерительным преобразователям;
- повышения объема и расширения номенклатуры передаваемой технологической информации;

- модульного принципа построения технических и программных средств;
- поддержки международных протоколов передачи данных ГОСТ Р МЭК 60870-5-104, МЭК 61850-8.1 GOOSE, MMS, МЭК 61850-9.2 SV для передачи данных в ЦУС и ДЦ;
- возможности масштабирования и интеграции МП систем телемеханики в АСУ ТП ПС.

2.9.4.4. Подготовка телеинформации для передачи в диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления, осуществляемая средствами АСУ ТП ПС, должна удовлетворять установленным АО «СО ЕЭС» техническим требованиям.

В ходе первичной обработки дискретных сигналов должны выполняться:

- устранение влияния «дребезга», возникающее при замыкании/размыкании контактов;
- отстройка от помех (сигналов с длительностью менее 5-7 мс);
- присвоение меток времени любому дискретному сигналу с точностью, обеспечивающей однозначное распознавание технологических ситуаций при анализе, в частности, двух последовательных переключений КА наивысшего быстродействия, точность фиксации времени событий должна быть не более 1 мс.

Дискретные сигналы о положении КА проверяются на достоверность путем введения двух сигналов от одного КА: «включен» и «отключен», получаемых с помощью нормально замкнутого и нормально разомкнутого контакта, отнесенных к одному состоянию КА.

Передача оперативной и неоперативной информации в ЦУС сетевой организации должна производиться в соответствии с отдельно разрабатываемыми сетевой организацией требованиями.

2.9.4.5. Передача информации в ЦУС должна осуществляться с использованием протокола ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 (или МЭК 61850-8.1) основному и резервному цифровым каналам связи в каждом направлении напрямую без промежуточной обработки (ретрансляции). Передача информации в диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления должна осуществляться с использованием протокола МЭК 60870-5-104 по основному и резервному каналам связи в каждом направлении напрямую без промежуточной обработки (ретрансляции). Суммарное время на измерение и передачу телеметрической информации (кроме телеинформации, используемой для целей функционирования противоаварийной и режимной автоматики) в диспетчерский центр АО «СО ЕЭС» должно составлять не более 2 с.

Телеинформация от ПС должна передаваться в ЦУС и диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления напрямую без промежуточной обработки по двум независимым (основной и резервный) цифровым каналам связи в каждом направлении в дублированном режиме.

При передаче телеинформации пропускная способность цифровых каналов связи должна выбираться таким образом, чтобы обеспечить передачу всего объема необходимой телеметрической информации о технологических режимах работы оборудования.

ПТК ССПИ должны создаваться при проектировании и новом строительстве ПС 10 кВ и выше, а также при частичной реконструкции ПС 110 кВ и выше, когда объем реконструкции первичного и вторичного оборудования составляет до 30 % от общего количества. ПТК ССПИ могут создаваться и при меньшем объеме реконструкции ПС при невозможности расширения существующей телемеханики и существующей необходимости ввода и передачи дополнительных данных. Вновь создаваемые ПТК ССПИ должны быть построены как часть (отдельные фрагменты) в составе перспективного проекта полнофункциональной АСУ ТП. При увеличении объемов реконструкции первичного оборудования элементы ПТК ССПИ должны полноценно интегрироваться в АСУ ТП.

2.9.5. Требования к программному обеспечению АСУ ТП

2.9.5.1. Программное обеспечение АСУ ТП в целом и в части отдельных подсистем и прикладных задач должно удовлетворять модульному принципу построения и открытости архитектуры и обеспечивать:

- надежное выполнение задач технологического управления;
- возможность развития и модификации задач технологического управления;
- непрерывный контроль достоверности получаемых данных;
- создание и ведение баз данных как для локального использования, так и для нужд вышестоящих уровней оперативно-технологического управления и целей оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;
- обеспечение документооборота и представление оперативной информации персоналу;
- реализацию протоколов функционирования технологических и вычислительных сетей системы и связи с верхними уровнями оперативно-технологического управления и диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;
- самодиагностику, а также диагностику технических компонентов АСУ ТП;
- удаленную диагностику со стороны верхних уровней оперативно-технологического управления;
- функционирование средств информационной и общей безопасности;
- возможность ручного ввода данных, передаваемых в составе телеинформации;
- возможность автоматического выполнения команд группового

дистанционного управления;

- возможность автоматизированного составления бланков переключений.

2.9.6. Требования к надежности и живучести АСУ ТП

2.9.6.1. АСУ ТП должна функционировать в непрерывном режиме круглосуточно в течение установленных сроков службы, которые (при условии проведения требуемых технических мероприятий по обслуживанию) должны быть не менее:

- 20 лет – для устройств полевого уровня системы;
- 15 лет – для устройств уровня присоединения системы;
- 10 лет – для устройств уровня подстанции системы.

2.9.6.2. В целом надежность системы управления должна обеспечиваться, исходя из требований ГОСТ IEC 60870-4, ГОСТ 27.003, ГОСТ 24.701 и должна достигаться:

- выбором совокупности технических средств, обладающих соответствующими показателями надежности, дублирования, резервирования;
- структурными способами (использование распределенного управления, автономность отдельных компонентов системы и т.п.);
- требуемым регламентом обслуживания технических средств.

2.9.6.3. Количественные показатели надежности должны составлять:

- средняя наработка на отказ каждого канала АСУ ТП по информационным функциям и функциям управления – не менее 40000 часов;
- среднее время восстановления работоспособности АСУ ТП по любой из выполняемых функций – не более 8 часов.

2.9.7. Требования к системам телемеханики РП, РТП и ТП с дистанционно управляемыми коммутационными аппаратами

2.9.7.1. С целью обеспечения наблюдаемости энергообъектов, организации автоматизированного диспетчерского управления энергосетями, исключения дублирования технических средств автоматизации должно предусматриваться оснащение объектов ЭСК системами, выполняющими функции защиты и автоматики и телемеханики, дистанционного управления КА, определения места повреждения, сбора и передачи информации.

Все вновь устанавливаемое электротехническое оборудование, требующее организации дистанционного управления, должно быть оснащено электроприводами и блокировочными устройствами, управляемыми из АСТУ.

2.9.7.2. Устройства (комплексы) РЗА должны осуществлять информационный обмен с сервером сбора, обработки и передачи данных по протоколу передачи данных стандарта МЭК 61850-9.2 SV.

Сервер сбора, обработки и передачи данных должен осуществлять постоянный информационный обмен с основной и резервной системой АСТУ

верхнего уровня по основному и/или резервному соединению в протоколе МЭК 61850-8.1 GOOSE, MMS или ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.

Синхронизацию времени на сервере сбора, обработки и передачи данных необходимо осуществлять от ГЛОНАСС/GPS системы верхнего уровня управления по протоколу SNTP v3+ (NTP).

2.9.7.3. Телеинформация, формируемая в устройствах (комплексах) РЗА, должна содержать метки времени событий первичного цифрового источника. Точность синхронизации должна быть не хуже 10 мс.

Не допускается применение в коммуникационных протоколах форматов передачи данных без меток времени.

2.9.7.4. Для телеинформации, передаваемой непрерывно или по отклонению измеряемых величин цикл передачи не должен превышать 5 сек.

Время формирования сигнала передачи телесигнализации на верхний уровень не должно превышать 1 сек.

2.9.7.5. Вероятность появления ошибки телеинформации должна соответствовать первой категории систем телемеханики ГОСТ 26.205.

2.9.7.6. Сервер сбора, обработки и передачи данных должен обеспечивать автоматизированное представление формализованного описания текущей конфигурации системы автоматизации ПС в соответствии с МЭК 61850 (Substation Configuration description Language), а также в формате CIM RDF (МЭК 61968-13).

Сервер сбора, обработки и передачи данных должен обеспечивать удалённый мониторинг состояния посредством настраиваемого web-доступа.

2.9.7.7. Система безопасности системы автоматизации и защит энергообъекта должна создаваться в соответствии с требованиями и положениям Федерального закона от 26.07.2017 № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации» (далее – Закон № 187-ФЗ) и Федерального закона от 27.06.2006 № 152-ФЗ «О персональных данных» (далее – Закон № 152-ФЗ), а также соответствующими подзаконными НПА в зависимости от установленной категории значимости. Обеспечение безопасности системы автоматизации и защит энергообъекта без установленной категории значимости осуществляется в соответствии с распоряжением ПАО «Россети» от 1 апреля 2016 г. № 140р «Об утверждении минимальных требований к информационной безопасности АСТУ» (либо ОРД, принятого взамен указанного) и требованиями настоящей Технической политики. Для обеспечения безопасности системы автоматизации и защит энергообъекта, эксплуатируемых на критически важных объектах, потенциально опасных объектах, объектах, представляющих повышенную опасность для жизни и здоровья людей и для окружающей природной среды, система безопасности создается с учетом требований к защите информации, утвержденных приказом ФСТЭК России от 14.03.2014 № 31.

2.9.7.8. Передача технологической информации должна быть

организована в соответствии с проектом. Выбор типа канала связи, количества каналов связи, необходимость резервирования, скорости передачи, требования к качеству передачи и коэффициенту готовности производится проектировщиком совместно с заказчиком из нескольких вариантов, исходя из технико-экономической целесообразности.

2.9.7.9. Состав технологической информации при создании ЦПС и электрических сетей должен соответствовать составу информационных потоков в ОИК в соответствии с требованиями действующих стандартов.

2.9.8. Требования к системам телемеханики ТП, РП 6-20/0,4 кВ (в том числе с дистанционно управляемыми коммутационными аппаратами) и столбовым ТП 6-20 кВ

2.9.8.1. Для ТП, РП 6-20 кВ (в т.ч., с дистанционно управляемыми КА) и столбовых ТП 6-10 кВ должна предусматриваться система телемеханики с минимальным набором телеинформации и дистанционного управления.

Система должна состоять из контроллера (устройства) сбора и передачи информации (уровень ИВКЭ) и модулей (узлов) сбора и управления.

2.9.8.2. Система должна иметь возможность:

- расширения подключаемых модулей и датчиков по стандартным интерфейсам Ethernet, RS-485, RS-232 или другим, равнозначным по производительности и функциональности; и датчиков с интерфейсом различного типа («сухой контакт», «токовая петля» и т.п.);
- локальной обработки данных с передачей информации по уставкам на верхний уровень по основному и резервному каналам радиосвязи (LPWAN, сотовые сети различных поколений и т.д.) на верхний уровень;
- синхронизации времени по одному из стандартных протоколов (NTP и т.д.);
- самодиагностики контроллера или устройства, выполняющего его функции, модулей ввода аналоговой информации, контроль состояния каналов связи и питания.

2.9.8.3. Должен быть предусмотрен инструментарий для безопасного удаленного и локального конфигурирования, мониторинга и управления контроллером (устройством) сбора, обработки и передачи данных (уровень ИВКЭ).

2.9.8.4. При восстановлении питания после спонтанного пропадания контроллер (устройство) сбора, обработки и передачи данных и другие элементы должны корректно продолжать работу с сохранением целостности данных.

2.9.8.5. Модули системы телемеханики или устройства, выполняющие их функции, должны иметь среднюю наработку на отказ не менее 120 тыс. часов.

2.9.8.6. Модули ввода дискретной и аналоговой информации должны

иметь дискретные входы с фильтрацией, не допускающей ложных срабатываний, и быстродействием, не допускающим пропусков полезных сигналов.

2.9.8.7. Время формирования сигнала передачи телесигнализации на верхний уровень не должно превышать 5 сек.

2.9.8.8. Время задержки передачи телеинформации с одного энергообъекта на верхний уровень не более 30 сек., при условии отсутствия соответствующих задержек в каналах передачи информации.

2.9.8.9. При отказах каналов связи система должна функционировать в автономном режиме. После восстановления работоспособности каналов связи должен автоматически восстанавливаться обмен информацией с верхним уровнем управления с передачей всей накопленной в автономном режиме информации. Срок хранения телеинформации, накопленной в автономном режиме, не менее 24 часов.

2.9.8.10. Минимальные требования к объёму собираемой и передаваемой телеинформации и дистанционного управления.

а) для телесигнализации:

- сбор информации о транспорте и потреблении электроэнергии на питающих вводах 0,4 кВ;
- сбор информации о качестве электроэнергии на питающих вводах 0,4 кВ;
- контроль пофазный наличия напряжения на вводах НН секций 0,4 кВ;
- контроль доступа на объект (извещатели движения, фотофиксация, при необходимости - видеонаблюдение, защита при переключениях) с сигналом от датчика контроля закрытия двери;
- контроль наличия подтопления в кабельных приямках (при наличии приямков);
- контроль срабатывания извещателей пожарной сигнализации - обобщённый сигнал посекционно (при наличии);
- сбор данных с абонентских приборов учета в соответствии с подразделом 2.12 Технической политики;
- контроль срабатывания АВР (при наличии);
- контроль превышения температуры корпуса силового трансформатора (при необходимости);

б) для дистанционного управления (для объектов с КА):

- управляемость сети посредством управления КА (при наличии соответствующей технической возможности в КА);

в) для телеметрической информации внутренней самодиагностики системы:

- диагностика наличия связи с модулями (узлами) сбора и управления;
- диагностика неисправности или критических режимов работы вычислительного модуля системы;
- контроль исправности собственного резервного источника

питания системы.

2.9.8.11. Питание оборудования системы на объекте ЭСК должно осуществляться от двух секций 0,4 кВ собственных нужд (при наличии).

Контроллеры (устройства) сбора и передачи информации (уровень ИВКЭ) и модули (узлы) сбора и управления должны иметь собственный источник питания (на базе ионисторов), обеспечивающий функционирование системы для передачи последней собранной информации и корректного завершения работы. Основные эксплуатационные характеристики собственного резервного источника питания должны соответствовать параметрам системы.

При пропадании питания система должна отправить сигнал в систему верхнего уровня об отсутствии внешнего питания и/или пропадания напряжения на вводах 0,4 кВ и штатно отключиться.

2.9.9. Требования к системам телемеханики пунктов секционирования

2.9.9.1. Требования к данному типу систем телемеханики аналогичны требованиям к системам телемеханики ТП (столбовой вариант), с учетом нижеприведенных требований.

2.9.9.2. Модули телемеханики должны иметь функцию приема и передачи команд дистанционного управления.

2.9.9.3. Минимальные требования к объёму собираемой и передаваемой телеинформации:

а) телесигнализация:

- контроль пофазный наличия напряжения;

б) дистанционное управление:

- коммутационными аппаратами.

2.9.10. Требования к автоматизированной системе мониторинга работы автоматизированных систем

2.9.12.1. В составе автоматизированных систем должна быть предусмотрена автоматизированная система мониторинга работы действующих автоматизированных систем и их подсистем.

2.9.12.2. Автоматизированная система мониторинга работы систем и подсистем должна строиться на базе ПТК, позволяющего:

- осуществлять взаимодействие со всеми автоматизированными системами и подсистемами ПС по открытым протоколам связи:
  - ГОСТ Р МЭК 60870-5-104;
  - МЭК 61850-8.1, MMS;
  - ICCP 870-6-503;
  - SFTP (SSH File Transfer Protocol);
  - HTTPS (HyperText Transfer Protocol Secure);
  - SNMP;
- осуществлять непрерывный контроль за правильностью работы и

исправностью микропроцессорного оборудования ПС;

- проводить анализ собранной информации на базе построенных математических моделей систем и оборудования;
- производить построение прогнозов технического состояния объектов мониторинга;
- принимать сигналы самодиагностики контроллеров, УСО, защиты и автоматики, оборудования ЛВС, серверов и т.д.;
- осуществлять автоматический сбор и контроль изменения уставок, конфигураций, версий прошивок и установленного программного обеспечения;
- осуществлять автоматический сбор и анализ данных от автоматизированных систем и подсистем:
  - анализ исправности аналоговых каналов контроллеров присоединений, релейной защиты и автоматики, РАС, мониторинг КЭ, АИИС КУЭ методом сравнения показаний в объеме одного присоединения;
  - анализ исправности дискретных каналов контроллеров присоединений, релейной защиты и автоматики, РАС, мониторинг КЭ, АИИС КУЭ методом сравнения показаний в объеме одного присоединения однотипных сигналов, а также методом прогнозирования последовательности поступления сигналов в автоматизированную систему на основе построения прогнозных моделей;
- осуществлять автоматический анализ правильности работы функций релейной защиты и автоматики, в том числе программной оперативной блокировки, бланков переключений и т.п;
- осуществлять адаптивную подстройку параметров устройств релейной защиты и автоматики (селективность, быстродействие, чувствительность) по сравнению с конфигурацией с текущими (рабочими) уставками.

2.10. Система учета электрической энергии

2.10.1. Целью технической политики в области учета электрической энергии (мощности) является формирование единых подходов к созданию автоматизированных систем учета электрической энергии (Система учета) на сетевых объектах Общества.

2.10.2. Задачами Систем учета являются:

- определение достоверного объема оказанных услуг Обществом;
- определение и мониторинг величины потерь электрической энергии в электрических сетях;
- предоставление структурным подразделениям Общества, субъектам электроэнергетики и потребителям в установленном порядке информации об учетных показателях электрической энергии (мощности) на электросетевых объектах Общества.

2.10.3. Системы учета электрической энергии должны создаваться

как территориально-распределенные многоуровневые информационные системы с централизованным управлением и единым центром сбора, обработки, хранения и передачи данных измерений в филиале (ДЗО) Общества.

2.10.4. Системы учета электрической энергии должны охватывать все точки коммерческого и технического учета активной и реактивной электрической энергии и мощности с целью получения полного баланса электрической энергии на объекте, включая балансы по уровням напряжения, секциям шин и собственным нуждам.

2.10.5. Система учета электрической энергии должна включать в себя измерительные комплексы электрической энергии, состоящие из приборов учета электрической энергии, измерительных трансформаторов тока и напряжения, а также вторичных измерительных цепей. При создании Системы учета на сетевых объектах допускается применение УСПД или промконтроллеров, технических средств приёма - передачи данных (каналообразующей аппаратуры). Сбор и обработка информации при этом должны осуществляться в программно-аппаратном комплексе, оснащенном системой обеспечения единого времени (СОЕВ). УСПД в системах учета электрической энергии должны применяться при соответствующем ТЭО.

2.10.6. Системы учета должны соответствовать требованиям НПА, в том числе на присоединениях, входящих в состав сечений поставки на ОРЭМ - требованиям к АИИС КУЭ, предъявляемым регламентами оптового рынка электрической энергии и мощности, а в РСК (на розничном рынке электрической энергии) - требованиям Основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 № 442, и требованиям Правил предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности), утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 19.06.2020 № 890 (далее - Правила предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности).

2.10.7. Метрологическое обеспечение средств измерений, входящих в состав систем учета электрической энергии, должно соответствовать положениям раздела 3.7 «Метрологическое обеспечение» Технической политики и осуществляться в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации.

2.10.8. В зависимости от топологии сети, с целью балансирования участков распределительной сети, рекомендуется организовывать учет на сетевых объектах по границам балансовой принадлежности Общества.

2.10.9. ПС 35 кВ и выше должны оснащаться измерительными комплексами и УСПД с применением средств передачи данных в центр сбора и обработки информации (ЦСОИ). Приборы учета должны устанавливаться на

всех присоединениях.

2.10.10. Для защиты приборов учета и (или) измерительного комплекса коммерческого и технического учета электрической энергии от несанкционированного доступа должно применяться пломбирование клеммных крышек приборов учета и испытательных коробок, а также испытательных и промежуточных клеммников цепей тока и напряжения, идентификация и аутентификация субъектов и объектов доступа. При подключении приборов учета и (или) измерительных комплексов коммерческого и технического учета электрической энергии к беспроводным сетям связи операторов сотовой связи защита информации от несанкционированного доступа должна обеспечиваться путем применения выделенного APN (VPN) оператора сети передачи данных и топологии сети «Звезда» (Hub and Spoke).

2.10.11. На ответственных присоединениях ПС 35 кВ и выше, при наличии технической и экономической целесообразности, допускается устанавливать приборы учета, выполняющие функции осциллографического регистратора параметров нормального и аварийного режимов, переходных процессов и несоответствий ПКЭ нормам ГОСТ 32144.

2.10.12. ТП, РП, РТП 6-20 кВ должны оснащаться измерительными комплексами 0,4-20 кВ с применением средств передачи данных.

2.10.13. Обеспечение синхронизации Системы учета и телемеханики в части передачи технологической информации в ЦУС в целях оперативно-технологического управления (токи, напряжения, мощности и другие).

2.10.13.1. Для эффективного использования ресурсов при проектировании нового строительства и (или) реконструкции объектов распределительной сети 0,4-20 кВ рекомендуется предусматривать использование единых устройств, поддерживающих возможность сбора и передачи сигналов телемеханики и данных Системы учета (при соответствующем экономическом и/или техническом обосновании).

2.10.13.2. Для Системы учета и телемеханики проектировать общие каналы связи.

2.10.13.3. Обеспечивать возможность применения телеметрической информации, получаемой и передаваемой посредством Системы учета, для организации дистанционного наблюдения и управления в отношении объектов распределительной сети 0,4-20 кВ:

а) на уровне измерительных комплексов:

- управляемость сети посредством управления КА (при наличии соответствующей технической возможности в КА);

б) на уровне УСПД (контроллера, прибора учета (внешнего модуля) с функциями дистанционного управления):

- объем телеинформации в соответствии с пунктом 2.9.8.10 а) Технической политики;

- управляемость сети посредством управления КА (при наличии соответствующей технической возможности в КА);
- объем телеметрической информации внутренней самодиагностики в соответствии с пунктом 2.9.8.10 Технической политики.

2.10.13.4. Применять единые первичные преобразовательные устройства (датчики, трансформаторы) тока и напряжения для подключения измерительных приборов Систем учета и телемеханики.

2.10.13.5. Допускается возможность раздельного исполнения Системы учета и телемеханики исключительно по согласованию блоков реализации услуг и технической политики при наличии соответствующего обоснования (по критериям экономической целесообразности или обеспечения требуемого уровня надежности электроснабжения потребителей на проектируемом участке сети).

2.10.14. Организация учета электрической энергии на ВЛ 6-10 кВ

2.10.14.1. Для организации учета электрической энергии, в том числе в случае прохождения границы балансовой принадлежности по объектам сетевого хозяйства потребителя, учет электрической энергии должен организовываться с использованием выносных (в том числе высоковольтных) пунктов коммерческого учета.

2.10.14.2. Точки учета электрической энергии должны оснащаться измерительными комплексами с применением средств передачи данных.

Приоритетность выбора каналов связи приведена в таблице 4.

Таблица 4. Выбор канала связи от ИИК при их наличии

Объект учета	Протоколы передачи		Каналы связи ИИК-ИВКЭ (ИВК)				
	RS-485	Ethernet	PLC и ВЧ	Ethernet - VPN на сторонних сетях	RF*	GPRS	ЦСПИ
ПС 35 кВ и выше	2	1	4	5	2	3	1
ТП 6,10 кВ	2	1	2	4	3	5	1
Многоквартирный жилой дом	2	1	1	3	2	4	-
Частные домовладения	-	-	1	4	2	3	-

** в понятие «RF» включаются каналы, реализованные в различном диапазоне радиочастот, в том числе на протоколах ZigBee, LPWAN, BlueTooth и пр.*

2.10.14.3. Для защиты приборов учета классического исполнения от механических воздействий и несанкционированного доступа их размещение должно производиться в шкафах, оснащенных охранной сигнализацией.

2.10.14.4. В случае отсутствия технической возможности и (или) экономической целесообразности установки средств измерения непосредственно на границе балансовой принадлежности, допускается их

установка в иных точках сети, при условии их наименьшей удаленности от границы балансовой принадлежности.

2.10.15. Организация учета электрической энергии на ВРУ 0,4 (0,23) кВ потребителей частных домовладений и юридических лиц

2.10.15.1. Точки учета для юридических лиц и частных домовладений, подключенных к сети 0,4 (0,23) кВ, должны оснащаться измерительными комплексами с применением средств передачи данных (через сети мобильной связи, радиоканалы, PLC-технологии, а также интерфейсами доступа к дистанционному считыванию информации). Допускается применение приборов учета, оборудованных удаленным (выносным) дисплеем для отображения информации.

2.10.15.2. Для граждан - потребителей электрической энергии, проживающих в частных домовладениях, средства измерения должны устанавливаться на границе балансовой принадлежности за территорией жилого помещения на вводе в дом (на опоре ВЛ, стене дома) или на опоре ВЛ с применением приборов учета с расщепленной архитектурой или выносных пунктов коммерческого учета.

2.10.15.3. Для юридических лиц - потребителей электрической энергии средства измерения должны устанавливаться на границе балансовой принадлежности с применением приборов учета с расщепленной архитектурой или выносных пунктов коммерческого учета.

2.10.16. Требования к компонентам Систем учета

2.10.16.1. Требования к измерительным ТТ и ТН для целей учета электрической энергии:

- при новом строительстве и реконструкции ЦП 110 кВ и выше следует отдавать предпочтение установке цифровым измерительным ТТ и ТН;
- измерительные ТТ и ТН должны соответствовать требованиям, изложенным в подразделе 2.1.9 «Измерительные трансформаторы» настоящей Технической политики.

2.10.16.2. Требования к приборам учета электрической энергии, устанавливаемым на присоединениях объектов сетевого хозяйства и в распределительных сетях:

- приборы учета должны обеспечивать накопление статистики по случайным событиям (провалы и прерывания напряжения, перенапряжения);
- вновь устанавливаемые приборы учета электрической энергии должны иметь не менее двух цифровых интерфейсов или интерфейс с мультидоступом для работы в Системе учета Общества. На ЦПС приборы учета должны иметь цифровой интерфейс Ethernet (допускается внешний преобразователь) для работы в Системе учета и второй цифровой интерфейс для локальной проверки и настройки;
- классы точности приборов учета электрической энергии для различных объектов учета должны быть следующими:
  - на присоединениях напряжением 110 кВ и выше - не ниже 0,2S;

• на присоединениях напряжением 0,4-35 кВ – не ниже 0,5S.

Класс точности приборов учета реактивной электрической энергии может выбираться на одну ступень ниже соответствующего класса точности приборов учета активной электрической энергии.

- приборы учета должны соответствовать требованиям Правил предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных Систем учета электрической энергии (мощности);
- цифровые приборы учета должны соответствовать требованиям ГОСТ 22261, ГОСТ 31819.22, ГОСТ 31819.23, МЭК 61850-8.1 GOOSE, MMS, МЭК 61850-9.2 SV или иметь техническую возможность оперативного перехода на информационное взаимодействие по МЭК 61850 при соответствующей готовности вышестоящего уровня управления (ЦУС) без дополнительных затрат и без необходимости замены (демонтажа) прибора учета, УСПД.

2.10.17. Требования к каналам связи

2.10.17.1. При определении типов каналов связи в каждом конкретном случае следует исходить из территориального расположения объектов учета и максимального использования собственных телекоммуникационных связей.

2.10.17.2. Каналы связи, предназначенные для передачи информации, должны обеспечивать устойчивые соединения между устройствами различных уровней Системы учета электрической энергии. Использование сотовой связи допускается в качестве основного канала связи (например, для канала УСПД (ИВКЭ) – ИВК ВУ) только в случаях отсутствия других каналов связи, обеспечивающих устойчивое соединение.

При использовании сотовой связи обязательно обеспечение целостности передаваемой информации, использование выделенного APN (VPN) оператора сети передачи данных и топологии сети «Звезда» (Hub and Spoke).

Виды каналов связи должны определяется экономической целесообразностью.

2.11. Сеть связи электросетевого комплекса

2.11.1. Общие положения

2.11.1.1. Основные задачи, на решение которых направлена техническая политика Общества в области развития сети связи:

- координация Обществом развития телекоммуникационной инфраструктуры ДЗО и их взаимодействие между собой;
- ускоренное перевооружение и модернизация;
- внедрение современных телекоммуникационных и информационных технологий и расширение спектра новых услуг;
- построение единой системы управления сетевыми ресурсами;
- внедрение передовых технологий эксплуатации с использованием современных средств диагностики, мониторинга;
- совершенствование нормативно-технической базы и

методического обеспечения.

2.11.1.2. Сеть связи электросетевого комплекса (ССЭСК) - комплекс взаимодействующих сетей связи ДЗО Общества и ПАО «Россети», включающий в себя средства связи и линии связи и предназначенный для обеспечения управления технологическими процессами в передаче и распределении электроэнергии, диспетчерского управления и производственной деятельности электросетевого комплекса.

2.11.1.3. Сеть связи ЭСК включает в себя сеть связи магистрального ЭСК с доступом на объекты ЕНЭС и сети связи распределительных сетевых компаний. Ключевым принципом планирования сетей связи предприятий электросетевого комплекса является обеспечение взаимоувязки и синхронизации планов развития, а также взаимное использование сетевых ресурсов для обеспечения единого технологического процесса и повышения надежности сетей связи.

2.11.1.4. Сеть связи предназначена для передачи всех видов информации (голос, данные, видео) в целях обеспечения управления технологическими процессами при передаче и распределении электроэнергии, оперативно-технологическом управлении, производственной и административно-хозяйственной деятельности Общества и ДЗО, оперативно-диспетчерском управлении в электроэнергетике.

2.11.1.5. Целью создания сети связи ЭСК является обеспечение потребностей пользователей технологических и корпоративных систем управления ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети» и их ДЗО современным набором услуг связи с заданными показателями качества обслуживания при оптимальных затратах на развитие и эксплуатацию сети связи для достижения требуемого уровня надежности и темпов развития единого ЭСК.

2.11.1.6. Сеть связи ЭСК должна обеспечить:

- информационный обмен между объектами электроэнергетики, ДЦ и ЦУС для осуществления оперативно - диспетчерского и оперативно-технологического управления;
- функционирование систем релейной защиты и автоматики;
- информационный обмен между электросетевыми компаниями для осуществления технологического и корпоративного управления;
- информационную безопасность передаваемых данных;
- возможность интеграции с предприятиями ТЭК, а также с ведомствами и операторами связи, заинтересованными в создании сетей связи на базе инфраструктуры электроэнергетики;
- интеграцию ИТ - систем предприятий электроэнергетики в единое инфокоммуникационное пространство;
- недискриминационный доступ субъектов электроэнергетики к ресурсам технологической сети связи.

2.11.1.7. Решение вышеуказанных задач позволит:

- повысить живучесть и надежность функционирования

электрических сетей за счёт обеспечения управления объектами ЭСК в нормальных и аварийных режимах;

- повысить масштабируемость технических решений и оперативность интеграции объектов нового строительства или реконструируемых объектов ЭСК;
- повысить наблюдаемость и управляемость объектов ЭСК за счет обеспечения эксплуатационных подразделений, аварийных бригад, руководителей всех рангов оперативной и достоверной информацией и за счет оперативного доведения принятых решений и поставленных задач до каждого предприятия или должностного лица;
- обеспечить возможность внедрения и функционирования автоматических и автоматизированных систем диспетчерского, технологического управления и корпоративной информационной системы управления на всех уровнях иерархии управления;
- обеспечить возможность проведения цифровой трансформации ЭСК, построения электрической сети нового поколения, внедрения «Цифровой подстанции».

2.11.2. Принципы создания и развития сети связи ЭСК

2.11.2.1. При построении и развитии сети связи необходимо следовать следующим основным принципам:

- цифровизация сети и внедрение оборудования технологии коммутации пакетов, при условии выполнения технических требований по организации обмена технологической информацией между объектами электросетевого хозяйства Общества. Вывод из эксплуатации аналоговых систем связи;
- широкополосность - возможность выборочного изменения скорости передачи информации по упрощенной процедуре для конкретной подсистемы или сервиса, в зависимости от текущих потребностей;
- масштабируемость сети - возможность расширения сети без изменения основополагающих технических принципов её построения и полной замены каналообразующего оборудования;
- разделение технологических и корпоративных сегментов сети связи на физическом или логическом уровнях; Технологический сегмент должен создаваться и развиваться с условием обеспечения принципов организации каналов связи «Целевой модели прохождения команд и организации каналов связи и передачи телеметрической информации между диспетчерскими центрами и центрами управления сетей сетевых организаций, подстанциями», утвержденной совместным решением АО «СО ЕЭС» и ПАО «ФСК ЕЭС» от 29 января 2007 г.;
- обеспечение приоритизации критичных к задержкам типов данных за счет внедрения механизмов по обеспечению качества обслуживания (QoS);
- обеспечение информационной безопасности с целью исключения

несанкционированного доступа к ресурсам сети связи;

- инвариантность доступа - обеспечение доступа пользователей к автоматизированным и информационным системам независимо от используемой технологии;
- мультисервисность – одновременная передача по сети всех видов трафика (голос, данные, видео);
- модернизация сети при наличии технической и экономической целесообразности;
- снижение капитальных и операционных затрат за счёт использования унифицированных типовых решений и автоматизации процессов диагностики и управления;
- организация взаимодействия с существующими и создаваемыми сетями связи субъектов электроэнергетики, а также с сетями операторов связи;
- использование открытых и стандартизированных протоколов и интерфейсов;
- учёт прогнозов потенциальных потребностей в телекоммуникационных и информационных услугах на 5-10 летнюю перспективу;
- развертывание сетей связи без нарушения функционирования существующей телекоммуникационной инфраструктуры, т.е. построение новых пользовательских сетей параллельно с действующими;
- приоритетность – при построении ССЭСК применение безусловного приоритета технологического трафика, с учетом гарантированной надежности и безопасности доставки;
- гибридность - реализация требований к транспортным сетям при взаимодействии различных типов технологических систем, таких как релейная защита и автоматика, телемеханика, голосовая связь и другие, в части таких параметров, как время задержки, асимметрия задержки, неравномерность задержки (джиттер);
- обеспечение контроля за состоянием критически важных элементов сети связи с использованием систем мониторинга.

2.11.2.2. Технологический сегмент ССЭСК должен создаваться и развиваться в соответствии с условием обеспечения принципов организации каналов связи в соответствии с Положением о технологическом взаимодействия между АО «СО ЕЭС» и ПАО «ФСК ЕЭС» от 17 мая 2019 г., Концепцией построения сети связи электросетевого комплекса (СТО 34.01-9-005), иной НТД ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети», регламентирующей создание и развитие сетей связи.

2.11.2.3. В качестве граничных маршрутизаторов, имеющих доступ к информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», выбираются маршрутизаторы, сертифицированные на соответствие требованиям по безопасности информации (в части реализованных в них функций безопасности).

2.11.2.4. Развитие информационно-коммуникационной инфраструктуры предполагает использование услуг и облачных решений ведущих операторов связи. Создание и модернизация собственных сетей связи, а также систем хранения и обработки данных осуществляется с учетом оценки эффективности и экономической целесообразности.

2.11.3. Основные требования к услугам сети связи ЭСК

2.11.3.1. Сеть связи ЭСК на всех уровнях управления должна обеспечивать обмен всеми видами информации (звук, видео, данные) с гарантированным качеством в соответствии с федеральными и корпоративными нормами на каналы связи в том числе в соответствии с РД 45.046-99, МСЭ-Т G.823, МСЭ-Т G.825, МСЭ-Т Y.1540, МСЭ-Т Y.1541.

Услуги по передаче информации характеризуются следующими параметрами качества:

- доступность;
- коэффициент готовности и время восстановления;
- качество передачи информации;
- пропускная способность;
- время задержки;
- асимметрия задержки;
- неравномерность задержки (джиттер);
- функционирование телекоммуникационной инфраструктуры в круглосуточном режиме с резервированием ее элементов, обеспечивающих непрерывность оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и оперативно - технологического управления.

2.11.3.2. Доступность определяется соответствием параметров передачи сигналов электросвязи требованиям норм на электрические параметры основных цифровых каналов и трактов магистральной и внутризоновых первичных сетей взаимоувязанных сетей связи Российской Федерации.

2.11.3.3. Коэффициент готовности каждого направления обмена информацией для технологического и корпоративного сегментов сети связи должен удовлетворять требованиям по надежности работающих подсистем управления.

2.11.3.4. Полоса пропускания цифровых каналов должна выбираться так, чтобы обеспечивалась передача всего трафика задач управления с заданными параметрами качества, в том числе функционирование телефонной связи для оперативных переговоров, производственно-технологической телефонной связи, передача телеметрической информации о технологических режимах работы оборудования, задач оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, выполняемых субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и др.

2.11.3.5. Организация информационного обмена между объектами электроэнергетики сетевых организаций и ДЦ АО «СО ЕЭС», включая требования к телефонной связи для оперативных переговоров, должна соответствовать техническим

требованиям, приведённым в действующих соглашениях о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и сетевыми организациями в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России.

2.11.3.6. Узлы связи ЦУС, ПС, узлы связи электросетевых компаний и других субъектов электроэнергетики должны подключаться к Сети связи ЭСК в сетевых узлах сети связи ЭСК не менее чем двумя взаимно резервируемыми независимыми каналами связи с пропускной способностью определяемой проектом и действующей НТД. При этом для организации информационного обмена должны взаимно использоваться ресурсы телекоммуникационных инфраструктур ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети» и их ДЗО, и других субъектов электроэнергетики.

2.11.3.7. Сеть связи ЭСК должна обеспечивать предоставление следующих основных услуг по передаче технологической и корпоративной информации:

- телефонная связь для оперативных переговоров;
- передача телеметрической информации (телеинформация, телесигнализация и дистанционное управление);
- передача данных технологического видеонаблюдения;
- передача сигналов и команд релейной защиты и автоматики с возможностью дистанционного мониторинга устройств релейной защиты и автоматики, просмотра осциллограмм и изменения конфигурации терминалов релейной защиты и автоматики;
- передача данных АИИС КУЭ и СМУКЭ;
- передача данных корпоративных ИТ - систем;
- запись оперативных переговоров;
- производственно-технологическая телефонная связь;
- оперативная радиосвязь;
- доступ к сервисам и услугам телефонной сети общего пользования (местная, междугородная и международная связь);
- видеоконференцсвязь;
- запись видеоконференцсвязи;
- передача факсимильных сообщений;
- передача иной технологической информации;
- информационно-справочные услуги

2.11.4. Структура и состав сетей связи ЭСК

2.11.4.1. ССЭСК представляет собой комплекс взаимодействующих сетей связи ПАО «ФСК ЕЭС» и ДЗО ПАО «Россети».

Сети связи ПАО «ФСК ЕЭС», ДЗО ПАО «Россети» делятся на следующие составляющие:

- первичная (магистральная и распределительная) сеть связи, представляющая собой совокупность сетей, линий и каналов связи, обеспечивающих доставку всех видов информации;
- вторичные (наложенные) сети, представляющие собой

совокупность средств, обеспечивающих передачу, коммутацию, и распределение информации определенного вида.

2.11.4.2. Для построения первичной сети связи и обеспечения резервирования могут быть использованы следующие типы сетей, линий и каналов связи:

- проводные:
- волоконно-оптические линии связи (ВОЛС);
- высокочастотная сеть связи по ВЛ (ВЧ-ВЛ);
- кабельные линии связи (КЛС);
- каналы связи по технологии PLC;
- арендованные ресурсы (каналы) связи, образованные проводными средствами операторов связи;
- беспроводные:
- радиорелейные линии связи (РРЛ);
- сеть спутниковой связи;
- арендованные ресурсы (каналы) связи, образованные беспроводными средствами операторов связи, за исключением использования сети подвижной радиотелефонной (сотовой) связи.

2.11.4.3. Вторичные сети, включают:

- сеть передачи данных;
- сеть телефонной связи;
- сеть конференцсвязи (аудио и видео);
- сеть подвижной радиосвязи;
- сеть связи базовых станций подвижной радиосвязи.

2.11.4.4. Архитектура сети связи ЭСК представляет собой совокупность сетей связи ПАО «ФСК ЕЭС» и ДЗО (ДЗО ПАО «Россети), объединенных не менее двумя взаимно резервируемыми каналами связи по радиально-кольцевому принципу (рисунок 4).

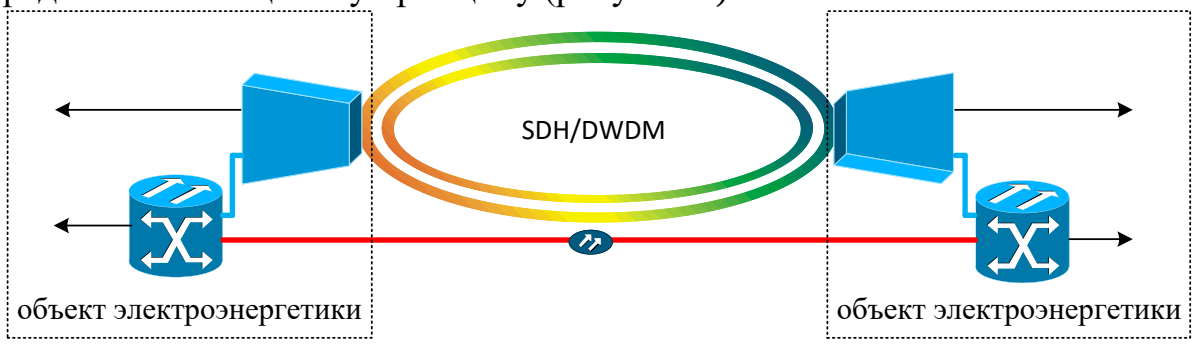


Рисунок 4. Кольцевая архитектура ВОЛС

2.11.4.5. Первичная сеть связи должна быть организована преимущественно по кольцевой топологии. Кроме того, допускаются следующие топологии построения первичной сети:

- ячеистая;
- точка - точка;
- точка - много точек;

- цепочка;
- множественное кольцо.

2.11.4.6. Для обеспечения отказоустойчивости сети связи должны использоваться технологии дублирования или резервирования оборудования и каналов, в зависимости от используемых технологий, ограничений по информационному обмену или экономической целесообразности.

2.11.4.7. На участках магистральной сети, требующих большой пропускной способности и/или имеющих перспективы по увеличению трафика целесообразно, при соответствующем ТЭО, применение оборудования спектрального уплотнения xWDM. Кроме того, применение технологии WDM является одним из способов логического разделения технологического и корпоративного сегментов сети, и позволяет организовать необходимое количество каналов SDH и/или Ethernet с требуемой пропускной способностью.

2.11.4.8. Для обеспечения последующего перевода сети связи на IP/Ethernet с сохранением ранее сделанных инвестиций рекомендуется использовать оборудование связи технологий SDH или OTN, имеющие необходимое для конкретной топологии сети количество интерфейсов Ethernet.

2.11.4.9. Применяемые при построении сети связи оборудование и материалы должны соответствовать требованиям действующей НТД. Соответствие оборудования должно быть подтверждено сертификатами соответствия, а соответствие материалов декларациями о соответствии, выданными федеральным органом исполнительной власти в области средств связи.

2.11.5. Сеть передачи данных

2.11.5.1. Структура сети передачи данных ССЭСК должна представлять трехуровневую модель сети связи, отраженную на рисунке 5.

Рисунок 5. Трехуровневая модель ССЭСК

2.11.5.2. Структура сети передачи данных ССЭСК (рисунок 6) должна включать в себя:

- базовый/магистральный уровень (ядро) (обеспечивает скоростные, протяженные соединения между географически удаленными участками, связывая несколько площадок (групп зданий) в распределенную сеть, и отвечает за быструю и надежную пересылку больших объемов трафика);

- уровень распределения/агрегации (обеспечивает маршрутизацию, фильтрацию и доступ к ресурсам объединенной сети, а также (если необходимо) в определении правил доступа пакетов к базовому уровню);
- уровень доступа (обеспечивает доступ пользователей, рабочих групп и локальных технологических систем при обращении к ресурсам объединенной сети).

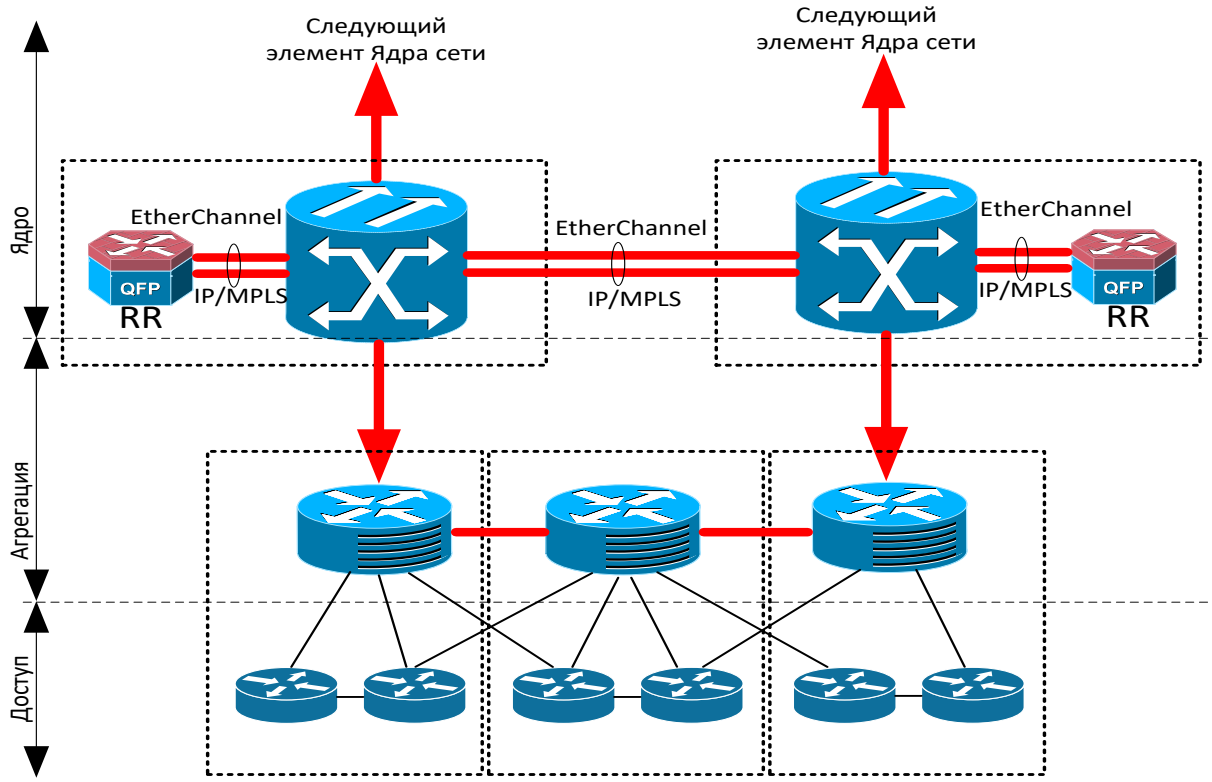


Рисунок 6. Структура сети передачи данных ССЭСК

2.11.5.3. Структура сети передачи данных ССЭСК должна обеспечивать сопряжение узлов связи на всех уровнях технологического и корпоративного управления электросетевых компаний и АО «СО ЕЭС». При реализации разделения сегментов сети передачи данных на логическом уровне должны обеспечиваться мероприятия по безопасному сопряжению сетей, включая сегментирование и межсетевое экранирование.

2.11.5.4. Узлы связи ЦУС, ПС, узлы связи электросетевых компаний и других субъектов электроэнергетики должны подключаться к сети связи ЭСК не менее чем двумя взаимно резервируемыми независимыми каналами связи в сетевых узлах сети связи ЭСК, которые являются узлами доступа ССЭСК.

В качестве узлов доступа ССЭСК должны использоваться узлы связи ПС, региональные (РУС) и окружные узлы связи (ОУС), созданные на базе филиалов электросетевых компаний, а также узлы доступа альтернативных операторов связи.

2.11.5.5. Базовым направлением развития ССЭСК является цифровизация транспортной сети и сети доступа на базе широкого внедрения современных цифровых коммутационных узлов за счет строительства сетей ВОЛС, РРЛ, развертывания систем спутниковой связи (ССС), цифровой

подвижной радиосвязи (ЦПР), использования аппаратуры спектрального уплотнения с разделением по длинам волн (WDM) и применения технологии пакетной коммутации на основе межсетевого протокола (IP).

2.11.5.6. С целью улучшения наблюдаемости ЭСК и, как следствие, повышения уровня оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления стратегический приоритет должен быть отдан цифровизации сетей доступа на уровне «объект - диспетчерский центр/центр управления сетями».

2.11.5.7. При организация технологической связи между ЦУС и объектами ЭСК с классом напряжения ниже 35 кВ, а также с устройствами учёта потребителей допускается применение технологий выделенного APN в сетях GSM/GPRS/3G/4G (за исключением передачи команд дистанционного управления) и топологии сети «Звезда» (Hub and Spoke).

Пример построения участка сети по ВОЛС отражен на рисунке 7.

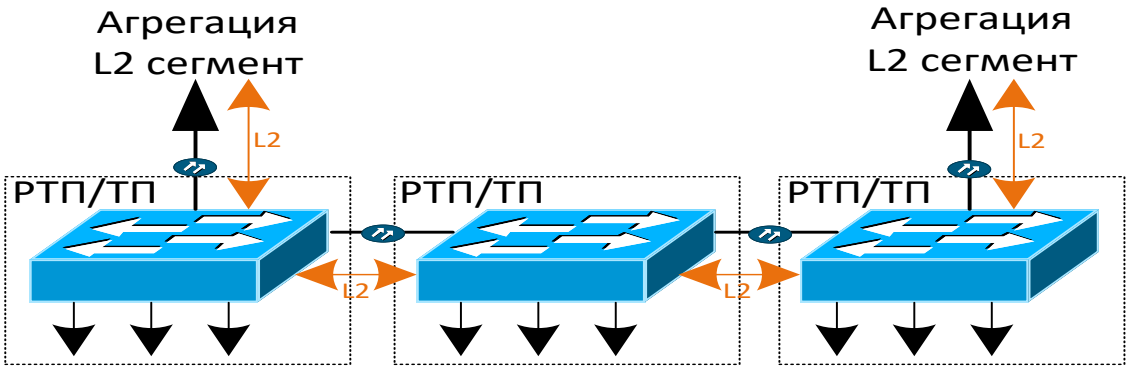


Рисунок 7. Участок сети по ВОЛС

Пример построения участка беспроводной сети по APN отражен на рисунке 8.

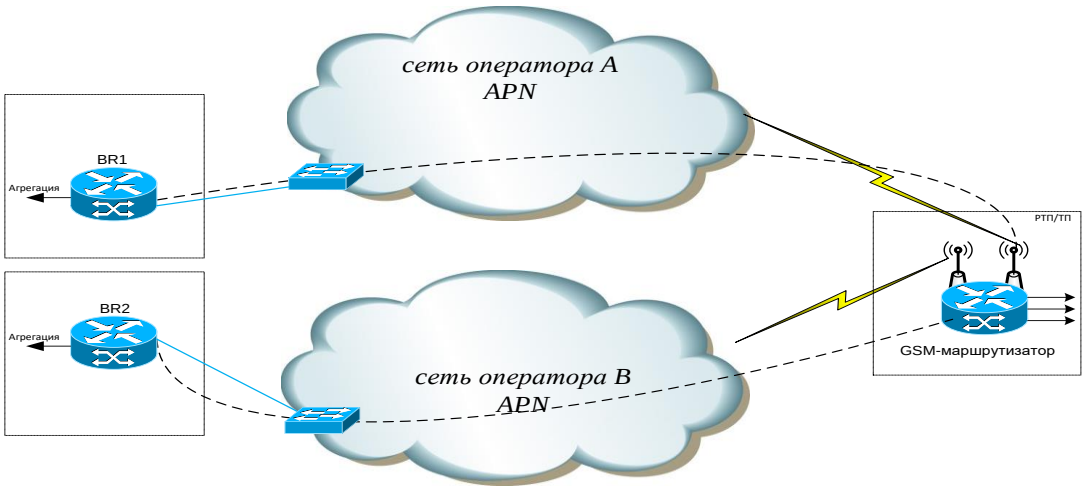


Рисунок 8. Участок беспроводной сети по APN

2.11.5.8. Беспроводные технологии позволяют обеспечить связь ЦУС с большим количеством объектов на сравнительно большой территории при минимальных затратах на разворачивание и обслуживание сети.

Допускается использование технологии PLC на участках между объектами классом напряжения ниже 35 кВ, устройствами учёта потребителей с организацией общей точки подключения (шлюза) к каналу связи.

Пример построения участка сети с использованием PLC отражен на рисунке 9.

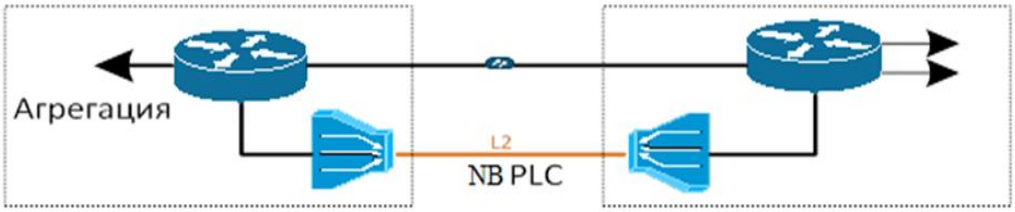


Рисунок 9. Участок сети с использованием PLC

2.11.5.9. Применяемые материалы и оборудование при построении технологической сети, в том числе оптические кабели, арматура и муфты, системы передачи информации, оборудование коммутации и маршрутизации, ПТК для применения в электроэнергетике должны соответствовать установленным требованиям, быть аттестованными в установленном порядке и иметь Сертификат соответствия, выданный федеральным органом исполнительной власти в области связи.

2.11.6. Волоконно-оптические линии связи/передачи

2.11.6.1. ВОЛС являются основным способом построения магистральной сети связи.

2.11.6.2. Строительство ВОЛС на ВЛ 35 кВ и выше осуществляется в основном подвеской оптического кабеля, встроенного в грозозащитный трос (ОКГТ).

2.11.6.3. При строительстве ВОЛС допускается использование оптического самонесущего кабеля (ОКСН) (рисунок 10), оптического кабеля, встроенного в фазный провод ВЛ (ОКФП) (рисунки 10 и 11), оптического кабеля, навиваемого на фазный провод или грозозащитный трос ВЛ (ОКНН).

2.11.6.5. Для прокладки в здания применяется конструкция ВОК (рисунок 12), как пример, состоящая из центрального силового элемента (стеклопластиковый стержень, стальной трос или стальная проволока в полиэтиленовой оболочке), вокруг которого скручены оптические модули, содержащие до 32 оптических волокон каждый с бронепокровом из стальной гофрированной ленты или стеклопластиковых прутков и внешней оболочкой из полиэтилена высокой плотности.

Для прокладки ВОК внутри зданий (объектов) используются ВОК аналогичной конструкции, но при этом внешняя оболочка кабеля должна быть выполнена из материалов, не поддерживающих горение.

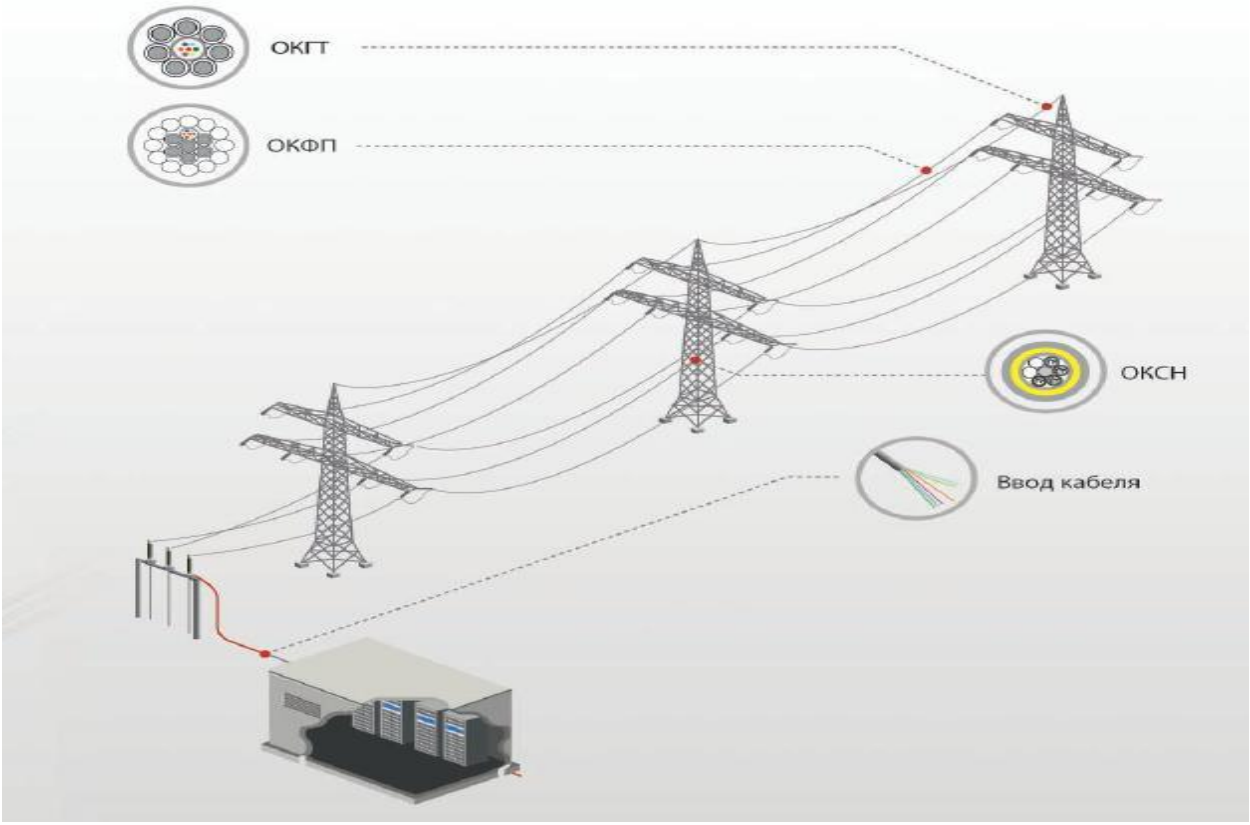


Рисунок 10. Пример использования самонесущего кабеля (ОКСН) и оптического кабеля, встроенного в фазный провод (ОКФП) и грозозащитный трос (ОКГТ)

Рисунок 11. Пример оптического кабеля, встроенного в фазный провод

2.11.6.5. Не рекомендуется применение ОКСН в районах с высокой степенью промышленного загрязнения, в районах до 5 км от морских и океанических побережий, а также в районах в зоне климата с длительными периодами засухи и редкими периодами дождевых осадков и тумана.

2.11.6.6. Технология навивки ОКНН на фазные провода или грозозащитный трос (ГТ) также имеет ограниченную область применения. Допускается навив оптического кабеля на фазный провод на ВЛ напряжением до 150 кВ или ГТ в районах со среднегодовой продолжительностью гроз менее 20 часов.

Рисунок 12. Пример конструкции ВОК для прокладки в зданиях

2.11.6.7. При организации ВОЛС на КЛ допускается применять высоковольтные кабели подземной или подводной прокладки со встроенным ОК.

2.11.6.8. Выбор типа используемого кабеля должен определяться экономической целесообразностью с учётом состояния ВЛ и возможности её отключения на время строительства и возможных ремонтов ВОЛС.

2.11.6.9. Число оптических волокон в оптическом кабеле и емкость систем передачи определяется на этапе разработки задания на проектирование или проектирования с учетом текущей и перспективной потребности.

2.11.6.10. Допускается строительство ВОЛС на ВЛ с привлечением внетарифных инвестиций сторонних организаций (операторов связи) путём предоставления им во временное ограниченное пользование электросетевой инфраструктуры с целью подвеса ВОЛС.

2.11.6.11. Строительство ВОЛС должно осуществляться преимущественно по кольцевому принципу объединения узлов связи для обеспечения физического резервирования каналов связи.

2.11.6.12. Для сооружения ВОЛС допускается использование нескольких ВЛ различного класса напряжения, совпадающих по направлению с трассой ВОЛС.

2.11.6.13. При размещении на ВЛ волоконно-оптического кабеля, при производстве проектно-изыскательских работ должно быть выполнено обследование состояния фундаментов и металлоконструкций опор и их закреплений в грунте с учётом дополнительных нагрузок, возникающих при монтаже волоконно-оптического кабеля.

2.11.6.14. При создании ВОЛС выбор технологии для передачи информации осуществляется на этапе проектирования с учетом текущего и перспективного назначения линии связи и типов передаваемого трафика.

2.11.6.15. Параметры оптического волокна должны соответствовать ГОСТ Р МЭК 60793 и рекомендациям МСЭ-Т G.652, G.653, G.654, G.655. Индивидуальные требования к параметрам ОВ должны уточняться на этапе разработки проектной документации системы передачи информации, реализуемой конкретной ВОЛС ВЛ.

2.11.6.16. Проектирование, строительство и эксплуатация ВОЛС на ВЛ должны осуществляться в соответствии с действующими НПА и НТД.

2.11.6.17. Исполнительная документация должна быть выполнена в соответствии с требованиями руководящих документов СТО 56947007-33.180.10.172, РД 45.156 и РД 45.190, исполнительная документация линейной части подвеса ВОК на ВЛ - в соответствии с РД 34.20.504.

2.11.6.18. С учетом повышенных требований к надежности работы магистральной сети, необходимо определение целесообразности установки автоматизированных систем мониторинга оптических волокон, позволяющих в режиме реального времени вести мониторинг состояния физических параметров оптических волокон.

2.11.6.19. В целях унификации технической эксплуатации и для обеспечения возможности проведения паспортизации, плановых измерений и измерений в процессе проведения аварийно-восстановительных работ оптические волокна и модули в ВОК должны иметь следующую окраску: синий, оранжевый, зелёный, коричневый, серый, белый, красный, чёрный, жёлтый, фиолетовый, розовый, бирюзовый.

2.11.6.20. Основными принципами и направлениями развития ВОЛС являются:

- построение новых физических высокоскоростных каналов связи для объектов инфраструктуры энергетики;
- обеспечение и контроль за качеством выполнения работ на этапах проектирования и реализации строительства ВОЛС по ВЛ;
- при строительстве и развитии ВОЛС допускается привлечение внетарифных инвестиций операторов связи, организаций ТЭК и других - обладающих собственной инфраструктурой ВОЛС, с которыми так же возможен долговременный взаимный обмен оптическими волокнами и телекоммуникационными ресурсами на договорной основе;
- переход от TDM оборудования к системам передачи с коммутацией пакетов.

2.11.6.21. Область применения ВОЛС - приоритетный вид инфраструктуры для построения магистральной сети и сети доступа связи к объектам всех классов напряжения.

2.11.7. Высокочастотная сеть связи по ВЛ

2.11.7.1. Системы высокочастотной связи применяются для управления технологическими процессами, как в нормальных условиях, так и при аварийных ситуациях. По этим каналам передаются все виды информации, необходимые для этого управления:

- речь (телефонная связь);
- сигналы телемеханики;
- данные межмашинного обмена;
- данные АСУ ТП;

- данные АИИС КУЭ.

2.11.7.2. Каналы ВЧ связи используют в качестве среды передачи (линии связи) фазные провода и грозозащитные тросы ВЛ.

2.11.7.3. Применение цифровой ВЧ связи целесообразно на участках сети, где требуется передавать ограниченный объём информации, а применение других видов связи не обеспечивает необходимую надёжность передачи информации или экономически нецелесообразно. Пропускная способность цифровых трактов ВЧ связи определяется расчётным путём на этапе проектирования, с учётом особенностей аппаратуры, состояния ВЛ, наличия отпаек и дополнительного затухания, вызванного погодными условиями и обрывами ВЛ. На ВЛ 35 кВ и выше скорость передачи также ограничена наличием свободных частот в диапазоне 16 - 1000 кГц.

2.11.7.4. В зависимости от используемой полосы частот аппаратура ВЧ позволяет обеспечить передачу информации со скоростью до нескольких сотен кбит/с.

2.11.7.5. ВЧ каналы связи должны быть организованы с учётом обеспечения запаса по перекрываемому затуханию при неблагоприятных погодных условиях (туман, изморось, гололёд, дождь). При организации каналов связи должны выполняться условия по обеспечению электромагнитной совместимости.

2.11.7.6. Не допускается передача сигналов ВЧ защит ВЛ по ВЧ каналам, организованным по грозозащитным тросам.

2.11.7.7. Основными принципами и направлениями развития линий ВЧ связи является повышение функциональности, надёжности и качества ВЧ связи, а именно:

- внедрение многофункциональных цифровых систем, отвечающих современным повышенным требованиям к каналам ВЧ связи (прогрессивные виды модуляции, алгоритмы помехоустойчивого кодирования и другие);
- внедрение специализированных каналов ВЧ связи для ВЧ защит и противоаварийной автоматики с цифровой обработкой сигналов, отвечающих современным повышенным требованиям к каналам такого вида;
- вывод из эксплуатации устаревшей аналоговой аппаратуры ВЧ связи и поэтапная замена современными системами ВЧ связи, позволяющими работать как в цифровом, так и в аналоговом режимах;
- применение цифровой обработки сигнала в трактах передачи и приёма аппаратуры, обеспечивающих эффективное использование частотного ресурса каналов ВЧ связи за счет повышения избирательности аппаратуры и более эффективного использования номинальной полосы частот канала;
- создание Единой информационной системы по выбору частот каналов ВЧ связи.

2.11.7.8. В электрических сетях 6-10 кВ системы ВЧ связи применяются для организации каналов связи с объектами электроэнергетики и с приборами учёта электроэнергии.

2.11.8. Сеть подвижной радиосвязи

2.11.8.1. Сеть подвижной радиосвязи должна развиваться путём расширения зоны радиопокрытия и замены устаревших аналоговых радиостанций на современные цифровые. При модернизации аналоговых систем подвижной радиосвязи основным стандартом для создания радиосети уровня ПО (РЭС, ПМЭС) должен являться цифровой стандарт DMR, позволяющий осуществить постепенный отказ от аналоговой сети УКВ-радиосвязи с сохранением ранее сделанных инвестиций.

2.11.8.2. Система подвижной радиосвязи стандарта DMR должна иметь в своём составе подсистему определения местоположения терминалов (как носимых радиостанций, так и устанавливаемых в автотранспорте) и отображения местоположений на экране рабочего места диспетчера.

2.11.8.3. Применяемые радиостанции должны иметь возможность оперативной смены рабочих частот в целях их использования в других радиосетях при устранении аварийных ситуаций. Радиостанции стандарта DMR должны иметь приемник ГЛОНАСС для определения местонахождения терминала.

2.11.8.4. Ресурс заряженного аккумулятора носимой радиостанции должен обеспечивать ее автономную работу в течение 12 часов при работе в цикле 5/5/90 (передача/приём/ожидание).

2.11.8.5. Получение разрешений о выделении и присвоении (назначении) радиочастот для электросетевых объектов осуществляется в соответствии с Решениями ГКРЧ:

- Решение ГКРЧ от 20.12.2011 № 11-13-01«Об утверждении Порядка рассмотрения материалов и принятия решений о выделении полос радиочастот, переоформления решений и внесения в них изменений»;
- Решение ГКРЧ от 07.11.2016 № 16-39-01 «Об утверждении Порядка проведения экспертизы возможности использования заявленных радиоэлектронных средств и их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиоэлектронными средствами, рассмотрения материалов и принятия решений о присвоении (назначении) радиочастот или радиочастотных каналов в пределах выделенных полос радиочастот».

2.11.8.6. Подвижная радиосвязь, подвижная радиотелефонная связь (сотовая) и спутниковая подвижная радиосвязь (далее средства подвижной радиосвязи) являются основными средствами связи диспетчерского и оперативного персонала с персоналом линейных и аварийно-восстановительных бригад, а также резервным средством связи для оперативного и технологического управления распределительной электрической сетью.

При определении потребности в подвижных средствах радиосвязи необходимо учитывать структуру служб ВЛ в каждом предприятии, операционные зоны линейных участков, качество сотовой GSM/UMTS и

спутниковой связи в зонах эксплуатационной ответственности каждого линейного участка.

2.11.8.7. Допускается применение стационарных радиостанций и УКВ-радиомодемов для организации основных и резервных каналов передачи данных с объектами низкого и среднего напряжения, для организации резервных каналов связи с объектами 35-110 кВ, если применения иных технологий передачи данных, невозможно, либо экономически неэффективно.

2.11.9. Сеть спутниковой связи

2.11.9.1. Каналы фиксированной спутниковой службы могут применяться в качестве одного из каналов связи (не более одного канала в одном направлении) при условии выполнения требований, предъявляемых к организации телефонной связи для оперативных переговоров и передаче информации для автоматизированных и автоматических систем управления, если применение иных технологий передачи данных, невозможно, либо экономически неэффективно.

2.11.9.2. Кроме того, сеть спутниковой связи является дополнительным средством подвижной связи, при отсутствии сети подвижной радиосвязи или отсутствия радиопокрытия в зоне работы линейных и аварийно-восстановительных бригад резервным средством для связи диспетчерского и оперативного персонала с персоналом линейных и аварийно-восстановительных бригад.

2.11.9.3. Основными принципами и направлениями развития сети спутниковой связи являются:

- внедрение современных систем, соответствующих требованиям, установленным Министерством информационных технологий и связи Российской Федерации;
- постоянный контроль качественных показателей каналов (соглашение об уровне сервисов услуги, SLA);
- перевод каналов спутниковой связи в режим эксплуатационной готовности в случае наличия каналов фиксированной связи;
- снижение влияния погодно-климатических условий на функционирование сети связи;
- региональное развитие на базе одного оператора и единой технологии.

2.11.10. Сеть телефонной связи

2.11.10.1. Сеть телефонной связи также состоит из корпоративного и технологического сегментов.

2.11.10.2. Корпоративный сегмент сети телефонной связи предназначен для обеспечения производственной (административно-хозяйственной) деятельности электроэнергетики, включая передачу голоса. Корпоративный сегмент должен развиваться путём замещения абонентских

устройств IP-терминалами и применения коммутационного оборудования, взаимодействующего с терминалами по протоколу SIP и/или H.323.

2.11.10.3. Основными задачами развития корпоративной телефонной сети являются:

- создание единой корпоративной сети телефонной связи на основе корпоративной мультисервисной сети связи;
- внедрение единого плана нумерации;
- внедрение распределённых IP-АТС, состоящих из центрального модуля системы и медиа-шлюзов. При этом в случае временной недоступности центральной АТС медиа-шлюзы должны быть обеспечены самостоятельными IP-АТС с предоставлением базовых голосовых услуг;
- использование протоколов SIP и H.323;
- применение нормированного сжатия (кодеки типа G.726 и G.729);
- внедрение и развитие единой системы управления и мониторинга на уровне центральной АТС;
- конвергенция с другими видами коммуникаций (внедрение технологий унифицированных коммуникаций).

2.11.10.4. Технологический сегмент сети телефонной связи, включая связь для ведения оперативных переговоров, предназначен для обеспечения управления технологическими процессами.

2.11.10.5. Телефонная связь для оперативных переговоров должна обеспечивать передачу команд и оперативное взаимодействие оперативного персонала ЦУС, оперативного персонала объектов электроэнергетики, диспетчеров АО «СО ЕЭС». Для ее организации должно быть предоставлено не менее двух независимых телефонных каналов связи.

2.11.10.6. Телефонная связь для оперативных переговоров должна быть построена на технологии коммутации каналов (TDM – Time Division Multiplexing) с принудительным освобождением занятого канала с возможностью в последующем плавного и поэтапного перехода к технологии пакетной коммутации (MPLS VPN, Traffic Engineering). При этом к телефонной связи для оперативных переговоров предъявляются жесткие требования по надежности и отказоустойчивости, как отдельных узлов, так и всей сети в целом. Выделяемые под эти задачи канальные и технические ресурсы должны обеспечивать гарантированную доставку и качество в нормальных и аварийных режимах работы объектов электроэнергетики с использованием технологии коммутации пакетов.

2.11.10.7. Коммутационное оборудование, используемое для построения телефонной связи для оперативных переговоров, должно иметь 100 % резервирование в «горячем» режиме процессорных ресурсов станции, интерфейсных карт, интерфейсов и блоков питания. Допускается применение коммутационного оборудования для построения телефонной связи для оперативных переговоров, не имеющего в своем составе 100 % горячего резерва, но при этом на рабочем месте оперативного персонала должно быть

установлено не менее двух комплектов коммутационного оборудования, не имеющих общей точки отказа. Коммутационное оборудование, используемое для построения телефонной связи для оперативных переговоров должно пройти процедуру проверки качества для применения на объектах ЭСК.

Коммутационное оборудование, используемое для построения производственно-технологической телефонной связи, может не иметь 100 % резервирования в «горячем» режиме процессорных ресурсов станции, интерфейсных карт, интерфейсов и блоков питания.

2.11.10.8. Должна быть обеспечена автоматическая регистрация (запись) ведения всех переговоров оперативного персонала, с сохранением указанных записей в соответствии с установленным порядком.

2.11.10.9. Для организации телефонной связи для оперативных переговоров используется радиально - узловая топология с добавлением кольцевой топологии, что наиболее полно отражает иерархию диспетчерско-технологического управления электроэнергетики.

2.11.10.10. При цифровизации технологического и корпоративного сегментов телефонной сети должен быть реализован переход на открытую систему нумерации с префиксами выхода: двух-, трёх- или четырёхзначную сокращённую нумерацию при внутристанционной связи и единую семизначную нумерацию при межстанционной связи. Принципы формирования единого плана нумерации должны соответствовать СТО 56947007-33.040.35.203-2015 «Технологическая связь. Руководящие указания по единой системе нумерации АТС электросетевых объектов».

2.11.11. Сеть видео-конференц-связи

2.11.11.1. Система видео-конференц-связи (ВКС) должна обеспечивать организацию видеоконференций по иерархическому принципу в соответствии с организационной структурой сетевых компаний.

2.11.11.2. Для обеспечения оптимального качества в оборудовании ВКС должны быть реализованы механизмы автоматической адаптации параметров кодирования в зависимости от доступной полосы пропускания и качественных характеристик канала связи.

2.11.11.3. Система ВКС должна обеспечивать:

- регистрацию программных и аппаратных видео - терминалов и управление вызовами на ЦАТС;
- подключение удалённых видеоклиентов из внешних сетей, включая Интернет (с учетом требований информационной безопасности);
- проведение видеоконференций в режиме многоадресной рассылки (multicast);
- единое и централизованное управление использованием полосы пропускания каналов связи для сервисов телефонии и ВКС;
- возможность для пользователей интерактивного управления с пульта видео - терминала раскладкой экрана, контентом и списком

участников;

- централизованное планирование, управление сеансами ВКС и мониторинг оборудования ВКС;
- запись на электронные носители проводимых видеоконференций;
- обеспечение конфиденциальности проводимых видеоконференций;
- использование оборудования ВКС для проведения интерактивного обучения;
- поддержку качества передачи голоса и видео не ниже HD (720p) на уровне исполнительного аппарата Общества и не ниже 4CIF на уровне филиалов;
- поддержку совместной работы с документами.

2.11.12. Система мониторинга и управления ССЭСК

2.11.12.1. Управление сетями связи сетевых компаний должно осуществляться, при соответствующем технико-экономическом обосновании, с использованием централизованных систем уровня ПО (РЭС/МЭС/ПМЭС), в которых должны быть реализованы следующие функции:

- конфигурирование, мониторинг и управление неисправностями;
- управление инвентаризацией (учёт физических и логических ресурсов сети);
- управление производительностью (мониторинг параметров сети и анализ производительности);
- контроль выполнения задач по устранению неисправностей;
- управление качеством предоставляемых услуг (SLA);
- управление безопасностью (контроль доступа к ресурсам сети).

2.11.12.2. Уровень управления сетью должен позволять видеть всю сеть в целом, управлять ею и её отдельными элементами, контролировать ее состояние в целом.

2.11.12.3. Уровень мониторинга и управления элементами сети должен позволять осуществлять слежение за параметрами и управление отдельными элементами сети, включая управление событиями и ошибками, резервированием, сбором, первичным диагностированием и хранением событий с элементов сети, обеспечением поддержки аппаратного и программного обеспечения, а также состоянием систем электропитания оборудования ССЭСК.

2.11.12.4. Вся необходимая для управления сетью информация должна располагаться в единой базе данных, которая может изменяться и пополняться описаниями новых объектов управления, а весь обмен служебными данными системы управления должен осуществляться с использованием существующей управляемой сети.

2.11.13. Сеть тактовой сетевой синхронизации

2.11.13.1. Для сети связи магистрального ЭСК должна быть создана

сеть ТСС со своими ПЭГ и ВЗГ, при этом сеть ТСС должна работать с базовой сетью ТСС ПАО «Ростелеком» в псевдосинхронном режиме и вместе с ней составлять систему тактовой сетевой синхронизации сети связи Общества. На сети связи распределительного сетевого комплекса нецелесообразно устанавливать собственные первичные эталонные генераторы (ПЭГ) и вторичные задающие генераторы (ВЗГ). Опорную сеть в филиалах Общества рекомендуется подключать к ТСС ПАО «Ростелеком», либо к ТСС магистрального электросетевого комплекса.

2.11.13.2. Сеть ТСС должна быть рассчитана на долгосрочную перспективу, базироваться на самых передовых технологических решениях и представлять разветвленную однородную сеть формирования, доставки и распределения синхросигналов.

2.11.13.3. Основным назначением сети ТСС является обеспечение установки и поддержания определенной тактовой частоты цифровых сигналов, которые предназначены для цифровой коммутации и цифрового транзита с тем, чтобы временные соотношения между этими сигналами не выходили за определенные пределы.

2.11.13.4. Надежность и живучесть сети ТСС должна гарантироваться однородностью сети связи, наличием прямых и резервных путей синхронизации, обоснованным использованием дополнительных синхросигналов от ГЛОНАСС, ПЭГ и ВЗГ, использованием в аварийных ситуациях комбинированного режима работы системы ТСС - по иерархиям «ведущий - ведомый» и «распределенный ПЭГ». Синхронизация должна осуществляться по принудительному способу с соблюдением иерархического принципа по древовидной (радиально-узловой) схеме без замкнутых колец.

2.11.13.5. Основные принципы построения сети ТСС цифровых сетей связи должны соответствовать требованиям Руководящего технического материала по построению ТСС на цифровой сети связи Российской Федерации, утвержденным решением ГКЭС России от 01.11.1995.

2.11.13.6. Сигналам синхронизации должно присваиваться качество, определяемое источником этих сигналов. Качественные показатели сети ТСС должны соответствовать РД. 45.230, рекомендациям МСЭ-Т 6.811. 6.812, 6.813 и стандартам ЕСЭ 300 462-1.23.4.5.6.

2.11.14. Электропитание оборудования связи и передачи данных

2.11.14.1. Электропитание оборудования ССЭСК осуществляется, как правило, централизованным по двум входам электропитания:

– от источников бесперебойного питания (ИБП), напряжением 36-72 В постоянного тока или напряжением 220 В переменного тока;

– от одно/трехфазной сети переменного тока с номинальным напряжением 220/380 В и допустимым отклонением плюс 10/минус 20 %, частотой 50 Гц и допустимым отклонением плюс 2,5/минус 2,5 Гц, выполненной по 1 категории надежности, при необходимости необходимо

предусматривать стабилизацию напряжения.

2.11.14.2. Электропитание ИБП должно выполняться по 1 категории надежности от одно/трехфазной сети переменного тока с номинальным напряжением 220/380 В и допустимым отклонением плюс 10/минус 20 %, частотой 50 Гц и допустимым отклонением плюс 2,5/минус 2,5 Гц или от сети постоянного оперативного тока.

2.11.14.3. ИБП должны подключаться к АВР и обеспечивать гарантированное и надежное питание нагрузки. В составе УБП должны поставляться группы из герметичных и необслуживаемых АБ со сроком службы не менее 10 лет.

2.11.14.4. Емкость АБ ИБП ССЭСК должна обеспечивать резервное электропитание оборудования связи и передачи данных в течение:

– не менее 4 часов на энергообъектах 110 кВ и выше, транзитное оборудование транспортной сети ССЭСК, устанавливаемое на любых объектах, также должно обеспечиваться резервным электропитанием в течении 4 часов;

– не менее 2 часов на энергообъектах 35 кВ и ниже.

2.11.14.5. ИБП, имеющим в своем составе АБ, должны комплектоваться безтрансформаторными выпрямительными блоками, при необходимости off-line инверторами с временем переключения менее 20 мс, имеющими микропроцессорное управление и устройствами автоматики контроля и сигнализации. ИБП, запитанные от системы оперативного постоянного тока, как правило, должны комплектоваться off-line инверторами с временем переключения менее 20 мс и DC/DC преобразователями, имеющими микропроцессорное управление и устройства автоматики контроля и сигнализации.

2.11.14.6. Источники бесперебойного питания (ИБП), имеющий в своем составе АБ, должны обеспечивать:

- одновременное питание нагрузки и заряд (непрерывный подзаряд в буфере) АБ;
- защиту АБ от разряда ниже допустимого уровня (глубокий разряд);
- изменение уставок выходного напряжения с напряжения заряда на напряжение постоянного подзаряда по окончании заряда АБ;
- защиту от КЗ батарейных цепей, выходных цепей выпрямителей и цепей нагрузки;
- селективное отключение любого неисправного выпрямителя, входящего в состав ИБП;
- термокомпенсацию и тестирование АБ;
- гальваническую развязку нагрузки от сети переменного тока;
- равномерное распределение тока нагрузки между выпрямителями ИБП;
- удаленную диагностику и взаимодействие с системами мониторинга по стандартным протоколам SNMPv2 или SNMPv3.
- отключение низкоприоритетной нагрузки при разряде АБ;

- местную и дистанционную сигнализацию ИБП.

2.11.14.7. Конструкция ИБП должна позволять увеличивать выходную мощность, путем установки дополнительных выпрямителей и быть построена по блочно-модульному принципу.

2.11.15. Организация эксплуатации ССЭСК

2.11.15.1. Эксплуатация сети связи ЭСК (ССЭСК) организуется в соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденными приказом Минэнерго России от 19.06.2003 № 229 (далее - Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей); Правилами организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденными приказом Минэнерго России от 25.10.2017 № 1013 (далее - Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики), Правилами технической эксплуатации первичных сетей Взаимоувязанной сети связи Российской Федерации (приказ Госкомсвязи России от 19.10.1998 №187) и другими действующими НПА и НТД.

2.11.15.2. Эксплуатация определяет совокупность методов и алгоритмов технического обслуживания объектов эксплуатации ССЭСК, комплекса технических средств связи и программно-технических средств, а также технический персонал, обеспечивающие функционирование ССЭСК с требуемыми качественными показателями.

2.11.15.3. Объектами эксплуатации ССЭСК являются линейные тракты кабельных и воздушных линий связи, сетевые тракты, каналы связи и передачи, участки каналов связи, передачи и трактов (мультиплексные и регенерационные секции), аппаратура и оборудование связи и передачи данных, линейно-кабельные сооружения.

2.11.15.4. Эксплуатация ССЭСК осуществляется специально созданными структурными подразделениями с применением централизованного метода обслуживания.

2.11.15.5. Основными задачами эксплуатации ССЭСК являются:

- обеспечение четкой, эффективной, бесперебойной и высококачественной работы оборудования и линейно - кабельных сооружений связи, входящих в состав ССЭСК;
- обеспечение устойчивого функционирования при заданном качестве и эксплуатационной надежности;
- эффективное использование ресурсов и содержание в соответствии с техническими нормами и требованиями;
- своевременное и качественное проведение работ по ремонту и повышению надежности;
- устранение в контрольные сроки всех возникающих неисправностей, повреждений и аварий;
- ведение производственной документации, статистического и

технического учета в соответствии с утвержденными формами и инструкциями.

2.11.15.6. Эксплуатация ССЭСК включает в себя работы по техническому обслуживанию, устранению аварий, текущему, среднему и капитальному ремонтам.

2.11.15.7. Техническое обслуживание ССЭСК представляет собой комплекс операций, направленных на поддержание работоспособности или исправности, своевременное предупреждение появления неисправностей, выявление их и устранение возникающих дефектов.

2.11.15.8. Правильная организация технического обслуживания должна увеличивать сроки службы средств ССЭСК, сохранять высокое качество и надежность их работы, способствовать увеличению межремонтного периода и снижению стоимости ремонтов.

2.11.15.9. Эксплуатация оборудования связи.

2.11.15.9.1. Процесс эксплуатации аппаратуры и оборудования ССЭСК состоит из измерений рабочих характеристик, мониторинга сигнализации об отказах, обнаружения неисправностей и повреждений, резервирования, восстановления работоспособности и включает в себя следующие работы:

- измерения и проверки;
- ремонтно-настроечные работы;
- ремонтно-восстановительные работы;
- текущий и средний ремонты;
- учет и анализ отказов аппаратуры;
- ведение документации;
- регулярная установка обновлений безопасности встроенного программного обеспечения.

2.11.15.9.2. Исправное состояние аппаратуры и оборудования ССЭСК определяется:

- соответствием параметров аппаратуры и оборудования техническим нормам паспорта;
- составом и комплектностью;
- работоспособностью устройств сигнализации и элементов переключения;
- отсутствием механических повреждений и опрятным внешним видом;
- применением средств измерений, удовлетворяющих требованиям подраздела 3.7 Технической политики, а также своевременным проведением их метрологического обслуживания.

2.11.15.9.3. При эксплуатации аппаратуры и оборудования ССЭСК выполняются следующие методы технического обслуживания:

- профилактическое техническое обслуживание, выполняемое через определенные временные интервалы или в соответствии с заранее установленными критериями и направленное на своевременное

предупреждение возможности появления отказа или ухудшения функционирования;

- корректирующее техническое обслуживание, выполняемое после обнаружения состояния неработоспособности и направленное на его восстановление в состояние, когда параметры качества находятся в пределах установленных допусков;

- управляемое техническое обслуживание, выполняемое путем систематического применения методов анализа состояния с использованием средств контроля рабочих характеристик, средств управления качеством передачи и устранением неисправностей и направленное на сведение к минимуму профилактического технического обслуживания и сокращение корректирующего технического обслуживания.

2.11.15.9.4. Техническое обслуживание аппаратуры и оборудования ССЭСК выполняется сменным и несменным техническим персоналом:

а) сменный персонал обеспечивает:

- оперативно-техническое управление;

- выполнение работ по эксплуатационному контролю и текущему обслуживанию аппаратуры, трактов, каналов связи и передачи данных;

- оперативное устранение неисправностей;

- прием на проверку и сдачу в эксплуатацию после проверки или восстановления трактов, каналов связи и передачи данных;

- ведение оперативно-технической документации.

Сменный персонал руководствуется алгоритмами, инструкциями и регламентами основных положений по управлению, эксплуатации и оперативному взаимодействию;

б) несменный персонал обеспечивает:

- выполнение работ по эксплуатационному контролю, содержанию, текущему ремонту, развитию, выполнению ремонтно-настроечных и ремонтно-восстановительных работ;

- приемку, ввод в эксплуатацию оборудования, трактов, каналов связи и передачи;

- подготовку и ведение производственной документации, необходимой для технического обслуживания и оперативно-технического управления;

- учет и анализ работы оборудования, аппаратуры, трактов, каналов связи и передачи;

- разработку предложений по повышению качества и надежности работы.

2.11.15.10. Эксплуатация линейно-кабельных сооружений связи.

2.11.15.10.1. Эксплуатация линейно-кабельных сооружений ССЭСК включает в себя работы по техническому обслуживанию, устранению аварий и случайных повреждений, выполнению текущего и капитального ремонта.

2.11.15.10.2. Техническое обслуживание линейно-кабельных сооружений ССЭСК представляет собой комплекс операций, направленных на поддержание работоспособности и исправности, своевременное

предупреждение появление неисправностей, выявление их и устранение возникающих дефектов.

2.11.15.10.3. Техническое обслуживание, в зависимости от объема работ и периодичности их выполнения, подразделяется на текущее (повседневное) и периодическое планово-профилактическое обслуживание.

2.11.15.10.4. Текущее техническое обслуживание осуществляется систематически, является обязательным и специально не планируется.

2.11.15.10.5. Текущее техническое обслуживание также включает в себя проведение охранных мероприятий, мониторинг линейно-кабельных сооружений связи и, по возможности, устранение на линиях связи обнаруженных неисправностей, которые могут привести к нарушению нормального действия связи.

2.11.15.10.6. Планово-профилактическое техническое обслуживание осуществляется периодически в основном путем проведения осмотров сооружений и устранения обнаруженных при этом неисправностей, а также путем проведения электрических и оптических измерений на кабельных и волоконно-оптических линиях связи.

2.11.15.10.7. Планово-профилактическое техническое обслуживание линейно-кабельных сооружений включает следующие работы:

- осмотр и профилактическое обслуживание линейно-кабельных сооружений;
- проведение плановых и контрольных измерений электрических и оптических характеристик линий связи;
- проверка новых кабелей, проводов, оконечных кабельных устройств, оборудования и арматуры, поступающих в эксплуатацию;
- подготовка линейно-кабельных сооружений к работе в осенне-зимний период, период паводка и грозовой период.

2.11.15.10.8. Текущий ремонт - минимальный по объему вид планового ремонта, при котором производятся работы по систематическому и своевременному предохранению линейно-кабельных сооружений от преждевременного износа и возникновения повреждений путем замены и (или) восстановления отдельных элементов линейно-кабельных сооружений.

2.11.15.10.8. Текущий ремонт производится в объеме, определенном анализом технического состояния линейно-кабельных сооружений.

2.11.15.10.9. Капитальный ремонт линейно-кабельных сооружений является наибольшим по объему видом планового ремонта, при котором производится смена изношенных частей и конструкций сооружений или замена их на более прочные и экономичные, улучшающие эксплуатационные возможности объектов.

2.11.15.10.10.При капитальном ремонте линейно-кабельных сооружений должны подвергаться модернизации, если определена ее техническая и экономическая целесообразность. Под модернизацией понимается частичное усовершенствование отдельных частей или деталей сооружений связи, производимое, как правило,

одновременно с капитальным ремонтом.

2.11.15.10.11. Задачами капитального ремонта линейно-кабельных сооружений являются обеспечение их модернизации и бесперебойной работы на протяжении всего срока службы.

2.11.15.10.12. Капитальный ремонт линейно-кабельных сооружений производится периодически в зависимости от межремонтного цикла и от технического состояния линейно-кабельных сооружений и планируется в каждом отдельном случае на основе данных технических осмотров, протоколов электрических и оптических измерений, актов проверок и осмотров и составленных на этой основе ведомостей дефектов.

2.11.15.10.13. Для проведения эксплуатации ССЭСК используются различные средства, в том числе контрольно-измерительные приборы, анализаторы, тестеры и другое необходимое специализированное оборудование: бензогенераторные установки, моторизированные помпы, устройства для затягивания кабеля и пр. Также, для выполнения постоянного эксплуатационного контроля должны применяться программно-технические комплексы, позволяющие контролировать работу средств связи в реальном режиме времени и своевременно оповещать сменный персонал о возможных неисправностях.

2.11.15.11. Аварийно-восстановительные и ремонтно-восстановительные работы на оборудовании и линейно-кабельных сооружениях связи.

2.11.15.11.1. Выполнение аварийно-восстановительных работ предусматривают комплекс неотложных мероприятий и работ, направленных на немедленное устранение возникших аварий (дефектов, отказов и повреждений), восстановление требуемых параметров качества для обеспечения условий безотказной работы средств диспетчерского технологического управления.

2.11.15.11.2. Проведение срочных ремонтно-восстановительных работ предусматривают комплекс срочных работ, направленных на оперативное устранение обнаруженных (выявленных) неисправностей и повреждений для восстановления требуемых параметров качества и предотвращения (недопущения) ухудшения параметров и характеристик, способных привести к возникновению аварий СДТУ.

2.11.15.11.3. Аварийно-восстановительные и ремонтно-восстановительные работы на оборудовании и линейно-кабельных сооружениях связи ССЭСК могут выполняться специализированными подрядными организациями в том числе в рамках рамочных договоров подряда.

2.11.16. Защита сетей связи и передаваемой информации от несанкционированного доступа

2.11.16.1. В целях защиты от несанкционированного доступа к сетям связи и передаваемой посредством их информации должны приниматься организационные и технические меры, направленные на предотвращение

доступа к средствам, линиям и сооружениям связи, находящимся как внутри, так и вне объектов, и передаваемой по сетям связи информации.

2.11.16.2. Организационные и технические меры определяют:

- организацию контрольно-пропускного режима на охраняемую территорию, в пределах которой размещаются сооружения связи (охраняемая территория) и порядок охраны этой территории;
- процедуры применения на охраняемой территории технических средств защиты, обнаружения и сигнализации;
- перечень и образцы документов, дающих право находиться на охраняемой территории, а также в сооружениях связи и отдельных помещениях, расположенных в пределах охраняемой территории;
- порядок оформления допуска к проведению работ на средствах и линиях связи, а также работ, связанных с технологической возможностью доступа к информации, передаваемой посредством сети связи, установление списка лиц, имеющих право на проведение таких работ;
- порядок регистрации событий, связанных с осуществлением доступа к средствам, линиям и сооружениям связи.
- оснащение средств и сооружений связи средствами контроля доступа;
- наличие запирающих устройств для помещений и линейно-кабельных сооружений, в которых размещены средства и линии связи.

2.11.16.3. Для защиты от несанкционированного доступа к программным средствам узлов и сетей связи должны обеспечиваться:

- меры, исключающие возможность доступа к средствам связи лиц, не имеющих на это права;
- контроль подключения к средствам связи технических и программных средств, используемых в процессе эксплуатации;
- регистрация и последующий контроль действий обслуживающего персонала в процессе эксплуатации средств и сооружений связи;
- разграничение прав доступа, в том числе использование обслуживающим персоналом идентификационных и аутентификационных кодов;
- регистрация и последующий контроль фактов доступа физических лиц, в том числе обслуживающего персонала, к средствам и сооружениям связи в процессе эксплуатации и строительства;
- установление процедур аутентификации обслуживающего персонала при удаленном доступе к средствам и сооружениям связи.

2.11.16.4. Для защиты от несанкционированного доступа к средствам связи, не находящимся на охраняемых территориях, должно выполняться:

- оснащение помещений и зданий, в которых размещены средства связи, запирающими устройствами, тревожной и охранной сигнализацией;
- установка оборудования связи в местах, исключающих или существенно затрудняющих несанкционированный доступ к ним;
- оснащение шкафов с оборудованием связи запирающими устройствами и датчиками охранной сигнализации о несанкционированном доступе;

- обходы и осмотры линейно-кабельных сооружений, в том числе колодцев телефонной канализации, оконечных кабельных устройств и ведение журнала осмотра.

2.11.16.5. События, связанные с несанкционированным доступом к сетям и сооружениям связи и передаваемой посредством их информации, регистрируются документально и заверяются подписью должностного лица, зарегистрировавшего это событие.

Регистрационная запись события должна содержать:

- указание на средства или линии связи, к которым был осуществлен несанкционированный доступ и их условное обозначение;
- описание события и его последствия события;
- дату и время события и/или регистрации события;
- указание на лицо, выявившее событие.

2.11.16.6. В целях предотвращения возникновения событий, связанных с несанкционированным доступом к сети связи и к передаваемой по ней информации, в процессе эксплуатации сети связи проводится анализ выявленных событий, причин и условий их возникновения.

По результатам такого анализа составляются заключение и план-график работ, направленных на предотвращение возникновения в дальнейшем событий, связанных с несанкционированным доступом к сети связи. Результаты работ, проведенных в соответствии с планом - графиком, отражаются в эксплуатационных документах

2.12. Ограничения по применению оборудования, технологий и материалов

2.12.1. Запрещается применять при строительстве и реконструкции электросетевых объектов 35 кВ и выше:

- бетонные токоограничивающие реакторы;
- вращающиеся электрические машины для компенсации реактивной мощности, кроме асинхронизированных компенсаторов и АСЭМПЧ при наличии специальных ТЭО;
- воздушные, масляные выключатели 110-750 кВ;
- автогазовые выключатели 6-10 кВ;
- маломасляные выключатели 6-220 кВ;
- выключатели 110 кВ и выше с пневматическими и электромагнитными приводами;
- ТТ и ТН с классами точности обмоток для целей АИИС КУЭ, АСУ ТП и измерений, несоответствующие установленным требованиям Технической политики;
- все виды СИ (в том числе измерительные трансформаторы, а также встроенные СИ) неутвержденного типа, то есть не зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, и не обеспеченных поверкой/калибровкой;

- разъединители вертикально - рубящего типа напряжением 110-750 кВ;
- разъединители напряжением 35 кВ и выше без двигательного привода, за исключением разъединителей напряжением 35 кВ для тупиковых ответвительных подстанций напряжением 35/0,4 кВ;
- засыпку гравием маслоприемников силовых Т/АТ и ШР;
- маслонаполненные короба для присоединения Т/АТ к КРУЭ;
- кабельные маслонаполненные короба для подключения кабелей 110-500 кВ к силовым Т/АТ;
- вентильные разрядники;
- схемы электроснабжения без АВР;
- кабели с бумажно-масляной изоляцией и маслонаполненные;
- силовые кабели, не отвечающие действующим требованиям по пожарной безопасности и выделяющие большие концентрации токсичных продуктов при горении;
- АБ с загущенным желеобразным (гелевым по технологии GEL) и с абсорбированным (технология AGM) электролитом в качестве основного источника постоянного оперативного тока на ПС 220 кВ и выше с масляными баковыми выключателями
- АБ со сроком эксплуатации менее 15 лет;
- оборудование (в том числе БСК), в котором применяется трихлордифенил (ТХД);
- опоры со штыревыми изоляторами в местах гнездования крупных птиц;
- прокладку КЛ в траншее по территории ПС 35 кВ и выше;
- прокладку КЛ в зонах пристаней, причалов, гаваней, паромных переправ, а также зимних регулярных стоянок судов и барж;
- совместную прокладку в коллекторах КЛ 110 кВ и выше с другими кабелями напряжением 0,4-20 кВ и коммуникациями (за исключением кабелей технологических систем коллектора);
- применение эпоксидных компаундов в качестве гидроизоляции в кабельной арматуре;
- строительные материалы с удельной эффективной активностью естественных радионуклидов более 370 Бк/кг;
- электрооборудование, содержащее в качестве изолирующей среды полихлорированные дифенилы и терфенилы («совол», «совтол» и т.п.);
- осветительные приборы, требующие специальных мер по их утилизации (содержащих пары ртути и ее соединений).

2.12.2. При проведении комплексной реконструкции, расширении и новом строительстве не рекомендуется применять под оборудование ПС железобетонные стойки типа УСО.

2.12.3. Запрещается оснащение строящихся и реконструируемых объектов:

- электрозащитными средствами, выполненными с применением бумажно-бакелитовой изоляции;
- указателями высокого напряжения, для работоспособности

которых требуется заземление рабочей части указателя;

- указателями напряжения с применением газоразрядных ламп;
- указателями высокого напряжения без звуковой сигнализации;
- плакатами и знаками безопасности, выполненными из гигроскопичных материалов.

2.12.4. Запрещаются к применению при реконструкции, техническом перевооружении и новом строительстве распределительных электросетевых объектов:

2.12.4.1. На ПС 35-220 кВ:

- схемы первичных соединений ПС 35-110 (220) кВ с отделителями и короткозамыкателями;
- схемы первичных соединений ПС 35-110 (220) кВ с беспортальным приемом ВЛ;
- АБ открытого исполнения;
- гибкие изолированные проводники для присоединения автоматических выключателей отходящих линий к шинам 0,4 кВ на щитах СН ПС;
- открытые шкафы собственных нужд, в которых не обеспечена защита персонала от поражения электрическим током.

2.12.4.2. На ТП 6-20/0,4 кВ, РП 6-20 кВ:

- КТП 6-20/0,4 кВ шкафного типа с вертикальным расположением оборудования;
- воздушные выключатели и малообъёмные масляные выключатели;
- негерметичные силовые трансформаторы марки ТМ;
- РП, выполненные из отдельных ячеек КРУН;
- вентильные разрядники серии РВО.

2.12.4.3. На ВЛ 0,4-20 кВ:

- при реконструкции и новом строительстве неизолированные провода на ВЛ напряжением 0,4 кВ;
- неизолированные провода, скрученные из алюминиевых проволок (по ГОСТ 839);
- подвесные тарельчатые изоляторы типов ПФ6-А и ПФ6-Б;
- полимерные изоляторы серии ЛП и ЛПИС с оболочкой из полиолефиновой композиции;
- полимерные изоляторы, изготовленные методом пореберной сборки защитной оболочки;
- технологии пропитки деревянных опор, не обеспечивающие срок службы опоры 40 лет;
- трубчатые разрядники, вентильные разрядники на основе карбида кремния, искровые промежутки (за исключением искровых промежутков в составе молниезащитных разрядников и линейных ОПН) и дугоотводящие рога на ВЛ 6-20 кВ, используемые в качестве устройств защиты от грозовых перенапряжений;

2.12.5. Запрещаются к применению при реконструкции,

техническом перевооружении и новом строительстве на ВЛ 35 кВ и выше:

- неоцинкованные металлические опоры (за исключением опор, сделанных из атмосферостойкой стали) и опоры, не прошедшие сертификацию;
- полимерные изоляторы серии ЛП и ЛПИС с оболочкой из полиолефиновой композиции;
- полимерные изоляторы, изготовленные методом пореберной сборки защитной оболочки;
- фарфоровые изоляторы, за исключением длинностержневых фарфоровых изоляторов (при обосновании) на высотных опорах ВЛ 110 кВ и выше;
- анкерные зажимы натяжные прессуемые (укороченные) поддерживающие роликовые подвесы без использования защитного протектора, за исключением случаев применения проводов с уплотненными повивами и проволоками специальной формы, для крепления которых используется, как правило, только прессуемая арматура;
- лакокрасочные покрытия и технологии их нанесения на металлоконструкции опор, не прошедшие сертификацию;
- раскатка проводов и грозозащитных тросов, в том числе ОКГТ, методом волочения по земле с раскаточных устройств;
- прожигание отверстий в полках уголков опор;
- окраска металлоконструкций битумными лаками;
- стальные грозозащитные тросы без антикоррозионного покрытия;
- провода и грозозащитные троса марки АЖС (сплав алюминий железо сталь) и СБ (сталебронзовые);
- вентильные и трубчатые разрядники;
- гасители вибрации одночастотные типа ГВН;
- поддерживающие и натяжные зажимы, устанавливаемые на проводах ВЛ, имеющие в конструкции элементы из магнитных материалов (стали и чугуна).

2.12.6. Не допускается в области обеспечения пожарной безопасности:

- применение в зданиях и сооружениях кабельных изделий, не соответствующих по показателям пожарной опасности установленным требованиям;
- применение строительных материалов (декоративно-отделочных и облицовочных материалов, покрытий полов) в зданиях и сооружениях с классом пожарной опасности (КМ), не соответствующим установленным требованиям;
- применение несертифицированных противопожарных преград;
- использование воды с добавлением пенообразователей, смачивателей и солей в качестве огнетушащего вещества при тушении действующих электроустановок;
- применение оборудования установок автоматической противопожарной защиты без соответствующих сертификатов;
- применение огнетушителей на водной основе в действующих электроустановках;
- использование порошка в качестве огнетушащего вещества в

помещениях с наличием оборудования на базе микропроцессорных устройств (серверные ЭВМ, АСУ ТП);

- применение огнезащитных материалов и составов на органической основе, содержащих токсичные компоненты и органические растворители в зданиях и сооружениях с наличием людей;
- применение дымовых ионизационных (радиоизотопных) пожарных извещателей;
- применение СИП с изоляцией, распространяющей горение, при прокладке по стенам зданий, сооружениям, на ответвлениях к вводу в здание, сооружение.

2.12.7. Запрещается к применению в области метрологического обеспечения:

- технические средства, не являющиеся СИ;
- СИ неутвержденного типа (не внесенные в информационный фонд по обеспечению единства измерений) и не допущенные к применению в РФ;
- СИ с истекшим сроком периодического метрологического контроля (поверки/калибровки).

2.12.8. При строительстве ЦПС или реконструкции ПС с переводом ее на ЦПС дополнительно к вышуказанному запрещается применять технические решения, оборудование и материалы, не соответствующие требованиям подраздела 2.2 Технической политики.

3. Технологические процессы в электросетевом комплексе

3.1. Развитие электросетевого комплекса

3.1.1. Общие требования к разработке схем и программ развития электроэнергетики и электрических сетей

Электрическая сеть Единой энергетической системы России в соответствии с выполняемыми функциями подразделяется на объекты Единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС) и объекты территориальной распределительной сети.

ЕНЭС представляет собой комплекс электрических сетей и иных объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих на праве собственности или на ином предусмотренном федеральными законами основании субъектам электроэнергетики и обеспечивающих устойчивое снабжение электрической энергией потребителей, функционирование оптового рынка, а также параллельную работу российской электроэнергетической системы и электроэнергетических систем иностранных государств.

Территориальная распределительная сеть обеспечивает передачу электроэнергии от ПС ЕНЭС, объектов генерации и объектов других собственников до ЦП - распределительных подстанций (РП) с доведением ее до конечных потребителей, а также обеспечивает передачу и распределение электроэнергии от электростанций, присоединенных к данному типу сети.

3.1.2. При развитии электрических сетей необходимо руководствоваться

следующими основными критериями:

- доступность: электрическая сеть должна обеспечивать всем субъектам оптового/розничного рынков электроэнергии и мощности условия для беспрепятственной поставки на рынок своей продукции (электроэнергии и мощности) на конкурентной основе при наличии спроса на нее; обеспечивать всем субъектам оптового/розничного рынков возможности получения электроэнергии и мощности в необходимом объеме с требуемой надежностью и качеством, удовлетворяющим нормативным требованиям;
- экономичность: развитие сети должно обеспечивать максимальную экономичность при условии обеспечения требуемого уровня надежности, в том числе способствовать снижению затрат и потерь на передачу электроэнергии, а также на эксплуатацию оборудования;
- управляемость: развитие электрической сети должно быть направлено на повышение ее управляемости и наблюдаемости за счет внедрения управляемых элементов и цифровизации;
- эффективность: развитие электрической сети должно осуществляться для достижения наилучших экономических показателей компаний группы ПАО «Россети» и энергосистемы в целом при максимальной оптимизации использования имеющихся производственных активов независимо от форм собственности объектов электроэнергетики;
- инновационность: проектирование развития электрической сети должно осуществляться с учетом последних достижений науки и техники;
- экологичность: развитие электрической сети должно соответствовать требованиям охраны окружающей среды, предусматривать внедрение инновационных решений, способствующих снижению негативного воздействия объектов электроэнергетики на окружающую среду, а также исключению случаев нанесения ущерба окружающей среде;
- безопасность: развитие электрической сети должно быть направлено на обеспечение энергобезопасности ЕЭС России.

3.1.3. Задачей схем развития является разработка с учетом новых технологий и цифровой трансформации сетей технико-экономического обоснования решений, определяющих эффективное и надежное развитие энергосистем с целью обеспечения спроса на электрическую энергию и мощность, формирования стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики.

3.1.4. Планирование развития энергосистем включает в себя разработку следующих документов:

- в соответствии с Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823, разрабатываются:

- Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики, которая формируется на 15 лет (с корректировкой не реже 1 раза в 3 года) с

детализацией по объединенным энергетическим системам;

• Схема и программа развития Единой энергетической системы России, включающие схему и программу развития единой национальной (общероссийской) электрической сети на долгосрочный период; (определяют на 7-летний период сбалансированные планы по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей);

• Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации. (разрабатываются органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации при участии системного оператора и сетевых организаций на 5-летний период с учетом схемы и программы развития Единой энергетической системы России);

- в соответствии с приказом ПАО «Россети» от 10 января 2019 г. № 4 «О повышении качества планирования развития электрических сетей»:

• Комплексная программа развития электрических сетей на территории субъектов Российской Федерации, разрабатываемые на 5-летний период ежегодно с учетом Схемы и программы развития ЕЭС России;

- в соответствии с действующими нормативными документами разрабатываются:

• Программы комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры поселений и городских округов, Схемы выдачи мощности электростанций, Схемы внешнего электроснабжения промышленных предприятий, перекачивающих станций нефте-, газо- и продуктопроводов, каналов, мелиоративных систем, электрифицируемых участков железных дорог, а также энергетические разделы схем районных планировок и генеральных планов городов. Данные схемы разрабатываются с учетом Схем развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации.

3.1.5. При разработке схем и программ перспективного развития, схем развития электрической сети для выдачи мощности электростанций, схем развития электрической сети для внешнего электроснабжения потребителей необходимо руководствоваться:

- Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937;

- Методическими указаниями по устойчивости энергосистем;

- Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем;

- Методическими указаниями по технологическому проектированию линий электропередачи классом напряжения 35-750 кВ (утверждаются приказом Минэнерго России);

- Методическими указаниями по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (утверждаются приказом Минэнерго России);

- Правилами разработки и согласования схем выдачи мощности

объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии (утверждены приказом Минэнерго России от 28.12.2020 № 1195).

3.1.2. Требования по применению автономных источников питания для резервирования потребителей распределительной сети

3.1.2.1. Для особой группы первой категории потребителей, не допускающих перерыва электроснабжения, вместе с сетевым резервированием в соответствии с действующими НПА и ЛНА должно применяться резервирование от автономного (резервного или аварийного) источника питания, в качестве которого могут быть использованы мобильные или стационарные дизельные, газопоршневые, газотурбинные электростанции или электростанции иного типа, накопители энергии (НЭ) на базе аккумуляторов. Для особых категорий потребителей, не допускающих кратковременного перерыва электроснабжения, рекомендуется при наличии ТЭО применять источники бесперебойного питания.

Отнесение потребителей к особой группе первой категории определяется на этапе выдачи и согласования технических условий на технологическое присоединение электроустановок потребителей к электрическим сетям, на основании соответствующей заявки потребителя.

3.1.2.2. Условия резервирования электроснабжения особой группы первой категории потребителей определяются в соответствии с требованиями НПА.

3.1.2.3. Автономные (резервные или аварийные) источники электроснабжения должны подключаться на выделенные шины гарантированного питания.

3.1.2.4. Необходимость наличия автономных источников питания и возможность их параллельной работы с распределительными сетями, а также сетевое резервирование необходимо определять при выдаче технических условий на технологическое присоединение.

3.1.3. Координация уровней токов короткого замыкания

3.1.3.1. В целях обеспечения соответствия коммутационной способности аппаратов фактическим уровням токов короткого замыкания (КЗ) и снижения уровней токов КЗ в сетях должны проводиться расчет токов КЗ и выбор мероприятий по их ограничению с учетом развития сетей и генерирующих источников. В условиях эксплуатации необходимо осуществлять проверку соответствия оборудования перспективным уровням токов КЗ, обеспечения термической и электродинамической стойкости оборудования и отключающей способности выключателей. Расчеты токов КЗ должны выполняться при изменении схемы сети и состава электросетевого и генерирующего оборудования.

3.1.3.2. Для обеспечения нормальных условий работы оборудования и элементов электрических сетей при разработке схем развития электрических

сетей должны реализовываться следующие методы и мероприятия ограничения токов КЗ, в том числе:

- применение более высокого класса напряжения, в том числе путем сооружения ПС «глубокого ввода», перевода части электроустановок электрической сети на более высокий класс напряжения;
- оптимизация режима заземления нейтралей в электрических сетях, в том числе применение реакторно-резисторных установок в нейтралях Т/АТ;
- секционирование элементов электрических сетей с применением АВР;
- установка токоограничивающих устройств;
- установка сверхбыстродействующих выключателей с использованием тиристорной коммутации или специальных устройств быстрого дугогашения;
- использование трансформаторов с расщепленными обмотками низшего напряжения;
- использование трансформаторов с увеличенными реактансами;
- применение вставок постоянного и переменного тока на основе полностью управляемых вентилей.

3.1.3.3. Уровень токов КЗ, повышающийся в процессе развития электрической сети, должен иметь в своем росте ограничения, определяемые параметрами установленного оборудования (номинальными токами отключения выключателей, термической стойкостью, электродинамической стойкостью).

Протекание токов КЗ не должно приводить к недопустимому нагреву проводников и аппаратов и подвергать их электродинамическим усилиям выше допустимых значений, определенных заводами - изготовителями данного оборудования и материалов.

Максимальный уровень токов КЗ для электрических сетей 35 кВ и выше должен ограничиваться параметрами выключателей, трансформаторов, проводниковых материалов и другого оборудования.

В распределительных сетях 6-20 кВ максимальный уровень токов КЗ должен ограничиваться параметрами электрических КА, токопроводов, термической стойкостью кабелей, изолированных и защищенных проводов.

3.1.3.4. Стойкими при токах КЗ являются те аппараты и проводники, которые при расчетных условиях выдерживают воздействия данных токов, не подвергаясь электрическим, механическим и иным разрушениям или деформациям, препятствующим их дальнейшей нормальной эксплуатации.

3.1.3.5. При необходимости ограничения токов КЗ на стороне 6-20 кВ должно предусматриваться применение:

- трехобмоточных трансформаторов с максимальным сопротивлением между обмотками ВН и НН и двухобмоточных трансформаторов с повышенным сопротивлением;
- трансформаторов с расщепленными обмотками 6 - 20 кВ;
- токоограничивающих реакторов в цепях вводов от

трансформаторов, причем отходящие линии должны выполняться, как правило, нереактированными.

Выбор варианта ограничения токов КЗ следует обосновывать технико-экономическим сравнением.

3.1.4. Особенности развития электрических сетей мегаполисов

3.1.4.1. В мегаполисах должны преимущественно использоваться КЛ различных классов напряжения, а проходящие по селитебной территории мегаполисов ВЛ должны постепенно заменяться КЛ.

3.1.4.2. При построении основной электрической сети мегаполисов необходимо рассматривать создание глубоких вводов на номинальном напряжении до 500 кВ включительно.

3.1.4.3. При проектировании новых и реконструкции существующих электросетевых объектов для мегаполисов, в первую очередь для Москвы и Санкт-Петербурга, необходимо учитывать более тяжелые расчетные возмущения по отношению к требованиям по устойчивости:

- отключение на ПС РУ любого класса напряжения;
- отключение на электростанции РУ любого класса напряжения;
- одновременное отключение КЛ, расположенных в одном коллекторе.

3.1.4.4. При реконструкции существующих объектов 110 кВ рекомендуется рассматривать переход на более высокий класс напряжения 220 кВ.

3.1.4.5. При развитии распределительных электрических сетей мегаполиса необходимо рассматривать возможность и целесообразность применения и развития электрических сетей напряжением 20 кВ.

3.1.4.6. Электрическая сеть напряжением 20 кВ мегаполиса, как правило, должна проектироваться с применением низкоомного резистивного заземления нейтрали с автоматическим отключением замыканий на землю.

3.1.4.7. При реконструкции существующих объектов электрической сети 35-220 кВ и распределительной сети 6-10 кВ необходимо предусматривать замену кабелей с бумажно-масляной изоляцией, маслонаполненных кабелей на КЛ из сшитого полиэтилена.

3.1.4.8. В распределительной сети мегаполисов необходимо не предусматривать развитие электрических сетей напряжением 6 кВ, а при реконструкции обеспечивать переход на более высокий класс напряжения.

3.1.4.9. Для КЛ, прокладываемых по трассам, проходящим в различных грунтах и условиях, выбор конструкций и сечений кабелей следует производить по участку с наиболее тяжелыми условиями. При значительной длине отдельных участков трассы с различными условиями прокладки для каждого из них возможен выбор соответствующих конструкций и сечений кабелей. Для КЛ, прокладываемых по трассам с различными условиями охлаждения, сечения кабелей должны выбираться по участку трассы с худшими условиями охлаждения, если длина его составляет более 10 м. Допускается для КЛ до 20 кВ, за исключением подводных, применение

кабелей разных сечений, но не более двух при условии, что длина наименьшего отрезка составляет не менее строительной длины.

3.1.4.10. При новом строительстве и реконструкции ПС напряжением 10-220 кВ должны выполняться закрытого (в том числе при необходимости модульного подземного и заглубленного) типа исполнения с применением:

- КРУ 6-35 кВ с воздушной, в том числе комбинированной изоляцией, при соответствующем ТЭО с элегазовой изоляцией;
- КРУЭ 110-220 кВ с элегазовой изоляцией;
- безмасляных КА (вакуумных на напряжение 10-35 кВ, элегазовых на напряжение 110-220 кВ);
- безмасляных измерительных трансформаторов тока и напряжения 6-20 кВ с литой изоляцией (допускается применение масляных ТН 6-20 кВ при соответствующем обосновании);
- измерительных трансформаторов 35-220 кВ с элегазовой изоляцией;
- в обоснованных случаях электронных трансформаторов тока оптического типа на напряжение 110-220 кВ.

ПС должны иметь минимальные размеры, обеспечивающие при этом надлежащий уровень безопасности, в том числе экологической, и удобство эксплуатации, а также вписываться в архитектурный облик ландшафта мегаполиса.

3.1.4.11. При новом строительстве распределительных сетей 20 кВ и реконструкции существующих распределительных сетей 6-10 кВ силовые трансформаторы должны размещаться в закрытых камерах.

При новом строительстве ПС 110-220 кВ и реконструкции ПС 35-220 кВ силовые Т/АТ 35-220 кВ должны размещаться в закрытых камерах зданий ПС.

3.1.4.12. При сооружении ПС подземного исполнения и встроенных или примыкающих к административным зданиям применять оборудование, в том числе силовые трансформаторы с негорючей изоляцией и без наличия минерального трансформаторного масла.

3.1.4.13. ВЛ, предназначенные для наружного уличного освещения, должны выполняться с использованием изолированных или изолированных самонесущих проводов.

3.1.4.14. Вновь сооружаемые ПС 110 кВ и выше должны выполняться с применением КРУЭ, расположенном в здании ПС.

3.1.4.15. Для обслуживания маслонаполненного оборудования ПС 330-500 кВ, расположенных на территории мегаполисов, допускается при соответствующем обосновании, организовывать централизованные масляные хозяйства, оборудованные резервуарами для хранения масла, насосами, оборудованием для очистки, осушки и регенерации масел, передвижными маслоочистительными и дегазационными установками, емкостями для транспортировки масла.

3.1.4.16. При новом строительстве и реконструкции ПС 110 кВ и

выше необходимо рассматривать целесообразность применения в силовых Т/АТ в качестве основной изоляции диэлектрические жидкости с повышенными характеристиками по пожаробезопасности и соответствующие требованиям стандарта МЭК 61099 «Электроизоляционные жидкости. Неиспользованные синтетические органические эфиры для электротехники. Технические условия».

3.1.4.17. Для вновь сооружаемых ПС 110-220 кВ на селитебных территориях мегаполисов целесообразно применять для силовых Т/АТ в качестве основной изоляции диэлектрические жидкости с повышенными характеристиками по пожаробезопасности и соответствующие требованиям стандарта МЭК 61099 «Электроизоляционные жидкости. Неиспользованные синтетические органические эфиры для электротехники. Технические условия».

3.1.4.18. ПС глубокого ввода высокого напряжения (220 кВ и выше), вновь сооружаемые в мегаполисах, должны размещаться в центрах электрических нагрузок (в узлах потребления).

3.1.4.19. Для размещения электросетевого хозяйства должны активно осваиваться подземное пространство мегаполисов, сооружаться глубокие высоковольтные кабельные вводы, должно предусматриваться резервирование территории для строительства кабельных сооружений, связанное с проектами развития территорий, реконструкцией и новом строительстве инфраструктурных объектов.

3.1.4.20. Схема электроснабжения в мегаполисах должна обеспечивать минимальное время восстановления электроснабжения потребителей при возникновении аварийных режимов посредством применения сетевого резервирования, секционирования сети, применения быстродействующих выключателей совместно с устройствами АВР с функцией обратного (после АВР) восстановления нормальной схемы электроснабжения, применения АПВ, в том числе на КВЛ, применения технических решений по автоматизированной системе управления и дистанционному управлению КА.

3.1.4.21. В послеаварийном режиме восстановление электроснабжения потребителей должно производиться в последовательности, зависимой от важности объекта в системе функционирования и жизнеобеспечения города (системы теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения, метрополитен, высотные здания, больницы, детские учреждения, вокзалы, железные дороги и средства регулирования автомобильных дорог, связь, телевидение, радио и др.). Такие потребители должны дополнительно располагать собственной системой жизнеобеспечения, оснащенной автономным источником электроснабжения.

3.1.4.22. Система жизнеобеспечения потребителя в отсутствие электроснабжения от электрической сети общего назначения должна обеспечивать безопасное продолжение производственного процесса до его

окончания (по полному или сокращенному циклу) либо выполнение всех технических и организационных мероприятий по безопасному и безаварийному прекращению производственного процесса.

3.1.4.23. Потребители должны самостоятельно определять требования к надежности собственной системы электроснабжения и соответственно к параметрам системы жизнеобеспечения.

3.1.4.24. Система жизнеобеспечения должна функционировать как при полном прекращении электроснабжения от электрической сети общего назначения, так и при изменениях электрических параметров сети, в том числе кратковременных, при которых продолжение обычной работы невозможно или связано с риском возникновения опасности. Потребители должны обеспечивать постоянную работоспособность системы жизнеобеспечения и ее готовность к запуску в любой момент времени.

3.1.4.25. В распределительной электрической сети 6-35 кВ мегаполисов для обеспечения надежного электроснабжения особых категорий потребителей целесообразно рассматривать и применять двухстороннее питание ТП от разных ЦП, не допускающих кратковременного прекращения электроснабжения, при этом длина КЛ от ЦП, как правило, не должна быть больше 20 км, а количество присоединяемых промежуточных ТП не должно, как правило, быть больше восьми. Особая категория потребителей определяется на этапе выдачи технических условий на технологическое присоединение потребителя к электрической сети.

3.1.4.26. Технологическое присоединение особой группы первой категории потребителей к электрической сети общего назначения должно включать требование по необходимости организации собственной системы жизнеобеспечения, а также постоянный мониторинг ее состояния. Для регламентирования данных требований может разрабатываться необходимая нормативная база.

3.1.4.27. В системах энергоснабжения мегаполисов требуется выполнять мероприятия, направленные на ограничение роста токов КЗ и превышения их уровня сверх допустимых возможностей КА, при этом необходимо постепенно отказываться от традиционных мероприятий, таких как: разукрупнение ТП, секционирование и деление электрических сетей, использование различных токоограничителей для связи секций шин РУ и РП, ведущих в конечном итоге к снижению надежности сети, и рассматривать внедрение и применение ТОУ и АСЭМПЧ; ВПТ, оснащение электрической сети управляемыми средствами компенсации реактивной мощности.

3.2. Оперативно-технологическое и ситуационное управление

3.2.1. В соответствии с Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» оперативно - технологическое управление включено в комплекс организационно и технологически связанных действий,

обеспечивающих передачу электрической энергии через технические устройства электрических сетей в соответствии с обязательными требованиями - услуги по передаче электрической энергии.

3.2.2. Под оперативно-технологическим управлением электросетевым комплексом (ОТУ ЭСК) понимается комплекс мер по управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электросетевого хозяйства в соответствии с требованиями субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в отношении ЛЭП, оборудования и устройств подстанций, относящихся к объектам диспетчеризации, и самостоятельно или в координации с иными субъектами электроэнергетики, потребителями электрической энергии в отношении ЛЭП, оборудования и устройств подстанций, не относящихся к объектам диспетчеризации.

3.2.3. Под ситуационным управлением (СУ) понимается деятельность, направленная на предупреждение возникновения и ликвидацию последствий аварий и иных нештатных ситуаций на объектах электросетевого хозяйства, посредством анализа, принятия и реализации соответствующих управленческих решений с учетом текущей оперативной обстановки, располагаемых ресурсов и прогнозов последствий принимаемых управленческих решений.

3.2.4. Структура, цели, принципы построения и функционирования. основные функции системы ОТУ и ситуационного управления (СУ) в электросетевом комплексе определяется с учетом положений действующей Концепции развития системы оперативно-технологического управления и ситуационного управления в электросетевом комплексе группы компаний «Россети».

3.2.5. Для осуществления функций ОТУ и СУ структурные подразделения системы ОТУ и СУ в электросетевом комплексе должны быть оснащены на всех уровнях управления информационно-технологическими системами для выполнения соответствующих функций ОТУ и СУ, в том числе системами сбора и передачи информации, резервированными каналами связи для оперативных переговоров и передачи технологической информации и ПТК.

3.3. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов электрических сетей

3.2.1. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов электрических сетей должна проводиться в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации.

3.2.2. Работа по приемке в эксплуатацию законченных строительством объектов осуществляется в соответствии с ОРД ПАО «ФСК ЕЭС» и «Типовым порядком приемки в эксплуатацию законченных строительством объектов ДЗО ПАО «Россети», утвержденного приказом ПАО «Россети» от 12.12.2019

№362.

3.2.3. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов может производиться всего титула в целом, этапов строительства - пусковых очередей, титульных временных зданий и сооружений, отдельных зданий и сооружений, отдельных единиц или систем оборудования (в объеме, предусмотренном проектной документацией утвержденной в соответствии с действующим законодательством).

3.2.4. Не допускается приемка в эксплуатацию отдельных этапов строительства - пусковых очередей, не предусмотренных проектной документацией, утвержденной в соответствии с действующим законодательством.

3.2.5. Не допускается приемка отдельных единиц оборудования при отсутствии или неисправности вспомогательных систем, обеспечивающих безопасную эксплуатацию оборудования.

3.2.6. Перед приемкой в эксплуатацию электросетевых объектов в соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей должны быть проведены индивидуальные испытания оборудования и комплексное опробование оборудования. До проведения комплексного опробования должны быть получены разрешения Ростехнадзора на допуск в эксплуатацию энергоустановки, если таковое требуется в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащим сетевым организациям или иным лицам к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861.

3.2.7. В соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей для приемки объектов должны формироваться рабочие и приемочные комиссии.

3.2.8. Перед назначением приемочной комиссии организовывается подготовка и обучение эксплуатирующего электросетевой объект персонала, направленная на обеспечение его готовности к выполнению профессиональных функций и поддержание его квалификации. Необходимые требования к эксплуатирующему персоналу регламентируются Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденными приказом Минэнерго России от 19.06.2003 №229 (СО 153-34.20.501).

3.2.9. Не допускается приемка в эксплуатацию электросетевых объектов без разрешений на допуск в постоянную эксплуатацию энергоустановок оформленных Ростехнадзором и заключений о соответствии построенного, реконструированного, отремонтированного объекта капитального строительства требованиям технических регламентов и проектной документации оформленного государственным строительным надзором, если

данные документы предусмотрены к оформлению по данным объектам в соответствии с действующим законодательством.

3.2.10. Ввод в эксплуатацию объектов информационной инфраструктуры допускается только при наличии протокола (акта) приемочных испытаний с положительным заключением о соответствии и эффективности подсистемы безопасности установленным требованиям по обеспечению безопасности.

3.2.11. После приемки в эксплуатацию законченных строительством объектов необходимо оформить разрешение на ввод в эксплуатацию в соответствии с Градостроительным кодексом Российской Федерации, если данный документ предусмотрен к оформлению по данным объектам в соответствии с действующим законодательством.

3.4. Техническое обслуживание и ремонт

3.4.1. Общие положения

3.4.1.1. В целях обеспечения надежного, безопасного и экономичного функционирования электросетевых объектов для оборудования, ЛЭП, зданий, сооружений, технических и технологических систем должно осуществляться их техническое обслуживание и ремонт.

3.4.1.2. Качественное планирование, своевременное и качественное проведение технического обслуживания и ремонтов (технических воздействий) оборудования, ЛЭП, зданий, сооружений, технических и технологических систем является одним из важнейших факторов обеспечения работоспособности электросетевых объектов для обеспечения требуемого уровня надежности, безопасности и качества электроснабжения потребителей.

3.4.1.3. Организация системы технического обслуживание и ремонтов должна соответствовать установленным требованиям законодательства Российской Федерации, соответствующим документам в области технического регулирования, в том числе в соответствии с градостроительным законодательством Российской Федерации, законодательством о промышленной безопасности, безопасности зданий и сооружений, ПТЭ, Правилами организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, действующими НПА, устанавливающими требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок.

3.4.1.4. Обеспечение и повышение эффективности технического обслуживания и ремонтов должно обеспечиваться за счет внедрения и реализации единых принципов и подходов к процессам планирования, организации и выполнения работ по ремонтам и техническому обслуживанию, к процессам контроля и оценки эффективности выполнения технического обслуживания и ремонтов с обеспечением выполнения установленных требований.

3.4.1.5. Планирование ремонта оборудования ПС и ЛЭП, являющихся объектами диспетчеризации должно проводиться в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 30.01.2021 № 86 «Об утверждении Правил вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации».

3.4.1.6. Для объектов ОПО должны выполняться требования Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и действующих НПА в области промышленной безопасности.

3.4.1.7. Для оборудования, исчерпавшего эксплуатационный ресурс, а также оборудования, находящегося в неудовлетворительном состоянии (ИТС ≤ 50), при условии его эксплуатации без отклонения от номинальных параметров, ограничения дальнейшей эксплуатации могут быть сняты при условии:

- своевременного проведения технического освидетельствования в соответствии с действующими нормативно-техническими документами;
- установкой АСМД на наиболее ответственное и дорогостоящее оборудование, которое позволит своевременно принять решение о воздействии на оборудование;
- использования современных методов и средств технического диагностирования преимущественно под рабочим напряжением (виброакустический контроль, измерение частичных разрядов), в том числе при проведении учащенного контроля технического состояния.

В соответствии со Стратегией развития электросетевого комплекса для оборудования электросетевых объектов, ЛЭП и сооружений должен реализовываться и осуществляться переход от системы планово-предупредительного вида организации ремонта на объектах электросетевого хозяйства к организации ремонта по фактическому техническому состоянию с учетом последствий отказа основного технологического оборудования (рисков).

3.4.1.8. Система планирования и организации технического обслуживания и ремонтов является неотъемлемой и составной частью системы управления производственными активами (СУПА) и должна соответствовать целям, принципам и задачам управления производственными активами Технической политики Общества.

3.4.1.9. Выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту должно проводиться при обязательной и соответствующей организационно-технической подготовке, обеспечении МТР и ремонтным персоналом, обладающим квалификацией, соответствующей содержанию работ в соответствии с установленными требованиями.

3.4.2. Основные положения планирования и организации ремонтов и технического обслуживания

3.4.2.1. Ремонт оборудования ПС, ЛЭП, зданий и сооружений, технических и технологических систем осуществляется двумя видами организации ремонта:

- планово-предупредительный ремонт;
- ремонт по техническому состоянию.

3.4.2.2. Планово-предупредительный ремонт должен выполняться с периодичностью, установленной ремонтной документацией в соответствии с требованиями НПА, инструкций заводов изготовителей и ЛНА.

3.4.2.3. Для планирования организации и проведения планово-предупредительного ремонта должны осуществляться:

- разработка перспективных планов ремонта, разрабатываемых на 5 лет;
- разработка годовых и месячных графиков ремонта.

3.4.2.4. Перспективный план ремонта должен ежегодно утверждаться и корректироваться с учетом оценки технического состояния и изменений условий эксплуатации.

3.4.2.5. Перспективные планы и графики ремонта должны разрабатываться в соответствии с требованиями Правил организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, и ЛНА ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети» и ДЗО.

3.4.2.6. Объем планово-предупредительного ремонта должен определяться по типовому перечню работ с учетом фактического технического состояния и включать выполнение дополнительных сверхтиповых ремонтных работ для устранения дефектов, выявленных в процессе эксплуатации, по результатам предыдущего ремонта (при наличии), и включать выполнение работ установленных предписаниями органов государственного контроля и надзора (при наличии).

3.4.2.7. При организации планово-предупредительного и ремонта по техническому состоянию в зависимости от объема выполняемых работ ремонты подразделяются на:

- текущие;
- средние;
- капитальные.

3.4.2.8. Текущий ремонт должен обеспечивать восстановление исправного состояния с заменой или восстановлением элементов или составных частей в объеме, предусмотренном соответствующей ремонтной документацией.

3.4.2.9. Средний ремонт должен обеспечивать восстановление исправного состояния с заменой или восстановлением отдельных элементов и составных частей, предусмотренных соответствующей ремонтной документацией.

3.4.2.10. Капитальный ремонт должен обеспечивать восстановление

исправного состояния с обеспечением функционального назначения, при этом целью капитального ремонта оборудования является восстановление исправного состояния оборудования с обеспечением технико-экономических характеристик до значений, близких к проектным.

3.4.2.11. В зависимости от типичности объемов и перечня выполняемых работ ремонт может подразделяться на типовой и сверхтиповой.

3.4.2.12. Ремонт по техническому состоянию представляет собой ремонт, объем которого определяется по результатам контроля и оценки технического состояния на основании измерений, испытаний и осмотров, выполняемых в соответствии с установленными требованиями.

3.4.2.13. Планирование ремонтов по техническому состоянию должно включать:

- разработку перспективных планов ремонтов, разрабатываемых на 5 лет;
- разработку годовых и месячных планов ремонтов и технического обслуживания;
- перспективный план ремонтов ежегодно переутверждается и корректируется с учетом оценки технического состояния и изменений условий эксплуатации.

3.4.2.14. Диагностирование технического состояния ЛЭП и оборудования ПС при планировании ремонтов по техническому состоянию должно осуществляться в период текущего ремонта оборудования ПС и во время технического обслуживания ЛЭП и оборудования ПС.

3.4.2.15. Перспективные планы и графики контроля технического состояния должны разрабатываться в соответствии с требованиями Правил организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, и ЛНА ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети» и ДЗО.

3.4.2.16. При организации ремонта по техническому состоянию перечень и объем ремонтных работ определяется по результатам измерений, испытаний, осмотров, технического диагностирования и оценки технического состояния в соответствии с установленными требованиями и включать выполнение работ установленных предписаниями органов государственного контроля и надзора (при наличии).

3.4.2.17. Для оборудования ПС, ЛЭП и сооружений, по которым осуществлен переход от планово-предупредительного ремонта к планированию ремонтов по техническому состоянию в соответствии с действующими НПА (Методика оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей, утвержденная приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676, и Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики), должны быть разработаны ЛНА ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети» и ДЗО (стандарты организации), устанавливающие периодичность, методы, объемы и технические средства контроля, систему показателей технического состояния и их допустимые

предельные значения в соответствии с требованиями действующих НПА, в том числе требований ПТЭ, требований СТО 34.01-23.1-011 «Объем и нормы испытаний электрооборудования», инструкций заводов-изготовителей и накопленного опыта эксплуатации, позволяющие достоверно определять фактическое техническое состояние (исправное, неисправное, работоспособное, неработоспособное, предельное).

3.4.2.18. Для оборудования ПС, ЛЭП и сооружений, по которым осуществляется планирование ремонтов (технических воздействий) по результатам оценки технического состояния в соответствии с действующим НПА «Методика оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей» (утверждена приказом Минэнерго России от 26.07.2017 №676) ежегодно для каждой единицы оборудования, ЛЭП, сооружений должны формироваться карты возможных сценариев выбора вида технических воздействий на основании расчета индекса технического состояния и оценки риска повреждения (отказа), на основании которых формируются годовые и далее - месячные программы ремонтов (технических воздействий), при этом, в соответствии с установленными требованиями Методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей, утвержденной приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676, необходимо:

- проводить ежегодный расчет индекса технического состояния (ИТС) для определения в соответствии с действующими требованиями и нормативами планируемого вида технического воздействия;
- проводить перерасчет индекса технического состояния после осуществления технического воздействия в соответствии с установленными сроками;
- проводить оценку риска отказа каждой единицы оборудования с оценкой последствий отказа оборудования в соответствии с требованиями действующего НПА Методические указания по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа, (утверждены приказом Минэнерго России от 19.02.2019 №123);
- проводить оценку динамики изменения значений параметров технического состояния оборудования и осуществлять прогноз изменения ИТС и уровня технического риска на 1 год.

3.4.2.19. Перечень оборудования ПС, ЛЭП и сооружений, по которому планирование ремонтов осуществляется по техническому состоянию на основании расчета ИТС и формирования карт возможных сценариев выбора вида технических воздействий должен соответствовать требованиям действующих НПА, в том числе Методике оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий

электропередачи электрических станций и электрических сетей, утвержденной приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676.

3.4.2.20. Работы по ремонту оборудования ПС, ЛЭП и сооружений должны производиться по технологическим картам с разработкой проектов производства работ.

3.4.2.21. Технологические карты на ремонт оборудования ПС, ЛЭП и сооружений должны содержать:

- состав и последовательность операций при выполнении работ;
- условия проведения работ и меры безопасности;
- перечень контролируемых показателей (параметров);
- требования к составу и квалификации персонала (исполнителей работ);
- нормы трудозатрат при выполнении работ;
- номенклатуру инструментов, приспособлений, приборов, механизмов, испытательных установок, коллективных и индивидуальных защитных средств.

3.4.2.22. Проект производства работ должен определять технологию производства работ, организацию работ, порядок и объем обеспечения ресурсами, меры безопасности при выполнении работ в соответствии с действующими требованиями НПА и ЛНА ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети» и ДЗО и инструкциями заводов - изготовителей.

3.4.2.23. Приемка оборудования ПС, ЛЭП и сооружений из ремонта и оценка качества выполненных работ должна осуществляться в соответствии с требованиями действующих НПА, ПТЭ, Правил организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики и ЛНА Общества.

3.4.2.24. Организация планирования, подготовки, производства ремонта и приемки из ремонта подсистем АСУ ТП и средств ТАИ должно обеспечиваться в соответствии с границами зон ответственности (обслуживания).

3.4.2.25. Техническое обслуживание подсистем АСУ ТП и средств ТАИ в зависимости от объемов работ подразделяется на следующие виды:

- техническое обслуживание с непрерывным контролем;
- техническое обслуживание с периодическим контролем.

3.4.2.26. Техническое обслуживание с непрерывным контролем подсистем АСУ ТП и средств ТАИ должно выполняться по результатам непрерывного контроля технического состояния в процессе их эксплуатации совместно с основным и вспомогательным оборудованием.

3.4.2.27. Техническое обслуживание с периодическим контролем подсистем АСУ ТП и средств ТАИ должно обеспечивать поддержание исправного и работоспособного технического состояния подсистем АСУ ТП и средств ТАИ с целью обеспечения в процессе эксплуатации возможности управления, технологического контроля и защиты основного и вспомогательного оборудования для обеспечения надежности его работы.

3.4.2.28. Техническое обслуживание с периодическим контролем подсистем АСУ ТП и средств ТАИ должно проводиться по годовому графику в соответствии с

требованиями Правил организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики и инструкций заводов - изготовителей.

3.4.2.29. Техническое обслуживание устройств РЗА, защиты и автоматики должно проводиться в соответствии с годовыми и месячными графиками технического обслуживания, разрабатываемыми на основе перспективных планов технического обслуживания в соответствии с требованиями Правил организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики и других действующих НПА, устанавливающих требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок.

3.4.2.30. Техническое обслуживание и ремонт СДТУ, устройств сигнализации, СИ должно проводиться на основании годовых и месячных графиков планового технического обслуживания, согласованных с соответствующим субъектом оперативно - диспетчерского управления, в введении которого находится оборудование СДТУ.

3.4.2.31. Для технического обслуживания СДТУ должны применяться следующие виды технического обслуживания:

- плановое техническое обслуживание, выполняемое через временные интервалы согласно утвержденным графикам, направленное на предупреждение возможности появления отказа или ухудшения функционирования СДТУ;
- оперативное техническое обслуживание, выполняемое после обнаружения неработоспособности систем и направленное на устранение неисправностей в целях полного восстановления функционирования СДТУ.

3.4.2.32. Плановый ремонт СДТУ должен производиться в соответствии с годовым графиком ремонта СДТУ.

3.4.2.33. Планирование ремонтов зданий и сооружений, на которые не распространяются запреты действующими требованиями законодательства Российской Федерации и ЛНА Общества, должно осуществляться на основании оценки технического состояния в соответствии с установленными требованиями.

3.4.2.34. Техническое обслуживание зданий и сооружений включает в себя комплекс мероприятий по надзору и контролю за исправным состоянием зданий и сооружений и их инженерных систем и своевременному устранению дефектов. Периодичность и состав работ по техническому обслуживанию должны быть определены в соответствии с ремонтной документацией. При этом должны быть назначены ответственные лица и определен порядок контроля технического состояния по каждому зданию и сооружению, а также установлен состав работ по техническому обслуживанию и ремонту.

3.4.2.35. Ремонты зданий и сооружений по видам подразделяются на текущий и капитальный.

Объемы капитального ремонта формируются на основании проектной документации на ремонт или на основании ведомости объемов работ.

Объемы текущего ремонта формируются на основании ведомости объемов работ, составленной на основании актов осмотров зданий и сооружений, записей технического журнала по эксплуатации зданий и сооружений.

3.4.2.36. Планирование ремонтов зданий и сооружений включает в себя разработку годовых и перспективных графиков ремонтов. При разработке графиков следует учитывать результаты обследований, в том числе комплексных, результаты технического освидетельствования, а также периодичности капитальных ремонтов зданий и сооружений и их конструктивных элементов.

3.4.2.37. Вид организации ремонта по техническому состоянию не может применяться в отношении следующих объектов:

- для объектов, по которым в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации существует запрет на организацию и проведение ремонта по техническому состоянию;
- вновь вводимого оборудования и сооружений, находящихся в опытной эксплуатации;
- объектов, по которым отсутствует ремонтная документация в соответствии с требованиями Правил организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, или по которым установленные методы и объемы контроля технического состояния не позволяют достоверно определить фактическое техническое состояние и прогнозировать его работоспособное состояние до следующего выполнения контроля.

3.4.2.38. Ремонты в зависимости от планирования подразделяются на:

- плановые;
- неплановые;
- аварийные.

3.4.2.39. Плановый ремонт проводится в соответствии с утвержденными графиками.

3.4.2.40. Неплановый ремонт проводится с целью устранения неисправностей и дефектов, влияющих на обеспечение работоспособности и безопасную эксплуатацию, а также по результатам контроля текущего технического состояния, при этом если для непланового ремонта требуется вывод из работы объекта диспетчеризации, то данный ремонт должен быть согласован с соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления.

3.4.2.41. Аварийный ремонт проводится для устранения последствий аварий и повреждений для восстановления работоспособности, при этом для объекта диспетчеризации взаимодействие с соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления осуществляется в соответствии с установленными требованиями.

3.4.2.42. Перечень ремонтной документации должен соответствовать

требованиям Правил организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, и ЛНА Общества.

3.4.2.43. Квалификация ремонтного персонала, выполняющего работы по ремонту объектов должна соответствовать требованиям действующих НПА в части выполнения соответствующих установленных требований безопасности, федеральных норм и правил безопасности опасных производственных объектов (на которые распространяются установленные требования) и охраны труда.

3.4.2.44. При организации ремонтов до начала работ должно быть обеспечено исправное техническое состояние средств технологического оснащения, диагностирования, контроля, выполнение требований по метрологическому обеспечению в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации.

3.4.2.45. Средства измерений, применяемые при ремонте и техническом обслуживании, должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.674 «Государственная система обеспечения единства измерений. Общие требования к средствам измерений и техническим системам и устройствам с измерительными функциями».

3.4.2.46. Применяемые средства должны обеспечивать точность измерений, установленную в документации и технических условиях на ремонт, технологической документации и методиках измерений.

3.4.2.47. Должно осуществляться планирование номенклатуры и объемов аварийного запаса, обеспечение условий хранения и своевременное пополнение и обновления аварийного запаса в соответствии с действующими требованиями НПА и ЛНА.

3.4.3. Принципы технической политики при реализации технического обслуживания и ремонтов на объектах электрических сетей

3.4.3.1. Основными принципами технической политики при реализации технического обслуживания и ремонтов на объектах электрических сетей являются:

- обеспечение выполнения положений и требований законодательства РФ и положений планирования и организации ремонтов и технического обслуживания настоящей Технической политики;
- обеспечение процессов планирования, реализации и контроля технического обслуживания и ремонтов квалифицированным персоналом;
- обеспечение в ПАО «ФСК ЕЭС», ДЗО разработанных и утвержденных многолетних графиков, годовых и месячных планов ремонтов и технического обслуживания производственных активов, а также инвестиционных программ на период тарифного регулирования с учетом технического состояния активов, с выполнением требований по периодичности технического обслуживания и ремонтов в соответствии с

установленными требованиями.

3.4.3.2. При планировании технического обслуживания и ремонтов должно осуществляться:

- проведение оценки и анализа параметров и показателей технического состояния оборудования, зданий, сооружений, технических и технологических систем по результатам измерений, испытаний и осмотров до оказания технических воздействий;
- проведение оценки и анализа последствий и рисков отказов оборудования;
- соблюдение бюджетных ограничений;
- учет целевых программ по повышению надёжности;
- обеспечение оптимизации затрат на техническое обслуживание и ремонт посредством оптимального сочетания аутсорсинга и хозяйственного способа;
- наличие и эффективное функционирования системы контроля, планирования и оценки результатов выполнения технического обслуживания и ремонтов;
- разработка и совершенствование ЛНА Общества для обеспечения установленных требований и повышения эффективности функционирования СУПА;
- обеспечение безопасного производства работ по техническому обслуживанию и ремонту;
- проведение технического освидетельствования оборудования, ЛЭП, зданий, сооружений в соответствии с требованиями действующих НПА и ЛНА Общества;
- проведение комплексных обследований оборудования, зданий и сооружений на электросетевых объектах в соответствии с требованиями действующих НПА и ЛНА Общества;
- применение для проведения работ современных, высокотехнологичных и безопасных технологий, инструментов, приспособлений и оснастки;
- обеспечение безопасного производства работ по выполнению ремонтов электрических сетей под напряжением;
- обеспечение наличия в полном объеме необходимого технологического оборудования, инструментов и приспособлений, материалов и запасных частей для выполнения технического обслуживания и ремонтов оборудования, ЛЭП, зданий, сооружений, технических и технологических систем;
- обеспечение наличия нормативно-технической и организационно -распорядительной документации для проведения технического обслуживания и ремонтов в соответствии с установленными требованиями;
- изучение, разработка и внедрение современных методов и технологий для технического обслуживания и ремонтов оборудования, ЛЭП, зданий, сооружений, технических и технологических систем и контроля их технического состояния;

- развитие и совершенствование методов организации и управления процессами выполнения технического обслуживания и ремонтов должно проводиться в соответствии с установленными принципами СУПА.

3.4.3.3. Основными направлениями развития и совершенствования СУПА в части автоматизации планирования, управления и контроля технического обслуживания и ремонта являются:

- совершенствование и повышение эффективности процесса материально - технического обеспечения производственной деятельности в части технического обслуживания и ремонта в соответствии с принципами СУПА;
- повышение производительности труда и экономической эффективности;
- развитие информационных систем и баз данных, посредством которых осуществляется автоматизация процессов планирования и контроля процессов технического обслуживания и ремонтов;
- автоматизация планирования физических объемов, затрат и ресурсов для организации, выполнения и контроля реализации технического обслуживания и ремонтов;
- цифровизация технической документации для обеспечения планирования, выполнения и контроля технического обслуживания и ремонтов;
- автоматизация и цифровизация процессов сбора информации для планирования работ и ресурсов по техническому обслуживанию и ремонтам, сбора данных по факту выполненных работ, использованным ресурсам;
- автоматизация и цифровизация процессов формирования и согласования актов выполненных работ, сопутствующих документов, первичных учетных документов с применением автоматизированных систем документооборота;
- выстраивание и обеспечение функционирования эффективной системы аналитической отчетности по техническому обслуживанию и ремонту.

3.5. Управление производственными активами

3.5.1. Общие положения

3.5.1.1. Под управлением производственными активами Общества и ДЗО понимается систематическая и координируемая деятельность по нахождению оптимального баланса между затратами на поддержание технического состояния оборудования в соответствии с нормативными требованиями, перспективами развития сети и рисками, связанными с не достижением установленного уровня надежности оказываемых услуг и качества электрической энергии, а также требованиями регулирующих органов, для достижения стратегических целей Общества.

3.5.1.2. Система управления производственными активами Общества и ДЗО должна соответствовать целям, принципам и обеспечивать

выполнение задач Стратегии развития электросетевого комплекса с учетом Концепции «Цифровая трансформация 2030».

3.5.1.3. Основные функциональные области системы управления производственными активами:

- управление операционной деятельностью в части технического обслуживания и ремонта оборудования, технологических и инженерных систем, зданий и сооружений;
- управление инвестиционной деятельностью в части модернизации, технического перевооружения и реконструкции электросетевых объектов;
- управление активом на всех этапах жизненного цикла с учетом текущего и прогнозируемого технического состояния, рисков, последствий отказов, стоимости владения и перспектив развития сети;
- управление нормативно-методологическим и регламентным обеспечением процессов управления производственными активами;
- управление базами данных и НСИ автоматизированных систем управления производственными активами;
- управление технологическими решениями и ИТ - инфраструктурой для обеспечения эффективного управления производственными активами;
- управление персоналом, организационным и ресурсным обеспечением процессов управления производственными активами.

3.5.2. Цели управления производственными активами

Целями управления производственными активами являются:

- повышение эффективности операционных и инвестиционных затрат при обеспечении необходимого уровня надежности электроснабжения потребителей.

3.5.3. Принципы управления производственными активами

Основными принципами управления производственными активами Общества являются:

- ориентация на достижение стратегических целей Государства, Общества и ДЗО;
- системность принятия решений, применение единых критериев, принципов, правил, методик для процессов планирования, осуществления, контроля и оценки эффективности выполнения работ по операционной и инвестиционной деятельности;
- ориентация на повышение эффективности управления производственными активами на протяжении всего жизненного цикла активов за счет получения положительных эффектов в краткосрочной, среднесрочной и долгосрочной перспективах;
- обеспечение функционирования системы управления производственными активами во всех ДЗО Общества, являющихся составной и неотъемлемой частью общей системы управления активами Общества;
- снижение доли оборудования, ЛЭП и сооружений, имеющих высокие и средние уровни риска, сопряженного с их эксплуатацией, с учетом

последствий их отказа

3.5.4. Задачи развития системы управления производственными активами

К задачам развития системы управления производственными активами относятся:

- переход от системы управления производственными активами по планово-предупредительному виду организации ремонта к организации ремонта по фактическому техническому состоянию с учетом вероятности и тяжести последствий отказа основного технологического оборудования (рисков);
- внедрение и развитие современных технологий и цифровизации бизнес-процессов управления производственными активами;
- развитие системы показателей оценки деятельности по управлению производственными активами на корпоративном, функциональном и оперативном организационных уровнях, позволяющей проводить оценку по отдельным процессам для своевременного принятия соответствующих управленческих решений;
- построение и функционирование системы оценки ключевых показателей эффективности (КПЭ) процессов на всех уровнях управления производственными активами Общества и ДЗО;
- развитие и унификация организационной и нормативно - методической базы управления производственными активами;
- эффективное распределение финансовых средств на все виды воздействия, в том числе ремонт, модернизацию или техническое перевооружение оборудования ПС и ЛЭП в зависимости от технического состояния (критическое, неудовлетворительное, удовлетворительное, хорошее, очень хорошее);
- обеспечение функционирования и развития системы мониторинга и комплексного расчета показателей состояния объектов электросетевого хозяйства, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности в соответствии с требованиями действующих НПА;
- обеспечение расчетов и мониторинга индексов технического состояния оборудования ПС, ЛЭП и сооружений с оценкой вероятности отказа, тяжести последствий, оценкой риска из-за отказа и оценкой стоимости владения для планирования вида и объема технического воздействия в соответствии с требованиями действующих НПА;
- оптимизация затрат на ремонтную деятельность, модернизацию, техническое перевооружение оборудования, технологических и инженерных систем, зданий и сооружений с обеспечением необходимого уровня безопасности, эксплуатационной надежности и обеспечения требуемого уровня качества электроснабжения потребителей, а также с учетом перспективного развития электросетевого комплекса;

- синхронизация развития системы управления производственными активами Общества и ДЗО с ведомственными программами профильного и смежных ведомств.

3.6. Информационная безопасность

3.6.1. Цели и задачи информационной безопасности.

Цели: Обеспечение устойчивого функционирования критической информационной инфраструктуры субъектов электросетевого комплекса группы компаний «Россети» (далее – Субъекты) при проведении в отношении нее компьютерных атак, предотвращение неправомерного доступа к обрабатываемой информации, уничтожение такой информации, ее модифицирование, блокирование и распространения, а также иных неправомерных действий в отношении такой информации.

Задачи: Создание системы безопасности объектов критической информационной инфраструктуры (далее – ОКИИ) и обеспечение ее функционирования, в частности:

- повышение надежности и безопасности ОКИИ электросетевого комплекса группы компаний «Россети» за счет поставки цифрового оборудования, систем и технических средств защиты информации, обладающих минимальным набором встроенных функций безопасности и соответствующих по своим функциональным характеристикам требованиям нормативно-технической документации в области безопасности информации и условиям применения;
- в рамках создания, модернизации, эксплуатации ОКИИ проведение регулярной оценки масштаба возможных последствий для Общества, социальных, политических, экономических, экологических последствий, а также последствий для обеспечения обороны страны, безопасности государства и правопорядка в случае возникновения компьютерных инцидентов на ОКИИ группы компаний «Россети», присвоение объектам информационной инфраструктуры одной из категорий значимости;
- обеспечение технологической безопасности и независимости от импортного оборудования, технических устройств, комплектующих, услуг (работ) иностранных компаний и использования иностранного программного обеспечения на объектах электросетевого комплекса за счет замещения программного обеспечения, микроконтроллеров и интегральных схем, а также применения в приоритетном порядке только такого программного обеспечения, сведения о котором включены в единый реестр российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных;
- разработка корпоративных стандартов в области информационной безопасности;
- обеспечение безопасности ОКИИ в процессе эксплуатации:
- предотвращение неправомерного доступа к информации,

обрабатываемой объектами информационной инфраструктуры, уничтожения такой информации, ее модифицирования, блокирования, копирования, предоставления и распространения, а также иных неправомерных действий в отношении такой информации;

- недопущение воздействия на технические средства обработки информации, в результате которого может быть нарушено и (или) прекращено функционирование ОКИИ и обеспечивающих (управляемых, контролируемых) им процессов;
- автоматизация процессов обнаружения и предупреждения компьютерных атак на ОКИИ энергетического комплекса группы компаний «Россети» с помощью алгоритмов машинного обучения и эвристического анализа;
- обеспечение непрерывного функционирования технических средств защиты информации;
- проведение регулярной инструментальной оценки эффективности подсистемы безопасности ОКИИ энергетического комплекса группы компаний Россети;
- обеспечение максимально быстрого восстановления (самовосстановления) ОКИИ;
- взаимодействие с государственной системой обнаружения, предупреждения и ликвидации последствий компьютерных атак на информационные ресурсы Российской Федерации;
- применение риск-ориентированного управления активами информационной инфраструктуры, организации в рамках процесса эксплуатации проверки и установки критических обновлений программного обеспечения для элементов сети;
- обеспечение безопасности ОКИИ в процессе вывода из эксплуатации;
- проведение внутреннего контроля в области обеспечения безопасности ОКИИ путем осуществления плановых или внеплановых проверок;
- повышение уровня знаний работников по вопросам информационной безопасности, организация (пере)подготовки инженеров, техников, администраторов и операторов по вопросам информационной безопасности.

3.6.2. Основные принципы развития

Система безопасности объектов информационной инфраструктуры должна создаваться в соответствии с требованиями и положениями Закона № 187-ФЗ и Закона № 152-ФЗ, а также соответствующими подзаконными нормативно-правовыми актами.

Система безопасности объектов информационной инфраструктуры ПАО «ФСК ЕЭС», территориально-распределительных комплексов должна

создаваться как типовая система безопасности, включающая силы и средства, предназначенные для обнаружения, предупреждения компьютерных атак и ликвидации последствий компьютерных инцидентов.

Принимаемые меры по обеспечению безопасности ОКИИ не должны оказывать отрицательного влияния на функционирование АСТУ, обмен технологической информацией, функций дистанционного управления электросетевым оборудованием и интеллектуальными устройствами из удаленных центров управления группы компаний «Россети» (ЦУС), ПАО «ФСК ЕЭС» и из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС».

Результатом обеспечения безопасности информационной инфраструктуры должно стать сохранение достигнутых эффектов в части обеспечения надежности, технологической и экономической эффективности электроснабжения и других стратегических целей цифровой трансформации электроэнергетики России.

3.6.3. Основные требования

3.6.3.1. Объектами защиты в контексте обеспечения безопасности информационной инфраструктуры и обрабатываемой информации являются:

- корпоративные информационные системы (в том числе машинные носители информации, автоматизированные рабочие места, серверы, средства обработки буквенно-цифровой, графической, видео- и речевой информации, микропрограммное, общесистемное, прикладное программное обеспечение), обеспечивающие устойчивость финансово-хозяйственной деятельности;
- автоматизированные системы управления (в том числе автоматизированные рабочие места, промышленные серверы, программируемые логические контроллеры, производственное, технологическое оборудование (исполнительные устройства) имеющее функции как локального, так и дистанционного управления, либо имеющее функционирующие интерфейсы сетевого взаимодействия, микропрограммное, общесистемное, прикладное программное обеспечение), обеспечивающие надежное снабжение потребителей электроэнергией;
- корпоративные и технологические информационно-телекоммуникационные сети (в том числе телекоммуникационное оборудование, программное обеспечение, система управления, линии связи), формирующие единое информационное пространство и цифровую среду взаимодействия;
- сети электросвязи, используемые для организации взаимодействия объектов;
- архитектура и конфигурация информационных систем, информационно-телекоммуникационных сетей, автоматизированных систем управления, информация (данные) о параметрах (состоянии) управляемого (контролируемого) объекта или процесса (в том числе входная (выходная) информация, управляющая (командная) информация, контрольно-

измерительная информация, персональные данные, иная критически важная (технологическая) информация, в том числе представляющая коммерческую ценность в силу неизвестности третьим лицам.

3.6.3.2. Обеспечение безопасности значимых ОКИИ осуществляется в зависимости от установленной категории значимости объектов в соответствии с требованиями, установленными федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным в области обеспечения безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации.

3.6.3.3. Обеспечение безопасности ОКИИ без установленной категории значимости осуществляется в соответствии с организационно-распорядительными документами ПАО «ФСК ЕЭС», группы компаний «Россети», требованиями настоящей Технической политики.

3.6.3.4. Для обеспечения безопасности ОКИИ, являющихся информационными системами персональных данных, настоящие требования применяются с учетом требований к защите персональных данных при их обработке в информационных системах персональных данных, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 01.11.2012 № 1119.

3.6.3.5. В случае если объектом защиты является информация при осуществлении переводов денежных средств, то в соответствии с положением Банка России от 04.06.2020 № 719-П «О требованиях к обеспечению защиты информации при осуществлении переводов денежных средств и о порядке осуществления Банком России контроля за соблюдением требований к обеспечению защиты информации при осуществлении переводов денежных средств» необходимо руководствоваться требованиями к обеспечению защиты информации при осуществлении переводов денежных средств, определяемыми во внутренних документах оператора по переводу денежных средств, банковского платежного агента (субагента), оператора платежных систем, оператора услуг платежной инфраструктуры.

3.6.3.6. В зависимости от категории значимости, требуемого уровня защищенности и актуальных угроз безопасности информации в системе безопасности ОКИИ должны быть реализованы следующие организационные и технические меры:

- идентификация и аутентификация (ИАФ);
- управление доступом (УПД);
- ограничение программной среды (ОПС);
- защита машинных носителей информации (ЗНИ);
- аудит безопасности (АУД);
- антивирусная защита (АВЗ);
- предотвращение вторжений (компьютерных атак) (СОВ);
- обеспечение целостности (ОЦЛ);
- обеспечение доступности (ОДТ);
- защита технических средств и систем (ЗТС);

- защита информационной (автоматизированной) системы и ее компонентов (ЗИС);
- планирование мероприятий по обеспечению безопасности (ПЛН);
- управление конфигурацией (УКФ);
- управление обновлениями программного обеспечения (ОПО);
- реагирование на инциденты информационной безопасности (ИНЦ);
- обеспечение действий в нештатных ситуациях (ДНС);
- информирование и обучение персонала (ИПО).

3.6.3.7. В качестве организационных мер по обеспечению безопасности ОКИИ применяется:

- организация контроля физического доступа к программно-аппаратным средствам компонент ОКИИ и его линиям связи;
- реализация правил разграничения доступа, регламентирующих права доступа субъектов доступа к объектам доступа, и введение ограничений на действия пользователей, а также на изменение условий эксплуатации, состава и конфигурации программных и программно-аппаратных средств;
- описание в организационно-распорядительных документах действий пользователей и администраторов компонент ОКИИ по реализации организационных мер;
- определение администратора безопасности ОКИИ;
- отработка действий пользователей и администраторов ОКИИ по реализации мер по обеспечению безопасности ОКИИ и восстановлению информационной инфраструктуры и обрабатываемой информации;
- повышение квалификации специалистов по ИБ, повышение осведомленности пользователей.

3.6.3.7.1. Технические меры по обеспечению информационной безопасности реализуются посредством преимущественного использования операционных систем из реестра российского программного обеспечения, и следующих классов программных и программно-аппаратных средств – средств защиты информации (в том числе встроенных в общесистемное, прикладное программное обеспечение):

- средства защиты информации от несанкционированного доступа, в том числе средства идентификации и аутентификации, управления доступом, ограничения программной среды, защиты машинных носителей и информации, контроля целостности;
- межсетевые экраны уровня сети, уровня логических границ сети;
- межсетевые экраны уровня промышленной сети;
- средства обнаружения (предотвращения) вторжений (компьютерных атак) уровня сети, контроля и анализа сетевого трафика;
- средства регистрации и управления событиями безопасности;
- средства предупреждения компьютерных атак;
- средства защиты информации и данных при их передаче по

каналам связи;

- средства защищенного удаленного доступа в ЛВС, в том числе средства терминального доступа;
- средства резервного копирования, в том числе средства создания и хранения резервных копий;
- средства управления ключевой информацией;
- средства (системы) контроля (анализа) защищенности, аудита безопасности;
- средства антивирусной защиты АРМ административно-управленческого персонала;
- средства антивирусной защиты АРМ производственного персонала, промышленных серверов;
- средства антивирусной защиты уровня сети, потовых и веб-серверов, файловых хранилищ, средства защиты от спама;
- средства защиты информации при использовании мобильных устройств;
- средства контроля действий по внесению изменений;
- средства от угроз отказа в обслуживании (DOS, DDOS-атак);
- средства управления перемещением виртуальных машин (контейнеров) и обрабатываемых на них данных.

Средства защиты информации от несанкционированного доступа включают следующие механизмы защиты (в том числе встроенные в общесистемное, прикладное программное обеспечение и (или) программно-аппаратные средства):

- средства доверенной загрузки;
- идентификация и аутентификация пользователей;
- дискреционный контроль доступа пользователей; мандатный контроль доступа пользователей и процессов;
- маркировка документов и контроль их вывода на печать;
- защита ввода и вывода информации на отчуждаемый физический носитель;
- регистрация событий безопасности в журнале событий;
- контроль целостности критичных файлов и данных;
- контроль доступа к периферийным устройствам и портам ввода-вывода;
- гарантированное удаление данных на дисках и выборочное затирание файлов и др.

3.6.3.8. Базовый набор технических мер включает:

- средства защиты информации от несанкционированного доступа (включая встроенные функции безопасности в общесистемное, прикладное программное обеспечение и (или) программно-аппаратные средства);
- межсетевые экраны уровня сети;
- средства обнаружения (предотвращения) вторжений

(компьютерных атак) уровня сети, уровня сервера, автоматизированного рабочего места;

- средства антивирусной защиты почтовых и веб-серверов, файловых хранилищ и автоматизированных рабочих мест;
- средства защиты информации и данных при их передаче по каналам связи;
- средства защищенного удаленного доступа в ЛВС, в том числе средства терминального доступа, двухфакторной аутентификации;
- средства резервного копирования, в том числе средства создания и хранения резервных копий.

Базовый набор мер по обеспечению безопасности подлежит адаптации в соответствии с актуальными угрозами безопасности информации, применяемыми информационными технологиями и особенностями функционирования ОКИИ. При этом из базового набора могут быть исключены меры, непосредственно связанные с информационными технологиями, не используемыми в составе ОКИИ, или не свойственными характеристиками.

3.6.3.9. В качестве средств защиты информации в приоритетном порядке подлежат применению средства защиты информации, встроенные в программное обеспечение и (или) программно-аппаратные средства (при их наличии).

3.6.3.10. В случае невозможности реализации заявленных целей встроенными средствами защиты информации соответствующий функционал должен обеспечиваться наложенными средствами защиты информации.

3.6.3.11. Для обеспечения безопасности информационно-телекоммуникационных сетей настоящие требования применяются наряду с нормативными правовыми актами федерального органа исполнительной власти, осуществляющего функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в области связи, а также ГОСТ Р МЭК 62443 «Сети коммуникационные промышленные. Защищенность (кибербезопасность) сети и системы», ГОСТ Р 56498 МЭК 62443-3 «Сети коммуникационные промышленные. Защищенность (кибербезопасность) сети и системы. Часть 3. Защищенность (кибербезопасность) промышленного процесса измерения и управления».

3.6.3.12. В качестве цифрового оборудования, выполняющего функции граничного маршрутизатора, имеющего доступ к информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», применяется цифровое оборудование с программным обеспечением, прошедшим оценку соответствия требованиям руководящих документов ФСТЭК России по безопасности информации в форме сертификации.

3.6.3.13. Технические средства защиты информации должны эксплуатироваться в соответствии с инструкциями (правилами) по эксплуатации, разработанными разработчиками (производителями) этих

средств, и иной эксплуатационной документацией на технические средства защиты информации.

При установке и настройке технических средств защиты информации должно обеспечиваться выполнение ограничений на эксплуатацию этих средств, в случае их наличия в эксплуатационной документации.

3.6.3.14. Применяемые технические средства защиты информации должны быть обеспечены гарантийной и технической поддержкой.

3.6.3.15. Порядок создания информационных систем, автоматизированных систем управления, систем управления информационно-телекоммуникационными сетями, этапность работ, а также разработка технической и рабочей документации должны соответствовать ГОСТ Р 51583 «Защита информации. Порядок создания автоматизированных систем в защищенном исполнении. Общие положения», положениям Закона № 187-ФЗ и подзаконным нормативным правовым актам, а также организационно-распорядительным документам Субъекта.

На стадиях (этапах) жизненного цикла в ходе создания (модернизации) объектов информационной инфраструктуры проводиться:

- анализ угроз безопасности информации и разработка модели угроз безопасности информации или ее уточнение (при ее наличии), определение категории значимости, требуемого уровня защищенности ОКИИ;
- проектирование организационных и технических мер по обеспечению информационной безопасности ОКИИ, разработка рабочей (эксплуатационной) документации на ОКИИ (в части обеспечения его безопасности);
- внедрение организационных и технических мер по обеспечению информационной безопасности ОКИИ, предварительные испытания, анализ уязвимостей, опытная эксплуатация, приемочные испытания и ввод в эксплуатацию ОКИИ и его подсистемы безопасности;
- регламентация процессов обеспечения информационной безопасности ОКИИ в ходе эксплуатации.

Проектные решения по обеспечению информационной безопасности объектов нового строительства, расширения, реконструкции, технического перевооружения или модернизации объектов электросетевого комплекса должны выполняться в соответствии с типовыми техническими решениями, утвержденных организационно-распорядительными документами Общества.

3.6.3.16. Результаты проектирования системы безопасности объектов информационной инфраструктуры отражаются в проектной документации (эскизном (техническом) проекте и (или) в рабочей документации), разрабатываемой с учетом ГОСТ 34.201 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем» (далее – ГОСТ 34.201) и стандартов организации, в соответствии с установленной категории значимости.

3.6.3.17. Защита информации при использовании технологий виртуализации осуществляется в соответствии с ГОСТ Р 56938 «Защита информации. Защита информации при использовании технологий виртуализации. Общие положения».

3.6.3.18. Требования в отношении функциональной безопасности автоматизированных систем управления предприятием, оперативно-технологического управления, технологического управления должны соответствовать ГОСТ Р МЭК 61508-1, 61508-2, ГОСТ IEC 61508-3.

3.6.4. Оценка соответствия по требованиям безопасности информации

3.6.4.1. Ввод в эксплуатацию ОКИИ допускается при наличии протокола (акта) приемочных испытаний с положительным заключением о соответствии и эффективности принятых организационно-технических мер защиты установленным требованиям по обеспечению безопасности.

3.6.4.2. Для обеспечения безопасности ОКИИ должны применятся технические средства защиты информации, прошедшие оценку на соответствие требованиям по безопасности информации в формах обязательной сертификации, испытаний или приемки.

Подтверждение соответствия технических средств защиты информации требованиям по безопасности информации, в том числе требованиям по совместимости с автоматизированными системами управления технологическими процессами выполняется в рамках проверки качества (аттестации), изложенной в разделе 3.6.6 настоящей Технической политики.

3.6.4.3. Оценка соответствия и эффективности принятых организационно-технических мер защиты ОКИИ установленным требованиям по обеспечению безопасности проводятся Субъектами самостоятельно или с привлечением организаций, имеющих в соответствии с законодательством Российской Федерации лицензии на соответствующую деятельность в области защиты информации.

Повторная оценка соответствия принятых организационно-технических мер защиты установленным требованиям по обеспечению безопасности проводится через три года.

3.6.4.4. Оценка соответствия и эффективности принятых организационно-технических мер защиты ОКИИ, обрабатывающих ПДн, проводиться по решению Субъекта с привлечением организации, имеющей в соответствии с законодательством Российской Федерации лицензии на соответствующую деятельность в области защиты информации.

3.6.4.5. Оценка соответствия и эффективности принятых организационно-технических мер защиты ОКИИ взаимодействующих с государственными информационными системами проводиться в обязательном порядке с привлечением организаций, имеющих в соответствии с законодательством Российской Федерации, лицензии на соответствующую

деятельность в области защиты информации.

3.6.5. Ограничения по применению технологий/оборудования

3.6.5.1. При выборе средств защиты информации, в том числе сопутствующего встроенного программного обеспечения, должно учитываться возможное наличие ограничений со стороны разработчиков (производителей) или иных лиц на применение этих средств на всей территории Российской Федерации.

3.6.5.2. При реализации технических мер по защите информации не допускается применение алгоритма криптографического хеширования SHA-1, протоколов SNMP v1, v2.

3.6.5.3. В ОКИИ не допускается:

- наличие удаленного доступа непосредственно (напрямую) к программным и программно-аппаратным средствам, в том числе средствам защиты информации, для обновления или управления со стороны лиц, не являющихся работниками ПАО «ФСК ЕЭС» а также работниками ПАО «Россети» и их дочерних и зависимых обществ;
- наличие локального доступа к программным и программно-аппаратным средствам, в том числе средствам защиты информации, для обновления или управления со стороны лиц, не являющихся работниками ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети», а также работниками их дочерних и зависимых обществ без контроля со стороны Субъекта;
- передача информации, в том числе технологической информации, разработчику (производителю) программных и программно-аппаратных средств, в том числе средств защиты информации, или иным лицам без контроля со стороны Субъекта.

В случае технической необходимости, организация удаленного доступа к программным и программно-аппаратным средствам, в том числе средствам защиты информации, в объекте принимаются организационные и технические меры по обеспечению безопасности такого доступа, предусматривающие:

- определение лиц и устройств, которым разрешен удаленный доступ к программным и программно-аппаратным средствам объекта, предоставление им минимальных полномочий при доступе к этим средствам;
- контроль доступа к программным и программно-аппаратным средствам объекта;
- защиту информации и данных при их передаче по каналам связи при удаленном доступе к программным и программно-аппаратным средствам объекта;
- мониторинг и регистрацию действий лиц, которым разрешен удаленный доступ к программным и программно-аппаратным средствам объекта, а также инициируемых ими процессов, анализ этих действий в целях выявления фактов неправомерных действий;
- обеспечение невозможности отказа лиц от выполненных действий при

осуществлении удаленного доступа к программным и программно-аппаратным средствам объекта;

• обеспечение двухфакторной аутентификации при удаленном доступе.

3.6.5.4. Входящие в состав ОКИИ программные и программно-аппаратные средства, осуществляющие хранение и обработку информации, должны размещаться на территории Российской Федерации (за исключением случаев, когда размещение указанных средств осуществляется в зарубежных обособленных подразделениях Субъекта (филиалах, представительствах), а также случаев, установленных законодательством Российской Федерации и (или) международными договорами Российской Федерации).

3.6.5.5. Эксплуатационно-техническое обслуживание, техническая поддержка программных и программно-аппаратных средств, в том числе СУБД должна оказываться правообладателем (разработчиком) или представителем правообладателя, зарегистрированным на территории Российской Федерации.

3.6.6. Проверка качества (аттестация) цифрового оборудования, систем и технических средств защиты информации

3.6.6.1. Проверке качества (аттестации) подлежит цифровое оборудование и системы, обеспечивающие поиск, сбор, хранение, обработку, представление, распространение цифровой информации на объектах ПАО «ФСК ЕЭС», электросетевого комплекса группы компаний «Россети», в том числе технические средства защиты информации.

3.6.2. Проверка качества (аттестация) цифрового оборудования, систем и технических средств защиты информации является внутренней системой проверки Общества и направлена на подтверждение:

• отсутствия уязвимостей и недостатков в составе программного обеспечения, способных привести к нарушениям проектных значений параметров выполнения целевых функций и (или) привести к технологическим нарушениям;

• выполнение встроенными средствами защиты информации минимального набора функций безопасности, соответствующих по своим функциональным характеристикам требованиям нормативно-технической документации в области безопасности информации и условиям применения на объектах электросетевого комплекса Общества и ДЗО;

• наличие в эксплуатационной документации описания условий безопасной эксплуатации;

• совместимость технических средств защиты информации с автоматизированными системами управления технологическими процессами;

• реализации производителем-изготовителем, разработчиком мер по разработке безопасного программного обеспечения на всех этапах жизненного цикла в соответствии с ГОСТ Р 56939 «Защита информации. Разработка безопасного программного обеспечения. Общие требования»;

• реализации производителем-изготовителем, разработчиком процедур устранения недостатков, уязвимостей и обновления программного обеспечения;

• отсутствия нарушений авторских прав на передачу и использование программного обеспечения на объектах электросетевого комплекса Общества и ДЗО.

3.6.6.2. Проверка качества (аттестация) осуществляется на соответствие требованиям по безопасности информации, установленным нормативно-правовыми актами Российской Федерации и организационно-распорядительными документами ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети» и их ДЗО, а также на соответствие техническим условиям, согласованными производителем-изготовителем, разработчиком с Обществом.

3.6.6.3. Проверку качества (аттестацию) на соответствие требованиям по безопасности информации организует ПАО «Россети» в соответствии с решением, принятым Правлением ПАО «Россети», в порядке, регламентированном приказом ПАО «Россети» от 28.08.2020 № 391 «Об утверждении Методики проведения проверки цифрового оборудования и систем на соответствие требованиям безопасности информации, в том числе проведения проверки качества технических средств защиты информации в электросетевом комплексе».

3.6.6.4. Результаты проверки качества (аттестации) оформляются заключением аттестационной комиссии и утверждаются ПАО «Россети» с учетом выводов о возможности применения цифрового оборудования, систем и технических средств защиты информации на объектах электросетевого комплекса группы компаний «Россети».

3.7. Метрологическое обеспечение

3.7.1. Общие положения

3.7.1.1. Целью метрологического обеспечения является обеспечение единства и требуемой точности измерений во всех технологических процессах при осуществлении деятельности по приему, преобразованию, передаче и распределению электрической энергии (контроль режимов и параметров сети, качества электрической энергии, учет энергоресурсов, непрерывный контроль с применением АСМД оборудования и другие) в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации в области метрологического обеспечения.

3.7.1.2. Метрологическое обеспечение осуществляется на всех этапах жизненного цикла объектов электросетевого комплекса (проектирование, ввод в эксплуатацию, постоянная эксплуатация).

3.7.1.3. Приоритетными направлениями технической политики в области метрологического обеспечения являются:

- обеспечение выполнения требований действующего

законодательства Российской Федерации в области метрологического обеспечения;

- внедрение современных методов измерений, автоматизированного контрольно-измерительного оборудования, оснащения метрологических лабораторий современными установками для калибровки/поверки и эталонными средствами, необходимой вычислительной техникой, транспортными средствами;
- внедрение современных и эффективных средств измерений, обеспечивающих требуемую точность измерений в необходимом диапазоне изменения параметров, стабильность метрологических характеристик в течение всего срока службы, увеличенный интервал периодического метрологического контроля;
- внедрение автоматизированных систем учета средств измерений, планирования и контроля их метрологического обслуживания, переход на электронные паспорта по средствам измерений в электросетевом комплексе;
- подтверждение технической компетентности метрологических подразделений всех уровней подчинения, выполняющих работы по калибровке средств измерений в системе калибровки Общества, а также, в случае установления экономической целесообразности, их аккредитация в области обеспечения единства измерений на право выполнения работ по поверке (калибровке) средств измерений

3.7.2. Требования к измерениям

3.7.2.1. Измерения должны выполняться в соответствии с нормами точности измерения конкретного измеряемого параметра согласно действующим требованиям.

3.7.2.2. Измерения (за исключением прямых измерений) должны выполняться по аттестованным в установленном порядке методикам (методам) измерений.

3.7.3. Требования к единицам величин

3.7.3.1. Единицы величин необходимо применять в соответствии с ГОСТ 8.417 и Положением о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации, утверждённым постановлением Правительства Российской Федерации от 31.10.2009 № 879.

3.7.4. Требования к методикам (методам) измерений

3.7.4.1. МИ, применяемые в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, должны удовлетворять следующим требованиям:

- разработаны в соответствии с ГОСТ Р 8.563;

- аттестованы в порядке, установленном в области обеспечения единства измерений, и зарегистрированы в Федеральном реестре методик выполнения измерений

3.7.4.2 СИ должны быть поверены (откалиброваны) в установленном порядке и иметь действующие свидетельство (сертификат) и/или знак о поверке/калибровке, запись в эксплуатационных документах на СИ, для СИ, применяемых для наблюдения за технологическими параметрами, точность которых не нормируется, должен быть проведен контроль исправности.

3.7.5. Требования к информационно-измерительным системам

3.7.5.1. Информационно-измерительные системы (включая компоненты) должны быть метрологически обеспечены на всех этапах жизненного цикла в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.596, действующими стандартами и ОРД Общества;

3.7.5.2. Типовые программно-технические комплексы, используемые для создания информационно - измерительных систем, применяемых в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, должны быть утвержденного типа (зарегистрированы в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений).

3.7.5.3. Проектная документация на ИИС (в части измерений, относящихся к сфере государственного регулирования в соответствии с Федеральным законом от 26.06.200 8№ 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений») на стадии разработки подлежит метрологической экспертизе в соответствии с действующими требованиями.

3.7.6. Требования к стандартным образцам

Стандартные образцы, применяемые при измерениях должны:

- иметь сертификат об утверждении типа стандартного образца;
- быть годными к применению (иметь не истекший срок годности);
- применяться в соответствии с требованиями методики измерений и нормативных документов на условия его эксплуатации.

3.8. Техническое диагностирование и мониторинг состояния оборудования ПС и ЛЭП

3.8.1. Общие положения

3.8.1.1. Диагностический контроль технического состояния оборудования ПС и ЛЭП должен по составу, объему и периодичности отвечать действующим требованиям ПАО «ФСК ЕЭС», СТО ПАО «Россети» 34.01-23.1-011 «Объем и нормы испытаний электрооборудования», НПА и ЛНА Общества, инструкций заводов-изготовителей.

3.8.1.2. Непрерывный контроль технического состояния электросетевого оборудования выполняется с применением автоматизированных средств, систем мониторинга и технического

диагностирования.

Автоматизированные системы мониторинга и технического диагностирования направлены на:

предупреждение возникновения аварийных процессов из-за внутренних дефектов оборудования и своевременное предотвращение неконтролируемого развития дефектов;

определение нагрузочной способности;

повышение электробезопасности оперативного персонала, снижение влияния человеческого фактора в процессе сбора, обработки и формирования результатов технического диагностирования;

интегрирование результатов мониторинга и технического диагностирования в АСУ ТП и корпоративные информационные системы;

применение результатов работы АСМД для оценки технического состояния и планирования стратегии обслуживания производственных активов.

3.8.1.3. Внедрение автоматизированных систем мониторинга и технического диагностирования должно осуществляться на основании соответствующего технико-экономического обоснования.

3.8.1.4. На вновь строящихся и реконструируемых ПС должно применяться электрооборудование в конструктивном исполнении, обеспечивающем возможность монтажа и использования АСМД для оценки технического состояния под рабочим напряжением.

3.8.1.5. Автоматизированные средства диагностирования и АСМД должны оснащаться функцией удаленного доступа к оперативной информации о текущем техническом состоянии оборудования.

3.8.1.6. Внедрение в практику эксплуатации новых методов и показателей для контроля технического состояния оборудования должно сопровождаться:

- оценкой диагностической ценности (информативности) применяемого метода (показателя);
- наличием ТЭО применяемого метода (показателя);
- разработкой предельно допустимого значения контролируемого показателя и/или значения ограничивающего область нормальной эксплуатации, и/или граничного значения;
- наличием методических указаний по применения метода (показателя) с рекомендациями по принятию решений при использовании.

3.8.1.7. Метрологическое обеспечение СИ, применяемых для Непрерывного контроля с применением АСМД оборудования ПС, должно соответствовать положениям раздела 3.6 Технической политики.

3.8.1.8. Измерение изоляционных характеристик электрооборудования под рабочим напряжением разрешается осуществлять при условии использования устройств, обеспечивающих безопасность работ и защиту нормально заземляемого низкопотенциального вывода

контролируемого объекта от появления на нем опасного напряжения при нарушении связи с землей.

3.8.2. Требования к техническому диагностированию и мониторингу состояния оборудования ПС

3.8.2.1. Техническое диагностирование и оценка технического состояния оборудования ПС должны осуществляться по результатам испытаний и измерений в объеме и в соответствии с НПА, СТО 34.01-23.1-011 «Требования к объемам и нормам испытаний электрооборудования», приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676 и ЛНА Общества.

3.8.2.2. Автоматизированные системы мониторинга и диагностики непрерывного контроля должны осуществлять оперативное диагностирование текущего технического состояния оборудования, своевременное выявление возникновения и развития дефектов.

3.8.2.3. Автоматизированные системы мониторинга и диагностики непрерывного контроля рекомендуется применять для следующих групп оборудования:

а) силовые Т/АТ 220 кВ и выше (для ЕНЭС – Т/АТ 330 кВ и выше), силовые трансформаторы 110 кВ мощностью 63 МВА и выше в объеме:

- контроль содержания углеводородных газов, растворенных в масле бака трансформатора (этан, метан, этилен, ацетилен);
- контроль содержания водорода, растворенного в масле бака трансформатора;
- контроль температуры верхних слоев масла в баке трансформатора;
- контроль влагосодержания масла в баке трансформатора;
- контроль ЧР по показателям: регулярность ЧР, опасный кажущийся заряд ЧР, длительность одного цикла регистрации ЧР;
- контроль тангенса угла диэлектрических потерь и емкости изоляции высоковольтных вводов 110 кВ и выше (для ЕНЭС – 330 кВ и выше, а также вводы 110 кВ и выше, установленные на Т/АТ 330 кВ и выше);

б) силовые трансформаторы 110 кВ мощностью менее 63 МВА ЦП и силовые трансформаторы 35 кВ мощностью 16 МВА и выше узловых ПС в объеме:

- контроль содержания водорода, растворенного в масле бака трансформатора;
- контроль температуры верхних слоев масла в баке трансформатора;
- контроль влагосодержания масла в баке трансформатора;

в) КРУЭ 110 кВ и выше в объеме:

- контроль уровня ЧР по показателям: регулярность ЧР, опасный кажущийся заряд ЧР, длительность одного цикла регистрации ЧР;
- контроль давления элегаза в газовых отсеках;

г) выключатели 220 кВ и выше (для ЕНЭС – 330 кВ и выше), выключатели 110 кВ, эксплуатируемые на ЦП с силовыми трансформаторами 63 МВА и выше в объеме:

- контроль механического ресурса привода выключателя по количеству срабатываний вкл/откл;
- контроль коммутационного ресурса по количеству отключений рабочих токов и токов КЗ и их величине с применением автоматического расчета остаточного ресурса до проведения ТО, ремонта, вывода из эксплуатации;
- для выключателей 500 кВ и выше – запись осциллограмм токов включения и отключения.

3.8.2.4. Для оценки технического состояния оборудования ПС дополнительно могут применяться следующие виды диагностического контроля при наличии методик измерения и заданных предельно допустимых значений измеряемых параметров:

- инфракрасный контроль для всей номенклатуры оборудования;
- оптический контроль фарфоровой и полимерной опорно-стержневой изоляции (УФ-диагностика);
- звуковой и ультразвуковой контроль микротрещин в фарфоровой опорно-стержневой изоляции и фарфоровой изоляции измерительных трансформаторов и выключателей;
- акустический контроль закрытых воздушных шинопроводов и токопроводов;
- контроль ЧР в шинопроводах и токопроводах с литой изоляцией;
- рентгенографический контроль оборудования – для всей номенклатуры оборудования, в особенности – элегазового коммутационного.

3.8.3. Техническое диагностирование и мониторинг состояния ВЛ

3.8.3.1. Техническое диагностирование и оценка технического состояния КЛ должна осуществляться по результатам испытаний и измерений в объеме и в соответствии с действующим НПА «Требования к объемам и нормам испытаний электрооборудования», приказом Минэнерго России от 26 июля 2017 г. № 676 и ЛНА Общества.

3.8.3.2. Для оценки технического состояния ВЛ дополнительно могут применяться следующие виды диагностического контроля технического состояния функциональных узлов и элементов ВЛ при наличии методик измерения и заданных предельно допустимых значений измеряемых параметров:

- инфракрасный контроль для токоведущих и изолирующих элементов ВЛ;
- магнитометрический неразрушающий контроль состояния металлических конструкций опор;
- ультразвуковой контроль анкерных креплений фундаментов;

- сейсмоакустический и ультразвуковой контроль состояния фундаментов и ж/б конструкций;
- дефектоскопия тросовых оттяжек опор, проводов и грозозащитных тросов;
- измерение амплитудно-частотных характеристик проводов и тросов;
- акустический метод оценки физико-механических свойств железобетонных и деревянных опор, основанный на сравнении собственных механических колебаний опоры, возникающих от удара, с колебаниями «идеальной» опоры такой же высоты, прочно заделанной в грунте;
- магнитный метод оценки коррозионного состояния стальных сердечников токоведущих проводов и грозозащитных тросов;
- сейсмоакустический и ультразвуковой методы оценки длины погружения в грунт железобетонных и металлических свай фундаментов опор;
- ультразвуковой и дифференциально - оптический метод оценки прочности материала и состояния сварных швов металлических элементов опор и фундаментов;
- вибрационный метод оценки накопленной усталости «охрупчивания» металлических опор, материалов проводов и грозозащитных тросов;
- УФК состояния загрязнения изоляции ВЛ.

3.8.3.3. Рекомендуется применение систем мониторинга температуры проводов для ВЛ, оснащенных установками плавки гололеда при наличии специальных обоснований для ВЛ, которые систематически работают с нагрузкой близкой к длительно-допустимой.

3.8.3.4. По мере развития технологий перспективным направлением в мониторинге состояния ВЛ является мониторинг ВЛ под рабочим напряжением.

3.8.3.5. Для мониторинга состояния ВЛ с целью предупреждения аварийных отключений, отказа от дорогостоящих облетов и осмотров ВЛ на вертолетах, верховых осмотров, сокращения пеших осмотров рекомендуется применять:

а) беспилотные летательные аппараты (БПЛА), оснащенные видеокамерами, тепловизорами, лазерными сканерами, соответствующим ПО и другими устройствами, позволяющими измерять и передавать информацию в АРМ соответствующих пользователей, позволяющие определить:

- положение и состояние элементов опор ВЛ (отклонение опоры от оси, прогиб траверс, защитное покрытие, состояние оттяжек и др.);
- состояние и габариты проводов, грозозащитных тросов (стрела провеса, габариты, состояние просек, обрыв проводов, грозозащитных тросов, шлейфов);
- наличие гасителей вибрации;
- наличие «нулевых» изоляторов и состояние гирлянд изоляторов;
- наличие и степень гололедообразования и налипания снега;
- наличие посторонних объектов в охранной зоне ВЛ;
- обрыв проводов и грозозащитных тросов;

б) применение специальных роботизированных комплексов с

возможностью передвижения по проводам и грозозащитным тросам ВЛ, оснащенных видеокамерой, тепловизором, контактными приборами и датчиками, соответствующим ПО и другими устройствами, позволяющими измерять и передавать информацию в АРМ соответствующих пользователей, позволяющими определить:

- нагрев проводов;
- повреждения проводов, грозозащитных тросов, контактных соединений, в том числе контроль потери сечения грозотроса и обрывов проволок стального сердечника провода;
- неисправности в подвесках и арматуре, в том числе неисправности в креплениях и соединениях проводов и тросов, отклонение изолирующих поддерживающих подвесок от проектного положения сверх дополнительного значения;
- механические повреждения фарфора или стекла изоляторов, следы перекрытия гирлянд и отдельных изоляторов;
- неисправности заземляющих устройств, в том числе выявление неудовлетворительных контактов в болтовых соединениях грозотроса с заземляющими спусками или телом опоры;
- наличие посторонних объектов в охранной зоне ВЛ;
- угрожающие деревья;
- габариты трассы прохождения ВЛ, в том числе стрел провеса и расстояний от проводов ВЛ до земли, до пересекаемых объектов, между фазами до значений;
- дефекты в установке разрядников на опорах и несоответствие значения внешнего искрового промежутка;
- наклон опор вдоль или поперек линии сверх допустимых норм;
- деформацию отдельных частей опоры;
- отсутствие соосности стоек и подножников у опор с оттяжками, отсутствие болтов и гаек, отсутствие шпонок и клиньев, ослабление болтовых соединений, некачественное крепление кронштейнов, обгорание и расщепление деталей опор;
- наличие набросов, оборванных (лопнувших) или перегоревших проволок, следов перекрытия, оплавления или вспучивания верхнего повива («фонари»).

3.8.3.6. БПЛА должны быть выполнены в помехоустойчивом исполнении от помех, вносимых в навигационный сигнал БПЛА полем самой линии.

3.8.3.7. Рекомендуется при соответствующем обосновании применение стационарных систем мониторинга на ответственных участках ВЛ с использованием различных устройств контроля (оптическое волокно, встроенное в грозозащитный трос или фазный провод, датчики, видеокамеры, трансформаторы тока и напряжения и др.), как правило, для:

- контроля температуры нагрева провода в местах установки датчиков;
- контроля наличия и степени гололедообразования и налипания снега;
- контроля габаритов проводов, грозозащитных тросов (стрела

провеса, габариты) в местах пересечения с инженерными коммуникациями, автомобильными дорогами;

- контроля и мониторинга погодных условий (данные, получаемые от автономных метеостанций).

3.8.4. Требования к техническому диагностированию и мониторингу состояния КЛ

3.8.4.1. Техническое диагностирование и оценка технического состояния КЛ должны по составу, объему и периодичности отвечать действующим требованиям НПА, СТО ПАО «Россети» 34.01-23.1-011 «Объем и нормы испытаний электрооборудования» и ЛНА Общества, инструкций заводов -изготовителей.

3.8.4.2. Для КЛ 110 кВ и выше должен осуществляться непрерывный контроль с применением АСМД под рабочим напряжением в объеме:

- контроль уровня ЧР концевых муфт по показателям: регулярность ЧР, опасный кажущийся заряд ЧР, длительность одного цикла регистрации ЧР в муфтах;
- термоконтроль КЛ с использованием встроенного оптоволокна.

3.8.4.3. Для оценки технического состояния КЛ дополнительно могут применяться следующие виды диагностического контроля технического состояния при наличии методик измерения и заданных предельно допустимых значений измеряемых параметров:

- акустический контроль концевых кабельных муфт;
- радиочастотный контроль концевых кабельных муфт.

3.8.4.4. По мере развития технологий перспективным направлением в мониторинге состояния КЛ является мониторинг КЛ под рабочим напряжением.

3.9. Регулирование напряжения и качества электроэнергии

3.9.1. В качестве мероприятий по обеспечению не превышения отклонений от допустимых показателей качества электроэнергии в электрической сети 6-750 кВ рассматриваются:

- рациональное построение схем электроснабжения потребителей электрической энергии (переход на использование более высокого напряжения, увеличение сечения токоведущих проводников ЛЭП, замена трансформаторов на более мощные, сооружение дополнительных ТП, сооружение дополнительных ЛЭП, равномерное распределение однофазных и двухфазных нагрузок по всем трем фазам электрической сети);
- применение СРН и УКРМ;
- применение средств компенсации индуктивного сопротивления ЛЭП;
- использование нерегулируемых симметрирующих устройств, преобразующих статичные однофазные или двухфазные нагрузки значительной мощности в трехфазные нагрузки.

3.9.2. В качестве СРН и УКРМ в электрических сетях 35-750 кВ следует

рассматривать:

- автоматически или вручную коммутируемые БСК, ШР и ВРГ;
- устройства РПН, АРПН и ПБВ трансформаторов;
- неуправляемые и управляемые устройства продольной компенсации (УПК и УУПК) разных конструкций;
- автоматически регулируемые УКРМ на базе силовой электроники (УШР с подмагничиванием, УШР трансформаторного типа, установки, образованные параллельным включением: СТК, УШР с подмагничиванием и БСК, СТАТКОМ);
- ФКУ и ФСУ.

3.9.3. Выбор типа, мощности, места размещения и точки подключения УКРМ в электрических сетях 110 кВ и выше должно осуществляться на основании расчетов в соответствии с Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем.

3.9.4. В распределительных сетях до 20 кВ включительно в качестве СРН и УКРМ следует рассматривать:

- РП, РТП 10(20) кВ;
- источники распределенной генерации;
- синхронные двигатели 6, 10 кВ;
- устройства РПН и АРПН, ПБВ трансформаторов;
- комплектные автоматически или вручную коммутируемые БСК, ФКУ и ФСУ;
- СТК и СТАТКОМ для ПС, питающих резкопеременную или несимметричную нагрузку;
- ВДТ и линейные регулировочные автотрансформаторы;
- преобразователи напряжения, коммутируемые в указанную распределительную сеть накопители электроэнергии и АБП на базе АБ большой мощности.

Перечисленные выше мероприятия и технические средства предназначены для:

- поддержания коэффициента реактивной мощности (tgφ) на шинах ЦП в соответствии с нормативными требованиями;
- обеспечения в соответствии с ГОСТ 32144, ГОСТ Р 55195 и ГОСТ 29322 уровней напряжения и качества электроэнергии в нормальных и установившихся послеаварийных режимах при соблюдении нормативных требований к коэффициенту мощности на шинах ЦП и требований к работе СРН, установленных на ПС;
- обеспечения допустимых условий включения ЛЭП;
- снижения резонансных и коммутационных перенапряжений;
- фильтрации гармоник тока и симметрирования напряжений;
- повышения пропускной способности электрической сети;
- снижения потерь, электроэнергии и мощности.

3.9.5. При проектировании нового строительства, расширения,

реконструкции, модернизации и технического перевооружения существующих распределительных сетей 6-110 кВ для нормализации коэффициентов мощности в ЦП, обеспечения нормированного уровня напряжения и обеспечения качества электроэнергии в точках передачи электрической энергии, следует предусматривать:

- коммутируемые автоматически или вручную БК и ШР в распределительных сетях общего назначения 35, 110 (150) кВ;
- коммутируемые БК, линейные регулировочные АТ в ЛЭП 10 кВ, ВДТ в ЛЭП 0,4 кВ в распределительных сетях (20)10(6)-0,4(0,66) кВ.

3.9.6. Для снижения несимметричной нагрузки в сетях общего назначения 0,4 кВ рекомендуется при новом строительстве и реконструкции существующих распределительных сетей 6-10 кВ использовать в ТП 6-10/0,4 кВ трехфазные трансформаторы с соединением обмоток Δ/Yн-11 (для трансформаторов с установленной мощностью от 100 до 1000 кВА) и Y/Zн-11 (для трансформаторов с установленной мощностью до 100 кВА).

3.9.7. Линейные регулировочные АТ следует предусматривать в начале ЛЭП 10 кВ сельскохозяйственного назначения при присоединении к ЦП, графики нагрузки которых отличаются от графиков сельскохозяйственных нагрузок, например, при присоединении к тяговым ПС и ПС промышленных предприятий.

Применение линейных регулировочных АТ следует рассматривать также для снижения потерь напряжения в существующих магистральных ЛЭП 10 кВ, если для этой цели недостаточно регулирования напряжения в ЦП, а также при питании потребителей от обмотки НН трехобмоточных трансформаторов с РПН для обеспечения независимого регулирования напряжения при наличии ТЭО.

3.9.8. Целесообразность установки ВДТ в разрыв ЛЭП 0,4 кВ следует рассматривать в соответствии с СТО ПАО «Россети» 34.01-3.2.17-014.1 «Методические указания по применению вольтодобавочных трансформаторов (пунктов регулирования напряжения) 6-20 кВ и вольтодобавочных трансформаторов 0,4 кВ в линиях электропередачи распределительных сетей»:

- в случае электроснабжения потребителей с низким уровнем потребления;
- в ЛЭП, не отработавших срок службы, когда не обеспечиваются нормативные значения уровней напряжения удаленных потребителей (как правило, с протяженностью фидера более 1,0 км);
- в исключительных случаях - как решение проблемы низкого напряжения на ВЛ 0,4 кВ большой протяженности (больше 1,0 км) при отсутствии возможности реконструкции ЦП 10-35, 110 (150) кВ;
- в стесненных условиях, где нет возможности установить дополнительную ТП или затраты на подвод новой ВЛ 0,4 кВ в несколько раз превышают стоимость ВДТ и его установки;

- вблизи ПС 35 кВ с трансформаторами с переключением ответвлений обмоток без возбуждения, где регулирование напряжения не отвечает исходным требованиям;
- если силовой трансформатор на ПС не перегружен даже в часы максимума нагрузок, электрическая сеть протяженная, не имеющая перспективы дальнейшего развития;
- при явно выраженной сезонной нагрузке в протяженных сетях, не имеющих перспективы дальнейшего развития.

3.9.9. Применение СТК, УШР, СТАТКОМ следует предусматривать, если коммутируемые БК и ШР не удовлетворяют местным техническим или режимным требованиям либо приведенные затраты на их установку и эксплуатацию больше таких же затрат для перечисленных средств.

3.9.10. При выборе УКРМ, содержащих в своем составе БСК, на участках сети, где наблюдаются регулярные искажения формы кривых тока и напряжения, должна производиться проверка данного УКРМ, и в частности БСК, на возможную перегрузку токами высших гармоник. Выбор схемы подключения УКРМ на ПС 35–750 кВ должен определяться в соответствии с Нормами технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (утверждается приказом Минэнерго России).

3.9.11. Для компенсации гармонических искажений, колебаний напряжения и симметрирования напряжения в электрических сетях, питающих резкопеременную, нелинейную, несимметричную нагрузки, следует отдавать предпочтение ФКУ, ФСУ и автоматически регулируемым быстродействующим УКРМ с пофазным управлением.

3.9.12. Длительные или кратковременные несимметричные режимы токов и напряжений могут быть снижены равномерным распределением однофазных и двухфазных нагрузок по всем трем фазам.

Если указанные меры недостаточны, рекомендуется применять симметрирующие устройства. Для статичных однофазной или двухфазной нагрузок значительной мощности следует использовать нерегулируемые симметрирующие устройства, преобразующие эти нагрузки в трехфазные.

3.9.13. При проектировании системы электроснабжения электроприемников, нагрузка которых имеет резкопеременный характер, могут быть рекомендованы активные фильтр-компенсирующие и симметрирующие устройства (АФСУ) на основе модульных многоуровневых преобразователей напряжения, обеспечивающих стабилизацию напряжения, фильтрацию гармоник и симметрирование напряжения в режиме реального времени.

3.9.14. Для ряда электроприемников производств с непрерывным технологическим процессом, средств вычислительной техники, средств связи потребителей особой категории мегаполисов и др. следует рассматривать применение ИБП с АБ или применение суперконденсаторов. Целесообразность применения данных устройств должна быть обоснована.

3.9.15. При проектировании электрических сетей должны быть

выбраны средства регулирования напряжения, места установки соответствующих устройств регулирования напряжения и системы регулирования (ручное или автоматическое).

3.9.16. К регулировочным устройствам распределительной электрической сети до 1 кВ следует относить КБ и ВДТ.

3.9.17. Допустимые минимальные и максимальные значения напряжения в точках общего присоединения электроприемников должны соответствовать ГОСТ 32144.

3.9.18. При проектировании целесообразность и место установки ВДТ должны рассматриваться:

- в случае электроснабжения потребителей с низким уровнем потребления, когда установка дополнительной ТП не оправдывается из-за небольшого количества потребителей, расположенных в труднодоступной местности, и нецелесообразности проведения модернизации сети;
- на ВЛ, не отработавшей срок службы, когда не обеспечиваются нормативные значения уровней напряжения удаленных потребителей (как правило, с протяженностью фидера более 1,0 км);
- в исключительных случаях - как окончательное решение проблемы низкого напряжения на ВЛ 0,4 кВ большой протяженности (больше 1,0 км) при отсутствии возможности реконструкции ЦП 10-35, 110 (150) кВ;
- в стесненных условиях, когда нет возможности установить дополнительную ТП, или затраты на подвод новой ВЛ 0,4 кВ в несколько раз превышают стоимость ВДТ и его установки;
- если силовой трансформатор на ПС не перегружен, в том числе в часы максимума нагрузок, электрическая сеть протяженная, не имеющая перспективы дальнейшего развития.

4. Инструменты реализации Технической политики

4.1. Нормативно-техническое регулирование

4.1.1. Система нормативно-технического обеспечения Общества и его ДЗО - система ЛНА, в том числе организационно-распорядительных документов, стандартов организации, инструкций, положений, методических указаний и других.

4.1.2. ЛНА разрабатываются с целью обеспечения выполнения:

- требований законодательства Российской Федерации;
- документов в области технического регулирования, в том числе регламентов Евразийского экономического союза (технических регламентов Таможенного союза);
- функций и задач Общества;
- технической политики Общества.

4.1.3. Система управления нормативно-техническим обеспечением должна обеспечивать:

- своевременную разработку ЛНА в соответствии с действующими

и актуальными требованиями регулирующих органов; своевременный пересмотр и актуализацию действующих ЛНА в соответствии с новыми и актуальными требованиями регулирующих органов; своевременную разработку и актуализацию действующих ЛНА в соответствии с функциями и задачами Общества для реализации Технической политики Общества;

- наличие и своевременную актуализацию перечня НПА, документов в области технического регулирования и ЛНА Общества, регулирующих и обеспечивающих выполнение требований и положений Технической политики Общества, с размещением на официальном сайте Общества;
- необходимый уровень унификации и типизации ЛНА;
- выполнение установленных в Обществе требований и процедур по разработке, рассмотрению проектов соответствующих ЛНА и их утверждению;
- участие Общества в разработке НПА и документов в области технического регулирования в соответствии с функциями и задачами Общества.

4.2. Проверка качества оборудования, материалов и систем

4.2.1. Система проверки качества (аттестация) оборудования, материалов и систем в ПАО «ФСК ЕЭС» и ПАО «Россети» является внутренней системой проверки качества, направленной на обеспечение потребностей Общества в современном, надежном, безопасном и эффективном оборудовании, материалах и системах для обеспечения эксплуатационной, ремонтной и инвестиционной деятельности Общества, обеспечения надежной и безаварийной работы ЕЭС России.

4.2.2. Проведение проверки качества (аттестации) оборудования, материалов и систем направлено на достижение следующих целей:

- обеспечения надежности и безопасности эксплуатации оборудования, материалов и систем за счет предотвращения поставок на объекты Общества оборудования, материалов и систем, не соответствующих по своим характеристикам, установленным техническим требованиям, требованиям безопасности, целям и условиям применения;
- исключение возможности поставок на объекты Общества и ДЗО оборудования, материалов и систем, не соответствующих требованиям НПА, НТД, ЛНА Общества и ПАО «Россети»;
- обеспечение выполнения требований технической политики Общества.

4.2.3. Проверка качества (аттестация) оборудования, материалов и систем, поставляемых на электросетевые объекты, проводится в соответствии с внутренними документами ПАО «Россети» и Общества (ЛНА Общества).

В ходе процедуры проверки качества проводится проверка соответствия оборудования, материалов и систем требованиям стандартов ПАО «Россети» и ПАО «ФСК ЕЭС», разрабатываемым для обеспечения качества продукции, выполнения работ и оказания услуг в рамках статьи 3 и статьи 21 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации».

4.2.4. Результатом проверки качества (аттестации) является заключение аттестационной комиссии ПАО «Россети», утвержденное в установленном порядке, действие которого распространяется на оборудование, материалы и системы, поставляемые и эксплуатируемые на объектах Общества и ДЗО.

Результаты положительной проверки качества оформляются в виде перечня оборудования, материалов и систем, допущенных к применению, с размещением на сайте ПАО «Россети»:

- Раздел I. Первичное оборудование, материалы и системы, допущенные к применению;
- Раздел II. Вторичное оборудование, материалы и системы, допущенные к применению.

4.2.5. В случае принятия решения о приобретении оборудования, материалов и систем, не включенных в перечень допущенных к применению на объектах группы компаний ПАО «Россети», осуществляется процедура проверки качества в установленном порядке.

Обязанность прохождения проверки качества и получение документа, подтверждающего возможность применения проверенного оборудования, материалов и систем на объектах ПАО «ФСК ЕЭС», ДЗО ПАО «Россети» и определяющий область его применения, возлагается на поставщика/подрядчика.

Информационной базой для проведения проверки качества предложенной к поставке продукции является пакет технической документации (протоколов испытаний, сертификатов и другие) на эту продукцию, предоставляемый поставщиком/подрядчиком с учетом требований отраслевой нормативно-технической документации, стандартов и нормативно-технической документации Общества.

4.2.6. При строительстве и реконструкции электросетевых объектов должны применяться оборудование, материалы и системы, прошедшие процедуру проверки качества в установленном порядке.

4.3. Инновационное развитие

4.3.1. Одним из ключевых инструментов реализации единой технической политики в части применения и развития новых технических решений является Программа инновационного развития Общества (далее – Программа).

Программа обязательна для исполнения структурными подразделениями Исполнительного аппарата Общества, филиалами ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС и ДЗО , при условии ее признания в качестве применимой (полностью либо в части) органом управления ДЗО.

Программа содержит наиболее прогрессивные технические решения, которые в недалеком будущем должны прийти на смену традиционным техническим решениям, также определяет общие подходы, цели, задачи, приоритеты, индикаторы и контрольные точки реализации

инновационной деятельности, показатели эффективности и результативности инновационных проектов и мероприятий.

Разработка, внедрение и тиражирование новых технических решений может проводиться в несколько этапов:

- проведение научно-исследовательских работ;
- проведение опытно-конструкторских разработок;
- проведение пилотных внедрений;
- проведение опытно-промышленной эксплуатации;
- корректировка нормативно-технических документов;
- формирование предложений по широкомасштабному тиражированию инновационных решений в рамках разработки типовых проектов или проектов повторного применения.
- формирование реестра инновационной продукции.

4.3.2. Организация инновационной деятельности в рамках Программы направлена на реализацию алгоритма разработки, апробации и дальнейшего широкого применения инновационных решений, а именно:

- выявление потребности в тех или иных решениях и технологиях, в соответствии с направлениями инновационного развития, определенных Программой;
- проведение бенчмаркинга по отечественному и зарубежному рынку;
- в случае наличия предложений на рынке – организация пилотного внедрения и проведение опытно-промышленной эксплуатации, в случае отсутствия – организация выполнения НИОКР и так же проведение пилотного внедрения и проведение опытно-промышленной эксплуатации.

Наиболее эффективные технологии или решения могут быть включены в Единую техническую политику Общества в качестве базового технического решения для использования в составе проекта нового строительства или комплексной реконструкции после проведения проверки качества (аттестации) в ПАО «Россети».

4.4. Экологическая политика

Экологическая политика в электросетевом комплексе утверждается Советом директоров Общества и базируется на федеральных законах и иных нормативных правовых актах Российской Федерации, международных обязательствах Российской Федерации в области охраны окружающей среды. Группа компаний «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС», в своей деятельности обеспечивает применение самых перспективных требований, направленных на снижение воздействия на окружающую среду, демонстрирует и владеет всеми необходимыми механизмами, направленными на предотвращение экологических рисков.

4.4.1. Основными целями технической политики в области экологической политики являются:

- соблюдение требований и норм в области охраны окружающей

среды и обеспечения экологической безопасности, установленных природоохранным законодательством Российской Федерации и международными правовыми актами;

- охрана, воспроизводство и рациональное использование природных ресурсов при проектировании, строительстве, реконструкции, эксплуатации и ликвидации электросетевых объектов;
- ограничение ведения производственной и строительной деятельности на особо охраняемых природных территориях;
- принятие управленческих и инвестиционных решений с учетом анализа и оценки экологических последствий, разработки мер по уменьшению и предотвращению воздействия на окружающую среду;
- применение в производственном процессе наилучших доступных технологий и технических решений, включая инновационные, направленных на минимизацию воздействия производственной деятельности на окружающую среду;
- обращение с отходами производства и потребления и демонтированным оборудованием в соответствии с нормами действующего законодательства Российской Федерации.

4.4.2. Технологиями и мероприятиями, направленными на обеспечение требований в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности, являются:

- поэтапный вывод из эксплуатации оборудования, содержащего полихлорированные бифенилы, с заменой на экологически безопасное в срок до 2025 года, с последующей передачей его на уничтожение, специализированным организациям, имеющим соответствующую лицензию;
- обеспечение сохранения биоразнообразия, в том числе проведение мероприятий в сфере орнитологической безопасности электросетевых объектов, включая применение самонесущих изолированных проводов, позволяющих также существенно снизить объем вырубки зеленых насаждений, и повышенных опор с расположением проводов над кронами лесных массивов с деревьями ценных пород;
- обустройство системы маслоприемных устройств ПС с использованием современных технологий (в том числе полимерных покрытий маслоприемников);
- рекультивация земель, нарушенных в процессе строительства, реконструкции, технического перевооружения и эксплуатации электросетевых объектов;
- строительство и реконструкция локальных очистных сооружений с целью минимизации воздействия на поверхностные водные объекты.

4.4.3. Для достижения экологической безопасности необходимо осуществлять следующие мероприятия:

- выполнять требования законодательства Российской Федерации и действующих НПА, действующих ЛНА Общества, договорных обязательств в

области охраны окружающей среды;

- обеспечивать функционирование и постоянное улучшение системы экологического менеджмента, соответствующей требованиям ГОСТ Р ИСО 14001;
- обеспечивать учет негативного воздействия на окружающую среду, совершенствование системы производственного экологического контроля и применение предупредительных мер по снижению негативного воздействия;
- обеспечивать систематическое обучение персонала и повышение его компетентности в вопросах охраны окружающей среды;
- обеспечивать свободный доступ к информации, связанной с деятельностью электросетевых компаний в области охраны окружающей среды.

4.4.4. При проектировании, строительстве и реконструкции электросетевых объектов необходимо обеспечивать в области охраны окружающей среды соблюдение требований и норм, установленных природоохранным законодательством Российской Федерации и международными правовыми актами в области охраны окружающей среды.

4.4.5. Строительство и реконструкция электросетевых объектов должны осуществляться по утвержденной проектной документации, имеющей положительное заключение государственной экспертизы, а также в случаях, установленных действующим законодательством, положительное заключение государственной экологической экспертизы регионального или федерального уровня, с соблюдением требований в области охраны окружающей среды, санитарных и строительных требований, норм и правил.

4.5. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности

4.5.1. Энергосбережение в электросетевой компании – это комплекс организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования (в том числе объема произведенной продукции, выполненных работ, оказанных услуг).

Энергосбережение в электросетевых компаниях должно обеспечиваться выполнением совокупности указанных мер, имеющих синергический эффект

Повышение энергетической эффективности в электросетевой компании – это улучшение характеристик, отражающих отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу.

Электросетевые компании должны обеспечивать достижение экономически оправданной эффективности использования энергетических

ресурсов при существующем уровне развития техники и технологий с соблюдением требований к охране окружающей среды.

4.5.2. Техническая политика в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности должна быть направлена на реализацию требований законодательства Российской Федерации в сфере энергосбережения и повышения энергетической эффективности, всестороннее техническое обеспечение достижения стратегических целей и задач Общества в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, рациональное использование природных и топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) при осуществлении производственной и хозяйственной деятельности.

4.5.3. Целями Технической политики Общества в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности являются:

- сокращение потребления всех видов ТЭР, в том числе сокращение потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям;
- достижение целевых индикаторов и показателей энергетической эффективности по направлениям экономии ТЭР.

4.5.4. Достижение целей Общества в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности обеспечивается разработкой мероприятий, направленных на решение следующих задач:

- снижение потерь электроэнергии при ее передаче по магистральным и распределительным сетям;
- снижение расхода энергетических ресурсов в производственных и административных зданиях, строениях и сооружениях, в том числе за счет оснащения автоматизированными системами контроля и управления потреблением ТЭР;
- снижение расхода горюче - смазочных материалов автотранспортными средствами и специальной техникой, используемыми в производственно-хозяйственной деятельности Общества;
- оснащение объектов приборами учета энергоресурсов, организация процесса сбора информации на основе данных приборов учета энергоресурсов;
- создание и внедрение инновационных демонстрационных проектов, обеспечивающих повышение энергетической эффективности электросетевых объектов и объектов производственно-хозяйственного назначения;
- проведение энергетических обследований с разработкой мероприятий, направленных на эффективное использование энергетических ресурсов;
- разработка и совершенствование ЛНА Общества для осуществления энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- формирование системы управления энергосбережением в электросетевой компании на основе внедрения (развития) энергетического менеджмента в соответствии с лучшими мировыми практиками; анализ и внедрение передового опыта и технологий;
- обучение на постоянной основе персонала электросетевых компаний энергосбережению и повышению энергетической эффективности;

- формирование культуры потребления энергоресурсов у потребителей;
- анализ и внедрение передового опыта и наилучших доступных технологий;
- использование современного энергоэффективного электрооборудования с нормируемыми показателями энергетической эффективности.

4.5.5. В рамках энергосбережения и поддержания высоких показателей энергоэффективности необходимо создавать условия для экономии не только электрической энергии, но и водных ресурсов, тепловой энергии, моторного топлива.

4.5.6. С целью повышения эффективности управления энергозатратами должно осуществляться внедрение энергетического менеджмента.

4.5.7. Энергетический менеджмент в электросетевых компаниях должен быть непрерывным, постоянно декларируемым в ежеквартальных и ежегодных отчётах и обязательным производственным элементом.

4.5.8. В рамках энергетического менеджмента электросетевым компаниям следует:

- сформировать команду (рабочую группу) по энергетическому менеджменту из числа опытных специалистов и руководителей;
- установить область применения и границы системы энергетического менеджмента;
- разработать и утвердить энергетическую политику электросетевой компании, направленную на соблюдение на постоянной основе принципов энергосбережения и повышения энергетической эффективности для надежного и качественного энергоснабжения потребителей;
- разработать энергетические цели, задачи и планы действий, в соответствии со стратегией развития электросетевой компании;
- создать реестр технологического и энергопотребляющего оборудования;
- сформировать базовые значения целевых показателей эффективности (энергетических характеристик) на основе целевых показателей программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности электросетевой компании;
- сопоставлять фактические технические показатели энергетического оборудования с паспортными значениями заводов изготовителей и требованиями технологического режима;
- актуализировать и расширять реестр энергопотребляющего оборудования (в сторону учёта более мелких - ранее не учтенных позиций) каждые 1-2 года;
- ужесточать требования к энергоэффективности и точности электротехнического оборудования, выполнения технологических и производственных работ каждые 2-3 года.

4.5.9. Электросетевые компании должны постоянно повышать долю использования интеллектуальных систем учета, отвечающих Правилам предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных

систем учета электрической энергии (мощности). с электронным сбором данных и обработки данных, за счет замены существующих приборов учета (в первую очередь интегральных приборов) и создания новых точек, оснащенных интеллектуальными системами учета. Необходимо обеспечить использование с интеллектуальными системами учета возможностей цифрового анализа данных, постоянно повышать долю работ, выполняемых программным обеспечением с применением технологии искусственного интеллекта.

4.5.10. Типовые энергосберегающие мероприятия для электросетевой компании:

- выявление неучтенного потребления электрической энергии и анализ балансов электрической энергии;
- обеспечение формирования корректного полезного отпуска электрической энергии;
- оптимальная загрузка трансформаторов;
- регулирование коэффициента мощности электрической энергии;
- использование светодиодных светильников;
- применение схем местного освещения;
- установка автоматики на включение/отключение освещения РУ ПС, территории ПС;
- установка приборов автоматического включения/отключения систем обогрева оборудования ПС, РУ ПС, помещений служебно-производственных зданий;
- использование окон и ограждающих конструкций с высоким тепловым сопротивлением (утепление стен, замена дверей и окон);
- оптимизация транспортных маршрутов и загрузки транспортных средств и спецтехники;
- использование естественного освещения;
- использование инфракрасных обогревателей на ПС;
- использование датчиков управления электропотребляющими приборами;
- применение кабелей и проводов указанного в проектной документации сечения;
- равномерное распределение нагрузок по фазам;
- минимизация соединений;
- применение СИП и защищённых проводов;
- применение современных средств защиты линий от КЗ;
- осуществление периодического контроля сопротивления изоляции сети, проверка контактов электрической сети;
- использование частотно-регулируемого привода;
- применение токоограничивающих реакторов нового поколения.

4.5.11. При проектировании нового строительства и реконструкции существующих объектов в составе разделов проектной документации необходимо разрабатывать перечень мероприятий по

энергосбережению согласно требованиям постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» раздел 10 «Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности».

4.6. Импортозамещение в электросетевом комплексе

4.6.1. Импортозамещение как тип экономической стратегии и промышленной политики государства, направлено на замену импорта промышленных товаров, пользующихся спросом на внутреннем рынке, товарами национального производства.

4.6.2. Импортозамещение служит как механизм инновационного развития энергетики и смежных отраслей и как механизм развития отечественного энергомашиностроения, электротехнической промышленности и отраслевой и фундаментальной науки для обеспечения технологической безопасности Российской Федерации.

4.6.3. В рамках реализации импортозамещения постановлением Правительства Российской Федерации от 17.07.2015 № 719 «О подтверждении производства промышленной продукции на территории Российской Федерации» определены требования к промышленной продукции, предъявляемые в целях ее отнесения к продукции, произведенной в Российской Федерации, постановлением Правительства Российской Федерации от 16.09.2016 № 925 «О приоритете товаров российского происхождения, работ, услуг, выполняемых, оказываемых российскими лицами, по отношению к товарам, происходящим из иностранного государства, работам, услугам, выполняемым, оказываемым иностранными лицами» установлен приоритет товаров российского происхождения по отношению к товарам, произведенным на территории иностранного государства.

Постановлением Правительства Российской Федерации от 03.12.2020 № 2013 «О минимальной доле закупок товаров российского происхождения» установлена минимальная доля закупок товаров российского происхождения. В рамках указанного Постановления товаром российского происхождения признается товар, включенный:

- в реестр промышленной продукции, произведенной на территории Российской Федерации, или реестр промышленной продукции, произведенной на территории государства - члена Евразийского экономического союза, за исключением Российской Федерации, предусмотренные постановлением Правительства Российской Федерации от 30.04.2020 № 616 «Об установлении запрета на допуск промышленных товаров, происходящих из иностранных государств, для целей осуществления закупок для государственных и муниципальных нужд, а также промышленных товаров, происходящих из иностранных государств, работ (услуг), выполняемых (оказываемых) иностранными лицами, для целей осуществления закупок для нужд обороны

страны и безопасности государства»;

- в единый реестр российской радиоэлектронной продукции, предусмотренный постановлением Правительства Российской Федерации от 10.07.2019 № 878 «О мерах стимулирования производства радиоэлектронной продукции на территории Российской Федерации при осуществлении закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд, о внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 16.09.2016 № 925 и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации».

4.6.4. Приказом Минпромторга России от 02.07.2021 №2422 утвержден План мероприятий по импортозамещению в отрасли энергетического машиностроения, электротехнической и кабельной промышленности Российской Федерации» .

4.6.5. Реализация импортозамещения в электросетевом комплексе на основе развития компетенций отечественных производителей и трансфера технологий осуществляется путем:

- формирования условий для обеспечения ЭСК современным отечественным оборудованием;
- выявления современных и инновационных технологий, необходимых для реализации Технической политики, их трансфер с обеспечением требуемого уровня локализации производства и НИОКР.

4.6.6. Приоритетными направлениями технической политики в области импортозамещения являются:

- минимизация использования импортного оборудования и материалов при формировании проектных решений и технических заданий, а именно первоочередное использование в технических заданиях на проектирование и проектных решениях оборудования и комплектующих отечественного производства (включенных в Реестр промышленной продукции, произведенной на территории Российской Федерации, Реестр промышленной продукции, произведенной на территории государства - члена Евразийского экономического союза, за исключением Российской Федерации, или Единый реестр российской радиоэлектронной продукции), оборудования и комплектующих, локализация которых осуществляется полностью или частично за счет субсидий, представляемых из федерального бюджета в соответствии с соглашениями, заключаемыми производителями с Минпромторг России, а также оборудования и комплектующих, которые считаются произведенными на территории Российской Федерации в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 17.07.2015 № 719 «О подтверждении производства промышленной продукции на территории Российской Федерации».

Оборудование и комплектующие импортного производства допускается применять по согласованию профильных структурных подразделений ПАО «ФСК ЕЭС»/ПАО «Россети», курирующих вопросы технической политики и

международного сотрудничества, при наличии соответствующего обоснования (в случае отсутствия аналогов, произведенных на территории Российской Федерации, отвечающих всем техническим требованиям).

- типизация применяемого в электросетевом комплексе оборудования за счет разработки и внедрения стандартов организации на электротехническую продукцию, с целью учета производственных возможностей отечественных производителей и исключения избыточных требований к оборудованию, приводящих к необходимости закупки импортного оборудования;
- развитие локализации производства высокотехнологичного оборудования и компонентов на территории Российской Федерации.

5. Перечень принятых сокращений

В настоящей Технической политике нормативно-технические документы, такие как ГОСТ, МЭК, СТО, СП (и т.д.) указываются без индекса, указывающего на год их выпуска, и применяются исходя из актуальной и действующей редакции.

АБ	-	аккумуляторная батарея
АБП	-	агрегат бесперебойного питания
АВР	-	автоматический ввод резерва (резервного питания)
АДСК	-	агрегат дугогасящий сухого исполнения с плавным конденсаторным регулированием
АИИС УЭ	-	автоматизированная информационно-измерительная система учета электрической энергии
АИИС КУЭ	-	автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрической энергии
АИИС ТУЭ	-	автоматизированная информационно-измерительная система технического учета электрической энергии
АИСКГН	-	автоматизированная информационная система раннего обнаружения гололедообразования
АЛАР	-	автоматика ликвидации асинхронного режима
АПВ	-	автоматическое повторное включение
АПС	-	автоматическая пожарная сигнализация
АРМ	-	автоматизированное рабочее место
АРПН	-	устройства автоматического регулирования напряжения под нагрузкой
АСДУ	-	автоматизированная система диспетчерского управления
АСК	-	асинхронизированный компенсатор
АСМД	-	автоматизированные системы мониторинга и диагностики

АСТУ	-	автоматизированные системы технологического управления
АСУ	-	автоматизированная система управления
АСУ ТП	-	автоматизированная система управления технологическими процессами
АСЭМПЧ	-	асинхронизированный электромеханический преобразователь частоты
БК	-	батарея конденсаторов
БСК	-	батарея статических конденсаторов
БПЛА	-	беспилотные летательные аппараты
ВДТ	-	вольтодобавочный трансформатор
ВЗГ	-	вторичные задающие генераторы
ВКС	-	система видеоконференцсвязи
ВЛ	-	воздушная линия электропередачи
ВЛЗ	-	воздушная линия с защищенными проводами
ВЛИ	-	воздушная линия с самонесущими изолированными проводами
ВН	-	высшее напряжение
ВОЛС	-	волоконно-оптическая линия связи
ВПТ	-	вставка постоянного тока
ВРГ	-	вакуумно-реакторная группа
ВРУ	-	вводные распределительные устройства
ВТСП	-	высокотемпературная сверхпроводимость
ВТСП ТОУ	-	токоограничивающее устройство на основе высокотемпературной сверхпроводимости
ВЧ	-	высокочастотный(ая)
ГИС	-	геоинформационная система
ГОТВ	-	газовые огнетушащие вещества
ГТ	-	грозозащитный трос
ДГР	-	дугогасящий реактор
ДГУ	-	дизель-генераторная установка
ДЗО	-	дочернее и зависимое общество, акциями которого владеет ПАО «ФСК ЕЭС»
ДЦ	-	диспетчерский центр
ЕНЭС	-	единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	-	Единая энергетическая система
ЗРУ	-	закрытое распределительное устройство
ЗТП	-	закрытая трансформаторная подстанция
ЗУ	-	заземляющее устройство
ИБП	-	источник бесперебойного электропитания

ИИК	-	измерительно-информационный комплекс точки измерений
ИС (ИИС)	-	измерительная система (информационно-измерительная система)
ИТС	-	индекс технического состояния
КА	-	коммутационный аппарат
КБ	-	конденсаторная батарея
КВЛ	-	кабельно-воздушная линия
КЗ	-	короткое замыкание
КЛ	-	кабельная линия электропередачи
КРУ	-	комплектное распределительное устройство
КРУВ	-	комплектное распределительное устройство с воздушной изоляцией (из смеси азота (N_2) и кислорода (O_2))
КРУЭ	-	комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
КСО	-	комплектные стационарные распределительные устройства одностороннего обслуживания
КТП	-	комплектная трансформаторная подстанция
КЭ	-	качество электрической энергии
ЛВС	-	локально-вычислительная сеть
ЛНА	-	локальные нормативные акты ПАО «ФСК ЕЭС» и/или, если применимо, ПАО «Россети», ДЗО
ЛЭП	-	линия электропередачи
М/Д	-	система естественного масляного охлаждения/масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла
М/Д/ДЦ	-	система естественного масляного охлаждения/ масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла/ масляное охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией масла через воздушные охладители
МТР	-	материально-технические ресурсы
МФК	-	многофункциональные микропроцессорные контроллеры
МЭК	-	Международная электротехническая комиссия
НИОКР	-	научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы
НН	-	низшее напряжение
НПА	-	нормативно-правовые акты
НТД	-	Нормативно-техническая документация
НТСП	-	низкотемпературная сверхпроводимость
НЭ	-	накопитель энергии
ОЗЗ	-	однофазное замыкание на землю
ОИК	-	оперативно-информационный комплекс
ОКГТ	-	оптический кабель, встроенный в грозозащитный трос

ОПН	-	ограничитель перенапряжения нелинейный
ОПО	-	опасный производственный объект
ОПУ	-	общеподстанционный пункт управления
ОРД	-	организационно-распорядительный документ ПАО «ФСК ЕЭС» и/или, если применимо, ПАО «Россети»
ОРУ	-	открытое распределительное устройство
ОРЭМ	-	оптовый рынок электроэнергии и мощности
ОТУ	-	оперативно-технологическое управление
ОТУ ЭСК	-	оперативно-технологическое управление электросетевым комплексом
ОЭС	-	объединенная энергетическая система
ПА	-	противоаварийная автоматика
ПБ	-	промышленная безопасность
ПБВ	-	переключение ответвлений без возбуждения
ПВХ	-	поливинилхлорид
ПКЭ	-	показатели качества электроэнергии
ПП	-	переходной пункт
ППУ	-	пенополиуретан
ПС	-	подстанция
ПТК	-	программно-технический комплекс
ПТЭ	-	правила технической эксплуатации электрических станций и сетей
РАС	-	регистраторы аварийных событий
РАСП	-	регистрация аварийных событий и процессов
РД	-	руководящий документ
РДСК	-	реакторы дугогасящие сухие с конденсаторным регулированием
РЗА	-	релейная защита и автоматика
РМЗ	-	разрядник молниезащитный
РП	-	распределительный пункт
РПН	-	регулирование напряжения под нагрузкой
РРЛ	-	радио релейная линия
РСК	-	распределительная сетевая компания (ДЗО ПАО «Россети»)
РТП	-	распределительная трансформаторная подстанция
РУ	-	распределительное устройство
РЩ	-	релейный щит
РЭС	-	район электрических сетей
САЦ	-	ситуационно-аналитический центр
СБП	-	система бесперебойного питания
СЗ	-	степень загрязненности атмосферы
СИ	-	средство измерений

СИП	-	самонесущий изолированный провод
СКРМ	-	средства компенсации реактивной мощности
СН	-	среднее напряжение
СОЕВ	-	система обеспечения единого времени
СОПТ	-	система оперативного постоянного тока
СОУЭ	-	система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре
СПЗ	-	совмещенное производственное здание
СПЭ	-	сшитый полиэтилен
СРН	-	средство регулирования напряжения
ССПИ	-	система сбора и передачи информации
ССЭСК	-	сеть связи электросетевого комплекса
ССС	-	сеть спутниковой связи
СТАТКОМ	-	статический компенсатор на базе преобразователей напряжения
СТК	-	статический тиристорный компенсатор
СТО	-	стандарт организации
СУОТ	-	система управления охраной труда
СУПА	-	система управления производственными активами
СУ (ЭСК)	-	ситуационное управление в электросетевом комплексе
ТАИ	-	тепловая автоматика и измерения
ТАПВ	-	трехфазное автоматическое повторное включение
Т/АТ	-	трансформатор/автотрансформатор
ТН	-	трансформатор напряжения
ТОиР	-	техническое обслуживание и ремонт
ТП	-	трансформаторная подстанция
ТПиР	-	техническое перевооружение и реконструкция
ТРГ	-	тиристорно-реакторная группа
ТСН	-	трансформатор собственных нужд
ТТ	-	трансформатор тока
ТЭО	-	технико-экономическое обоснование
ТЭР	-	топливно-энергетические ресурсы
УБП	-	устройство бесперебойного питания
УД	-	узлы доступа
УЗИП	-	устройство защиты от импульсных перенапряжений
УКВ	-	ультракороткие волны (радиоволны)
УКРМ	-	установка компенсации реактивной мощности
УПК	-	устройство продольной компенсации индуктивного сопротивления ЛЭП
УПНКП	-	устройство преднамеренной неодновременной коммутации полюсов
УРОВ	-	устройство резервирования при отказе выключателя

УСО	-	устройство сопряжения с объектом
УСПД	-	устройств сбора и передачи данных
УУПК	-	управляемое устройство продольной компенсации сопротивления ЛЭП
УФК	-	ультрафиолетовый контроль
УШР	-	управляемый шунтирующий реактор
ФКУ	-	фильтрокомпенсирующие устройства
ФСУ	-	фильтросимметрирующее устройство
ЦП	-	центр питания (понижающая подстанция) напряжением 35-110 (220)/ 6-20 кВ
ЦСОИ	-	центр сбора и обработки информации
ЦТН	-	филиал ПАО «Россети» – Центр технического надзора
ЦУС	-	центр управления сетями
ЧР	-	частичный разряд
ШР	-	шунтирующий реактор
ШРОТ	-	шкаф распределительный оперативного постоянного тока
ЩПТ	-	щит постоянного тока
ЩСН	-	щит собственных нужд
ЭМС	-	электромагнитная совместимость
ЭСК	-	электросетевой комплекс
ОИК (SCADA)	-	оперативно-информационный комплекс, подсистема диспетчерского управления и сбора данных
ADMS (Advanced Distribution Management System)	-	усовершенствованная система управления распределительными сетями
DMS (Distribution Management System)	-	система управления распределительными сетями
OMS (Outage Management System)	-	система управления аварийно-восстановительными работами
EMS (Element management system)	-	система оперативного управления режимами сети

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)	-	Средний индекс частоты прерываний в работе системы (среднее количество длительных перерывов в электроснабжении на одного потребителя в год или отношение количества ежегодных перерывов в работе системы к общему количеству потребителей)
SAIDI (System Average Interruption Duration Index)	-	Средний индекс длительности прерываний в работе системы (средняя продолжительность перерывов в электроснабжении на одного потребителя в год или отношение общей продолжительности длительных ежегодных перерывов в работе системы к общему количеству потребителей)
CIM (Common Information Model)	-	общая модель информации

Приложение 1

Перечень нормативных документов, содержащих основные термины и определения в области электроэнергетики

- Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»
- Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»
- Постановление Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»
- Постановление Правительства Российской Федерации от 19.12.2016 № 1401 «О комплексном определении показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства, и об осуществлении мониторинга таких показателей» (вместе с «Методикой комплексного определения показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства»)
- Постановление Правительства Российской Федерации от 28.10.2009 № 846 «Об утверждении Правил расследования причин аварий в электроэнергетике»
- Постановление Правительства Российской Федерации от 02.03.2017 № 244 «О совершенствовании требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»
- Приказ Минэнерго России от 19.06.2003 № 229 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации»
- Приказ Минэнерго России от 26.07.2017 № 676 «Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей»
- Приказ Минэнерго России от 25.10.2017 № 1013 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики»
- Приказ Минэнерго России от 13.02.2019 № 97 «Об утверждении требований к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики»
- Приказ Минэнерго России от 13.02.2019 № 100 «Об утверждении Правил взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по

настройке устройств релейной защиты и автоматики»

- Приказ Минэнерго России от 13.02.2019 № 101 «Об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики»
- Приказ Минэнерго России от 03.08.2018 № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем»
- Приказ ФСТЭК России от 14.03.2014 № 31 «Об утверждении Требований к обеспечению защиты информации в автоматизированных системах управления производственными и технологическими процессами на критически важных объектах, потенциально опасных объектах, а также объектах, представляющих повышенную опасность для жизни и здоровья людей и для окружающей природной среды»
- Приказ Минтранса России от 25.08.2015 № 262 «Об утверждении Федеральных авиационных правил «Требования, предъявляемые к аэродромам, предназначенным для взлета, посадки, руления и стоянки гражданских воздушных судов»
- Приказ Минпромторга России от 02.07.2021 №2422 «Об утверждении Плана мероприятий по импортозамещению в отрасли энергетического машиностроения, электротехнической и кабельной промышленности Российской Федерации»
- ГОСТ Р 57114 Национальный стандарт Российской Федерации. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения
- ГОСТ 19431. Государственный стандарт Союза ССР. Энергетика и электрификация. Термины и определения
- ГОСТ Р 55105. Национальный стандарт Российской Федерации. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования
- ГОСТ Р 55608. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Переключения в электроустановках. Общие требования
- ГОСТ Р 55890. Национальный стандарт Российской Федерации. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков

активной мощности. Нормы и требования

- ГОСТ Р 56302. Национальный стандарт Российской Федерации. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования
- ГОСТ Р 56303. Национальный стандарт Российской Федерации. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению