

СОГЛАСОВАНО  
Заместитель министра –  
начальник Департамента энергетики  
и жилищно-коммунального хозяйства  
Министерства экономического развития  
Приднестровской Молдавской Республики  
Е.А. Гроссул  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.



УТВЕРЖДАЮ  
Генеральный директор  
ГУП «ГК Днестрэнерго»  
И.С. Добров  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.



**Положение**  
**ГУП «ГК Днестрэнерго»**  
**«О единой технической политике в электросетевом комплексе**  
**по передаче электрической энергии»**

Принято  
Техническим советом  
ГУП «ГК Днестрэнерго»  
(протокол от 04.09.2020 г. №09-20/1)

г. Тирасполь  
2020 г.

## Оглавление

1. Общие положения	3
1.1. Цели и основные задачи единой технической политики в электросетевом комплексе по передаче электрической энергии	4
1.2. Структура и статус технической политики	4
1.3. Область применения технической политики	4
1.4. Формирование и актуализация технической политики	4
2. Требования к оборудованию, технологиям и материалам, комплексным системам	5
2.1. Подстанции и распределительные устройства	5
2.2. Цифровая подстанция	23
2.3. Собственные нужды	28
2.4. Релейная защита и автоматика	34
2.5. Воздушные линии электропередачи	40
2.6. Автоматизированные системы технологического управления электросетевым комплексом	50
2.7. Автоматизированные системы управления объектов электросетевого комплекса	55
2.8. Система учета электрической энергии	67
2.9. Сеть связи электросетевого комплекса	69
2.10. Ограничения по применению оборудования, технологий и материалов	86
3. Технологические процессы в электросетевом комплексе	89
3.1. Развитие электросетевого комплекса	89
3.2. Оперативно-технологическое и ситуационное управление	91
3.3. Техническое обслуживание и ремонт	92
3.4. Управление производственными активами	99
3.5. Информационная безопасность	101
3.6. Метрологическое обеспечение	107
3.7. Техническое диагностирование и мониторинг состояния оборудования ПС и ЛЭП	109
3.8. Регулирование напряжения и качества электроэнергии	114
4. Инструменты реализации технической политики	116
4.1. Нормативно-техническое регулирование	116
4.2. Проверка качества оборудования, материалов и систем	116
4.3. Инновационное развитие	117
4.4. Экологическая политика	118
4.5. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности	119
5. Перечень принятых сокращений	122

Приложение № 1 - Перечень нормативных документов в области электроэнергетики, внедрение и пересмотр которых необходимо осуществить для реализации настоящей Технической политики

126

## Введение

Положение ГУП «ГК Днестрэнерго» «О единой технической политике в электросетевом комплексе по передаче электрической энергии» (далее - Техническая политика) разработано в соответствии с нормативными правовыми актами (далее - НПА), документами в области технического регулирования, техническими регламентами, с учетом требований стандартов и современного уровня развития техники и технологий, и является основополагающим документом обязательным для применения при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии.

Техническая политика является совокупностью целей, принципов, эффективных технических, технологических и организационных требований и решений, обеспечивающих повышение эффективности, надежности, безопасности, экономичности передачи электроэнергии для реализации Стратегии развития электросетевого комплекса Приднестровской Молдавской Республики.

Техническая политика направлена на выполнение функций и решение задач в соответствии с Концепцией «Цифровая трансформация объектов по передаче электрической энергии».

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;

этап «Ликвидация». Основным результатом данного этапа является ликвидация производственного актива в соответствии с утвержденным регламентом.

На основании положений Технической политики разрабатываются, корректируются и внедряются документы, конкретизирующие положения, нормы, требования и рекомендации применительно к составу производственного актива, и регламентирующие порядок (правила) организации в области ТОиР и ТПиР. Перечень нормативных документов в области электроэнергетики, внедрение и пересмотр которых необходимо осуществить для реализации настоящей Технической политики приведен в Приложении 1.

Реализация Технической политики осуществляется в рамках согласованных условий формирования бизнес-планов и инвестиционных программ.

В Технической политике применяются термины и определения в соответствии с законодательством, ведомственными нормативными актами и нормативно-технической документацией в области электроэнергетики. Перечень принятых по тексту документа сокращений приведён в разделе 5 Технической политики.

## 1. Общие положения

### 1.1. Цели и основные задачи единой технической политики в электросетевом комплексе по передаче электрической энергии

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;
- переход 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 электрической энергии для обеспечения надежного снабжения электрической энергией потребителей, функционирования оптового и розничных рынков электрической энергии, параллельной работы электросетевого комплекса Приднестровской Молдавской Республики и электроэнергетических систем сопредельных государств;
- обеспечение передачи мощности от объектов по производству электрической энергии к потребителям;
- создание условий для присоединения к передающей электрической сети участников оптового и розничных рынков;
- повышение эффективности и развитие систем режимного и противоаварийного управления;
- 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 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, ремонтного и оперативного 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 Приднестровской Молдавской Республики производства современных видов оборудования, строительных конструкций, материалов, а также развития научно-технического и проектного потенциалов.

## **1.2. Структура и статус Технической политики**

Управление единой технической политикой в электросетевом комплексе.

**1.1.1.** Управление Технической политикой является системной задачей, в основе которой её реализация во всех подразделениях, своевременная актуализация и пересмотр положений.

**1.1.2.** Техническая политика ГУП «ГК Днестрэнерго» согласовывается департаментом энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Министерства экономического развития Приднестровской Молдавской Республики.

## **1.3. Область применения Технической политики**

Техническая политика является основополагающим документом, обязательным для применения на предприятии, осуществляющем деятельность по передаче электрической энергии.

## **1.4. Формирование и актуализация Технической политики**

1.4.1 Техническая политика подлежит пересмотру не реже чем один раз в пять лет.

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

- при изменениях законодательства Приднестровской Молдавской Республики, непосредственно влияющих на положения Технической политики;
- при возникновении новых положений и требований документов в области технического регулирования, непосредственно влияющих на положения действующей Технической политики;
- для обеспечения достижения целей ГУП «ГК Днестрэнерго» по решению органа управления.

## **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 необходимо руководствоваться следующими базовыми принципами:

- строительные конструкции зданий и инженерных сооружений электрических ПС, должны обеспечивать требуемую надежность в течении всего срока службы, определенного НТД или проектной документацией;
- при строительстве ПС должны, как правило, применяться типовые решения;
- 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, ремонтпригодности 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 механической блокировкой в РУ;

2.1.1.2. Для прокладки кабелей 6-110 кВ по территории ПС следует применять эстакады, галереи, коллекторы, кабельные каналы.

2.1.1.3. 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 - 15 лет.

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

2.1.1.5. На ПС 110-330 кВ возможно использование тепла силовых Т/АТ для обогрева производственных помещений.

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

2.1.1.7. Для поддержания климатических условий эксплуатации оборудования в помещениях зданий ПС 110 кВ и выше рекомендуется использовать централизованные климатические установки.

2.1.1.8. В качестве фундаментов под оборудование следует применять облегченные предварительно - напряженные железобетонные стойки, сплошные блоки из

тяжелого бетона, железобетонные сваи, монолитные и винтовые сваи.

2.1.1.9. 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.

2.1.1.10. 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.

2.1.1.11. При строительстве зданий ПС (ОПУ, 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. При строительстве СПЗ или зданий ОПУ с использованием кирпича, пенобетонных и шлакобетонных блоков, с наружной стороны отделку зданий выполнять облицовочным кирпичом, керамогранитом или вентилируемым фасадом, навесными облицовочными панелями с корпоративной расцветкой.

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

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

2.1.1.14. 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.

2.1.1.15. 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.

2.1.1.16. Резервуары в цистернах могут размещаться совместно с насосной пожаротушения в легком каркасном здании с обогревом и облицовкой сэндвич - панелями или открыто. При открытом размещении рекомендуется использовать встроенную систему электрообогрева резервуаров противопожарного водоснабжения с контролем уровня и температуры воды, а также передачей информации на пульт дежурного ПС.

2.1.1.17. При размещении персонала на ПС 110 кВ и выше, должна быть предусмотрена система водоснабжения и канализации.

2.1.1.18. 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.

2.1.1.19. Наружные сети хозяйственно-питьевого водопровода низкого давления

следует предусматривать из раструбных напорных труб из поливинилхлорида (ПВХ) типа «Т» комплектно с резиновыми кольцами.

2.1.1.20. Наружные сети бытовой канализации следует предусматривать из безнапорных ПВХ труб комплектно с уплотнительными кольцами.

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

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

2.1.1.23. 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.

2.1.1.24. 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.

2.1.1.25. 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 %.

2.1.1.26. 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.

2.1.1.27. 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.).

2.1.1.28. 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.

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

2.1.1.30. 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.

2.1.1.31. Фасадные части зданий и сооружений закрытых ПС, располагающихся в зоне жилой застройки, должны вписываться в окружающий архитектурный ландшафт.

2.1.1.32. 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.

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

2.1.1.34. 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.

## **2.1.2. Схемы электрические принципиальные распределительных устройств ПС**

2.1.2.1. При проектировании ПС необходимо индивидуально подходить к выбору схемы РУ, состава КА с тем, чтобы обеспечить удобство эксплуатации, ремонтпригодность 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;
- 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 ПС 35/0,4 кВ принимаются одна рабочая система шин, с АВР или без него, в зависимости от категории присоединяемых потребителей;
- для РУ 6-10 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 6-10 кВ обмоток трансформаторов должна предусматриваться их раздельная работа на разные секции шин РУ 6-10 кВ;
  - выбор количества отходящих линейных ячеек при новом строительстве РУ 6-10 кВ и реконструкции РУ 6-10 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 кВ должны выбираться в соответствии с требованиями стандарта «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ. Типовые решения», 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 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 330 кВ должны выбираться в соответствии с требованиями стандарта «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ. Типовые решения», 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;
- 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 6-10 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 замыкания однофазного замыкания на землю не должна превышать 1 % в соответствии со стандартом «Реакторы заземляющие дугогасящие 6-35 кВ. Общие технические требования».

2.1.2.4. 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 отходящих от ПС 35 кВ и выше, распределительных сетях 6-10 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 древеснослоистых 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 маслососы прямооточного 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);

- 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 кВ мощностью 25 МВА и более и всех трансформаторах классов напряжения 330 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 110-330 кВ должны быть с твердой (RIP или RIN) изоляцией, с обязательным наличием измерительного вывода.

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 нержавеющей стали (степень защиты не ниже IP55 по ГОСТ 14254-15), 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. 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».

2.1.3.10. 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 6-10 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 (ДГА 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);

- 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 ШР при соответствующем обосновании применяются выключатели с УПНКП (устройство преднамеренной неодновременной коммутации полюсов).

2.1.4.4. Рекомендуется применение колонковых элегазовых выключателей 110кВ 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 10 кВ.

2.1.4.6. 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 3.1.2 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.

2.1.4.7. Выключатели 330 кВ и выше должны иметь пофазные приводы.

2.1.4.8. 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;
- конструкция КРУЭ должна предусматривать вывод в ремонт любого газового объема без полного отключения КРУЭ, кроме однострансформаторных ПС;
- конструкция КРУЭ должна обеспечивать возможность стыковки ячеек (перспективное расширение схемы РУ) с минимальным погашением существующих присоединений;
- для подключения присоединений в ячейки КРУЭ 110-330 кВ должны применяться кабели соответствующего класса напряжения с изоляцией из сшитого полиэтилена или, при соответствующем обосновании, элегазовые токопроводы;
- конструкция КРУЭ должна предусматривать возможность доступа обслуживающего персонала к каждому КА.

2.1.5.2. 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.

2.1.5.3. 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.

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

2.1.5.5. 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 °С для ПС, расположенных в зоне умеренного климата.

2.1.5.6. 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) 6-10 кВ с верхним расположением сборных шин, с двухсторонним обслуживанием;
- необходимо применять ячейки КРУ(Э) с моторным приводом с возможностью дистанционного отключения выключателя и управления вкатом-выкатом;
- для дистанционного управления разъединителями необходимо оснащать их моторными приводами, с установкой камер видео фиксации положения;
- для организации энергоучета необходимо устанавливать ТТ в каждой фазе.

#### 2.1.5.7. 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 течении срока службы или до исчерпания коммутационного ресурса;
- климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150.

2.1.5.8. 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).

#### 2.1.5.9. 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 грозových часов в году, а также на всех ОРУ 35 кВ в районах с числом грозových часов в году не более 20, на ОРУ 110 кВ и ниже на площадках с эквивалентным удельным сопротивлением земли в грозовой сезон не более 2000 Ом при числе грозových 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 населенной местности должна, как правило, выполняться сплошной.

- 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 и светильников;

- 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 порталных 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;

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

### **2.1.7. Измерительные трансформаторы**

2.1.7.1. 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. В случае применения маслонаполненных ТТ и ТН применять ТТ и ТН со сниженным объемом масла;

- применять емкостные 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 литыми коррозионностойкими корпусами;
- применять при обосновании комбинированные трансформаторы тока и напряжения для установки в ячейках ВЛ 110-330 кВ в целях компактизации РУ;
- измерительные трансформаторы должны иметь отдельную обмотку для целей учета электроэнергии.

2.1.7.2. Для сетей 110 кВ и выше, в том числе в КРУЭ, допускается применение электромагнитных ТН при соответствующем проектом обосновании для установки на объектах расширения и реконструкции со значительной вторичной нагрузкой.

2.1.7.3. 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 10 МВт 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 10 МВт для целей учета электроэнергии - не хуже 0,5S, для целей АСУ ТП и измерений - не хуже 0,5;
- ТН 330 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 10 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.

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

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

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

2.1.7.7. Измерительные датчики до аварийной 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.

2.1.7.8. 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.

2.1.7.9. 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.

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

2.1.7.11. 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.

2.1.7.12. Необходимо применять схему измерения с тремя ТТ.

2.1.7.13. Рекомендуются применение для ТТ и ТН гидрофобных покрытий или внешней полимерной изоляции для снижения эксплуатационных издержек.

2.1.7.14. Измерительные ТТ и ТН, применяемые в электрических сетях напряжением 0,4-10 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 6-10 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;

2.1.7.15. 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).

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

2.1.7.17. Применяемые измерительные трансформаторы должны соответствовать положениям подраздела 3.6 Технической политики.

## **2.1.8. Ограничители перенапряжения**

2.1.8.1. 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.

2.1.8.2. 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.

2.1.8.3. Выбор параметров и определение точек установки ОПН должно осуществляться в соответствии с ГОСТ Р 52725-2007 «Ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кВ. Общие технические условия», СТО 5694700729.120.50.076-2011 «Типовые технические требования к ограничителям перенапряжения классов напряжения 6-750 кВ», действующими требованиями и нормами технологического проектирования.

2.1.8.4. 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.

2.1.8.5. Требования к надежности:

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

### **2.1.9. Электромагнитная совместимость и молниезащита**

2.1.9.1. 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.

2.1.9.2. 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.

2.1.9.3. 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.

2.1.9.4. 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, коррозионноустойчивых 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.

2.1.9.5. 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;

2.1.9.6. Разработки мероприятий по обеспечению требуемого уровня молниезащиты и ЭМС.

2.1.9.7. 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.

2.1.9.8. Молниезащита оборудования ОРУ 35 кВ и выше выполняется установкой отдельно стоящих молниеотводов и молниеотводов, установленных на линейных порталах ОРУ.

2.1.9.9. При строительстве закрытых ПС (КРУЭ, ЗРУ 35, 110 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.

2.1.9.10. 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 удастся либо полностью подавить формирование скользящих искровых каналов от точки ввода в грунт тока молнии, либо ориентировать их в безопасном для объекта направлении.

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

2.1.9.12. При организации молниезащиты ВЛ 35-110 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.

### **2.1.10. Устройства компенсации реактивной мощности**

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

- неуправляемые статические средства продольной и поперечной компенсации, в том числе:
  - шунтирующие реакторы (ШР) 110-330 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- 330 кВ (УШРП);
  - управляемые тиристорными вентилями с использованием трансформаторов с напряжением КЗ, равным 100%, шунтирующие реакторы 110-330 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;
  - асинхронизированные электромеханические преобразователи частоты (АСЭМПЧ).

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

2.1.10.3. 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.

2.1.10.4. 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 применение подходов цифрового проектирования на базе цифровых моделей с поддержкой единой информационной модели сети.

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

- принципы описания первичного оборудования для формирования SSD-файлов для РУ классов напряжения 6-750 кВ согласно МЭК 61850-6;
- описание типовых функций РЗА, АСУ ТП, ПА, УПАСК с использованием логических узлов согласно МЭК 61850-7-4, а также новых логических узлов, созданных согласно МЭК 61850-7-1;
- описание объектов данных для логических узлов согласно МЭК 61850-7-3, а также новых объектов данных, созданных согласно МЭК 61850-6-3, для существующих и новых логических узлов, применяемых для описания информации, не определенной стандартом МЭК 61850;
- описание передачи информации на подстанционный уровень по протоколу MMS согласно МЭК 61850-8-1 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 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 относительно передачи выборок аналоговых значений в рамках стандартов МЭК 61850 9-2 и МЭК 61869-9

для Архитектуры III.

- описание основных режимов работы ИЭУ, использующих модель стандарта МЭК 61850;
- описание возможностей реализации функциональной иерархии в ИЭУ с использованием возможностей стандарта МЭК 61850;
- описание механизма взаимодействия функций, реализуемых логическими узлами.

2.2.1.6. Все решения, должны соответствовать требованиям к реализации ЦПС с применением типовых шкафов вторичного оборудования, с различной степенью применения технологий ЦПС в соответствии с Архитектурами I, II и III.

2.2.1.7. 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.

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

- получить типизированное электронное описание первичного оборудования ПС на языке SCL согласно 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 к 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.

2.2.1.9. 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.

2.2.1.10. 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.

2.2.1.11. 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 МЭК 61850:

2.2.2.1. 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 МЭК 61850 и в соответствии с настоящим стандартом и прочими регламентирующими документами.

2.2.2.2. 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.

2.2.2.3. 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 61850-92, 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.

2.2.2.4. 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 ТТТПДС	Нет	Да	Да
Использование ШПАС	Нет	Нет	Да
Использование ЦТТ и ЦТН, работающих по протоколу Sampled Values	Нет	Нет	Да

2.2.2.5. 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 6-10 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 (отопления, вентиляции, кондиционирования, водоснабжение, канализация, ливнеотстоки, пожаротушения и пожарной сигнализации) с реализацией функций:
  - контроля, регистрации и анализа основных параметров (температура, влажность, запыленность, перепад давления, давления 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 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 2.1.7 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 видеoinформации 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 авторизованных 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**

2.2.3.1. 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).

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

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

2.2.3.4. 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.

2.2.3.5. Информационная модель электрической сети должна создаваться на основе положений международных стандартов МЭК 61970 и 61968 и должна иметь детализацию вплоть до элементов оборудования цифровой ПС.

2.2.3.6. Информационная модель измерений/сигналов должна создаваться на основе положений международных стандартов МЭК 61970 и 61968 и должна включать все измерения/сигналы, требуемые для функционирования ЦУС, обрабатываемые посредством ПТК ССПТИ 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 от 15-20 лет.

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

2.2.4.3. 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 не увеличения 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, 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 отдельную работу секций 0,4 кВ собственных нужд с АВР, предусматривать отдельную 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;

- 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 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 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 35-110 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.

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 уравнивающего 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  $\pm 1\%$  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  $\pm 5\%$   $U_{ном}$ .

2.3.4.6. ЗУ должны иметь блокировку включения режима уравнивающего 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 энергосистемы, 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 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, рекомендуется применять типовые шкафы.

2.4.1.6. 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.

2.4.1.7. 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;
- повышением контроля за подготовкой и реализацией заданий по настройке устройств (комплексов) РЗА.

2.4.1.8. 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.

2.4.1.9. 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.

2.4.1.10. Комплектование служб РЗА высококвалифицированными специалистами, прошедшими специализированное обучение и имеющими право самостоятельного проведения технического обслуживания соответствующих устройств РЗА должно быть одной из приоритетных задач ГУП «ГК Днестрэнерго» в области обеспечения надежной работы энергосистемы в целом.

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

2.4.1.12. Количество ТТ, вторичных обмоток ТТ и их классов точности должны

обеспечивать раздельное подключение устройств РЗА, АИИС КУЭ, измерения.

2.4.1.13. 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.

2.4.1.14. 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.

2.4.1.19. 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.

## **2.4.2. Особенности построения устройств РЗА в электрических сетях 35 кВ**

### **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 быстрого действия 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, исключаяющей 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 6-10 кВ**

2.4.2.3.1. На ЛЭП 6-10 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, исключаяющей метод поочередного отключения линий.

2.4.2.3.6. Для кабельных сетей 6-10 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 6-10 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 двухкратного 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 СМПП);
- 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 СМПП 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 СМПП 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 помехозащищенность 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, узкобазых 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 контроля технического состояния ВЛ 110 кВ и выше;
- 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;
- комплексное обеспечение аварийного резерва оборудования и материалов, его оптимальное размещение и разработка 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 35 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 35 кВ должны применяться реклоузеры с функцией дистанционного управления;
- в электрической сети 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 (СИМ-модель) сети.

## **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 информационной системы для последующего оперативного внесения изменений в архитектуру объектов информационной системы и базу данных оборудования;
- применение проводов с защитной изолирующей оболочкой для ВЛ 35 кВ при прохождении линии в стесненных условиях, по населенной местности, по лесным массивам;
- 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, 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);
- 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;
- 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;

2.5.2.5. 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 путем устройства стационарных жестких анкерных линий и стационарных лестниц для подъема и (или) стационарных анкерных точек на ж/б опорах, многогранных и других видах опор с возможностью установки гибких анкерных линий без подъема на опору с применением штанг, подъемников, с возможностью дальнейшего применения средств защиты ползункового типа и для использования в качестве страховочной системы при работе на высоте на опоре.

2.5.2.6. 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.

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

### 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 330 кВ, проходящих по землям сельскохозяйственного назначения, следует применять стальные или железобетонные из секционированных стоек, свободностоящие опоры (без оттяжек).

2.5.3.4. На ВЛ 35/110 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 35-330 кВ, проходящих по землям сельскохозяйственного назначения, по территории населенных пунктов, не допускается.

2.5.3.5. Для анкерных и анкерно-угловых опор ВЛ 330 кВ, при отсутствии обоснований, должны применяться стальные свободностоящие опоры жесткой конструкции.

2.5.3.6. 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.

2.5.3.7. 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 и действующими НТД.

2.5.3.9. 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.

2.5.3.10. Для предотвращения посадки птиц и устройства ими гнезд на опорах ВЛ 110 кВ и выше в местах пребывания, скопления птиц опоры должны быть оборудованы не травмирующими птицевозрастными 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 35 кВ при обосновании.

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

2.5.3.12. Для проведения аварийно-восстановительных работ на ВЛ до 110 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.

2.5.3.13. 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.

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

2.5.3.15. 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).

2.5.3.16. Следует рассматривать целесообразность внедрения на ВЛ:

- промышленных 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 самогашению колебаний.

2.5.3.17. В железобетонных конструкциях опор и фундаментов, в соответствии с

СП 28.13330 «Защита строительных конструкций от коррозии» 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.

2.5.3.18. 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.

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

#### **2.5.4. Провода и грозозащитные тросы**

2.5.4.1. На ВЛ 35 кВ и выше, как правило, следует применять сталеалюминевые провода.

2.5.4.2. При соответствующем ТЭО на ВЛ 110 кВ и выше могут применяться новые конструкции проводов, позволяющие существенно увеличить пропускную способность без увеличения нагрузки на опоры и превосходящие стандартные провода по техническим характеристикам:

- при новом строительстве - провода с сердечником из стальных и алюминиевых сплавов или композитных немагнитных материалов:

- обладающие повышенной пропускной способностью;
- с цилиндрической поверхностью из проволок трапециидальной или z-образной формы или иной фигурной формы с меньшим коэффициентом аэродинамического сопротивления;
- обладающие повышенной коррозионной стойкостью;
- обладающие повышенной стойкостью к гололедно-ветровым воздействиям;
- обладающие лучшей деформационной способностью и большей крутильной жесткостью;

- при реконструкции с целью повышения пропускной способности при сохранении (или снижении) нагрузки на опоры, а также при строительстве больших переходов следует применять провода:

- с длительно допустимыми температурами до 240 °С с токопроводящими повивами из термостойких и сверхтермостойких алюминиевых сплавов;
- с коррозионностойким сердечником, в том числе, изготовленном из стали, алюминиевых сплавов, или с композитным сердечником, с целью снижения нагрузки на опоры и фундаменты;
- при соответствующем ТЭО - провода со встроенным оптическим кабелем (ОКФП).

2.5.4.3. В качестве грозозащитных тросов на ВЛ 35 кВ и выше должны применяться:

- канаты и провода из стальных оцинкованных по группе ОЖ или плакированных алюминием проволок, грозозащитные тросы из низколегированной стали, обладающие высокой молниестойкостью, механической прочностью, коррозионной стойкостью, устойчивым к ветровым и вибрационным нагрузкам;

- грозозащитные тросы со встроенным оптико-волоконным кабелем (далее ОКГТ), в том числе с термостойким оптическим волокном, соответствующим нормам и требованиям действующих стандартов.

При планировании замены грозозащитного троса на ВЛ по утвержденным целевым программам и при необходимости организации ВОЛС по данной ВЛ, определяемой согласно утвержденной схеме развития ВОЛС, необходимо при наличии технической и экономической возможности планировать подвеску ОКГТ.

2.5.4.4. В районах с интенсивными ветровыми и гололёдными нагрузками, а также на больших переходах рекомендуется на ВЛ 35 кВ и выше применять новые конструкции проводов, позволяющих существенно увеличить пропускную способность и превосходящие стандартные по техническим характеристикам с целью:

- снижения нагрузок на опоры и фундаменты;
- увеличения длины пролетов;
- уменьшения коэффициента аэродинамического сопротивления;
- снижения вероятности пляски проводов;
- снижения вероятности обрыва проводов при воздействии внешних механических нагрузок (противодействия налипанию снега и гололедообразованию).

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.

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. Защищенные провода рекомендуется применять на ВЛ 35 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 35 кВ применение самонесущего кабеля.

### **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 330 кВ;
- применять длинностержневые фарфоровые изоляторы на ВЛ 110 кВ и выше при наличии обоснования;
- применять полимерные консольные изолирующие траверсы для ВЛ до 110 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, 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 сталеалюминовых 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 глухие подвесы на переходных промежуточных опорах больших переходов;
- применять линейную арматуру, не вызывающую локальные нагревы провода в месте ее установки;
- применять на ВЛ 330 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 110 кВ и выше в качестве меры усиления сварного шва в шлейфах анкерно-угловых опор применение спирального шлейфового зажима;

2.5.5.3. На ВЛ 35-110 кВ применяются полимерные и стеклянные изоляторы.

2.5.5.4. 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.

2.5.5.5. 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 - 2017 - потери энергии, вызванные переманчиванием, 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.

2.5.5.6. 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;



2.5.5.7. Конструкция натяжной арматуры ВЛ 35 кВ и выше не должна способствовать увеличению длины элементов изолирующей подвески, необходимых для ее присоединения.

2.5.5.8. 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.

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

2.5.5.10. Срок службы стеклянных изоляторов должен быть не менее 30 лет, полимерных - не менее 40 лет.

2.5.5.11. При проведении аварийно-восстановительных работ на ВЛ до 110 кВ включительно для соединения проводов возможно использовать универсальные зажимы, 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.

## **2.5.6. Защита от грозových 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 грозových перенапряжений и прямых попаданий молний грозозащитными тросами.

2.5.6.3. Для ВЛ 35 кВ 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 35 кВ допускается при наличии ТЭО.

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

2.5.6.5. При прохождении ВЛ в районах с высоким удельным сопротивлением грунтов для увеличения грозоупорности ВЛ рекомендуется рассматривать усиление контуров заземления опор протяженными 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 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.

2.5.6.6. 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.

2.5.6.7. Применение на ВЛ 35 кВ устройств защиты от грозových перенапряжений должно обеспечивать защиту:

- проводов от перегрева и термического разрушения;
- подходов к РУ ПС;

- изоляции ВЛ от перекрытий и повреждений;
- коммутационного оборудования;
- мест пересечения ВЛ с инженерными сооружениями;

### **2.5.7. Линейное коммутационное оборудование 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 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 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.

## **2.6. Автоматизированные системы технологического управления электросетевым комплексом**

### **2.6.1. Общие положения**

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

2.6.1.2. 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.

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

- уровня объектов контроля и управления (АСУТП ПС);
- уровня территориальных объектов – 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 ЦДС в отношении объектов диспетчеризации.

2.6.1.4. 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, 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.

2.6.1.5. 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.

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

### **2.6.2. Требования по построению информационной модели АСТУ**

2.6.2.1. При создании АСТУ за основу должны приниматься действующие открытые стандарты Международной электротехнической комиссии (МЭК), а также методически и технически связанные с ними стандарты других международных организаций.

2.6.2.2. При построении АСТУ важнейшим инструментом является единство информационных, в том числе расчётных, моделей электрических сетей. В качестве основы для создания указанных моделей должна применяться стандартизованная МЭК (МЭК 61968, 61970) Общая Информационная Модель (CIM) электроэнергетики.

2.6.2.3. 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.

2.6.2.4. 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.

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

- единую системную и прикладную платформу;
- единый интерфейс пользователя;
- единую базу данных;
- единую среду конфигурирования и администрирования.

Целевой функцией внедрения платформенных решений ADMS является снижение затрат на эксплуатацию.

### **2.6.3. Функциональные требования к АСТУ**

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

2.6.3.2. 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 копирование и восстановление информации;
- ведение баз данных технологической, нормативной, справочной информации;
- оперативная, технологическая и аналитическая отчетность.

2.6.3.3. 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.

2.6.3.4. 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 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 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);
- 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).

2.6.3.5. 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.

2.6.3.6. При организации дистанционного управления объектами диспетчеризации в отношении АСТУ должно быть обеспечено выполнение:

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

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

2.6.3.9. 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 и порядок внедрения дистанционного управления.

#### **2.6.4. Требования по информационному обмену для целей оперативно-технологического управления**

2.6.4.1. 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.

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

### **2.6.5. Архитектурные решения по построению АСТУ**

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.

### **2.6.6. Требования к надежности АСТУ и целостности информации**

2.6.6.1. 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  $\pm 20\%$ .

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

### **2.6.7. Обеспечение информационной безопасности АСТУ**

2.6.7.1. В рамках создания, модернизации, эксплуатации объектов информационной инфраструктуры АСТУ должна проводиться оценка масштаба возможных последствий для социальных, политических, экономических, экологических последствий, а также последствий для обеспечения безопасности государства и правопорядка в случае возникновения компьютерных инцидентов на объектах информационной инфраструктуры АСТУ.

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

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

2.6.7.4. 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.

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

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

2.6.7.7. Должен быть обеспечен контроль целостности программного обеспечения.

2.6.7.8. Требования безопасности должны быть установлены специальным разделом должностных инструкций и (или) инструкции по эксплуатации АСТУ и иметь ссылки на инструкции по эксплуатации технических средств защиты информации.

## **2.7. Автоматизированные системы управления объектов электросетевого комплекса**

### **2.7.1. Общие положения**

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

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

- ПС 35-330 кВ;
- ВЛ 110 кВ и выше;
- ВЛ 35 кВ;

2.7.1.3. При проектировании и новом строительстве ПС 35-330 кВ, должны комплектоваться КА с функцией дистанционного управления приводами.

2.7.1.4. Должны внедряться следующие типы автоматизированных систем:

- 1) управления технологическими процессами (АСУ ТП) ПС для ПС 35-330 кВ;
- 2) непрерывного контроля с применением АСМД для:
  - оборудования ПС 35-330 кВ;
  - ВЛ 35 кВ и выше.

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

### **2.7.2. Функции автоматизированных систем**

2.7.2.1. Функции АСУ ТП ПС 35-330 кВ.

2.7.2.1.1. 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 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 6-330 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 6-330 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)	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 10 кВ и ниже		От кнопок (ключей) в шкафах ячеек РУ 10 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	-

2.7.2.1.2. При организации дистанционного управления объектами диспетчеризации в отношении АСУ ТП должно быть обеспечено выполнение утвержденных на предприятии:

- Типовых принципов переключений в электроустановках при осуществлении дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА подстанций;
- Типового порядка переключений в электроустановках при осуществлении дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА подстанций;
- 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 ОДГ, ОДС и ЦДС порядок внедрения дистанционного управления.

#### 2.7.2.1.3. 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.

#### 2.7.2.2. Функции систем телемеханики ПС (с дистанционно управляемыми КА):

- выявление КЗ на КЛ 6-10 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.

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

### **2.7.3. Технические требования к автоматизированным системам**

#### 2.7.3.1. АСУ ТП ПС 35-330 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:
  - 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.

2.7.3.2. 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.

2.7.3.3. 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.

2.7.3.4. 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 МЭК 61850-3.

2.7.3.5. 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.

2.7.3.6. 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 МЭК 61850. Контроллеры должны поддерживать свободно программируемую логику в соответствии со стандартом МЭК 61131.

2.7.3.7. 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 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.

2.7.3.8. При построении сети ЛВС должны применяться коммутаторы Industrial Ethernet в соответствии с требованиями стандарта 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 «Коммутаторы энергообъектов. Общие технические требования».

2.7.3.9. При подключении к ЛВС АСУ ТП устройств должно обеспечиваться резервирование каналов связи между этими устройствами и оборудованием ЛВС.

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

2.7.3.11. 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.

2.7.3.12. 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.

2.7.3.13. 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).

2.7.3.14. 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».

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

2.7.3.16. Средства диагностики АРМ оперативного персонала должны обеспечивать

контроль исправности HDD (SSD) накопителей, контроль температурного режима с передачей информации в SCADA систему.

2.7.3.17. 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.

2.7.3.18. 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.

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

2.7.3.20. 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.

2.7.3.21. 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).

2.7.3.22. 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 ремонтпригодности 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.

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

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

2.7.3.25. ИБП должен предусматривать время автономной работы АСУ ТП (при отключении СН ПС) не менее 2-х часов.

2.7.3.26. 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.

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

2.7.3.28. Подсистема единого времени должна поддерживать протокол RTPv2 (в

том числе PowerProfile) с учетом требований стандарта СТО «Цифровая подстанция. Протокол точной синхронизации времени для измерительных и управляющих систем (на базе МЭК 61588)» (или NTP (SNTP v3+).

2.7.3.29. В случае построения системы АСУ ТП с использованием протокола МЭК61850-9.2 SV точность синхронизации единого времени должна быть не хуже  $\pm 1$  мкс.

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

2.7.3.30. 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 не измеряемых параметров;
- объединение осциллограмм в единый аварийный процесс по времени;
- анализ достоверности информации.

2.7.3.31. 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	1,0 мс
- аналоговых	0,5-1,0 мс
- аналоговых технологических параметров	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

2.7.3.32. 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 посредством 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.

2.7.3.33. 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.

2.7.3.34. 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.

#### **2.7.4. Требования к организации информационного обмена между подстанцией и диспетчерскими пунктами управления**

2.7.4.1. 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 оперативно - диспетчерского управления;

- обработку, хранение и представление собранной информации соответствующему персоналу ЦУС, персоналу ПС и персоналу эксплуатационных служб.

2.7.4.2. Вновь создаваемые ССПИ ПС 6-10 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).

2.7.4.3. 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 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.

2.7.4.4. Подготовка телеинформации для передачи в диспетчерский центр оперативно-диспетчерского управления, осуществляемая средствами АСУ ТП ПС, должна удовлетворять установленным на предприятии 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 должна производиться в соответствии с отдельно разрабатываемыми на предприятии требованиями.

2.7.4.5. Передача информации в ЦУС должна осуществляться с использованием протокола 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 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 должно составлять не более 2 с.

Телеинформация от ПС должна передаваться в ЦУС и диспетчерский центр 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 35 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.



### **2.7.5. Требования к программному обеспечению АСУ ТП**

2.7.5.1. 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;
- 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 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.

### **2.7.6. Требования к надежности и живучести АСУ ТП**

2.7.6.1. 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.

В целом надежность системы управления должна обеспечиваться, исходя из требований ГОСТ МЭК 60870-4-2011, ГОСТ 24.701-86 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.

2.7.6.2. 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.

### **2.7.7. Требования к системам телемеханики ПС с дистанционно управляемыми коммутационными аппаратами**

2.7.7.1. 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.

2.7.7.2. 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 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).

2.7.7.3. 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.

2.7.7.4. 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.

2.7.7.5. Вероятность появления ошибки телеинформации должна соответствовать первой категории систем телемеханики ГОСТ 26.205-88.

2.7.7.6. Сервер сбора, обработки и передачи данных должен обеспечивать автоматизированное представление формализованного описания текущей конфигурации системы автоматизации ПС в соответствии с ГОСТ Р МЭК 61850-2009 (Substation Configuration description Language), а также в формате CIM RDF (МЭК 61968-13:2008).

Сервер сбора, обработки и передачи данных должен обеспечивать удалённый мониторинг состояния посредством настраиваемого web-доступа.

2.7.7.7. Система безопасности системы автоматизации и защит энергообъекта должна создаваться в соответствии с требованиями и положениям о безопасности критической информационной инфраструктуры.

2.7.7.8. 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.

2.7.7.9. Состав технологической информации при создании ЦПС и электрических сетей должен соответствовать составу информационных потоков в ОИК в соответствии с требованиями действующих стандартов.

## **2.7.8. Требования к автоматизированной системе мониторинга работы автоматизированных систем**

2.7.8.1. В составе автоматизированных систем должна быть предусмотрена автоматизированная система мониторинга работы действующих автоматизированных систем и их подсистем.

2.7.8.2. 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:

- 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.

## 2.8. Система учета электрической энергии

2.8.1. 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 ГУП «ГК Днестрэнерго».

2.8.2. Задачами Систем учета являются:

- определение достоверного объема оказанных услуг;
- определение и мониторинг величины потерь электрической энергии в электрических сетях;
- предоставление структурным подразделениям ГУП «ГК Днестрэнерго», субъектам электроэнергетики и потребителям в установленном порядке информации об учетных показателях электрической энергии (мощности) на электросетевых объектах ГУП «ГК Днестрэнерго».

2.8.3. 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.

2.8.4. 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.

2.8.5. 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, оснащённом системой обеспечения единого времени (СОЕВ). УСПД в системах учета электрической энергии должны применяться при соответствующем ТЭО.

2.8.6. Системы учета должны соответствовать требованиям предъявляемыми к АИИС КУЭ.

2.8.7. Метрологическое обеспечение средств измерений, входящих в состав систем учета электрической энергии, должно соответствовать положениям подраздела Технической политики «Метрологическое обеспечение» и осуществляться в соответствии с требованиями законодательства ПМР.

2.8.8. 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.

2.8.9. 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, функции регистрации событий безопасности с передачей на специально выделенный сервер сбора информации подсистемы мониторинга безопасности, контроль целостности встроенного программного обеспечения, обеспечения целостности передаваемой информации.

2.8.10. 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 32144-2013.

2.8.11. Обеспечение синхронизации Системы учета и телемеханики в части передачи технологической информации в ЦУС в целях оперативно-технологического управления (токи, напряжения, мощности и другие).

2.8.12. Применять единые первичные преобразовательные устройства (датчики, трансформаторы) тока и напряжения для подключения измерительных приборов Систем учета и телемеханики.

2.8.13. 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).

2.8.14. 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 2.1.7 «Измерительные трансформаторы» настоящего Положения о Единой технической политике.

2.8.15. Требования к приборам учета электрической энергии, устанавливаемым на присоединениях объектов сетевого хозяйства:

- 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 ГУП «ГК Днестрэнерго». 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 6-35 кВ - не ниже 0,5S.

## 2.9. Сеть связи электросетевого комплекса

### 2.9.1. Общие положения

2.9.1.1. Основные задачи, на решение которых направлена техническая политика в области развития сети связи:

- координация развития телекоммуникационной инфраструктуры 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.

2.9.1.2. Сеть связи электросетевого комплекса (ССЭСК) - комплекс взаимодействующих сетей связи ГУП «ГК Днестрэнерго», включающий в себя средства связи и линии связи и предназначенный для обеспечения управления технологическими процессами в передаче электроэнергии, диспетчерского управления и производственной деятельности электросетевого комплекса.

2.9.1.3. Сеть связи предназначена для передачи всех видов информации (голос, данные, видео) в целях обеспечения управления технологическими процессами при передаче электроэнергии, оперативно-технологическом управлении, производственной и административно-хозяйственной деятельности ГУП «ГК Днестрэнерго» и оперативно-диспетчерском управлении в электроэнергетике.

2.9.1.4. Целью создания сети связи ЭСК является обеспечение потребностей пользователей технологических и корпоративных систем управления предприятия 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.

2.9.1.5. Сеть связи ЭСК должна обеспечить:

- информационный обмен между объектами электроэнергетики и ЦУС для осуществления оперативно - диспетчерского и оперативно-технологического управления;
- функционирование систем релейной защиты и автоматики;
- информационную безопасность передаваемых данных;

2.9.1.6. 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 подразделения 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».

## 2.9.2. Принципы создания и развития сети связи ЭСК

2.9.2.1. 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 ГУП «ГК Днестрэнерго». 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 каналобразующего оборудования;
- разделение технологических и корпоративных сегментов сети связи на физическом или логическом уровнях;
- 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, 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.

2.9.2.2. Технологический сегмент ССЭСК должен создаваться и развиваться в соответствии с условием обеспечения принципов организации каналов связи в соответствии с НТД регламентирующей создание и развитие сетей связи.

2.9.2.3. 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).

2.9.2.4. 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.

### **2.9.3. Основные требования к услугам сети связи ЭСК**

2.9.3.1. Сеть связи ЭСК на всех уровнях управления должна обеспечивать обмен всеми видами информации (звук, видео, данные) с гарантированным качеством в соответствии с государственными 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.

2.9.3.2. Доступность определяется соответствием параметров передачи сигналов электросвязи требованиям норм на электрические параметры основных цифровых каналов и трактов магистральной и внутризональных первичных сетей.

2.9.3.3. Коэффициент готовности каждого направления обмена информацией для технологического и корпоративного сегментов сети связи должен удовлетворять требованиям по надежности работающих подсистем управления.

2.9.3.4. 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 и др.

2.9.3.5. Организация информационного обмена между объектами электроэнергетики сетевых организаций, включая требования к телефонной связи для оперативных переговоров, должна соответствовать техническим требованиям, приведённым в действующих соглашениях о технологическом взаимодействии.

2.9.3.6. 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;
- 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

#### **2.9.4. Структура и состав сетей связи ЭСК**

2.9.4.1. ССЭСК представляет собой комплекс взаимодействующих сетей связи ГУП «ГК Днестрэнерго».

Сети связи ДЗО ГУП «ГК Днестрэнерго» 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.

2.9.4.2. 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.

2.9.4.3. Вторичные сети, включают:

- сеть передачи данных;
- сеть телефонной связи;
- сеть конференцсвязи (аудио и видео);
- сеть подвижной радиосвязи;
- сеть связи базовых станций подвижной радиосвязи.

2.9.4.4. Архитектура сети связи ЭСК представляет собой совокупность сетей связи, объединенных не менее двумя взаимно резервируемыми каналами связи по радиально-кольцевому принципу.

2.9.4.5. 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.

2.9.4.6. 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.

2.9.4.7. 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.

2.9.4.8. 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.

2.9.4.9. 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 органом исполнительной власти в области связи.

## **2.9.5. Сеть передачи данных**

2.9.5.1. Структура сети передачи данных ССЭСК должна представлять трехуровневую модель сети связи и должна включать в себя:

- базовый/магистральный уровень (ядро) (обеспечивает скоростные, протяженные соединения между географически удаленными участками, связывая несколько площадок (групп зданий) в распределенную, 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).

2.9.5.2. 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.

2.9.5.3. 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).

2.9.5.4. 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». Применяемые материалы и оборудование при построении технологической сети, в том числе оптические кабели, арматура и муфты, системы передачи информации, оборудование коммутации и маршрутизации, ПТК должны соответствовать

установленным требованиям, быть аттестованными установленным порядком для применения в электроэнергетике и иметь Сертификат соответствия, выданный федеральным органом исполнительной власти в области связи.

### **2.9.6. Волоконно-оптические линии связи/передачи**

2.9.6.1. ВОЛС являются основным способом построения магистральной сети связи.

2.9.6.2. Строительство ВОЛС на ВЛ 35 кВ и выше осуществляется в основном подвеской оптического кабеля, встроенного в грозозащитный трос (ОКГТ).

2.9.6.3. При строительстве ВОЛС допускается использование оптического самонесущего кабеля (ОКСН), оптического кабеля, встроенного в фазный провод ВЛ (ОКФП), оптического кабеля, навиваемого на фазный провод или грозозащитный трос ВЛ (ОКНН).

2.9.6.4. Для прокладки в зданиях применяется конструкция ВОК, 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.

Выбор типа используемого кабеля должен определяться экономической целесообразностью с учётом состояния ВЛ и возможности её отключения на время строительства и возможных ремонтов ВОЛС.

2.9.6.5. 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.

2.9.6.6. Допускается строительство ВОЛС - ВЛ с привлечением внебюджетных инвестиций сторонних организаций (операторов связи) путём предоставления им во временное ограниченное пользование электросетевой инфраструктуры с целью подвеса ВОЛС.

2.9.6.7. Строительство ВОЛС должно осуществляться преимущественно по кольцевому принципу объединения узлов связи для обеспечения физического резервирования каналов связи.

2.9.6.8. Для сооружения ВОЛС допускается использование нескольких ВЛ различного класса напряжения, совпадающих по направлению с трассой ВОЛС.

2.9.6.9. 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.

2.9.6.10. При создании ВОЛС выбор технологии для передачи информации осуществляется на этапе проектирования с учетом текущего и перспективного назначения линии связи и типов передаваемого трафика.

2.9.6.11. Параметры оптического волокна должны соответствовать ГОСТ Р МЭК 793 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.

2.9.6.12. Проектирование, строительство и эксплуатация ВОЛС - ВЛ должны осуществляться в соответствии с действующими НПА и НТД.

2.9.6.13. Исполнительная документация должна быть выполнена в соответствии с требованиями руководящих документов СТО 5694700733.180.10.172-2014, РД 45.156-2000 и РД

45.190-2001, исполнительная документация линейной части подвеса ВОК на ВЛ - в соответствии с РД 34.20.504-94.

2.9.6.14. 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.

2.9.6.15. 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.

2.9.6.16. 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;

2.9.6.17. Область применения ВОЛС – приоритетный вид инфраструктуры для построения магистральной сети и сети доступа связи к объектам всех классов напряжения.

## **2.9.7. Высокочастотная сеть связи по ВЛ**

2.9.7.1. 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.

2.9.7.2. Каналы ВЧ связи используют в качестве среды передачи (линии связи) фазные провода и грозозащитные тросы ВЛ.

2.9.7.3. 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.

2.9.7.4. В зависимости от используемой полосы частот аппаратура ВЧ позволяет обеспечить передачу информации со скоростью до нескольких сотен кбит/с.

2.9.7.5. 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.

2.9.7.6. Не допускается передача сигналов ВЧ защит ВЛ по ВЧ каналам, организованным по грозозащитным тросам.

2.9.7.7. 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.

### **2.9.8. Сеть подвижной радиосвязи**

2.9.8.1. 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 должен являться цифровой стандарт DMR, позволяющий осуществить постепенный отказ от аналоговой сети УКВ- радиосвязи с сохранением ранее сделанных инвестиций.

2.9.8.2. 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.

2.9.8.3. 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.

2.9.8.4. Ресурс заряженного аккумулятора носимой радиостанции должен обеспечивать ее автономную работу в течение 12 часов при работе в цикле 5/5/90 (передача/приём/ожидание).

- Получение разрешений о выделении и присвоении (назначении) радиочастот для электросетевых объектов осуществляется в соответствии с действующими на данный момент нормативными документами.

2.9.8.5. 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 на предприятии, операционные зоны линейных участков, качество сотовой связи в зонах эксплуатационной ответственности каждого линейного участка.

2.9.8.6. Допускается применение стационарных радиостанций и УКВ- радиомодемов для организации основных и резервных каналов передачи данных с объектами 35-110 кВ, если применения иных технологий передачи данных, невозможно, либо экономически неэффективно.

## **2.9.9. Сеть спутниковой связи**

2.9.9.1. 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.

2.9.9.2. 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.

2.9.9.3. Основными принципами и направлениями развития сети спутниковой связи являются:

- внедрение современных систем, соответствующих требованиям, установленным государственной службой связи Приднестровской Молдавской Республики;
- 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 погодных-климатических условий на функционирование сети связи;
- развитие на базе одного оператора и единой технологии.

## **2.9.10. Сеть телефонной связи**

2.9.10.1. Сеть телефонной связи также состоит из корпоративного и технологического сегментов.

2.9.10.2. 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.

2.9.10.3. 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).

2.9.10.4. Технологический сегмент сети телефонной связи, включая связь для ведения оперативных переговоров, предназначен для обеспечения управления технологическими процессами.

2.9.10.5. Телефонная связь для оперативных переговоров должна обеспечивать передачу команд и оперативное взаимодействие оперативного персонала ЦУС, оперативного персонала объектов электроэнергетики, диспетчеров ОДГ и ОДС. Для ее организации должно быть предоставлено не менее двух независимых телефонных каналов связи.

2.9.10.6. 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 каналные и технические ресурсы должны обеспечивать гарантированную доставку и качество в нормальных и аварийных режимах работы объектов электроэнергетики с использованием технологии коммутации пакетов.

2.9.10.7. 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 производственно-технологической телефонной связи, может не иметь 100 % резервирования в «горячем» режиме процессорных ресурсов станции, интерфейсных карт, интерфейсов и блоков питания.

2.9.10.8. Должна быть обеспечена автоматическая регистрация (запись) ведения всех переговоров оперативного персонала, с сохранением указанных записей в соответствии с установленным порядком.

2.9.10.9. Для организации телефонной связи для оперативных переговоров используется радиально - узловая топология с добавлением кольцевой топологии, что наиболее полно отражает иерархию диспетчерско- технологического управления электроэнергетики.

2.9.10.10. Сеть видеоконференцсвязи

2.9.10.11. Система видеоконференцсвязи (ВКС) должна обеспечивать организацию видеоконференций по иерархическому принципу в соответствии с организационной структурой предприятия.

2.9.10.12. 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.

2.9.10.13. 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 ГУП «ГК Днестрэнерго» и не ниже 4CIF на уровне филиалов;
- поддержку совместной работы с документами.

### **2.9.11. Система мониторинга и управления ССЭСК**

2.9.11.1. Управление сетями связи ГУП «ГК Днестрэнерго» должно осуществляться, при соответствующем технико-экономическом обосновании, с использованием централизованных систем, 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).

2.9.11.2. Уровень управления сетью должен позволять видеть всю сеть в целом, управлять ею и её отдельными элементами, контролировать ее состояние в целом.

2.9.11.3. 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.

2.9.11.4. 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».

### **2.9.12. Электропитание оборудования связи и передачи данных**

2.9.12.1. 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 требуется предусматривать стабилизацию напряжения.

2.9.12.2. 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.

2.9.12.3. 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.

2.9.12.4. 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;
- не менее 2 часов на энергообъектах 35 кВ.



2.9.12.5. 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.

2.9.12.6. Источники бесперебойного питания (ИБП), имеющие 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.

2.9.12.7. Конструкция ИБП должна позволять увеличивать выходную мощность, путем установки дополнительных выпрямителей и быть построена по блочно-модульному принципу.

### **2.9.13. Организация эксплуатации ССЭСК**

2.9.13.1. Эксплуатация сети связи ЭСК организуется в соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Приднестровской Молдавской Республики, Правилами организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, Правилами технической эксплуатации первичных сетей взаимовязанной сети связи и другими действующими НПА и НТД.

2.9.13.2. 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.

2.9.13.3. 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.

2.9.13.4. Эксплуатация ССЭСК осуществляется специально созданными структурными подразделениями с применением централизованного метода обслуживания.

- 2.9.13.5. 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.

2.9.13.6. Эксплуатация ССЭСК включает в себя работы по техническому обслуживанию, устранению аварий, текущему, среднему и капитальному ремонтам.

2.9.13.7. Техническое обслуживание ССЭСК представляет собой комплекс операций, направленных на поддержание работоспособности или исправности, своевременное предупреждение появления неисправностей, выявление их и устранение возникающих дефектов.

2.9.13.8. 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.

#### **2.9.14. Эксплуатация оборудования связи.**

2.9.14.1. 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.

2.9.14.2. 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 3.6 технической политики, а также своевременным проведением их метрологического обслуживания.

2.9.14.3. 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.

2.9.14.4. Техническое обслуживание аппаратуры и оборудования ССЭСК выполняется техническим персоналом АСДУ в следующих объемах:

- оперативно-техническое управление;
- выполнение работ по эксплуатационному контролю и текущему обслуживанию аппаратуры, трактов, каналов связи и передачи данных;

- оперативное устранение неисправностей;

Персонал руководствуется алгоритмами, инструкциями и регламентами основных положений по управлению, эксплуатации и оперативному взаимодействию; при этом 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.

#### **2.9.15. Эксплуатация линейно-кабельных сооружений связи.**

2.9.15.1. Эксплуатация линейно-кабельных сооружений ССЭСК включает в себя работы по техническому обслуживанию, устранению аварий и случайных повреждений, выполнению текущего и капитального ремонта.

2.9.15.2. Техническое обслуживание линейно-кабельных сооружений ССЭСК представляет собой комплекс операций, направленных на поддержание работоспособности и исправности, своевременное предупреждение появления неисправностей, выявление их и устранение возникающих дефектов.

2.9.15.3. Техническое обслуживание, в зависимости от объема работ и периодичности их выполнения, подразделяется на текущее (повседневное) и периодическое планово-профилактическое обслуживание.

2.9.15.4. Текущее техническое обслуживание осуществляется систематически, является обязательным и специально не планируется.

2.9.15.5. 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.

2.9.15.6. 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.

2.9.15.7. 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.

2.9.15.8. 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.

2.9.15.9. Текущий ремонт производится в объеме, определенном анализом технического состояния линейно-кабельных сооружений.

2.9.15.10. 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.

2.9.15.11. 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.

2.9.15.12. Задачами капитального ремонта линейно-кабельных сооружений являются обеспечение их модернизации и бесперебойной работы на протяжении всего срока службы.

2.9.15.13. 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.

2.9.15.14. Для проведения эксплуатации ССЭСК используются различные средства, в том числе контрольно-измерительные приборы, анализаторы, тестеры и другое необходимое специализированное оборудование: бензогенераторные установки, 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 диспетчерский персонал о возможных неисправностях.

2.9.15.15. Аварийно-восстановительные и ремонтно-восстановительные работы на оборудовании и линейно-кабельных сооружениях связи.

2.9.15.16. 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.

2.9.15.17. 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.

## **2.9.16. Защита сетей связи и передаваемой информации от несанкционированного доступа**

2.9.16.1. 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.

2.9.16.2. 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.

2.9.16.3. 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.

2.9.16.4. 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.

2.9.16.5. 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.

2.9.16.6. 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.

## 2.10. Ограничения по применению оборудования, технологий и материалов

2.10.1. 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 110-330 кВ;
- автогазовые выключатели 6-10 кВ;
- маломасляные выключатели 6-110 кВ;
- выключатели 110 кВ 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 и не обеспеченных поверкой/калибровкой;
- разъединители вертикально - рубящего типа напряжением 110-330 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;
- маслonaполненные короба для присоединения Т/АТ к КРУЭ;
- кабельные маслonaполненные короба для подключения кабелей 110-330 кВ к силовым Т/АТ;
- вентильные разрядники;
- схемы электроснабжения без АВР;
- кабели с бумажно-масляной изоляцией и маслonaполненные;
- силовые кабели, не отвечающие действующим требованиям по пожарной безопасности и выделяющие большие концентрации токсичных продуктов при горении;
- АБ со стекловолокнистым сепаратором в СОПТ;
- АБ со сроком эксплуатации менее 15 лет;
- оборудование (в том числе БСК), в котором применяется трихлордифенил (ТХД);
- прокладку КЛ в траншее по территории ПС 35 кВ и выше;
- совместную прокладку в коллекторах КЛ 110 кВ и выше с другими кабелями напряжением 0,4-10 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).

2.10.2. При проведении комплексной реконструкции, расширении и новом строительстве не рекомендуется применять под оборудование ПС железобетонные стойки типа УСО.

2.10.3. 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.

2.10.4. Запрещаются к применению при реконструкции, техническом перевооружении и новом строительстве распределительных электросетевых объектов:

2.10.4.1. На ПС 35-110 кВ:

- схемы первичных соединений ПС 35-110 кВ с отделителями и короткозамыкателями;

- схемы первичных соединений ПС 35-110 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.

2.10.4.2. 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).

2.10.5. 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;

2.10.6. 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 ПМР;
- СИ с истекшим сроком периодического метрологического контроля (поверки/калибровки).

### **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 Приднестровской Молдавской Республики напряжением 35 кВ и выше обеспечивает устойчивое снабжение электрической энергией потребителей, функционирование оптового рынка, а также параллельную работу Приднестровской электроэнергетической системы и электроэнергетических систем иностранных государств.

3.1.1.1. При развитии электрических сетей необходимо руководствоваться следующими основными критериями:

- доступность: 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 энергосистемы в целом при максимальной оптимизации использования имеющихся производственных активов;
- 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 Приднестровской Молдавской Республики.

3.1.1.2. 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.

##### **3.1.2. Координация уровней токов короткого замыкания**

3.1.2.1. 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 оборудования.

3.1.2.2. 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;

3.1.2.3. 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.

3.1.2.4. 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.

3.1.2.5. При необходимости ограничения токов КЗ на стороне 6-10 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 - 10 кВ;
- токоограничивающих реакторов в цепях вводов от трансформаторов, причем отходящие линии должны выполняться, как правило, неактивными.

Выбор варианта ограничения токов КЗ следует обосновывать технико-экономическим сравнением.

### **3.2. Оперативно-технологическое и ситуационное управление**

3.2.1. 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 оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в отношении ЛЭП, оборудования и устройств подстанций, электростанций и потребителей с управляемой нагрузкой.

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. 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. Техническое обслуживание и ремонт

#### 3.3.1. Общие положения

3.3.1.1. В целях обеспечения надежного, безопасного и экономичного функционирования электросетевых объектов для оборудования ПС, ЛЭП, зданий, сооружений, технических и технологических систем должно осуществляться техническое обслуживание и ремонт.

3.3.1.2. 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.

3.3.1.3. Организация системы технического обслуживания и ремонтов должна соответствовать установленным требованиям законодательства ПМР, действующим НПА, соответствующим документам в области технического регулирования, в том числе в соответствии с ПТЭ, Правилами организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электрических сетей, действующими НПА, устанавливающими требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок.

3.3.1.4. 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.

3.3.1.5. 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 соответствующих 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, ультрафиолетовый и др.), в том числе при проведении учащенного контроля технического состояния.

В соответствии со Стратегией развития электросетевого комплекса Приднестровской Молдавской Республики 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).

3.3.1.6. 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 ГУП «ГК Днестрэнерго».

3.3.1.7. 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.

### **3.3.2. Основные положения планирования и организации ремонтов и технического обслуживания**

3.3.2.1. Ремонт оборудования ПС, ЛЭП, зданий и сооружений, технических и технологических систем осуществляется двумя видами организации ремонта:

- планово-предупредительный ремонт;
- ремонт по техническому состоянию.

3.3.2.2. Планово-предупредительный ремонт должен выполняться с периодичностью, установленной ремонтной документацией в соответствии с требованиями НПА, инструкций заводов изготовителей и ЛНА.

3.3.2.3. Для планирования организации и проведения планово-предупредительного ремонта должно осуществляться:

- разработка перспективных планов ремонта, разрабатываемых на 5 лет;
- разработка годовых и месячных графиков ремонта.

3.3.2.4. Перспективный план ремонта должен ежегодно утверждаться и корректироваться с учетом оценки технического состояния и изменений условий эксплуатации.

3.3.2.5. Перспективные планы и графики ремонта должны разрабатываться в соответствии с требованиями «Правил организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электрических сетей» и ЛНА.

3.3.2.6. 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).

3.3.2.7. При организации планово-предупредительного и ремонта по техническому состоянию в зависимости от объема выполняемых работ ремонты подразделяются на:

- текущие;
- капитальные.

3.3.2.8. Текущий ремонт должен обеспечивать восстановление исправного состояния с заменой или восстановлением элементов или составных частей в объеме, предусмотренном соответствующей ремонтной документацией.

3.3.2.9. 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.

3.3.2.10. 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.

3.3.2.11. 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.

3.3.2.12. 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.

3.3.2.13. Перспективные планы и графики контроля технического состояния должны разрабатываться в соответствии с требованиями «Правил организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электрических сетей» и ЛНА.

3.3.2.14. 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).

3.3.2.15. Для оборудования ПС, ЛЭП и сооружений, по которым осуществлен переход от планово-предупредительного ремонта к планированию ремонтов по техническому состоянию в соответствии с действующими нормативными документами, должны быть разработаны ЛНА (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 к объему и нормам испытаний электрооборудования», инструкций заводов изготовителей и накопленного опыта эксплуатации, позволяющие достоверно определять фактическое техническое состояние (исправное, неисправное, работоспособное, неработоспособное, предельное).

3.3.2.16. Для оборудования ПС, ЛЭП и сооружений, по которым уже 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» 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 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 его отказа;
- проводить оценку динамики изменения значений параметров технического состояния оборудования и осуществлять прогноз изменения ИТС и уровня технического риска на 1 год.

3.3.2.17. 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 «Методика оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей».

3.3.2.18. Работы по ремонту оборудования ПС, ЛЭП и сооружений должны производиться по технологическим картам с разработкой проектов производства работ.

3.3.2.19. 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.

3.3.2.20. 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 и инструкциями заводов - изготовителей.

3.3.2.21. 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 оборудования, зданий и сооружений электрических сетей» и ЛНА.

3.3.2.22. Организация планирования, подготовки, производства ремонта и приемки из ремонта подсистем АСУ ТП и средств ТАИ должно обеспечиваться в соответствии с границами зон ответственности (обслуживания).

3.3.2.23. 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.

3.3.2.24. 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.

3.3.2.25. 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.

3.3.2.26. 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 оборудования, зданий и сооружений электрических сетей» и инструкций заводов - изготовителей.

3.3.2.27. Техническое обслуживание устройств РЗА, защиты и автоматики должно проводиться в соответствии с годовыми и месячными графиками технического обслуживания, разрабатываемых на основе перспективных планов технического обслуживания в соответствии с требованиями НПА «Правил организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электрических сетей» и других действующих правил, устанавливающих требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок.

3.3.2.28. 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.

3.3.2.29. 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.

3.3.2.30. Плановый ремонт СДТУ должен производиться в соответствии с годовым графиком ремонта СДТУ.

3.3.2.31. Планирования ремонтов зданий и сооружений должно осуществляться на основании оценки технического состояния в соответствии с установленными требованиями.

3.3.2.32. 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.

3.3.2.33. Ремонты зданий и сооружений по видам подразделяются на текущий и капитальный ремонты.

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.

3.3.2.34. 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.

3.3.2.35. Ремонты в зависимости от планирования подразделяются на:

- плановые;
- неплановые;
- аварийные.

3.3.2.36. Плановый ремонт проводится в соответствии с утвержденными графиками.

3.3.2.37. 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 органом оперативно-диспетчерского управления.

3.3.2.38. Аварийный ремонт проводится для устранения последствий аварий и повреждений для восстановления работоспособности, при этом для объекта диспетчеризации взаимодействие с соответствующим органом оперативно-диспетчерского управления осуществляется в соответствии с установленными требованиями.

3.3.2.39. Перечень ремонтной документации должен соответствовать требованиям «Правил организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электрических сетей» и ЛНА.

3.3.2.40. Квалификация ремонтного персонала, выполняющего работы по ремонту

объектов должна соответствовать требованиям действующих НПА в части выполнения соответствующих установленных требований безопасности, действующих норм и правил безопасности опасных производственных объектов (на которые распространяются установленные требования) и охраны труда.

3.3.2.41. При организации ремонтов до начала работ должно обеспечиваться исправное техническое состояние средств технологического оснащения, диагностирования, контроля и обеспечено выполнение требований по метрологическому обеспечению в соответствии с требованиями законодательства Приднестровской Молдавской Республики.

3.3.2.42. Средства измерений, применяемые при ремонте и техническом обслуживании, должны соответствовать требованиям ГОСТ «Государственная система обеспечения единства измерений. Общие требования к средствам измерения и техническим средствам измерений и техническим системам и устройствам с измерительными функциями».

3.3.2.43. Применяемые средства должны обеспечивать точность измерений, установленную в документации и технических условиях на ремонт, технологической документации и методиках измерений;

3.3.2.44. 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.

### **3.3.3. Принципы технической политики при реализации технического обслуживания и ремонтов на объектах электрических сетей**

3.3.3.1. Основными принципами технической политики при реализации технического обслуживания и ремонтов на объектах электрических сетей являются:

- обеспечение выполнения положений и требований законодательства и положений планирования и организации ремонтов и технического обслуживания настоящей Технической политики;
- обеспечение процессов планирования, реализации и контроля технического обслуживания и ремонтов квалифицированным персоналом;
- наличие в подразделениях 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 оборудования, с выполнением требований по периодичности технического обслуживания и ремонтов в соответствии с установленными требованиями.

3.3.3.2. 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 ГУП «ГК Днестрэнерго» 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 НТД, НПА и ЛНА ГУП «ГК Днестрэнерго»;
- проведение комплексных обследований оборудования, зданий и сооружений на электросетевых объектах в соответствии с требованиями действующих НПА и ЛНА ГУП «ГК Днестрэнерго»;
- 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.

3.3.3.3. 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.

## **3.4. Управление производственными активами**

### **3.4.1. Общие положения**

3.4.1.1. Под управлением производственными активами ГУП «ГК Днестрэнерго» понимается систематическая и координируемая деятельность по нахождению оптимального баланса между затратами на поддержание технического состояния оборудования в соответствии нормативным требованиям, 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.

3.4.1.2. Система управления производственными активами ГУП «ГК Днестрэнерго» должна соответствовать целям, принципам и обеспечивать выполнение задач Стратегии развития электросетевого комплекса Приднестровской Молдавской Республики с учетом Концепции «Цифровая трансформация сетей по передаче электрической энергии».

3.4.1.3. Основные функциональные области системы управления производственными активами:

- управление операционной деятельностью в части технического обслуживания, ремонта и 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.

### **3.4.2. Цели управления производственными активами**

Целью управления производственными активами является повышение эффективности операционных и инвестиционных затрат при обеспечении необходимого уровня надежности электроснабжения потребителей.

### **3.4.3. Принципы управления производственными активами**

Основными принципами управления производственными активами ГУП «ГК Днестрэнерго» являются:

- ориентация на достижение стратегических целей предприятия;
- 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 общей системы управления производственными активами;
- снижение доли оборудования, ЛЭП и сооружений, имеющих высокие и средние уровни технического риска с учетом последствий их отказа;

### 3.4.4. 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 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;
- 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, 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.
- синхронизация развития системы управления производственными активами ГУП «ГК Днестрэнерго» с ведомственными программами профильного и смежных ведомств.

## 3.5. Информационная безопасность

### 3.5.1. Цели и задачи информационной безопасности

**Цели:** Обеспечение устойчивого функционирования информационной инфраструктуры энергетического комплекса ГУП «ГК Днестрэнерго» 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 информационной инфраструктуры и обеспечение ее функционирования, в частности:

- в рамках проведения аттестации нового оборудования и систем в электросетевом комплексе проведение независимого тестирования функций безопасности объектов информационной инфраструктуры на предмет соответствия уровню доверия к программному обеспечению (в части реализованных в них функций безопасности), проведение статистического анализа кода на предмет отсутствия не декларируемых возможностей в программном обеспечении;
- в рамках создания, модернизации, эксплуатации объектов информационной инфраструктуры проведение регулярной оценки масштаба возможных последствий для ГУП «ГК Днестрэнерго», 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 ГУП «ГК Днестрэнерго», присвоение объектам информационной инфраструктуры одной из категорий значимости;
- обеспечение технологической безопасности при применении импортного оборудования, технических устройств, комплектующих, услуг (работ) иностранных компаний и использования иностранного программного обеспечения на объектах электросетевого комплекса;
- разработка отраслевых стандартов информационной безопасности;
- обеспечение безопасности объектов информационной инфраструктуры 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 объектов информационной инфраструктуры и обеспечивающих (управляемых, контролируемых) им процессов;
  - автоматизация процессов обнаружения и предупреждения компьютерных атак на информационную инфраструктуру энергетического комплекса ГУП «ГК Днестрэнерго» с помощью алгоритмов машинного обучения и эвристического анализа;
  - обеспечение функционирования средств защиты информации в соответствии с инструкциями разработчиков;
  - проведение регулярной инструментальной оценки эффективности системы безопасности объектов информационной инфраструктуры энергетического комплекса;
  - обеспечение максимально быстрого восстановления (самовосстановления) объектов информационной инфраструктуры;
  - применение риск-ориентированного управления активами информационной инфраструктуры, организации в рамках процесса эксплуатации проверки и установки

критических обновлений программного обеспечения для элементов сети;

- обеспечение безопасности объектов информационной инфраструктуры в процессе вывода из эксплуатации;
- проведение внутреннего контроля в области обеспечения безопасности объектов информационной инфраструктуры путем осуществления плановых или внеплановых проверок;
- укомплектование подразделений по обеспечению безопасности объектов энергетического комплекса специалистами в области защиты информационных систем, автоматизированных систем управления, информационно-телекоммуникационных сетей;
- повышение уровня знаний работников по вопросам информационной безопасности, организация (пере)подготовки инженеров, техников, администраторов и операторов по вопросам информационной безопасности.

### **3.5.2. Основные принципы развития**

Для обеспечения надежного снабжения потребителей электроэнергией необходимо применять комплексный подход к защите информационной инфраструктуры электрической сети.

Система безопасности объектов информационной инфраструктуры должна создаваться в соответствии с требованиями «О безопасности критической информационной инфраструктуры» и «О персональных данных», а также соответствующими подзаконными нормативно-правовыми актами как типовой комплекс, включающий силы и средства, предназначенные для обнаружения, предупреждения компьютерных атак и ликвидации последствий компьютерных инцидентов.

В целях повышения эффективности планирования и разработки организационных и технических мер по обеспечению безопасности объектов информационной инфраструктуры, обеспечению безопасности конфиденциальной информации при использовании информационно-коммуникационных технологий (далее - мероприятий по обеспечению информационной безопасности) и обеспечения их функционирования на принципах единства подходов, требований, эффективности и надежности необходимо наделить службу АСДУ компетенций по информационной безопасности.

Принимаемые меры по обеспечению безопасности объектов информационной инфраструктуры не должны оказывать отрицательного влияния на функционирование АСТУ, обмен технологической информацией, функций дистанционного управления электросетевым оборудованием и интеллектуальными устройствами.

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 Республики.

### **3.5.3. Основные требования**

**3.5.3.1.** Объектами защиты в контексте обеспечения безопасности информационной инфраструктуры 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, иная критически важная (технологическая) информация, представляющая коммерческую ценность в силу неизвестности третьим лицам.

3.5.3.2. Обеспечение безопасности значимых объектов информационной инфраструктуры осуществляется в зависимости от установленной категории значимости объектов в соответствии с требованиями, установленными на предприятии.

3.5.3.3. Для обеспечения безопасности объектов информационной инфраструктуры, являющихся информационными системами персональных данных, настоящие Требования применяются с учетом Требований к защите персональных данных при их обработке в информационных системах персональных данных.

3.5.3.4. В зависимости от категории значимости и актуальных угроз безопасности информации в системе безопасности объектов информационной инфраструктуры 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 (АУБ);
- 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).

Технические меры по обеспечению информационной безопасности реализуются посредством использования операционных систем программного обеспечения, программных и программно-аппаратных средств - средств защиты информации (в том числе встроенных в общесистемное, прикладное программное обеспечение):

- средства защиты информации от несанкционированного доступа (включая встроенные в общесистемное, прикладное программное обеспечение межсетевые экраны уровня узла);



- межсетевые экраны уровня сети, уровня логических границ сети;
- межсетевые экраны уровня промышленной сети;
- средства обнаружения (предотвращения) вторжений (компьютерных атак) уровня сети;
- межсетевые экраны уровня веб-сервера;
- средства однонаправленной передачи данных (Дата-диод);
- средствами обнаружения (предотвращения) вторжений (компьютерных атак) уровня узла;
- средства антивирусной защиты общего назначения;
- средства антивирусной защиты автоматизированных рабочих мест производственного персонала, промышленных серверов;
- средства антивирусной защиты уровня сети;
- средства (системы) контроля (анализа) защищенности;
- средства управления событиями безопасности;
- средства защиты каналов передачи данных;
- средства предупреждения компьютерных атак;
- системы защищенного удаленного доступа в ЛВС, в том числе средства терминального доступа;
- системы резервного копирования, в том числе средства создания и хранения резервных копий;
- системы управления ключевой информацией.

3.5.3.5. Для обеспечения безопасности информационно-телекоммуникационных сетей настоящие Требования применяются наряду с нормативными правовыми актами органа исполнительной власти, осуществляющего функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в области связи.

3.5.3.6. 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).

В случае отсутствия технической возможности применения граничных маршрутизаторов, сертифицированных на соответствие требованиям по безопасности информации, функции их безопасности подлежат оценке на соответствие требованиям по безопасности в рамках приемки или испытаний.

3.5.3.7. 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).

3.5.3.8. В случае невозможности реализации заявленных целей встроенными средствами защиты информации соответствующий функционал должен обеспечиваться наложенными средствами защиты информации.

3.5.3.9. Средства защиты информации должны применяться в соответствии с инструкциями (правилами) по эксплуатации, разработанными разработчиками (производителями) этих средств, и иной эксплуатационной документацией на средства защиты информации.

3.5.3.10. Применяемые средства защиты информации должны быть обеспечены гарантийной, технической поддержкой.

3.5.3.11. Порядок создания информационных систем, автоматизированных систем управления, систем управления информационно-телекоммуникационными сетями, этапность работ, а также разработка технической и рабочей документации должны соответствовать ГОСТ

«Защита информации. Порядок создания автоматизированных систем в защищенном исполнении. Общие положения» и подзаконным нормативно-правовым актам.

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 объектов информационной инфраструктуры;
- проектирование организационных и технических мер по обеспечению информационной безопасности, разработка рабочей (эксплуатационной) документации;
- внедрение организационных и технических мер по обеспечению информационной безопасности и ввод их в действие, оценка соответствия в форме испытаний или приемки;
- регламентация процессов обеспечения информационной безопасности в ходе эксплуатации.

3.5.3.12. Результаты проектирования системы безопасности объектов информационной инфраструктуры отражаются в проектной документации (эскизном (техническом) проекте и (или) в рабочей документации), разрабатываемой с учетом ГОСТ «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем» и стандартов организации, в соответствии с установленной категории значимости.

3.5.3.13. Защита информации при использовании технологий виртуализации осуществляется в соответствии с ГОСТ «Защита информации при использовании технологии виртуализации».

3.5.3.14. Требования в отношении функциональной безопасности автоматизированных систем управления предприятием, оперативно-технологического управления, технологического управления должны соответствовать ГОСТ МЭК 61508-1-2012, 61508-2-2012, 61508-3-2012.

3.5.3.15. 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.

#### **3.5.4. Оценка соответствия по требованиям информационной безопасности**

3.5.4.1. Под оценкой понимается документ, подтверждающий эффективность принятых организационно-технических мер защиты.

3.5.4.2. Для обеспечения безопасности объектов информационной инфраструктуры без установленной категории значимости должны применяться средства защиты информации, прошедшие оценку соответствия обязательным требованиям по безопасности информации, установленным нормативными правовыми актами, или требованиям, указанным в технических условиях (заданиях по безопасности) не ниже чем по 4 оценочному уровню доверия (ГОСТ ИСО/МЭК 15408) в рамках испытаний или приемки, которые проводятся самостоятельно или с привлечением организаций, имеющих в соответствии с законодательством Приднестровской Молдавской Республики лицензии на деятельность в области защиты информации.

Испытания (приемка) средств защиты информации проводятся отдельно или в составе значимого объекта информационной инфраструктуры в соответствии с программой и методиками испытаний (приемки).

3.5.4.3. Для обеспечения безопасности значимых объектов информационной инфраструктуры должны применяться средства защиты информации, прошедшие оценку на соответствие требованиям по безопасности в форме обязательной сертификации, установленной

законодательством Приднестровской Молдавской Республики.

В случае отсутствия технической возможности применения в значимых объектах сертифицированных средства защиты информации на соответствие требованиям по безопасности информации, функции безопасности средств защиты информации подлежат оценке на соответствие требованиям по безопасности в рамках испытаний или приемки.

Обоснование отсутствия технической возможности приводится в проектной документации на значимые объекты (подсистемы безопасности значимых объектов).

3.5.4.4. Оценка соответствия объектов информационной инфраструктуры техническим требованиям, в том числе требованиям по информационной безопасности, может проводиться в рамках аттестации (проверки качества) в электросетевом комплексе с разработкой и согласованием Задания по безопасности с учетом проведенного анализа угроз безопасности информации, актуальных для среды применения оборудования, материалов и систем в электросетевом комплексе.

### **3.5.5. Ограничения по применению технологий/оборудования**

3.5.5.1. 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 территории Приднестровской Молдавской Республики.

3.5.5.2. Сертифицированные средства защиты информации применяются в случаях, установленных законодательством Приднестровской Молдавской Республики, а также в случае принятия решения предприятием.

3.5.5.3. При реализации технических мер по защите информации не допускается применение алгоритма криптографического хеширования SHA-1, протоколов SNMP v1, v2.

3.5.5.4. К объектам информационной инфраструктуры 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 предприятия;
- 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 ГУП «ГК Днестрэнерго» без контроля со стороны предприятия;
- 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 ГУП «ГК Днестрэнерго».

## **3.6. Метрологическое обеспечение**

### **3.6.1. Общие положения**

3.6.1.1. 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 Приднестровской Молдавской Республики в области метрологического обеспечения.

3.6.1.2. Метрологическое обеспечение осуществляется на всех этапах жизненного цикла объектов электросетевого комплекса (проектирование, ввод в эксплуатацию, постоянная эксплуатация).

3.6.1.3. Приоритетными направлениями технической политики в области метрологического обеспечения являются:

- обеспечение выполнения требований действующего законодательства Приднестровской Молдавской Республики 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, выполняющих работы по калибровке средств измерений ГУП «ГК Днестрэнерго», а также, в случае установления экономической целесообразности, их аккредитация в области обеспечения единства измерений на право выполнения работ по поверке (калибровке) средств измерений.

### **3.6.2. Требования к измерениям**

3.6.2.1. Измерения должны выполняться в соответствии с нормами точности измерения конкретного измеряемого параметра согласно действующим требованиям.

3.6.2.2. Измерения (за исключением прямых измерений) должны выполняться по аттестованным в установленном порядке методикам (методам) измерений.

### **3.6.3. Требования к средствам измерений**

СИ должны быть поверены (откалиброваны) в установленном порядке и иметь действующее 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.

### **3.6.4. Требования к информационно-измерительным системам**

3.6.4.1. Информационно-измерительные системы (включая компоненты) должны быть метрологически обеспечены на всех этапах жизненного цикла в соответствии с

требованиями действующих ГОСТ, стандартов и ОРД ГУП «ГК Днестрэнерго»;

3.6.4.2. Типовые программно-технические комплексы, используемые для создания информационно - измерительных систем, применяемых в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, должны быть утвержденного типа.

### **3.6.5. 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.

## 3.7. Техническое диагностирование и мониторинг состояния

### оборудования ПС и ЛЭП

#### 3.7.1. Общие положения

3.7.1.1. Диагностический контроль технического состояния оборудования ПС и ЛЭП должен по составу, объему и периодичности отвечать действующим требованиям «Объем и нормы испытаний электрооборудования», НПА и ЛНА ГУП «ГК Днестрэнерго», инструкций заводов изготовителей.

3.7.1.2. 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.

3.7.1.3. Внедрение автоматизированных систем мониторинга и технического диагностирования должно осуществляться на основании соответствующего технико-экономического обоснования.

3.7.1.4. 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.

3.7.1.5. Автоматизированные средства диагностирования и АСМД должны оснащаться функцией удаленного доступа к оперативной информации о текущем техническом состоянии оборудования.

3.7.1.6. 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 применению метода (показателя) с рекомендациями по принятию решений при использовании.

3.7.1.7. Метрологическое обеспечение СИ, применяемых для непрерывного контроля с применением АСМД оборудования ПС, должно соответствовать положениям раздела 3.6 Технической политики.

3.7.1.8. 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.

### **3.7.2. Требования к техническому диагностированию и мониторингу состояния оборудования ПС**

3.7.2.1. Техническое диагностирование и оценка технического состояния оборудования ПС должна осуществляться по результатам испытаний и измерений в объеме и в соответствии с НПА «Объем и нормы испытаний электрооборудования» и ЛНА ГУП «ГК Днестрэнерго».

3.7.2.2. Автоматизированные системы мониторинга и диагностики непрерывного контроля должны осуществлять оперативное диагностирование текущего технического состояния оборудования, своевременное выявление возникновения и развития дефектов.

3.7.2.3. Автоматизированные системы мониторинга и диагностики непрерывного контроля рекомендуется применять:

а) силовые Т/АТ 330 кВ 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;

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 330 кВ 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;

3.7.2.4. 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.

### **3.7.3. Техническое диагностирование и мониторинг состояния ВЛ**

3.7.3.1. Для оценки технического состояния ВЛ 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.

3.7.3.2. По мере развития технологий перспективным направлением в мониторинге состояния ВЛ является мониторинг под рабочим напряжением.

3.7.3.3. Для мониторинга состояния ВЛ с целью предупреждения аварийных ситуаций, отказа от 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;
- 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;
- наличие набросов, оборванных (лопнувших) или перегоревших проволок, следов перекрытия, оплавления или вспучивания верхнего повива («фонари»).

3.7.3.4. БПЛА должны быть выполнены в помехоустойчивом исполнении от помех, вносимых в навигационный сигнал БПЛА полем самой линии.

3.7.3.5. 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).

### **3.7.4. Требования к техническому диагностированию и мониторингу состояния КЛ**

3.7.4.1. Техническое диагностирование и оценка технического состояния КЛ должны по составу, объему и периодичности отвечать действующим требованиям «Объем и нормы испытаний электрооборудования», НПА и ЛНА ГУП «ГК Днестрэнерго», инструкций заводов изготовителей.

3.7.4.2. 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 оптоволоконка.

3.7.4.3. 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.

3.7.4.4. По мере развития технологий перспективным направлением в мониторинге состояния КЛ является мониторинг КЛ под рабочим напряжением.

### **3.8. Регулирование напряжения и качества электроэнергии**

3.8.1. В качестве мероприятий по обеспечению не превышения отклонений от допустимых показателей качества электроэнергии в электрической сети 6-330 кВ рассматриваются:

- рациональное построение схем электроснабжения потребителей электрической энергии;
- 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.

3.8.2. В качестве СРН и УКРМ в электрических сетях 35-330 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.

3.8.3. 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 указаниями по проектированию энергосистем.

Перечисленные выше мероприятия и технические средства предназначены для:

- поддержания коэффициента реактивной мощности на шинах подстанций в соответствии с нормативными требованиями;
- обеспечения в соответствии с действующими ГОСТ уровней напряжения и качества электроэнергии в нормальных и установившихся послеаварийных режимах при соблюдении нормативных требований к коэффициенту мощности на шинах подстанций 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.

3.8.4. При проектировании нового строительства, расширения, реконструкции, модернизации и технического перевооружения, для нормализации коэффициентов мощности в ЦП, обеспечения нормированного уровня напряжения и обеспечения качества электроэнергии в точках передачи электрической энергии по сетям 35/110 кВ, следует предусматривать коммутируемые автоматически или вручную БК и ШР;

3.8.5. 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.

3.8.6. 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 35-330 кВ должен определяться в соответствии с «Нормами технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ».

3.8.7. 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.

3.8.8. 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.

## **4. Инструменты реализации Технической политики**

### **4.1. Нормативно-техническое регулирование**

4.1.1. Система нормативно-технического обеспечения ГУП «ГК Днестрэнерго» - 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 Приднестровской Молдавской Республики;
- документов в области технического регулирования;
- функций и задач ГУП «ГК Днестрэнерго»;
- технической политики ГУП «ГК Днестрэнерго».

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 предприятия, для реализации Технической политики ГУП «ГК Днестрэнерго»;
- наличие и своевременную актуализацию перечня НПА, документов в области технического регулирования и ЛНА ГУП «ГК Днестрэнерго» регулирующих и обеспечивающих выполнение требований и положений Технической политики ГУП «ГК Днестрэнерго»;
- необходимый уровень унификации и типизации ЛНА;
- выполнение установленных на предприятии требований и процедур по разработке, рассмотрению проектов соответствующих ЛНА и их утверждению;
- обеспечивать участие ГУП «ГК Днестрэнерго» в разработке НПА и документов в области технического регулирования в соответствии с функциями и задачами ГУП «ГК Днестрэнерго».

### **4.2. Проверка качества (далее - Аттестация) оборудования, материалов и систем**

4.2.1. Система проверки качества (далее - Аттестация) в ГУП «ГК Днестрэнерго» является внутренней системой проверки качества, направленной на обеспечение потребностей предприятия в современном, надежном, безопасном и эффективном оборудовании, материалах и системах для обеспечения эксплуатационной, ремонтной и инвестиционной деятельности, обеспечения надежной и безаварийной работы энергосистемы в целом.

4.2.2. Проведение проверки качества оборудования, материалов и систем направлено на достижение следующих целей:

- обеспечения надежности и безопасности эксплуатации оборудования, материалов и систем за счет предотвращения поставок на объекты ГУП «ГК Днестрэнерго» оборудования, материалов и систем, не соответствующих по своим характеристикам, установленным техническим требованиям, требованиям безопасности, целям и условиям применения;
- исключение возможности поставок на объекты ГУП «ГК Днестрэнерго» оборудования, материалов и систем, не соответствующих требованиям НПА, действующим НТД, ЛНА и требований ГУП «ГК Днестрэнерго»;
- обеспечение выполнения требований технической политики ГУП «ГК Днестрэнерго».

4.2.3. Проверка качества оборудования, материалов и систем, поставляемых на

электросетевые объекты, проводится в соответствии с внутренними документами ГУП «ГК Днестрэнерго» (ЛНА ГУП «ГК Днестрэнерго»).

В ходе процедуры проверки качества проводится проверка соответствия оборудования, материалов и систем требованиям действующих стандартов.

Результатом аттестации является заключение аттестационной комиссии, утвержденное в установленном порядке, действие которого распространяется на оборудование, материалы и системы, поставляемые и эксплуатируемые на объектах ГУП «ГК Днестрэнерго».

Результаты положительной проверки качества оформляются в виде «Перечня рекомендованного к применению оборудования, материалов и систем на объектах ГУП «ГК Днестрэнерго» с размещением на сайте ГУП «ГК Днестрэнерго».

4.2.4. В случае принятия решения о приобретении оборудования, материалов и систем, не включенных в перечень допущенных к применению на объектах ГУП «ГК Днестрэнерго», осуществляется процедура проверки качества в установленном порядке.

Обязанность прохождения проверки качества и получение документа, подтверждающего возможность применения проверенного оборудования, материалов и систем на объектах заказчика 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 ГУП «ГК Днестрэнерго».

4.2.5. 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 разработка Программы инновационного развития (далее - Программа).

Программа должна содержать 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.
- формирования 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;

- 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 Техническую политику ГУП «ГК Днестрэнерго» в качестве базового технического решения для использования в составе проекта нового строительства или комплексной реконструкции.

#### **4.4. Экологическая политика**

Экологическая политика в электросетевом комплексе утверждается техническим советом ГУП «ГК Днестрэнерго» и базируется на действующих законах и иных нормативных правовых актах Приднестровской Молдавской Республики в области охраны окружающей среды. Необходимо в своей деятельности обеспечивать применение самых перспективных требований, направленных на снижение воздействия на окружающую среду, овладеть 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 Приднестровской Молдавской Республики;

- 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 Приднестровской Молдавской Республики.

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 последующей передачей его на уничтожение, специализированным организациям, имеющим соответствующую лицензию;

- 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;

4.4.3. Для достижения экологической безопасности необходимо осуществлять следующие мероприятия:

- выполнять требования законодательства Приднестровской Молдавской Республики и действующих НПА, действующих нормативных документов, договорных обязательств в области охраны окружающей среды;

- обеспечивать учет негативного воздействия на окружающую среду, совершенствование системы производственного экологического контроля и применение предупредительных мер по снижению негативного воздействия;

- 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 Приднестровской Молдавской Республики.

4.4.5. Строительство и реконструкция электросетевых объектов должны осуществляться по утвержденной проектной документации, а также в случаях, установленных действующим законодательством, положительное заключение государственной экологической экспертизы, 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 - 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 должно обеспечиваться выполнением совокупности указанных мер, имеющих синергический эффект.

Повышение энергетической эффективности - 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.

Необходимо 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 Приднестровской Молдавской Республики в сфере энергосбережения и повышения энергетической эффективности, всестороннее техническое обеспечение достижения стратегических целей и задач ГУП «ГК Днестрэнерго» 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 ГУП «ГК Днестрэнерго» 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 ГУП «ГК Днестрэнерго» в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности обеспечивается разработкой мероприятий, направленных на решение следующих задач:



- снижение потерь электроэнергии при ее передаче по сети;
- 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 ГУП «ГК Днестрэнерго»;
- 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 ГУП «ГК Днестрэнерго» для осуществления энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- формирование системы управления энергосбережением на основе внедрения (развития) энергетического менеджмента в соответствии с лучшими мировыми практиками;
- анализ и внедрение передового опыта и технологий;
- обучение на постоянной основе персонала энергосбережению и повышению энергетической эффективности;
- 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 должен быть непрерывным, постоянно декларируемым в ежеквартальных и ежегодных отчётах и обязательным производственным элементом.

4.5.8. В рамках энергетического менеджмента 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 предприятия, 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 предприятия;
- создать реестр технологического и энергопотребляющего оборудования;
- сформировать базовые значения целевых показателей эффективности (энергетических характеристик) на основе целевых показателей программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности предприятия;
- 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.

4.5.9. Необходимо 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. 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:

- 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 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 и энергетической эффективности.

## 5. Перечень принятых сокращений

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
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
ВКС	система видеоконференцсвязи
ВЛ	воздушная линия электропередачи
ВН	высшее напряжение
ВОЛС	волоконно-оптическая линия связи
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
ДЦ	диспетчерский центр
ЕЭС	Единая энергетическая система
ЗРУ	закрытое распределительное устройство
ЗУ	заземляющее устройство
ИБП	источник бесперебойного электропитания
ИИК	измерительно-информационный комплекс точки измерений
ИС	измерительная система (информационно-измерительная система)
ИТС	индекс технического состояния
КА	коммутационный аппарат
КБ	конденсаторная батарея
КЗ	короткое замыкание
КЛ	кабельная линия электропередачи

КРУ	комплектное распределительное устройство
КРУВ	комплектное распределительное устройство с воздушной изоляцией (из смеси азота (N <sub>2</sub> ) и кислорода (O <sub>2</sub> ))
КРУЭ	комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
КЭ	качество электрической энергии
ЛВС	локально-вычислительная сеть
ЛНА	локальные нормативные акты
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
ОРУ	открытое распределительное устройство
ОРЭ	оптовый рынок электроэнергии
ОТУ	оперативно-технологическое управление
ОТУ ЭСК	оперативно-технологическое управление электросетевым комплексом
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
РПН	регулирование напряжения под нагрузкой
РРЛ	радио релейная линия
РУ	распределительное устройство
РЩ	релейный щит
САЦ	ситуационно-аналитический центр
СБП	система бесперебойного питания
СЗ	степень загрязненности атмосферы
СИ	средство измерений

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
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 35-330 кВ
ЦСОИ	центр сбора и обработки информации
ЦУС	центр управления сетями (подразделения Главного диспетчера)
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 сетями
DMS (Distribution Management System)	система управления сетями
OMS (Outage Management System)	система управления аварийно-восстановительными работами
CIM (Common Information Model)	общая модель информации
WFM	планирование рабочего времени сотрудников

**Перечень нормативных документов в области электроэнергетики,  
внедрение или пересмотр которых необходимо осуществить для  
реализации настоящей Технической политики**

- «Стратегия развития электросетевого комплекса Приднестровской Молдавской Республики»;
- Закон Приднестровской Молдавской Республики «Об электроэнергетике»;
- «Правила оптового рынка электрической энергии Приднестровской Молдавской Республики»;
- «Правила доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике»
- «Программа инновационного развития»;
- «Цифровая трансформация сетей по передаче электрической энергии»;
- «Инновационное развитие, энергосбережение и повышение энергетической эффективности»;
- «Экологическая политика в электросетевом комплексе»;
- «Правила технологического функционирования электроэнергетических систем»;
- «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей»;
- «Комплексное определение показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства, и об осуществлении мониторинга таких показателей»
- «Требования к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики»;
- «Требования к информационно-измерительным системам»
- «Методика оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей»;
- «Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электрических сетей»;
- «Требования к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики»;
- «Правила взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики»;
- «Требования к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 35 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики»;
- «Требования к обеспечению защиты информации в автоматизированных системах управления производственными и технологическими процессами на объектах электроэнергетики».
- «Требования безопасности критической информационной инфраструктуры»
- «Методические указания по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-330 кВ».
- «Методические указания по технологическому проектированию линий электропередачи классом напряжения 35-330 кВ».
- ГОСТ «Защита информации. Порядок создания автоматизированных систем в защищенном исполнении. Общие положения»
- ГОСТ «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем»
- ГОСТ «Защита информации при использовании технологии виртуализации».
- ГОСТ МЭК 61508-1-2012, 61508-2-2012, 61508-3-2012, ГОСТ ИСО/МЭК 15408.
- «Коммутаторы энергообъектов. Общие технические требования».
- СТО «Цифровая подстанция. Протокол точной синхронизации времени для измерительных и управляющих систем (на базе МЭК 61588)» (или NTP (SNTP v3+).