

Главный инженер МУП «АЭС»



Э.В. Толстиков

2017 г.

**ПОЛОЖЕНИЕ МУП «АЭС»
О ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКЕ
В ЭЛЕКТРОСЕТЕВОМ КОМПЛЕКСЕ**

Абакан, 2017 г.

Содержание:

1. Введение.....	с. 4
1.1. Стратегические цели Единой технической политики в электросетевом комплексе.....	с.5
1.2. Термины, определения и сокращения.....	с.7
1.3. Анализ текущего состояния объектов электросетевого комплекса.....	с. 22
2. Основные направления Единой технической политики в электросетевом комплексе.....	с. 25
2.1. Развитие электросетевого комплекса.....	с. 25
2.1.1. Общие требования к разработке схем развития электросетевого комплекса.....	с. 26
2.1.2. Основные принципы развития электрических сетей.....	с. 28
2.1.3. Особенности развития электрических сетей города Абакана.....	с. 29
2.2. Основные требования, выполнение которых обязательно в эксплуатации и проектной документации по новому строительству, техническому перевооружению и реконструкции.....	с. 30
2.2.1. Технологии проектирования и производства строительно-монтажных работ в процессе строительства, технического перевооружения и реконструкции подстанций и распределительных устройств.....	с. 30
2.2.2. Основное оборудование.....	с. 36
2.2.3. Силовые трансформаторы.....	с. 36
2.2.4. Коммутационная аппаратура.....	с. 38
2.2.5. Комплектные распределительные устройства.....	с. 38
2.2.6. Токопроводы и ошиновка.....	с. 39
2.2.7. Измерительные трансформаторы.....	с. 39
2.2.8. Ограничители напряжения нелинейные.....	с. 40
2.2.9. Устройства компенсации реактивной мощности.....	с.41
2.2.10. Диагностирование и диагностический мониторинг оборудования ПС.....	с. 42
2.2.11. Релейная защита и автоматика.....	с. 43
2.2.12. Системы сбора и передачи информации.....	с. 49
2.2.13. Система учета электрической энергии.....	с. 54
2.2.14. Мониторинг и управление качеством электроэнергии.....	с. 59
2.2.15. Воздушные линии электропередачи.....	с. 60
2.2.16. Методические подходы при проектировании, обеспечивающие надёжность, долговечность, эффективность ВЛ и минимизацию воздействия на окружающую среду.....	с. 61
2.2.17. Технологии проектирования и производства строительно-монтажных работ в процессе строительства, технического перевооружения и реконструкции ВЛ.....	с. 62
2.2.18. Опоры.....	с. 65
2.2.19. Фундаменты.....	с. 66
2.2.20. Провода, грозозащитные тросы.....	с. 67
2.2.21. Изоляторы и линейная арматура.....	с. 68
2.2.22. Защита от грозовых перенапряжений.....	с. 70
2.2.23. Линейное коммутационное оборудование 0,4-10 кВ.....	с. 70
2.2.24. Диагностирование и мониторинг ВЛ.....	с. 71
2.2.25. Кабельные линии электропередачи.....	с. 72
2.2.26. Технологии проектирования и производства строительно-монтажных работ в процессе строительства, технического перевооружения и реконструкции КЛ.....	с. 74
2.3. Обеспечение безопасности при проектировании и эксплуатации сетевого	

комплекса МУП «АЭС».....	с. 76
2.3.1. Экологическая безопасность.....	с. 78
2.3.2. Охрана труда.....	с. 80
2.3.3. Пожарная безопасность.....	с. 84
2.3.4. Промышленная безопасность.....	с. 91
2.3.5. Безопасность дорожного движения.....	с. 92
2.4. Оперативно-технологическое управление.....	с. 93
2.5. Автоматизированные системы управления.....	с. 99
2.6. Метрологическое обеспечение.....	с. 101
2.7. Эксплуатация оборудования электросетевого комплекса.....	с. 103
2.8. Техническое обслуживание и ремонт.....	с. 105
2.9. Технические средства подготовки производственного персонала.....	с. 129
2.10. Перспективные технологии.....	с. 130
2.11. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности.....	с. 132
3. Реализация Технической политики в электросетевом комплексе МУП АЭС».....	с. 134
3.1. Новое строительство и реконструкция электросетевого комплекса.....	с. 134
3.1.1. Инвестиционные программы МУП «АЭС».....	с. 139
3.1.1.1. Долгосрочная инвестиционная программа предприятия.....	с. 145
3.1.2. Реализация технической политики при проектировании объектов нового строительства, технического перевооружения и реконструкции.....	с. 147
3.2. Обеспечение надежности в условиях исчерпания ресурса оборудования электросетевого комплекса.....	с. 149
3.3. Повышение эффективности эксплуатации и технического обслуживания электросетевого комплекса.....	с. 150
3.4. Внедрение инновационных технологий и оборудования.....	с. 151
3.5. Совершенствование технического обслуживания и ремонта.....	с. 155
4. Управление Технической политикой в электросетевом комплексе МУП "АЭС".....	с. 156
4.1. Органы управления Технической политикой в электросетевом комплексе.....	с. 156
4.2. Организация закупок материально-технических ресурсов и оборудования, работ и услуг.....	с. 157
4.3. Контроль за реализацией Технической политики в электросетевом комплексе МУП «АЭС» и ее актуализация.....	с.158

1. Введение

Настоящее «Положение Муниципального унитарного предприятия города Абакана «Абаканские Электрические Сети» (далее МУП «АЭС») о Технической политике в электросетевом комплексе МУП «АЭС»» (далее - Положение) является внутренним документом МУП «АЭС», разработано в соответствии с действующим законодательством и является основополагающим документом, рекомендованным для применения в деятельности по передаче и распределению электрической энергии.

Соблюдение требований Положения является обязательным для структурных подразделений МУП «АЭС», участвующих в процессе обеспечения повышения надежности и эффективной эксплуатации объектов электросетевого комплекса МУП «АЭС», осуществляющих деятельность по передаче и распределению электрической энергии.

Настоящее Положение о технической политике МУП «АЭС», являясь информационным и методологическим руководством, дополняющим действующие нормативные документы, содержит направления и технические решения комплексного развития производственного процесса МУП «АЭС», рекомендации для использования при эксплуатации и проектировании нового строительства и реконструкции, рекомендуется для организаций, привлекаемых на договорной основе для целей выполнения работ (услуг, поставок) на объектах энергетического комплекса.

Настоящее Положение определяет совокупность взаимосвязанных технических требований, дополняющих действующие нормативные документы, акцентирует внимание на наиболее прогрессивных технических решениях, задает перечень и границы применения тех или иных технических решений, оборудования и технологий, направленных на повышение технического уровня процессов передачи, преобразования и распределения электроэнергии, процессов управления, эксплуатации и развития электросетевого комплекса МУП «АЭС».

1.1. Стратегические цели технической политики в электросетевом комплексе МУП «АЭС»

Цель Технической политики в электросетевом комплексе МУП «АЭС» заключается в определении основных технических направлений, обеспечивающих повышение надежности и эффективности функционирования электросетевого комплекса в краткосрочной и среднесрочной перспективе при надлежащей промышленной и экологической безопасности на основе инновационных принципов развития, обеспечивающих недискриминационный доступ к электрическим сетям всем участникам рынка.

Основные задачи технической политики в электросетевом комплексе:

- 1) Повышение готовности электрических сетей к передаче и распределению электрической энергии для обеспечения надежного снабжения электрической энергией потребителей.
- 2) Развитие структуры оперативно-технологического управления объектами, а также участие в управлении режимами работы гибких элементов сетевой инфраструктуры и потребителей электроэнергии.
- 3) Сокращение капиталовложений и эксплуатационных издержек в объекты за счет оптимизации технических решений при разработке проектной документации, применения современных видов оборудования, строительных конструкций, сокращения площадей, занимаемых объектами электросетевого хозяйства.
- 4) Повышение энергоэффективности применяемых технологий, оборудования, материалов, систем, формирование программы энергосбережения и сокращение технологических потерь электрической энергии в электрических сетях.
- 5) Преодоление тенденции старения основных фондов электрических сетей и электросетевого оборудования путем их модернизации, оптимизации работ по их реконструкции и техническому перевооружению.
- 6) Внедрение и развитие современных систем контроля технического состояния, автоматической диагностики и мониторинга технологического оборудования, систем релейной защиты и противоаварийной автоматики, систем связи, инженерных систем, коммерческого и технического учета электроэнергии.

7) Совершенствование технологий эксплуатации, технического обслуживания и ремонта. Обеспечение профессиональной подготовки эксплуатационного и ремонтного персонала с учетом внедрения новых технологий и инновационного оборудования.

8) Минимизация воздействия на окружающую среду при новом строительстве, реконструкции, эксплуатации и ремонте объектов.

1.2. Термины, определения и сокращения

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИСКУЭ)	Иерархическая система, представляющая собой техническое устройство, функционально объединяющее совокупность метрологически аттестованных измерительно-информационных комплексов точек измерений, информационно-вычислительных комплексов электроустановок на уровне подстанций, информационно-вычислительного комплекса и системы обеспечения единого времени, и выполняющее функции проведения измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, информации о состоянии объектов и средств измерений, а также передачи полученной информации в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом в автоматизированном режиме, получению данных от смежных контрагентов, а также позволяющих производить достоверизацию данных приборов учета, формирования балансов электроэнергии в электросетевом комплексе различной степени детализации, проведение расчетов со смежными участниками ОРЭМ, РРЭМ и ОАО «АТС».
Безопасность дорожного движения	Состояние данного процесса, отражающее степень защищенности его участников от дорожно-транспортных происшествий и их последствий.

Воздушная линия электропередачи (ВЛ)	Устройство для передачи электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изолирующих конструкций и арматуры к опорам, несущим конструкциям, кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях.
Граница балансовой принадлежности	Линия раздела объектов электроэнергетики между владельцами по признаку собственности или владения на ином предусмотренном федеральными законами основании, определяющая границу эксплуатационной ответственности между сетевой организацией и потребителем услуг по передаче электрической энергии (потребителем электрической энергии, в интересах которого заключается договор об оказании услуг по передаче электрической энергии) за состояние и обслуживание электроустановок.
Граница эксплуатационной ответственности	Линия раздела объектов электросетевого хозяйства между сетевой организацией и потребителем услуг по передаче электрической энергии (потребителем электрической энергии, в интересах которого заключается договор об оказании услуг по передаче электрической энергии) по принципу ответственности за состояние и обслуживание электроустановок.
Доступ к информации	Возможность получения информации и ее использования.

Защита информации	Деятельность, направленная на предотвращение утечки защищаемой информации, несанкционированных и непреднамеренных воздействий на защищаемую информацию.
Инновация	Конечный результат инновационной деятельности, получивший воплощение в виде нового или усовершенствованного продукта (товара, работы, услуги), производственного процесса, нового маркетингового метода или организационного метода в ведении бизнеса, организации рабочих мест или во внешних связях.
Интеллектуальная собственность	Результаты интеллектуальной деятельности и приравненные к ним средства индивидуализации юридических лиц, товаров, работ, услуг и предприятий, которым предоставляется правовая охрана.
Информационные технологии	Процессы, методы поиска, сбора, хранения, обработки, предоставления, распространения информации и способы осуществления таких процессов и методов.
Информационно-телекоммуникационная сеть	Технологическая система, предназначенная для передачи по линиям связи информации, доступ к которой осуществляется с использованием средств вычислительной техники.
Информационная система	Совокупность содержащейся в базах данных информации и обеспечивающих ее обработку информационных технологий и технических средств.

Кабельная линия электропередачи (КЛ)	Линия электропередачи, выполненная одним или несколькими кабелями с кабельной арматурой, уложенными непосредственно в землю, кабельные каналы, коллекторы, трубы, на кабельные конструкции.
Конфиденциальность информации	Обязательное для выполнения лицом, получившим доступ к определенной информации, требование не передавать такую информацию третьим лицам без согласия ее обладателя.
Линия электропередачи (ЛЭП)	Электроустановка, состоящая из проводов, кабелей, изолирующих элементов, несущих конструкций, предназначенная для передачи электрической энергии между двумя пунктами ЭЭС с возможным промежуточным отбором.
Метрологическое обеспечение измерений	Установление и применение научных и организационных основ, технических средств, правил и норм, необходимых для достижения требуемой точности измерений.
Модернизация оборудования	Комплекс мероприятий по усовершенствованию действующего электротехнического оборудования путем замены конструктивно измененных базовых узлов основного и вспомогательного оборудования, повышающих надежность, срок службы, мощность, производительность (пропускную способность) установок в целом.

Мониторинг	Непрерывный контроль параметров объекта с применением автоматизированных систем, обеспечивающих сбор, хранение и обработку информации в режиме реального времени с оценкой состояния оборудования.
Несанкционированный доступ к информации	Доступ к информации, нарушающий правила разграничения доступа с использованием штатных средств, предоставляемых средствами вычислительной техники или автоматизированными системами.
Новое строительство	Строительство электросетевых объектов в целях создания новых производственных мощностей, осуществляемое на специально отведенных земельных участках.
Обеспечение безопасности дорожного движения	Деятельность, направленная на предупреждение причин возникновения дорожно-транспортных происшествий, снижение тяжести их последствий.
Оперативно-диспетчерское управление	Комплекс мер по централизованному управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, если эти объекты и устройства влияют на электроэнергетический режим работы энергетической системы и включены соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в перечень объектов, подлежащих такому управлению.

Пилотный проект	Проект, в составе которого предусмотрено применение инновационных технических решений (новой техники, систем управления, защиты и диагностики и т.д.), с целью их апробации на конкретном объекте.
Прибор учёта электрической энергии	Средство измерений количества электрической энергии (активной и/или реактивной), соответствующее требованиям нормативных правовых актов Российской Федерации по учету электрической энергии.
Проектная документация	Материалы в текстовой форме и в виде карт (схем) и определяющую архитектурные, функционально-технологические, конструктивные и инженерно-технические решения для обеспечения строительства, реконструкции объектов капитального строительства, их частей, капитального ремонта.
Распределительный пункт	Устройство, в котором установлены аппараты защиты и коммутационные аппараты (или только аппараты защиты) для отдельных электроприемников или их групп (электродвигателей, групповых щитков).

Реконструкция объектов капитального строительства (за исключением линейных объектов) Изменение параметров объекта капитального строительства, его частей (высоты, количества этажей, площади, объема), в том числе надстройка, перестройка, расширение объекта капитального строительства, а также замена и (или) восстановление несущих строительных конструкций объекта капитального строительства, за исключением замены отдельных элементов таких конструкций на аналогичные или иные улучшающие показатели таких конструкций элементы и (или) восстановления указанных элементов.

Реконструкция линейных объектов Изменение параметров линейных объектов или их участков (частей), которое влечет за собой изменение класса, категории и (или) первоначально установленных показателей функционирования таких объектов (мощности, грузоподъемности и других) или при котором требуется изменение границ полос отвода и (или) охранных зон таких объектов.

Релейная защита и автоматика (РЗА) Релейная защита, сетевая автоматика, противоаварийная автоматика, режимная автоматика, регистраторы аварийных событий и процессов и технологическая автоматика объектов электроэнергетики.

Система защиты информации Совокупность программных и технических средств защиты информации и средств контроля эффективности защиты информации.

Система обеспечения информационной безопасности	Совокупность систем защиты информации и комплекс поддерживающих её организационных и технических мер противодействия угрозам.
Система управления качеством электроэнергии	Совокупность технических и организационных средств и мероприятий, направленных на контроль и достижение оптимальных параметров качества электроэнергии.
Средство измерений	Техническое средство, предназначенное для измерений/преобразований, имеющее нормированные метрологические характеристики, воспроизводящее и/или хранящее единицу физической величины, размер которой принимают неизменной (в пределах установленной погрешности) в течение известного интервала времени.
Территориальная энергосистема	энергосистема в пределах территории одного или нескольких субъектов Российской Федерации;
Техническая политика	Система целей, способов и форм воздействия, направленных на получение совокупности новых технических решений, обеспечивающих повышение эффективности, надежности, технического уровня и промышленной безопасности, создание и освоение новых технологий и техники передачи и распределения электроэнергии.

Техническое обслуживание Комплекс работ, направленных на поддержание работоспособности или исправного состояния оборудования, конструкций и устройств, их надежной, безопасной и экономичной эксплуатации, проводимых с определенной периодичностью и последовательностью.

Техническое перевооружение Комплекс работ на действующих объектах электрических сетей, направленный на повышение их технико-экономического уровня. Техническое перевооружение состоит в замене морально и физически устаревшего оборудования, конструкций и материалов новыми, более совершенными, с оптимизацией схем и компоновок и внедрение автоматизированных и автоматических систем управления и контроля и других современных средств управления производственным процессом, совершенствовании подсобного и вспомогательного хозяйства объекта в пределах ранее выделенных земельных участков.

Комплексное техническое перевооружение - полное или частичное обновление элементов объекта.

Техническое регулирование Правовое регулирование отношений в области установления, применения и исполнения обязательных требований к продукции или к связанным с ними процессам проектирования (включая изыскания), производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, а также в области установления и применения на добровольной основе требований к продукции, процессам проектирования (включая изыскания), производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, выполнению работ или оказанию услуг и правовое регулирование отношений в области оценки соответствия.

Управление ресурсом оборудования Обеспечение облегченных режимов работы оборудования и проведение своевременных профилактических ремонтов по результатам диагностирования и мониторинга на период до планового ремонта.

Центр питания Распределительное устройство вторичного напряжения понижающей подстанции энергосистемы, имеющей устройство для регулирования напряжения, к которому присоединены электрические сети конкретного энергорайона.

Эксплуатация	Комплекс работ по ведению требуемого режима работы оборудования, производству переключений, осмотров, диагностированию технического состояния оборудования, подготовки его к производству ремонта, технического обслуживания, выполняемых специально подготовленным и допущенным персоналом, контролю за соблюдением на объектах стандартов, норм, правил, инструкций, организации устранения отклонений от НТД и причин их вызывающих, планированию и приемке результатов технического обслуживания, ремонтов, модернизации, технического перевооружения, реконструкции и развития электрических сетей.
Электрическая подстанция (ПС)	Электроустановка, предназначенная для преобразования и распределения электрической энергии.
Электрическая сеть	Совокупность электрических ПС, распределительных устройств и соединяющих их ЛЭП, предназначенная для передачи и распределения электрической энергии.
Электросетевые конструкции	Строительные конструкции, входящие в состав действующей электроустановки, на которых располагается электротехническое оборудование.
Электроустановка	Совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, передачи, распределения и преобразования электрической энергии в т.ч. в другие виды энергии.

Энергетическая система (энергосистема)	Совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режимов в непрерывном процессе производства, преобразования, передачи и распределения электрической и тепловой энергии при общем управлении этим режимом.
Энергетическая эффективность передачи электроэнергии	Количественная оценка эффективности процесса передачи электроэнергии, характеризующая уровень технологии, используемой для преобразования и сохранения параметров источника энергии.
Энергосбережение	Реализация 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).
Электросетевой комплекс (ЭСК)	Совокупность объектов электросетевого хозяйства, включая распределительные сети города Абакана.
Эффективность	Отношение затраченных ресурсов к полученным результатам. Приоритетной (основной) оценкой эффективности является снижение удельных затрат и минимизация совокупной стоимости владения в течении жизненного цикла.

Список сокращений

АВР	автоматический ввод резерва (резервного питания);
АИИСКУЭ	автоматизированная информационно-измерительная система контроля и учета электрической энергии;
АПВ	автоматическое повторное включение;
АРМ	автоматизированное рабочее место;
АСУ	автоматизированная система управления;
АТ/Т	автотрансформатор/трансформатор;
БСК	батарея статических конденсаторов;
ВДТ	вольтодобавочный трансформатор;
ВЛ	воздушная линия электропередачи;
ВЛЗ	воздушная линия с защищенными проводами;
ВЛИ	воздушная линия с самонесущими изолированными проводами;
ВН	высшее напряжение;
ВТСП	высокотемпературная сверхпроводимость;
ДГУ	дизель-генераторная установка;
ЗРУ	закрытое распределительное устройство;
ЗТП	закрытая трансформаторная подстанция;
ЗУ	заземляющее устройство;
ИС	измерительная система (информационно-измерительная система);
ИТКИ	информационно-телекоммуникационная система;
ИЭС	интеллектуальная энергосистема;
КА	коммутационный аппарат;
КЛ	кабельная линия электропередачи;
КРУ	комплектное распределительное устройство;
КС	комплектные стационарные распределительные устройства одностороннего обслуживания;
КТП	комплектная трансформаторная подстанция;
ЛЭП	линия электропередачи;
МТП	мачтовая трансформаторная подстанция;
НИОКР	научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы;
НН	низшее напряжение;

НПА	нормативные правовые акты;
НТД	нормативно-технический документ;
ОД	отделитель;
ОДУ	оперативное диспетчерское управление в электроэнергетике;
ОЗЗ	однофазное замыкание на землю;
ОПН	ограничитель перенапряжения нелинейный;
ОРД	организационно-распорядительный документ;
ОРУ	открытое распределительное устройство;
ОСИ	опорно-стержневая изоляция;
ОЭС	объединенная энергетическая система;
ПИН	присоединение измерения напряжения;
ПТК	программно-технический комплекс;
РАСП	регистрация аварийных событий и процессов;
РД	руководящий документ;
РЗ	релейная защита;
РЗА	релейная защита и автоматика;
РКУ	расчетные климатические условия;
РП	распределительный пункт;
РПН	регулирование напряжения под нагрузкой;
РРЛ	радио релейная линия;
РРТП	расширение, реконструкция и техническое перевооружение;
РС	распределительная электрическая сеть;
РТП	распределительная трансформаторная подстанция;
РУ	распределительное устройство;
РЭС	район электрических сетей;
ПА	противоаварийная автоматика;
ПБВ	переключение ответвлений без возбуждения;
ПС	подстанция;
ПТЭ	Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей;
ПУЭ	Правила устройства электроустановок;
СЗА	степень загрязненности атмосферы;
СИ	средство измерений;

СИП	самонесущий изолированный провод;
СМР	строительно-монтажные работы;
СН	среднее напряжение;
СМ	система мониторинга;
СПЗ	совмещенное производственное здание;
СУР	система управления рисками;
ТН	трансформатор напряжения;
ТОиР	техническое обслуживание и ремонт;
ТП	трансформаторная подстанция;
ТСН	трансформатор собственных нужд;
ТТ	трансформатор тока;
ТЭО	технико-экономическое обоснование;
УКВ	ультракороткие волны (радиоволны);
УРОВ	устройство резервирования при отказе выключателя;
ЭМС	электромагнитная совместимость;
ЭСК	электросетевой комплекс.

Для обозначения обязательности выполнения технических требований в Положении применяются понятия «должен», «следует», «необходимо» и производные от них. Требования обязательности не распространяются на правовую самостоятельность органов управления МУП «АЭС» при принятии ими решений в рамках их компетенции в соответствии с действующим законодательством и уставом МУП «АЭС».

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

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

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

При выборе рациональных размеров и норм необходимо учитывать опыт эксплуатации и монтажа, требования электрической и экологической безопасности.

1.3. Анализ текущего состояния объектов электросетевого комплекса

На 01.01.2017 года общая протяжённость воздушных и кабельных линий электропередачи электросетевого комплекса составляет:

- ВЛ напряжением 110 кВ – 4,666 км;
- ВЛ напряжением 10 кВ – 165,16 км;
- ВЛ напряжением 0,4 кВ – 339,72 км;
- КЛ напряжением 10 кВ – 383,93 км;
- КЛ напряжением 0,4 кВ – 299,35 км;

Общее количество трансформаторных подстанций и распределительных пунктов напряжением 10 кВ и выше, общей установленной мощностью 385,589 МВА, находящихся в эксплуатации, составляет:

- ПС напряжением 110 кВ - 1 ед.;
- ТП напряжением 10 кВ - 403 ед.;
- РП напряжением 10 кВ - 23 ед.;

Состояние производственных активов сетей МУП «АЭС» характеризуется следующим объемом оборудования со сверхнормативным (более 25 лет) сроком службы: 34,3% для подстанций и 28,48% для ЛЭП-10 и 0,4 кВ, при этом доля оборудования находящегося в эксплуатации более 40 лет: 17,39% для подстанций и 18,22% для ЛЭП-10 и 0,4 кВ.

По состоянию на 01.01.2017г. доля основного оборудования и ЛЭП, находящихся в эксплуатации более 25 лет, в разрезе классов напряжения составила:

- воздушные линии 10 кВ – 36,67% (60,565 км);
- воздушные линии 0,4 кВ – 49,32% (167,555 км);
- кабельные линии 10 кВ – 12,96% (49,749 км);
- кабельные линии 0,4 кВ – 14,97% (44,827 км);
- трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ – 34,3% (142 шт.)

Потери электроэнергии в сетях по состоянию на 31.12.2016 года составили 65 764 тыс. кВтч (11,1%). Данный показатель в сравнении с утвержденным планом на 2016 год в относительной оценке выше на 5,51 %.

Установленное на объектах МУП «АЭС» основное электротехническое оборудование, функционирующее в непрерывном производственном цикле, определяющее надежность и экономичность работы, изготовлено, в основном, в

пятидесятые-семидесятые годы прошедшего столетия и уступает современным разработкам по техническим характеристикам, массогабаритным показателям и показателям надежности, требует периодического, возрастающего по объемам с ростом срока службы ремонтного обслуживания.

Существующие в настоящее время на объектах МУП «АЭС» автоматизированные системы учета электроэнергии в основном соответствуют техническим требованиям оптового рынка электроэнергии. Для обеспечения надежной работы ежегодно с 2014 года обновляется парк машин и механизмов, для чего в утвержденной инвестиционной программе Муниципального унитарного предприятия города Абакана «Абаканские электрические сети» на 2015-2019гг запланировано выделение средств по статьям: приобретение автотранспорта; телемеханика, развитие радио и технологической связи.

Наиболее часто встречающимися причинами повреждений оборудования подстанций являются износ оборудования, недостатки эксплуатации и ремонтов, а также дефекты изготовления оборудования.

Основные причины повреждения линий электропередачи – грозовые отключения, загрязнение изоляции, воздействие сторонних лиц и организаций, воздействия природного и техногенного характера. Также остается стабильно высоким количество технологических нарушений из-за падения деревьев.

В распределительных электрических сетях, находящихся на балансе предприятия, используются сети напряжением 0,4-10 кВ. Муниципальным унитарным предприятием города Абакана «Абаканские электрические сети» в соответствии с принятой учетной политикой применяется линейный метод начисления амортизации по объектам основных средств. Средняя степень физического износа оборудования в динамике за последние 3 года представлена в Таблице:

№пп	Наименование	Износ оборудования, %		
		2014г.	2015г.	2016г.
1	ПС 110/10 кВ	61,96	68,27	74,58
2	Оборудование ТП-10/0,4 кВ; РП-10 кВ; РТП-10 кВ	39,17	41,01	44
3	ВЛ-110 кВ	18,55	20,55	22,55
4	ВЛ-10 кВ	37,75	37,68	41,06
5	ВЛ-0,4 кВ	29,63	34,28	39,32
6	КЛ-10 кВ	29,86	30,23	31,74

7	КЛ-0,4 кВ	31,79	32,77	32,63
8	Средний износ	35,61	36,34	39,13

Ежегодно предприятием принимается на техническое обслуживание, а в дальнейшем и в муниципальную собственность, бесхозное имущество, расположенное на территории муниципального образования г. Абакан и брошенное собственниками по различным причинам. По предварительным оценкам степень износа принимаемого бесхозного имущества составляет от 40 до 85%.

Средний процент принятых ветхих сетей в сравнении с общим числом имущества, передаваемого Комитетом муниципальной экономики Администрации г.Абакана сетей ориентировочно составляет 14-18%.

2. Основные направления технической политики в электросетевом комплексе

В разделе изложены перспективные технические решения, технологии, важнейшие характеристики основных видов оборудования, а также ограничения по применению устаревших технологий и оборудования.

2.1. Развитие электросетевого комплекса

Электрическая сеть МУП «АЭС» обеспечивает передачу электроэнергии от подстанций, объектов генерации и объектов других собственников до центров распределения - распределительных подстанций с доведением ее до конечных потребителей, а также обеспечивает передачу и распределение электроэнергии от электростанций, присоединенных к данным сетям.

При развитии электрических сетей необходимо руководствоваться следующими основными критериями:

- *надежность*: электрическая сеть должна обеспечивать выдачу мощности электрических станций, транспорт электрической энергии и энергоснабжение потребителей для нормальной и основных ремонтных схем, при нормативных аварийных возмущениях;

- *доступность*: электрическая сеть должна обеспечивать всем субъектам оптового/розничного рынков электроэнергии и мощности условия для беспрепятственной поставки на рынок своей продукции (электроэнергии и мощности) на конкурентной основе при наличии спроса на нее; обеспечивать всем субъектам оптового/розничного рынков возможности получения электроэнергии и мощности в необходимом объеме с требуемой надежностью и качеством, удовлетворяющим нормативным требованиям;

- *экономичность*: развитие сети должно обеспечивать максимальную экономичность при условии обеспечения требуемого уровня надежности, в том числе способствовать снижению затрат и потерь на передачу электроэнергии, а также на эксплуатацию оборудования;

- *Необслуживаемость*: развитие сети должно обеспечить минимизацию потребности участия человек в процессах эксплуатации, техническом обслуживании и управлении.

- *гибкость*: электрическая сеть должна обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять ее поэтапное развитие и иметь резервы для адаптации к изменениям внешних условий (рост нагрузок и развитие электростанций, изменения направления и величины потоков мощности и др.);

- *эффективность*: развитие электрической сети должно осуществляться для достижения наилучших экономических показателей энергосистемы в целом при максимальной оптимизации использования имеющихся производственных активов независимо от форм собственности объектов электроэнергетики;

- *инновационность*: проектирование развития электрической сети должно осуществляться с учетом последних достижений науки и техники;

- *экологичность*: развитие электрической сети должно соответствовать требованиям охраны окружающей среды, предусматривать внедрение инновационных решений, способствующих снижению негативного воздействия объектов электроэнергетики на окружающую среду, а также исключению случаев нанесения ущерба окружающей среде;

- *безопасность*: развитие электрической сети должно быть направлено на обеспечение энергобезопасности не только электросетевого комплекса МУП «АЭС», но и смежных региональных энергосистем.

2.1.1. Общие требования к разработке схем развития электросетевого комплекса и схем выдачи мощности объектов генерации

Развитие электрических сетей схемы электроснабжения города Абакана должно быть синхронизировано с прогнозами развития ее потребителей электрической энергии и генерирующих мощностей в соответствии со схемой и программами развития энергетики города Абакана и обеспечивать:

- а) передачу мощности в объеме, необходимом для обеспечения прогнозного максимума потребления в энергосистеме города в нормальной схеме сети при использовании имеющегося в энергосистеме собственного резерва мощности;

- б) покрытие максимума нагрузки энергосистемы после аварийного отключения одного элемента из связей рассматриваемой энергосистемы со смежными региональными энергосистемами в нормальной схеме сети.

Схема энергосистемы должна определяться для условий температурной нормы и наиболее холодной пятидневки с учетом:

а) данных о заявках на технологическое присоединение к электрическим сетям;

б) программ социально-экономического развития субъектов Российской Федерации на среднесрочную перспективу в части электроэнергетики;

в) схем и среднесрочных целевых программ, федеральных адресных инвестиционных программ, ведомственных целевых программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации;

г) прогнозов изменения макроэкономической ситуации;

д) среднесрочных планов по реализации федеральных и региональных программ энергосбережения.

Общие требования к разработке схем развития электрических сетей

1. Технические, экономические и экологические требования к электрическим сетям нового поколения:

а) электрическая и экологическая безопасность функционирования сетевых объектов;

б) надежность электроснабжения с учетом требований потребителя и объемов потребления электроэнергии;

в) нормированный уровень качества электрической энергии;

г) адаптивность электрических сетей к динамично развивающимся районам, применению новых технологий обслуживания сетевых объектов и их автоматизации.

2. В схемах развития электрических сетей обосновываются и определяются:

а) основные технические направления развития электрических сетей;

б) требуемые объемы нового строительства, технического перевооружения и реконструкции распределительных электрических сетей;

в) допустимые значения токов КЗ;

г) необходимость компенсации емкостных токов замыкания на землю в сетях 10 кВ;

д) общие требования к организации системы учета электрической энергии;

е) требования по сетевому резервированию и применению автономных источников электроснабжения;

ж) принципы перехода к инновационным технологиям «интеллектуальных сетей».

3. При разработке схем развития электрических сетей должны быть учтены следующие документы и исходные данные:

3.1. План развития города Абакан, утвержденные планы социально-экономического развития города Абакан, включающие в себя:

- а) планируемые объемы промышленного и гражданского строительства;
- б) перспективы развития инженерной и технологической инфраструктуры;
- в) планы нового строительства или расширения существующих в регионе объектов энергетики;

4. Результаты разработки схем перспективного развития должны включать в себя:

а) реализацию новых требований топологического построения электрической сети и выбор схемных решений на расчетный период времени;

б) рекомендации по объемам нового строительства, расширению, реконструкции и техническому перевооружению сетевых объектов;

в) технические мероприятия, направленные на увеличение пропускной способности сети;

г) мероприятия по повышению надежности, управляемости и контроля параметров электрической сети и ее элементов;

д) мероприятия по энергоэффективности и энергосбережению, включая рекомендации по снижению технических и коммерческих потерь;

е) разработку предложений по совершенствованию эксплуатации и применению передового оборудования, изделий, материалов, а также инновационных технологий при строительстве, реконструкции и техническом перевооружении электросетевых объектов.

2.1.2. Основные принципы развития электрических сетей

Принципы развития схем электрических сетей

1. В схемах развития электрических сетей должны быть рассмотрены вопросы и выполнены технико-экономические обоснования по переводу сетей и ЛЭП на более высокий уровень напряжения.

2. Построение схем электрических сетей должно обеспечивать:

а) заявленные уровни надежности электроснабжения для каждой группы потребителей;

б) требуемое качество электроэнергии у потребителей;

в) оптимизацию потерь электроэнергии в элементах сети;

г) адаптивность к изменениям электрических нагрузок (в том числе к профилям их суточных графиков в различных метеоусловиях);

д) оптимальные эксплуатационные затраты.

3. Развитие и построение распределительных электрических сетей напряжением 10 кВ должно осуществляться на основе утвержденных схем перспективного развития и согласовываться со схемами развития МУП «АЭС».

4. Места установки распределительных трансформаторных подстанций (центров питания), их мощность выбирается в зависимости от размещения центров нагрузки, а также их категоричности и технических параметров.

5. Подключение трансформаторных подстанций во вновь застраиваемых районах города многоквартирными жилыми домами, как правило, должно выполняться от РТП по двухлучевой схеме, в застроенной части города подключение трансформаторных подстанций выполнять по кольцевой либо петлевой схеме.

6. В застроенной части города многоквартирными жилыми домами при реконструкции воздушные линии 10 кВ должны меняться на кабельные линии.

7. Центр питания с высшим напряжением 10 кВ должен подключаться не менее чем к двум независимым источникам питания и иметь не менее двух силовых трансформаторов.

8. Подключение центра питания к существующей сети может производиться по одноцепным, двухцепным ЛЭП, а также ЛЭП с большим количеством цепей с учетом требований по надежности электроснабжения и категоричности потребителей, подключенных к данному центру питания.

2.1.3. Особенности развития электрических сетей города Абакана

В городе Абакане, во вновь застраиваемой части многоквартирными жилыми домами, должны преимущественно использоваться кабельные линии электропередачи различных классов напряжения, а проходящие по их территории воздушные линии электропередачи должны постепенно заменяться кабельными линиями.

Воздушные линии электропередачи, вновь строящиеся, реконструируемые должны выполняться с использованием изолированных проводов с применением арматуры, обеспечивающей их подвеску.

Вновь сооружаемые подстанции 10/0,4 кВ должны выполняться в закрытом исполнении с применением компактного первичного электротехнического оборудования и иметь минимальные размеры, обеспечивающие при этом надлежащий

уровень безопасности, в том числе экологической, и удобство эксплуатации, а также вписываться в архитектурный облик ландшафта города.

Схема электроснабжения в городе Абакане должна обеспечивать минимальное время восстановления электроснабжения потребителей при возникновении аварийных режимов, посредством применения сетевого резервирования, секционирования сети, применения быстродействующих устройств АВР.

В послеаварийном режиме, восстановление электроснабжения потребителей должно производиться в последовательности, зависимой от важности объекта в системе функционирования и жизнеобеспечения города (системы теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения, больницы, детские учреждения, средства регулирования автомобильных дорог, связь, телевидение, радио и др.). Такие потребители должны дополнительно располагать собственной системой жизнеобеспечения, оснащенной автономным источником электроснабжения.

При проектировании систем электроснабжения следует предусматривать резервирование электрической мощности (с учетом пропускной способности электрических сетей) в размере не менее 10% от максимальной нагрузки, предусмотренной имеющимися планами перспективного развития. Для оценки балансов мощности и энергии необходимо учитывать значения минимальной расчетной температуры, характерные для нашего климатического района.

2.2 Основные требования, выполнение которых обязательно в эксплуатации и проектной документации по новому строительству, техническому перевооружению и реконструкции

2.2.1. Технологии проектирования и производства строительного-монтажных работ в процессе строительства, технического перевооружения и реконструкции подстанций и распределительных устройств.

Основные требования, выполнение которых обязательно в проектной документации по новому строительству, техническому перевооружению и реконструкции ТП, РП, РТП:

- Питаящая и распределительная электрическая сеть должна быть построена таким образом и с такими параметрами, чтобы была обеспечена возможность качественной поставки электроэнергии потребителям с требуемой категорией надежности энергопринимающих устройств.

• В процессе развития электрических сетей 0,4-10кВ необходимо преследовать цель повышения надежности технико-экономических показателей, а также соответствия качества напряжения требованиям нормативно-технической документации.

• В сетях с КЛ напряжением 0,4-10кВ следует применять радиально-кольцевую схему с организацией наиболее рационального использования силового электросетевого оборудования и возможностью гибкого деления сети для оптимизации режимов работы электросетевого оборудования и перераспределения нагрузок между ТП, РП, РТП.

Электроснабжение потребителей должно осуществляться от ТП, РП, РТП, подключенных двумя взаиморезервируемыми линиями к двум независимым источникам питания. Между вновь сооружаемыми и существующими ТП, РП, РТП необходима организация связующей сети.

В ТП рекомендуется применять автоматическое включение резерва по стороне 10 и 0,4 кВ.

Для электроснабжения электроприемников первой категории на объектах массового скопления людей должны быть предусмотрены стационарные дизель-генераторы.

Для электроснабжения электроустановок в распределительных электрических сетях следует применять:

- блочные комплектные трансформаторные подстанции полной заводской готовности;

- распределительные пункты (РП);

- распределительные трансформаторные подстанции (РТП);

Схемы электрические принципиальные РУ, ТП должны обеспечивать:

- обоснованную надежность функционирования конкретной ТП и прилегающей сети с учетом резервирования от других центров питания;

- удобство эксплуатации, 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;

- техническую гибкость, заключающуюся в возможности быстрой адаптации электроустановки к изменяющимся режимам работы электроустановки, в т.ч. при плановых и аварийно-восстановительных ремонтах, выполнении работ по расширению

- и/или реконструкции РУ, а также при проведении испытаний элементов РУ;
- компактность;
 - технически обоснованную экономичность, в том числе:
- схемы электрические принципиальные РУ, ТП должны быть типовыми, при этом, как правило:
 - при сооружении РУ должны применяться простые схемы;
 - для РУ 10 кВ должны применяться схемы с одним выключателем на присоединение;
 - выбор количества и мощности трансформаторов 110 кВ и ниже необходимо проводить с учетом их перегрузочной способности;
 - применяемые схемы должны обеспечивать возможность расширения РУ в перспективе; при отсутствии исходных данных по количеству перспективных присоединений следует закладывать возможность расширения:
 - для РУ -110 кВ - не менее чем на четыре присоединения;
 - для РУ -10 кВ, питающих энергоустановки потребителей, - не менее чем на 8 присоединений.

При проектировании ТП, РП, РТП рекомендуется руководствоваться следующими базовыми принципами:

- строительные конструкции зданий и инженерных сооружений электрических подстанций, закрытых ТП и РП должны обеспечивать требуемую надежность при их сроке эксплуатации не менее 50 лет;
- при проектировании ТП должны, как правило, применяться типовые решения, учитывающие влияние на строительные конструкции электроустановок (электросетевые конструкции) электромагнитных, тепловых и электродинамических воздействий в нормальных и аварийных режимах работы электрической сети;
- сокращение площадей ТП путем оптимизации схемно-компоновочных решений, при условии сохранения надежности и ремонтпригодности;
- с целью повышения надежности функционирования ТП, РП, РТП за счет повышения готовности оборудования, минимизации влияния "человеческого фактора", исключения влияния внешних климатических факторов, а также с целью повышения безопасности оперативного и ремонтного персонала, минимизации влияния ТП на экологию, их компактности и повышения эстетического вида, оптимизации эксплуатации, необходимо:

- вновь сооружаемые и реконструируемые РУ 10 кВ, с количеством питаемых присоединений 4 и более, выполнять закрытыми с применением традиционного оборудования;

-применяемое в ТП,РП, РТП оборудование должно быть унифицированное, конструкция и типоразмеры должны быть идентичны;

- ТП,РП, РТП должны быть с внутренним обслуживанием;

- конструкция отдельностоящих ТП,РТП должна обеспечивать естественную вентиляцию силовых трансформаторов ;

- в ТП,РП, РТП должно быть предусмотрено место для установки систем АИИСКУЭ и телемеханики.;

- ТП, РП, РТП должны быть взрывобезопасными и обеспечивать локализацию повреждения присоединения 10кВ;

- при новом строительстве и реконструкции ТП должна предусматриваться возможность их расширения в перспективе за счет:

- увеличения трансформаторной мощности путем замены Т на Т следующей мощности (из ряда номинальных мощностей) или установки дополнительного Т (с соответствующим обоснованием);

- увеличения количества присоединений путем резервирования места, а в случае, если расширение планируется ранее пяти лет с момента ввода ТП - путем обеспечения готовности ячеек;

- для отопления зданий ТП рекомендуется использовать пожаробезопасные энергосберегающие электрообогреватели с терморегуляторами;

- при проектировании и новом строительстве, комплексном техническом перевооружении и реконструкции трансформаторы рекомендуется устанавливать на каретки при наличии рельсовых путей перекачки или подъездной железной дороги; при отсутствии путей перекачки и соответствующем обосновании допускается безрельсовая (бескареточная) установка с применением специальных подставок, для обеспечения возможности доступа к дну бака трансформатора;

- минимизация производства земляных работ за счёт применения различных типов сборных железобетонных и свайных фундаментов, малозаглубленных и поверхностных фундаментов;

- при проектировании и строительстве зданий ТП ,РП,РТП преимущественно применять каркасные или модульные конструкции зданий с облицовкой сэндвич-

панелями; применение кирпича допускается при специальном обосновании, в том числе по требованиям безопасности;

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

- при устройстве маслоприемных устройств маслonaполненного оборудования использовать метод заливного армированного бетона с использованием полимерных добавок для улучшения характеристик бетона;

- окраску бетонных поверхностей осуществлять маслостойкой краской для защиты поверхности от трансформаторного масла;

- применение новых эффективных материалов для ограждающих и кровельных конструкций, полов и отделки помещений зданий;

- в служебных и производственных помещениях, в зависимости от функционального назначения, использовать напольные покрытия, такие, как коммерческий линолеум, керамическая плитка, плитка из керамогранита, а также наливные полы на основе полиуретана или эпоксидных смол, как самые прочные и износостойкие;

- 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%;

- при ремонте фасадов административных зданий, кроме традиционного использования фасадных красок, возможно использование технологии "вентилируемый фасад", эти работы допускается проводить только после комплексного обследования технического состояния строительных конструкций зданий и сооружений специализированной организацией;

- выполнение экологических мероприятий в соответствии с действующим природоохранным законодательством;

- объединение проектных решений в единый архитектурно-промышленный комплекс, применение единого корпоративного стиля оформления фасадов зданий и сооружений

с использованием элементов утвержденного корпоративного стиля (цветовые решения, эмблемы и т.п.).

Генеральный план и компоновочные решения подстанций, 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 чрезвычайных ситуаций.

При конкретном проектировании ТП,РП,РТП необходимо индивидуально подходить к выбору схемы РУ, состава компонентов комбинированных коммутационных аппаратов 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) ТП,РП,РТП путем проведения их технико-экономического сравнения.

Здания и сооружения ПС с напряжением 10-110 кВ (КРУ, ЗРУ, ОПУ)

При проектировании и строительстве зданий и сооружений подстанций конструкция крыши должна быть двух- или четырех- скатной.

Здания и сооружения подстанций, без обслуживающего персонала, должны быть выполнены в блочно-модульном исполнении.

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 гигиенических условий для людей;
- пожаро- и взрывобезопасности.

Для создания благоприятных условий при эксплуатации зданий и сооружений необходимо контролировать, чтобы системы водоотвода атмосферных осадков и грунтовых вод были выполнены в соответствии с проектной документацией и в

дальнейшем поддерживались в исправном состоянии в соответствии требованиям типовой инструкции.

Фасадные части зданий и сооружений закрытых подстанций, ТП и РП, располагающихся в зоне городской застройки, должны вписываться в окружающий архитектурный ландшафт.

2.2.2. Основное оборудование

2.2.3 Силовые трансформаторы

- Трансформаторы 110 кВ должны оснащаться:
 - устройствами РПН комплектно с регулятором напряжения с возможностью работы в автоматическом и ручном дистанционном режиме с удаленного пункта управления (ОПУ);
 - датчиками контроля температуры верхних слоев масла бака оборудования, положения РПН, датчиками газо- и влагосодержания трансформаторного масла, а также выводом релейных сигналов технологических защит систем охлаждения, устройства РПН, релейных сигналов питания защит трансформатора и т.д. для АСУ ТП и систем автоматической диагностики (мониторинга).
 - магнитопроводы со сниженными потерями за счет применения высококачественной электротехнической стали с уровнем удельных потерь 1,0 Вт/кг при индукции 1,5 Тл; применение сталей толщиной 0,23-0,3 мм; сборка магнитопроводов по технологии с косым стыком «Step Lap».
 - обмотки из транспонированного провода со клейкой. Прессующая система из электрокартона, не подверженного усадке;
 - иметь необходимую электродинамическую стойкость обмоток к токам короткого замыкания;
 - вводы 110кВ сухие герметичные, без избыточного давления, без расширительного бачка, с твердой RIP изоляцией, наличие измерительного вывода ПИН;
 - не менее четырех встроенных трансформаторов тока, кроме того один трансформатор тока для целей мониторинга;
 - режим управления системой охлаждения Д : ручной, автоматический;
 - функции системы управления охлаждением:
 - управление системой охлаждения по токовым нагрузкам, по температурным показателям;
 - защита электродвигателей от перегрузки и короткого замыкания;

- защита электродвигателей охладителей от исчезновения фазы и от асимметрии фаз;
- пониженный уровень шума не более 75 дБ;
- шкафы автоматического управления охлаждением трансформатора должны быть оцинкованными или изготовлены из нержавеющей стали (степень защиты не ниже IP55 по ГОСТ 14254), обеспечивать автоматическое поддержание температуры внутри шкафа (обогрев в зимнее время года); должно быть обеспечено наличие контроля доступа в шкаф с сигнализацией, ручное управление группы установленных вентиляторов обдува, токовая защита электродвигателей вентиляторов, контроль состояния (исправности) коммутационных аппаратов, управляющих двигателями, наличие панели дистанционного управления (устанавливаемой в ОПУ) для оперативного управления и визуализации состояния системы охлаждения.

- требования к надежности:

- срок службы - не менее 30 лет;

- гарантийный срок - не менее 36 месяцев со дня ввода в эксплуатацию;

- отсутствие необходимости капитального ремонта в течение всего срока службы;

- отсутствие необходимости подпрессовки обмоток в течение всего срока службы;

- уровень радиопомех не более 2500 мкВ.

- взрывобезопасность за счет конструктивного исполнения баков трансформаторов, применения систем предотвращения разгерметизации корпуса при внутренних повреждениях (клапаны, системы предотвращения взрывов и пожаров).

- наличие необслуживаемой системы воздухоосушения.

На распределительных ТП 10/0,4 кВ должны применяться силовые трансформаторы:

- применение герметичных масляных или заполненных жидким негорючим диэлектриком трансформаторов (ТСЗ) с уменьшенными удельными техническими потерями электроэнергии и массогабаритными параметрами;

- со схемой соединения обмоток Δ/Y_n , допускается использование схемы соединения обмоток силовых трансформаторов Y/Y_n при наличии соответствующего обоснования, например, замена вышедшего из строя трансформатора на двухтрансформаторных ТП.

В ТП, сооружаемых в условиях плотной городской застройки или в стесненных условиях могут применяться малогабаритные трансформаторы с сухой изоляцией, с пониженным уровнем шума и вибрации:

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

2.2.4 Коммутационная аппаратура

Не должен требоваться капитальный ремонт за весь срок службы.

Срок службы - не менее 30 лет, с гарантийным сроком эксплуатации – не менее 36 месяцев с даты ввода в эксплуатацию.

В сетях 110 кВ в качестве коммутационной аппаратуры следует применять:

- элегазовые выключатели колонковые взрывобезопасные (наличие клапанов сброса давления обязательно), с пружинными приводами; (по мере развития технологий допускается также применение вакуумных выключателей);

- вакуумные выключатели;

- разъединители 110 кВ горизонтально-поворотного типа, оснащённые электродвигательными приводами, в том числе и для заземляющих ножей, высокопрочными фарфоровыми опорными изоляторами, высоконадежными переключающими устройствами для реализации схем электромагнитной блокировки;

- в сетях напряжением 10 кВ следует применять:

- элегазовые выключатели на присоединениях с большими токами или в стесненных условиях при соответствующем обосновании;

- вакуумные выключатели внутренней установки в закрытых распределительных устройствах 10 кВ;

- вакуумные выключатели наружной установки (реклоузеры) на ВЛ;

- выключатели нагрузки внутренней установки;

Конструкция вакуумных выключателей должна обеспечивать:

- надежную работу без ремонта до выработки установленного ресурса по механической и коммутационной износостойкости;

- низкий уровень коммутационных перенапряжений;

- минимум трудозатрат на техническое обслуживание;

В распределительных сетях напряжением 10 кВ рекомендуется применять разъединители, отвечающие современным требованиям эксплуатации.

2.2.5 Комплектные распределительные устройства

Общие требования

- гарантийный срок – не менее 5 лет с даты ввода в эксплуатацию;

- срок службы - не менее 30 лет;

Основные требования к РУ-10кВ:

- распределительные устройства на напряжении 10кВ, устанавливаемые в сетях МУП «АЭС»: в РП-10кВ, РТП -10/0,4кВ и ТП-10/0,4кВ должны быть, как правило, комплектными;
- по условиям установки и эксплуатации ячейки должны соответствовать требованиям технического регламента на высоковольтное электрооборудование и рекомендаций международной электротехнической комиссии;
- электрические схемы должны соответствовать «Типовым принципиальным электрическим схемам РУ напряжением 10 кВ и указаниям по их применению»;
- необходима гибкая архитектура ячейки с компактной и безопасной компоновкой функциональных элементов устройства;
- использование измерительных трансформаторов тока и напряжения с литой изоляцией;
- в ячейках с трансформаторами напряжения должны быть приняты меры по предотвращению резонансных повышений напряжения;
- оснащение современными устройствами релейной защиты и автоматики, аппаратами телеуправления, телесигнализации и приборами для определения мест междуфазных коротких замыканий, однофазных замыканий на землю;

2.2.6 Токопроводы и ошиновка

В РТП-10/0,4кВ, блочно-комплектных ТП -10/0,4 кВ, с трансформаторами мощностью до 1000 кВА, рекомендуется применять н/изолированную жесткую ошиновку. Допускается использование гибкой ошиновки при обосновании.

Ошиновка воздушных вводов в ТП-10/0,4кВ на участках от проходных изоляторов ячеек КРУ до концевых опор ВЛ-10 кВ должна выполняться, как правило, защищенным (изолированным) проводом.

2.2.7 Измерительные трансформаторы

- трансформаторы тока, обеспечивающие повышенную надежность, взрыво- и пожаробезопасность;
- отсутствие необходимости ремонта в течение всего срока службы;
- сниженный объем масла;
- применение литых коррозионностойких корпусов;
- измерительные трансформаторы должны иметь отдельную обмотку для целей учета электроэнергии;

- трансформаторы тока для потребителей с присоединенной мощностью менее 100 МВт с классом точности обмоток для целей учета электроэнергии - не ниже 0,5s, для целей АСУ ТП и измерений – не ниже 0,5;

- для присоединений 0,4 кВ трансформаторы тока с классом точности обмоток для целей учета электроэнергии, измерений и АСУ ТП - не ниже 0,5s;

- трансформаторы напряжения 110 кВ с классом точности обмоток для целей учета электроэнергии (в том числе АИИС КУЭ), АСУ ТП и измерений не ниже 0,5;

- фактические вторичные нагрузки измерительных ТТ и ТН должны соответствовать требованиям нормативных документов и обеспечивать работу ТТ и ТН в требуемом классе точности;

- 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;

- необходимо применять схему измерения с тремя ТТ;

- применяемые измерительные трансформаторы должны соответствовать положениям раздела «Метрологическое обеспечение».

Рекомендации: применению гидрофобных покрытий или внешней полимерной изоляции для снижения эксплуатационных издержек и повышения взрывобезопасности;

Измерительные трансформаторы тока и напряжения, применяемые в сетях напряжением 10 кВ должны иметь:

- литую изоляцию;

- трансформаторы тока- не менее двух вторичных обмоток;

- конструкция трансформаторов тока и напряжения, должна быть рассчитана на различное рабочее положение трансформаторов в шкафу КРУ и обеспечивающая повышенную надежность, электрическую, пожарную и взрывобезопасность;

Измерительные трансформаторы напряжения должны иметь:

- при использовании в системах коммерческого учета электроэнергии класс точности 0,2;

- антирезонансное исполнение конструкции.

2.2.8 Ограничители перенапряжений нелинейные

При новом строительстве, реконструкции и техническом перевооружении электросетевых объектов для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений

оборудования должны устанавливаться ОПН для всех классов напряжений, взрывобезопасных с достаточной энергоемкостью и защитным уровнем.

Ограничители перенапряжений 110 кВ должны иметь номинальный разрядный ток 10 кА, защитный уровень напряжения при номинальном разрядном токе не ниже 280кВ, пропускную способность 500 А.

В сетях 10кВ ОПН необходимо устанавливать для защиты электрооборудования подстанций с воздушными вводами 10кВ, электрооборудования пунктов секционирования и автоматического включения резерва.

На напряжении 0,4кВ в ТП и РТП-10/0,4кВ для защиты трансформаторов следует применять ОПН с номинальным разрядным током 10 кА.

Следует применять ОПН на основе оксидно-цинковых резисторов, с достаточной энергоемкостью и защитным уровнем, взрывобезопасного исполнения.

ОПН должен быть отстроен от работы при перенапряжениях, вызванных однофазными дуговыми замыканиями на землю.

Для выбора энергетических параметров ОПН необходимо осуществлять расчеты сетей и рассеиваемой энергии в ОПН при воздействии коммутационных и квазиустановившихся перенапряжений.

2.2.9 Устройства компенсации реактивной мощности

1) Для поддержания качества электроэнергии, снижения потерь электроэнергии и повышения пропускной способности рекомендуется устанавливать статические компенсирующие устройства.

Целесообразность установки компенсирующих устройств в ТП-10/0,4кВ, РП-10кВ должна определяться расчётами при проектировании и вводе новых мощностей или с учётом графиков нагрузок для действующих ТП, РП. При этом необходимо учитывать следующее:

-в загруженных сетях 0,4-10 кВ при пониженных уровнях напряжения для снижения мощности потерь и обеспечения требуемых уровней напряжения у потребителей следует применять конденсаторные установки с автоматическим регулированием мощности;

-для повышения коэффициента мощности потребителей электрической энергии в сетях 0,4-10кВ.

Применение конденсаторных установок допускается при условии исключения резонансных явлений во всех режимах работы сети;

Управляемые конденсаторные установки необходимо устанавливать на закрытых подстанциях на напряжении 0,4кВ, на напряжении 10кВ - нерегулируемые установки компенсации реактивной мощности.

Для снижения искажения синусоидальности напряжения, а также генерации реактивной мощности в сетях 0,4-10 кВ, как правило, должны устанавливаться компенсирующие устройства с фильтрами.

2.2.10 Диагностирование и мониторинг ПС

2.2.10.1. Диагностический контроль технического состояния оборудования, должен быть проблемно-ориентированным, достоверным и обеспечивать соответствие требованиями НТД и ОРД, действующими в Обществе и отрасли по составу, объему и периодичности.

2.2.10.2. Приоритетная форма диагностирования –диагностический мониторинг. Диагностический мониторинг должен осуществлять оперативное диагностирование текущего технического состояния оборудования, своевременное выявление возникающих дефектов и прогнозирование сроков их развития.

Целью работы систем диагностического мониторинга является:

- предупреждение возникновения аварийных процессов из-за внутренних дефектов оборудования и принятие мер, исключающих неконтролируемое развитие дефектов;
- контроль ретроспективной информации о техническом состоянии оборудования;
- прогнозирование и моделирование нагрузочной способности и остаточного ресурса оборудования;
- повышение электробезопасности оперативного персонала, снижение человеческого фактора в процессе сбора обработки и формировании результатов диагностики.

2.2.10.3. На вновь строящихся и реконструируемых ПС должно применяться электрооборудование в конструктивном исполнении, обеспечивающем возможность организации диагностического мониторинга технического состояния под рабочим напряжением без его отключения при соответствующем технико-экономическом обосновании.

2.2.10.4. На оборудовании, не оснащенном системами автоматического мониторинга, необходимо проводить периодическое комплексное диагностирование

технического состояния по действующим программам и типовым техническим заданиям.

2.2.10.5. Силовые трансформаторы, автотрансформаторы и шунтирующие реакторы, отработавшие нормативный срок службы или находящиеся на учащенном контроле должны подвергаться комплексным обследованиям.

2.2.10.6. Под рабочим напряжением преимущественно должен быть обеспечен непрерывный (автоматический) контроль состояния:

- силовых (авто)трансформаторов и шунтирующих реакторов 110 кВ и выше по контролю:
 - параметров электроэнергии (токи, напряжения, активные, реактивные мощности, $\cos \varphi$) сторон ВН, СН, НН;
 - физико-химических характеристик трансформаторного масла (газо-влажностному содержанию);
 - качества изоляции ($\text{tg} \delta$, емкости) вводов ВН, СН;
 - уровню частичных разрядов;
 - температуры верхних слоев масла на входе и выходе охладителей;
 - технологических защит и сигнализации, систем охлаждения, устройства РПН для (авто)трансформаторов;
 - влажностного содержания трансформаторного масла;
 - объемных концентраций растворенных в масле газов разложения с сигнализацией о появлении их опасных концентраций;
- Опорная и подвесная изоляция.

2.2.11. Релейная защита и автоматика

2.2.11.1 Общие положения

Надежная работа систем релейной защиты и автоматики, в том числе противоаварийной автоматики (РЗА), обеспечивает сохранение устойчивой работы единой энергетической системы России (ЕЭС России), снижение ущербов при повреждении генерирующего, сетевого электрооборудования и от недоотпуска электроэнергии потребителям при возникновении технологических нарушений во всем электроэнергетическом комплексе.

Надежность работы системы РЗА определяется:

- техническими средствами РЗА;

- идеологией построения систем РЗА;
- системой эксплуатации устройств РЗА.

Техническая политика по обеспечению надежной работы технических средств РЗА направлена на решение следующих задач:

- поддержание в работоспособном состоянии существующих систем РЗА;
- обеспечение своевременной замены физически устаревших систем или отдельных устройств РЗА, дальнейшая эксплуатация которых невозможна;
- внедрение систем РЗА, отвечающих современным требованиям;
- повышение качества расчета параметров срабатывания.

Решение первой задачи определено действующими Правилами и нормами обслуживания устройств РЗА, в которых также отражены и условия продления срока службы эксплуатируемых устройств.

Решение второй задачи направлено на выявление реального состояния устройств РЗА на основе выявленных дефектов при проведении профилактических проверок и неправильной работе устройств, замену устаревших или дефектных устройств на новые, в основном микропроцессорные устройства.

Решение третьей задачи определено, в первую очередь, программами нового строительства и комплексного технического перевооружения и реконструкции и предусматривает выполнение следующих основных требований:

- снижение времени отключения коротких замыканий за счет повышения быстродействия устройств РЗ;
- выявление повреждений элементов сети на ранних стадиях их возникновения за счет повышения чувствительности и применения новых принципов построения систем РЗ;
- повышение надежности функционирования за счет встроенной в устройства непрерывной диагностики;
- возможность применения широкого ряда характеристик и алгоритмов в современных устройствах РЗА;
- снижение эксплуатационных трудозатрат за счет повышения производительности труда путем применения программно-аппаратных инструментальных средств и применения дистанционного управления режимами работы устройств РЗА.

– выполнение расчетов и выбор параметров срабатывания устройств РЗА, характеристик для настройки устройств РЗА, составление схем замещения (моделей) для расчета токов и напряжений при КЗ и других повреждениях во взаимодействии с МРСК сибиря Хакасэнерго и утвержденными регламентами взаимодействия при выполнении расчетов параметров настройки устройств релейной защиты и автоматики.

– сокращение времени принятия решений оперативным и диспетчерским персоналом в аварийных ситуациях за счет полноты информации и оперативности ее предоставления, в т.ч. за счет автоматически получаемых сообщений от устройств РЗА (включая РАСП);

Выполнение перечисленных основных требований может быть обеспечено только путем внедрения современных устройств, выполненных на микропроцессорной элементной базе, информационно интегрированных в АСУ ТП объекта и позволяющих реализовать с АРМ ПС или из ЦУС изменение состояния программных оперативных элементов систем РЗА, АСУ ТП (переключение групп уставок терминалов РЗА, оперативный ввод-вывод из работы, отключение-включение отдельных функций и др.).

При внедрении современных устройств, выполненных на микропроцессорной элементной базе, информационно интегрированных в АСУ ТП объекта, требуется обеспечить:

- разработку типовых организационно-технических решений по обеспечению целостности (достоверности) и доступности информации как необходимых свойств информационной безопасности при применении микропроцессорных устройств РЗА различных производителей;

- разработку требований к поставщикам оборудования РЗА, отвечающих НТД по обеспечению информационной безопасности;

- разработку мероприятий, обеспечивающих оценку соответствия программно-технических комплексов требованиям по информационной безопасности, гарантирующих нормальное функционирование систем РЗА.

Техническая политика в области идеологии построения систем РЗА направлена на решение следующих задач:

- обеспечение резервирования РЗА. Резервирование отказа РЗА, обеспечивается дальним действием защит смежных элементов и со стороны противоположных объектов.

- обеспечение функции резервирования отказов выключателей, в том числе УРОВ присоединений 6-35 кВ. При отсутствии мощной подпитки со стороны питания допускается выполнять УРОВ в виде действия защиты отходящих присоединений с дополнительной выдержкой времени на отключение вводов (питающих присоединений);

- построение системы РЗА, в которой неисправность отдельного элемента или устройства не приводит к ее отказу или неправильной работе. Необходимо провести исследования и разработать рекомендации по повышению надежности функционирования РЗА.

Техническая политика в области эксплуатации устройств РЗА направлена на решение следующих задач:

- внедрение систем РЗА, позволяющих снижать эксплуатационные затраты;
- создание автоматизированных систем проверки и оценки состояния устройств РЗА;
- разработка стандартов, позволяющих применять технически эффективные подходы к проверке работоспособности устройств РЗА;

Внедрение микропроцессорных устройств РЗА требует комплексного решения следующих вопросов:

- разработка концепции развития систем РЗА, учитывающей все преимущества микропроцессорной техники;
- разработка требований к поставщикам оборудования РЗА, отвечающих требованиям МЭК, эксплуатирующих организаций и накопленному ими опыту эксплуатации;
- разработка мероприятий, обеспечивающих создание электромагнитной обстановки на объекте, гарантирующей нормальное функционирование систем РЗА;
- разработка инструкций, циркуляров, обеспечивающих эффективную эксплуатацию новой техники.

Техническая политика в области регистрации аварийных событий направлена на решение следующих задач:

- обеспечение регистрации событий и процессов, происходящих при авариях в ЭЭС в объеме, необходимом для их полноценного анализа;
- разработка и создание системы оперативного питания, обеспечивающей устойчивую работу системы регистрации при всех возможных режимах сети.
- обеспечение записи как электромагнитных переходных процессов (система регистрации аварийных режимов - РАС), так и электромеханических переходных процессов (система регистрации переходных режимов - СМПР);
- построение системы регистрации, обеспечивающей: запись, обработку, отображение и документирование технологической информации, диагностирование и контроль исправности аппаратуры и основного оборудования, передачу информации на верхние уровни управления;
- обеспечение возможности предоставления информации различным категориям пользователей, в том числе в ЦУС и диспетчерским центрам МРСК Сибири Хакасэнерго для экспертной оценки случившейся аварии, для анализа функционирования устройств РЗА, для уточнения расчетных режимов ЭЭС.

Техническая политика в области определения мест повреждения на ЛЭП направлена на решение следующих задач:

- повышение точности расчета мест повреждения, включая режим однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) в сети 6-35 кВ (определение места ОЗЗ в сетях 6-35 кВ необходимо выполнять с использованием технических средств, исключающих метод поочередного отключения присоединений);
- сокращение времени определения места повреждения;
- сокращение издержек на поиск места повреждения.

2.2.11.2. Развитие систем РЗА

Современное развитие новых информационных технологий и средств вычислительной техники, а также новейшие достижения отечественных и зарубежных компаний в области разработки техники релейной защиты и измерительных трансформаторов тока и напряжения позволяют пересмотреть подходы к реализации функций релейной защиты и автоматики. Появились высоковольтные цифровые трансформаторы тока и напряжения; разрабатывается первичное и вторичное электросетевое оборудование со встроенными коммуникационными портами; производятся микропроцессорные контроллеры, совершенствуется международный стандарт МЭК 61850, регламентирующий представление данных о ПС как объекте

автоматизации, а также протоколы цифрового обмена данными между микропроцессорными интеллектуальными электронными устройствами (ИЭУ, IED) ПС.

Переход к передаче сигналов в цифровом виде на всех уровнях автоматизации и управления ПС позволит получить целый ряд преимуществ, в том числе:

- существенно сократить затраты на кабельные вторичные цепи и каналы их прокладки, приблизив источники цифровых сигналов к первичному оборудованию;
- повысить помехозащищенность современного вторичного оборудования – вторичных цепей благодаря переходу на оптические каналы связи;
- упростить и, в конечном итоге, удешевить конструкцию микропроцессорных интеллектуальных электронных устройств за счет исключения трактов ввода аналоговых сигналов;
- унифицировать интерфейсы устройств IED, существенно упростить взаимозаменяемость этих устройств (в том числе замену устройств одного производителя на устройства другого производителя);
- сокращение возможности появления дефектов типа «земля в сети постоянного тока» (сокращение размерности СОПТ ввиду использования цифровых оптических связей),
- упрощение эксплуатации и обслуживания (постоянная расширенная диагностика в режиме реального времени, в т.ч. – метрологических характеристик; сбор и отображение исчерпывающей информации о состоянии и функционировании ПС);
- унифицировать процессы проектирования, внедрения и эксплуатации подстанции и др.

Получить описанные выше преимущества в рамках подстанции можно при условии создания «шины данных процесса» (согласно МЭК 61850-9.2), которая фактически представляет собой единое информационное пространство, содержащее мгновенные значения всех измеряемых величин тока и напряжения, также значения информационных и управляющих сигналов. Данные технологии получили названия «цифровая подстанция».

Задача состоит в том, чтобы обеспечить постепенный переход на построение систем РЗА в соответствии с унифицированной концепцией, основанной на использовании МЭК 61850. Данная концепция должна внедряться с учетом результатов

соответствующих НИОКР, накопления опыта эксплуатации пилотных объектов, развития рынка устройств и средств программного обеспечения.

Следующий этап развития систем РЗА состоит в использовании новых устройств и средств вычислительной техники для реализации функций РЗА. Примером таких устройств являются высокопроизводительные многопроцессорные вычислительные системы, позволяющие обрабатывать большие объемы информации и реализовывать алгоритмы релейной защиты в темпе протекания процессов при коротких замыканиях и других аварийных ситуациях. Использование таких высокопроизводительных комплексов требует нового подхода к выполнению алгоритмов РЗА – централизации функций РЗА, т.к. это позволяет получить принципиально новые возможности для их реализации.

2.2.12. Системы сбора и передачи данных

2.2.12.1. 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.

2.2.12.2. Сеть связи МУП «АЭС» - это телекоммуникационная инфраструктура (программно- аппаратные средства и каналы связи), которая обеспечивает предоставление современных информационно-коммуникационных сервисов.

2.2.12.3. Сеть связи предназначена для передачи всех видов информации (голос, данные, видео) в целях обеспечения управления технологическими процессами при передаче и распределении электроэнергии, оперативно-диспетчерском управлении, производственной и административно-хозяйственной деятельности.

2.2.12.4. Для исключения влияния административно-хозяйственной деятельности на управление технологическими процессами электроэнергетики в составе сети связи различают технологический и корпоративный сегменты, которые отделены друг от друга на физическом или логическом уровнях.

2.2.12.5. Технологический сегмент сети связи должен обеспечить современный набор услуг связи с заданными показателями качества обслуживания, включая уровень

надежности, необходимый и достаточный для нормального функционирования следующих систем: - оперативно-технологические системы (наиболее критичные к параметрам качества сети):

- системы оперативно-диспетчерской и технологической голосовой связи;
- автоматизированные системы диспетчерского и технологического управления;
- АСУ ТП ПС.
- прочие технологические системы:
- автоматизированные системы мониторинга и управления качеством электроэнергии (АСМиУКЭ)
- АИИС КУЭ (оптовый рынок и розничный рынок электроэнергии, технический учёт);
- автоматизированной системы цифровой радиосвязи с мобильным ремонтным персоналом.

2.2.12.6. Технологический сегмент сети связи должен обеспечивать передачу следующих видов информации: - телеизмерения, телесигнализация и команды телеуправления; - речевая информация и данные для обеспечения управления персоналом на объектах электроэнергетики и бригадами; - данные регистрации аварийных событий и процессов; - данные учёта электроэнергии, конфигурирования и параметрирования АИИС КУЭ;

2.2.12.6. Корпоративный сегмент сети связи предназначен для обеспечения управленческой и административно-хозяйственной деятельности: - управление финансово-хозяйственной деятельностью; - управление техническим обслуживанием и ремонтами оборудования (паспортизация оборудования, данные диагностики, планирование обслуживания и ремонтов, контроль проведения обслуживания и ремонтов, формирование нарядов); - учёт кадров и расчёт заработной платы; - управление материально-техническим снабжением; - учёта полезного отпуска, расчёта балансов и потерь электроэнергии; - управление технологическими присоединениями; - управление документооборотом и ведение электронного архива; - средства корпоративных коммуникаций (охранное видеонаблюдение, видеоконференцсвязь, голос, текст).

2.2.12.7. При построении и развитии сети связи необходимо следовать следующим основным принципам: - строительство сетей по технологии коммутации пакетов, при условии выполнения технических требований по организации обмена

технологической информацией между объектами электросетевого хозяйства; - возможность выборочного изменения скорости передачи информации по упрощенной процедуре для конкретной подсистемы или сервиса, в зависимости от текущих потребностей; - масштабируемость сети - возможность расширения сети без изменения основополагающих технических принципов её построения и полной замены каналообразующего оборудования; - разделение технологических и корпоративных сегментов сети связи на физическом или логическом уровнях; - обеспечение приоритизации критичных к задержкам типов данных за счет внедрения механизмов по обеспечению качества обслуживания); - 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 организации каналов связи; - мультисервисность – одновременная передача по сети всех видов трафика (голос, данные, видео); - интеллектуальность - возможность управления услугой, вызовом и соединением со стороны пользователя, а также заказ новых услуг с использованием автоматизированных систем управления; - модернизация сети только при наличии технической и экономической целесообразности; - снижение капитальных и операционных затрат за счёт использования унифицированных типовых решений и автоматизации процессов диагностики и управления; - организация взаимодействия с существующими и создаваемыми сетями связи субъектов электроэнергетики, а также с сетями операторов связи; - использование только открытых и стандартизированных протоколов и интерфейсов.

2.2.12.8. Сеть связи делится на следующие составляющие: - первичная сеть связи, представляющая собой совокупность сетей, линий и каналов связи, обеспечивающих доставку всех видов информации; - вторичные сети, представляющие собой совокупность средств, обеспечивающих передачу, коммутацию, и распределение информации определенного вида.

2.2.12.9. Для построения первичной сети связи и обеспечения резервирования могут быть использованы следующие типы сетей, линий и каналов связи: - проводные:

- волоконно-оптические линии связи (ВОЛС);
- беспроводные:
 - сети беспроводного широкополосного доступа (БШПД);

- сеть подвижной УКВ-радиосвязи;
- сеть спутниковой связи;
- сеть мобильной сотовой связи.

2.2.12.10. Кроме того, при отсутствии собственной телекоммуникационной инфраструктуры допускается использование арендованных телекоммуникационных ресурсов сторонних организаций.

2.2.12.11. 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.

2.2.12.12. Сеть связи на всех уровнях иерархии оперативно-диспетчерского, технологического и корпоративного управления должна обеспечивать обмен всеми видами информации (звук, видео, данные) с гарантированным качеством.

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

2.2.12.14. При организации учета электроэнергии в распределительных электрических сетях 10/0,4 кВ МУП «АЭС» к компонентам информационно-измерительных комплексов и систем предъявляются технические требования согласно Постановлению Правительства РФ от 4 мая 2012 г. № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии».

2.2.12.15. Основными техническими решениями по организации комплексов и систем измерения, сбора и передачи данных учета электроэнергии в распределительных сетях 10/0,4 кВ являются:

– создание ИВКЭ учета путем объединения электросчетчиков на энергообъектах и подключения их к УСПД с использованием интерфейса RS-485, линий силовой сети и технологии PLC или радиоадаптеров и др.;

– автоматизация сбора данных учета с ИИК и ИВКЭ в центры сбора и обработки данных зонального уровня по имеющимся и организуемым каналам связи (GSM/GPRS и др.) для систематизации, хранения и предварительной обработки на зональных ИВК АИИС учета электроэнергии в распределительных сетях;

– автоматизация передачи в регламентированном порядке агрегированной информации по учету, полученной средствами зональных ИВК АИИС, в локальные базы данных (БД), АИС с ПО «Юниэл»;

– обеспечение обработки данных коммерческого и технического учета для целей формирования балансов электроэнергии различного уровня (фидер, секция шин, подстанция, участок сети, Предприятие);

– предоставление регламентированного доступа к данным измерений и расчетов в сфере коммерческого и технического учета электроэнергии персоналу технологических подразделений» по информационным каналам корпоративной сети передачи данных (КСПД) МП «АЭС»;

– предоставление регламентированного доступа к данным коммерческого учета в точках поставки (приема) для смежных субъектов рынка электроэнергии и потребителей.

2.2.12.16. При организации и модернизации существующего учета электроэнергии в распределительных сетях 10/0,4 кВ предусматривается установка средств учета на границе балансовой принадлежности (ГБП), включая:

– применение отдельных шкафов учета с размещением их в электроустановках потребителя и обеспечением защиты от несанкционированного доступа (в случае невозможности размещения средств учета в электроустановках МП «АЭС»);

– организацию узлов учета электроэнергии на ГБП с частными владениями в местах свободного доступа (на фасадах частных владений, на опорах ВЛ - столбовой учет, и других возможных местах за пределами закрытых для свободного доступа мест);

– установку устройств учета электроэнергии на вводах в многоквартирные дома;

– разделение вводов в частные жилые дома при наличии двух и более собственников (при необходимости);

– установку балансирующих приборов учета на отходящих фидерах 0.4 кВ на ТП с целью осуществления контроля за потреблением электроэнергии балансным методом.

2.2.12.17. При новом строительстве должны предъявляться требования по организации учета электрической энергии на границе раздела балансовой принадлежности с монтажом вводных проводов и вводно-распределительных устройств, исключающих несанкционированный доступ к средствам учета, а также

предусматривающих передачу данных учета с устанавливаемых ИИК и ИВКЭ в базы данных ИВК АИИС. Учитывая разнообразие и разнородность существующих комплексов и систем учета электроэнергии на объектах, как в отношении производителей (поставщиков) оборудования и программного обеспечения, так и в отношении их технических характеристик, должны быть разработаны и внедрены интегрированные автоматизированные информационно-измерительные системы учета электроэнергии в распределительных сетях зонального уровня.

2.2.12.18 Техническая политика в области информационных технологий

Техническая политика в области ИТ – это определение основных требований и ограничений, применяемых при построении, развитии и эксплуатации информационной инфраструктуры, а также при проведении проектов автоматизации деятельности, внедрении информационных систем, производстве и оказании услуг информационных технологий. Техническая политика в области ИТ направлена на обеспечение оптимального развития информационных технологий в целях повышения эффективности и качества производственной деятельности Предприятия.

2.2.13 Система учета электроэнергии

2.2.13.1. Цель и задачи

2.2.13.1.1. Целью технической политики МУП «АЭС» в области коммерческого учета электроэнергии (мощности) является повышение точности и достоверности измерения передаваемой электроэнергии (активной и реактивной мощности с возможностью передачи информации АИИС КУЭ для реализации мер по обеспечению эффективности технологической и коммерческой деятельности МУП «АЭС».

2.2.13.1.2. Задачами АИИС КУЭ являются:

- а) формирование полезного отпуска;
- б) определение технико-экономических показателей работы ;
- в) определение и мониторинг потерь электроэнергии в сетях МУП «АЭС»;

2.2.13.1.3. Достижение указанной цели и реализация задач обеспечивается:

а) созданием в МУП «АЭС» единой системы учета электроэнергии, отвечающей требованиям нормативной базы оптового (по точкам поставки на оптовый рынок электроэнергии) и розничного рынков электроэнергии и Федерального закона Российской Федерации от 26.06.2015 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений», а также настоящим положением;

б) автоматизацией расчета потерь электроэнергии от места установки приборов учета до границы балансовой принадлежности на всех объектах и группах объектов;

в) применением передовых методов и средств измерений электрических величин и их обработки, в том числе, установкой на отходящих присоединениях электронных счетчиков электроэнергии с цифровыми интерфейсами;

г) заменой существующих измерительных трансформаторов тока и напряжения на измерительные трансформаторы с более высоким классом точности;

д) приведение нагрузки измерительных трансформаторов тока и напряжения в соответствие требованиям нормативной базы оптового (по точкам поставки на оптовый рынок электроэнергии) и розничного рынков электроэнергии.

2.2.13.1.4. Все создаваемые АИИС КУЭ, а также средства измерений, входящие в их состав, должны удовлетворять требованиям к средствам измерений раздела «Метрологическое обеспечение».

2.2.13.1.5. Основные принципы создания и развития АИИС КУЭ:

а) создание АИИС КУЭ с центром сбора и обработки информации в МУП «АЭС»;

б) автоматизация учета электроэнергии на питающих центрах и распределительных сетях в объеме, необходимом для самостоятельного формирования МУП «АЭС» объема оказанных услуг, расчетов баланса электроэнергии на подстанции и сети в целом.

2.2.13.2. Требования к системе учета электроэнергии

2.2.13.2.1. Система учета электроэнергии в МУП «АЭС» должна обеспечивать:

а) выполнение оперативных расчетов балансов и потерь электроэнергии для различных интервалов времени (час, сутки, месяц, квартал, год);

б) возможность обмена данными коммерческого учета со смежными организациями, сбытовыми компаниями, городскими структурами и другими заинтересованными организациями.

2.2.13.2.2. В состав единой системы учета электроэнергии МУП «АЭС» должны входить:

а) измерительные трансформаторы тока, напряжения и микропроцессорные счетчики электроэнергии с формированием профиля мощности, обеспечивающие выдачу информации в цифровом виде;

б) устройства сбора и передачи данных, предназначенные для сбора информации со счетчиков, ее накопления, первичной обработки и хранения, а также передачи по каналам связи в центр сбора и обработки информации;

в) информационно-вычислительный комплекс в центре сбора и обработки данных на базе современных технических средств и компонентов.

2.2.13.2.3. Допускается наличие электросчетчиков, установленных на сетевых объектах МУП «АЭС», находящихся в собственности субъектов оптового или розничного рынков, при безусловном их соответствии техническим требованиям оптового и розничного рынка электроэнергии. Для обеспечения энергетической безопасности счетчики, находящиеся в собственности субъектов оптового и розничного рынков и установленные на объектах МУП «АЭС», должны быть переданы на техническое обслуживание персоналу МУП «АЭС» .

2.2.13.3. Требования к компонентам автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии

2.2.13.3.1. Требования к измерительным трансформаторам тока, напряжения для целей учета электроэнергии:

а) подключение измерительных цепей учета электроэнергии необходимо производить к отдельным обмоткам измерительных трансформаторов тока и напряжения соответствующих классов точности;

б) класс точности вторичной обмотки «звезда» для цепей АИИС КУЭ измерительных трансформаторов напряжения для напряжения 0,4-10 кВ должен быть не хуже 0,5;

в) класс точности вторичной обмотки для цепей АИИС КУЭ измерительных трансформаторов тока для напряжения 0,4-10 кВ должен быть не хуже 0,5S;

г) при выборе измерительного трансформатора напряжения должен быть проведен расчет действительной мощности вторичной нагрузки измерительного трансформатора напряжения для оценки его класса точности в рабочем режиме;

д) керны измерительных трансформаторов, используемых в измерительных цепях коммерческого учета, вторичные измерительные цепи и шкафы с оборудованием АИИС КУЭ должны иметь возможность защиты от несанкционированного доступа.

2.2.13.3.2. Требования к счетчикам, устанавливаемым на присоединениях подстанций и в распределительных сетях МУП «АЭС»:

а) счетчики должны обеспечивать учет активной и реактивной энергии;

б) не допускается применять счетчики индукционного типа на вновь строящихся и реконструируемых подстанций, распределительных сетях МУП «АЭС»;

в) вновь устанавливаемые счетчики электроэнергии должны иметь не менее двух цифровых интерфейсов для работы в АИИС КУЭ МУП «АЭС»;

г) классы точности счетчиков электрической электроэнергии для различных объектов учета должны быть на присоединениях напряжением 0,4-10 кВ – не ниже 0,5S.

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

2.2.13.4. Требования к автоматизированным информационно-измерительным системам коммерческого учета электроэнергии и мощности

2.2.13.4.1. Исходной информацией для функционирования АИИС КУЭ должны быть данные, получаемые от счетчиков электрической энергии.

2.2.13.4.2. АИИС КУЭ питающих центров и распределительных сетей МУП «АЭС» должны охватывать все точки коммерческого и технического учета активной и реактивной электроэнергии с целью получения полного баланса электроэнергии на объектах или участке распределительных сетей, включая балансы по уровням напряжения, отдельно по шинам (секциям шин) всех классов напряжений, с учетом собственных и хозяйственных нужд, сравнением фактического небаланса с допустимым значением небаланса, а также контроля достоверности передаваемых (получаемых) данных.

2.2.13.4.3. Сбор, обработка, хранение и передача информации о количестве электрической энергии должны осуществляться с помощью устройств сбора и передачи данных, являющимися средствами измерений утвержденного типа и удовлетворяющих требованиям оптового рынка электроэнергии.

2.2.13.4.4. АИИС КУЭ должна являться автономной системой и иметь возможность интеграции с АСУ ТП МУП «АЭС» в части получения информации о положении коммутационного оборудования.

2.2.13.4.5. Передача информации от электросчетчиков в устройство сбора и передачи данных АИИС КУЭ должна осуществляться по последовательному цифровому интерфейсу RS-485 или Ethernet. При значительном удалении счетчиков

электрической энергии от устройства сбора и передачи данных рекомендуется использовать ВОЛС.

2.2.13.4.6. АИИС КУЭ на всех уровнях должны быть оснащены системами точного астрономического времени (с системой коррекции устройством синхронизации системного времени) и гарантированным электропитанием.

2.2.13.4.7. АИИС КУЭ должно обеспечивать получение данных о средних 30-минутных значениях электрической мощности и об учтенной электроэнергии по зонам суток за календарные сутки и накопительных за заданный отрезок времени (неделю, месяц, год и т.д.). Центр сбора и обработки информации АИИС КУЭ, должен обеспечивать хранение необходимых данных первичного учета электроэнергии в течение трех лет.

2.2.13.4.8. АИИС КУЭ на всех уровнях управления должны быть защищены от несанкционированного доступа к информации и ее произвольного изменения, как путем пломбирования отдельных элементов, так и программными средствами.

2.2.13.4.9. Установку счетчиков, устройств сбора и передачи данных и другого оборудования АИИС КУЭ производить в отдельно стоящих шкафах (панелях) в случае целесообразности выполнения данного требования для КРУ (КРУН) 6-10 кВ, обоснованного на этапе проектирования.

2.2.13.5. Схемы установки приборов учета

2.2.13.5.1. Организация учета электроэнергии у потребителей в распределительных сетях 0,4-10кВ

При организации учета у потребителей в распределительных сетях 0,4-6-10-20 кВ предусматриваются:

а) применение многофункциональных счетчиков для учета активной и реактивной электрической энергии и мощности с возможностью тарифного учета по зонам суток, учета потерь и передачи измерений и накопленной информации об энергопотреблении по цифровым интерфейсным каналам;

б) модернизация учета потребителей с установкой средств учета в электроустановках МУП «АЭС» или электроустановках потребителя на границе балансовой принадлежности;

в) организация выносного учета электроэнергии на фасадах частных владений;

г) при невозможности установки средств учета в электроустановках сетевой компании применение отдельных щитов учета с установкой в электроустановках потребителя, с защитой от несанкционированного доступа;

д) установка учета электроэнергии на вводах в многоквартирные дома;

е) при необходимости разделение вводов в частные жилые дома при наличии двух и более собственников;

ж) установка приборов учета на отходящих фидерах 0,4 кВ в ТП с целью проведения контроля за потреблением электроэнергии;

з) при выходе из строя прибора расчетного учета потребителей предусматривается возможность придания статуса расчетного учета учету контрольному, организованному сетевой компанией.

2.2.14. Мониторинг и управление качеством электроэнергии

2.2.14.1. Требования к выбору средств измерений показателей качества электрической энергии и их монтажу

2.2.14.1.1. Для обеспечения контроля и мониторинга КЭ применять современные средства измерений ПКЭ, удовлетворяющие требованиям ГОСТ 30206-94, ГОСТ 1983-2001, ГОСТ 7746-2001, ГОСТ Р 8.596-2002 и раздела «Метрологическое обеспечение».

2.2.14.1.2. Средства измерений ПКЭ должны обеспечивать возможность регистрации ПКЭ энергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013 «Межгосударственный стандарт. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

2.2.14.1.3. Средство измерений ПКЭ должно позволять проводить измерение ПКЭ в соответствии с классом А, согласно ГОСТ 30804.4.30.

2.2.14.1.4. Необходимо предусмотреть синхронизацию средств измерений ПКЭ по времени.

2.2.14.1.5. Требования к установке средств измерений ПКЭ:

а) на питающих центрах, на распределительных и трансформаторных подстанциях должны быть установлены приборы контроля ПКЭ с фиксацией данных с приборов;

б) при подключении средства измерений ПКЭ должны быть соблюдены все технические требования эксплуатационной документации на данное средство измерений, включая длины и сечения подключаемых проводников;

в) на питающих центрах, на распределительных и трансформаторных подстанциях подключение измерительных цепей средства измерений ПКЭ необходимо производить к отдельным обмоткам измерительных трансформаторов тока класса точности не ниже 0,5;

г) должна быть предусмотрена защита цепей измерений от несанкционированного доступа;

д) для питания приборов ПКЭ должен использоваться АВР;

е) подключение приборов ПКЭ к измерительным трансформаторам должно быть выполнено отдельным кабелем;

ж) вторичные цепи измерительных трансформаторов должны быть подключены через испытательные блоки (коробки), установленные в непосредственной близости от приборов ПКЭ; испытательные блоки (коробки) должны иметь возможность пломбировки;

з) для электропитания средства измерений ПКЭ использовать источники бесперебойного питания. Источники бесперебойного питания должны обеспечивать питание в течение не менее 2 ч.

2.2.15. Воздушные линии электропередачи

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 ВЛ на экологию;

снижение потерь электроэнергии в ВЛ;

применение конструкций, элементов и оборудования, сохраняющих расчетные параметры, характеризующие надёжность ВЛ, в течение всего срока службы;

для ВЛ -110 кВ следует применять унифицированные конструкции опор и фундаментов в соответствии с требованиями действующих нормативных документов (ПУЭ 7-го издания, актуализированных редакций соответствующих НТД);

для ВЛ 0,4-10 кВ следует применять деревянные, железобетонные, металлические опоры в зависимости от местности, условий и способа монтажа;

применение конструкций и материалов, обеспечивающих стойкость к расхищениям и нанесению ущерба третьими лицами;

сокращение площади отвода земель под ВЛ в постоянное пользование, применение железобетонных опор ВЛ, создание компактных ВЛ при соответствующем экономическом обосновании;

использование передовых, безопасных методов строительства, эксплуатации и ремонта;

развитие технологий диагностики с использованием методов неразрушающего контроля, позволяющих производить оценку технического состояния ЛЭП без вывода из эксплуатации, мониторинг текущего состояния элементов ВЛ, оснащение ВЛ 10-110 кВ высокоточными системами для определения мест повреждения в линиях.

комплексное обеспечение аварийного резерва оборудования и материалов, его оптимальное размещение и разработка маршрутов его доставки;

использование систем автоматизированного проектирования (САПР ВЛ) при разработке и технико-экономическом обосновании проектов ВЛ;

внедрение геоинформационных систем на основе систем спутникового позиционирования (GPS, ГЛОНАСС).

2.2.16. Методические подходы при проектировании, обеспечивающие надёжность, долговечность, эффективность ВЛ и минимизацию воздействия на окружающую среду

- для ВЛ -110 кВ следует, как правило, применять унифицированные конструкции опор и фундаментов, модифицированные и адаптированные в соответствии с требованиями действующих нормативных документов (ПУЭ 7-го издания, актуализированных редакций соответствующих НТД);

- учёт опасности атмосферной и грунтовой коррозии к элементам ВЛ следует производить по результатам инженерных изысканий;

- при проектировании ВЛ 110 кВ, не имеющих круглогодичного доступа для проведения их технического обслуживания и ремонтов, в особых условиях, следует применять технические решения, обеспечивающие их повышенную надёжность, минимизацию затрат при эксплуатации;

Материал опор ВЛ 0,4-10 кВ (деревянные, железобетонные, металлические) должен выбираться в зависимости от местности, условий и способа монтажа на основании технико-экономических обоснований с учётом минимизации последствий воздействия пожаров в охранной зоне ВЛ;

- для ВЛ 10кВ при прохождении линии в стесненных условиях, по населенной местности, по лесным массивам рекомендуется применение проводов с защитной изолирующей оболочкой;

- применение конструкций опор в населенной местности, характеризующихся повышенной надёжностью, долговечностью, защищённостью от воздействия третьих лиц;

- для ВЛ от 10 до 110 кВ включительно, проходящих в местности, характеризующейся интенсивным гололёдообразованием, налипанием снега, частой и интенсивной пляской проводов с целью снижения ущерба от «каскадных» повреждений рассматривать применение уменьшенных длин анкерных пролётов (до 1 км) и использование конструкций опор, проводов, грозозащитных тросов и линейной арматуры с повышенной механической прочностью.

- ВЛ 0,4 кВ следует выполнять только с использованием самонесущих изолированных проводов.

– при проектировании и строительстве ВЛ 0,4 кВ рекомендуется использовать опоры линий электропередачи напряжением 10 кВ для совместной подвески с СИП на напряжении 0,4 кВ.

2.2.17. Технологии проектирования и производства строительного-монтажных работ в процессе строительства, технического перевооружения и реконструкции ВЛ

- На ВЛ 110 кВ опоры должны обеспечивать надёжность и безопасность эксплуатации (подъём на опору, работу на траверсах и т.д.).

- На ВЛ 0,4-10 кВ допускается применять сертифицированные деревянные опоры, обработанные специальными консервантами и антисептиками, обеспечивающими срок службы ВЛ не менее 40 лет. В местах возможных низовых пожаров применение деревянных опор не рекомендуется.

- На ВЛ 110 кВ допускается применение центрифугированных железобетонных опор, транспортировка которых по автодорогам общего пользования не требует специального разрешения .

- На магистралях ВЛ 10 кВ рекомендуется применение железобетонных опор из вибрированных или центрифугированных стоек.

- При необходимости, ВЛ 10 кВ могут быть выполнены в габаритах 35-110 кВ.

- На ответвлениях ВЛ 10 кВ и ВЛ 0,4 кВ рекомендуется применять деревянные или железобетонные опоры из вибрированных стоек.

-ВЛ-0,4кВ должна выполняться по радиальной схеме в трехфазном 4-проводном исполнении с применением самонесущих изолированных проводов (СИП) одного сечения по всей длине линии (магистральной) от понижающих ТП-10/0,4кВ. Сечение проводов на магистральных линиях должно быть не менее 70 мм² (по алюминию).

-воздушные линии напряжением 0,4кВ (ВЛИ 0,4кВ) выполняются только с использованием самонесущих изолированных проводов.

-протяженность линий должна ограничиваться техническими условиями по критерию качества напряжения и надежности электроснабжения потребителя и экономическими показателями по потерям электроэнергии в линии и затратами на ее распределение.

-на вводах к абонентам рекомендуется устанавливать устройства для ограничения потребляемой мощности (УОПМ). Уставка УОПМ должна соответствовать разрешенной мощности потребителя.

Фундаменты

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

Должны применяться:

- унифицированные сборные железобетонные фундаменты (заглубленные, малозаглубленные, поверхностные);

Следует обеспечивать внедрение на ВЛ:

- промышленных способов производства работ;
- современных коррозионностойких материалов и покрытий для защиты железобетонных и металлических конструкций от коррозии;

- конструкции фундаментов, не разрушающие структуры грунтов в особо сложных геокриологических условиях.

Способ закрепления в грунте опор ВЛ 0,4-10 кВ должен быть унифицирован.

Провода

На ВЛ 110 кВ, как правило, должны применяться как правило стандартные сталеалюминевые провода.

Срок службы проводов и грозозащитных тросов на ВЛ напряжением 110 кВ должен быть не менее 50 лет.

На магистралях ВЛ 10 кВ следует применять неизолированные провода типа А , АС или защищенный провод сечением не менее 70 мм².

Защищенные провода рекомендуется применять на ВЛ 10 кВ в первую очередь:

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

При новом строительстве и реконструкции ВЛ 0,4 кВ должны применяться аттестованные самонесущие изолированные провода.

Монтаж проводов линий электропередачи, выполненных СИП с изолированной нулевой жилой, может осуществляться, как на опорах, так и по стенам зданий и сооружениям.

ВЛ 0,4 кВ с распределенной нагрузкой по длине линии должны выполняться с использованием самонесущих изолированных проводов сечением не менее 70мм². Для подключения отдельных потребителей, в т.ч. ответвления от линии, может использоваться СИП меньшего сечения, но не менее 16 мм².

Изоляторы и линейная арматура

Количество и тип изоляторов в гирляндах разного назначения на ВЛ должны выбираться в соответствии с действующими нормами, а также с учетом местных условий, в т.ч. наличия обновленных карт загрязнения изоляции.

На ВЛ 110 кВ рекомендуется применять стеклянные изоляторы.

На ВЛ 10 кВ рекомендуется применять:

- подвесные полимерные, стеклянные изоляторы;
- штыревые стеклянные и фарфоровые изоляторы с проушиной, с применением спиральной вязки для проводов СИП-3 и АС.

На ВЛ напряжением до 1 кВ рекомендуется применять линейную арматуру для самонесущего изолированного провода .

Соединения и ответвления проводов на ВЛ 0,4 кВ допускается выполнять только с применением специальных зажимов, соответствующих типу самонесущего провода.

Соединения ответвлений к вводам ВЛ с внутренней проводкой должно осуществляться с применением ответвительных одноразовых, прокалывающих, герметичных зажимов со срывной головкой без возможности их демонтажа.

Линейная арматура должна быть необслуживаемая и соответствовать сроку службы ВЛ.

Защита от грозовых перенапряжений

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

Для защиты изоляции проводов СИП 3 при грозовых перекрытиях на опорах ВЛ-10кВ устанавливаются устройства типа УЗПН-10. Каждое устройство гарантированно защищает провод СИП на расстояние до 80м в обе стороны от места установки.

Применение на ВЛ 10 кВ средств ограничения перенапряжений обеспечивает защиту:

- проводов от перегрева и пережога;
- подходов к распределительным устройствам подстанции;
- изоляции ВЛ в районах с высокой грозовой активностью;
- коммутационного оборудования;
- кабельных муфт;
- мест пересечения ВЛ с инженерными сооружениями;
- столбовых и мачтовых подстанций, электрооборудования подстанций, распределительных и трансформаторных пунктов.

Для секционирования магистральных линий 10 кВ следует применять вакуумные выключатели наружной установки (реклоузеры), с микропроцессорными блоками управления, позволяющие программировать работу выключателей под требуемые режимы работы.

2.2.18. Опоры

• На ВЛ 35-110 кВ опоры должны обеспечивать надёжность и безопасность эксплуатации (подъём на опору, работу на траверсах и т.д.).

• На ВЛ 0,4-20 кВ допускается применять сертифицированные деревянные опоры, обработанные специальными консервантами и антисептиками, обеспечивающими срок

службы ВЛ не менее 40 лет. В исключительных случаях, при наличии технико-экономического обоснования, допускается применение деревянных опор для ВЛ 35-110 кВ. В местах возможных низовых пожаров применение деревянных опор не рекомендуется.

- На ВЛ 35-110 кВ при соответствующем технико-экономическом обосновании возможно применение стальных многогранных и решётчатых опор.

- На ВЛ 35-110 кВ допускается применение центрифугированных железобетонных опор, транспортировка которых по автодорогам общего пользования не требует специального разрешения (секционированных).

- На ВЛ 6-110 кВ допускается применение композитных опор и траверс при условии обоснования проектом надёжности, безопасности, эффективности их применения и конструктивного обеспечения устойчивости к внешним воздействиям.

- На магистралях ВЛ 6-20 кВ рекомендуется применение железобетонных опор из вибрированных или центрифугированных стоек. При обосновании допускается применение стальных многогранных опор.

- При необходимости, ВЛ 6-20 кВ могут быть выполнены в габаритах 35-110 кВ.

- На ответвлениях ВЛ 6-20 кВ и ВЛ 0,4 кВ рекомендуется применять деревянные или железобетонные опоры из вибрированных стоек.

- Срок эксплуатации опор ВЛ 0,4-20 кВ должен составлять не менее 40 лет. Срок эксплуатации опор ВЛ 35-110 кВ должен составлять не менее 50 лет.

2.2.19. Фундаменты

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

Должны применяться:

- унифицированные сборные железобетонные фундаменты (заглубленные, малозаглубленные, поверхностные);

- монолитные железобетонные фундаменты свайные железобетонные и металлические фундаменты (фундаменты из железобетонных свай с металлическими

ростверками, винтовые сваи, сваи открытого профиля, сваи-оболочки, буронабивные и буроопускные сваи);

Следует обеспечивать внедрение на ВЛ:

- промышленных способов производства работ в полевых условиях;
- современных коррозионностойких материалов и покрытий для защиты железобетонных и металлических конструкций от коррозии;
- фундаментов для оттяжек опор с вынесением узлов крепления U –образных болтов над поверхностью земли, особенно, если на ВЛ предусмотрена плавка гололёда с использованием земли в схеме плавки;
- конструкции фундаментов, не разрушающие структуры грунтов в особо сложных геокриологических условиях.
- для закрепления опор в многолетнемерзлых грунтах следует, как правило, использовать фундаменты, обеспечивающие сохранение мерзлого состояния грунтов в процессе строительства и в течение всего периода эксплуатации ВЛ. Рекомендуется использование стальных (забивных и винтовых) свай, внутренняя полость которых заполнена легким (вспененным) материалом в заводских условиях.

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

2.2.20. Провода, грозозащитные тросы

На ВЛ 35-110 кВ, как правило, должны применяться как правило стандартные сталеалюминевые провода.

В районах с интенсивными ветровыми и гололёдными нагрузками, а также на больших переходах ВЛ 35-110 кВ рекомендуется применять новые конструкции проводов, превосходящие стандартные пропускной способностью и техническими характеристиками 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).

При наличии технико-экономического обоснования в соответствии с требованиями ПУЭ на больших переходах через водные и другие естественные преграды, при обосновании, в качестве проводов допускается применять стальные

канаты из оцинкованных проволок. Срок службы проводов и грозозащитных тросов на ВЛ напряжением 35-110 кВ должен быть не менее 50 лет.

На магистралях ВЛ 6-20 кВ следует применять неизолированный провод типа АС или защищенный провод сечением не менее 70 мм². На отпайках от магистралей рекомендуется применение проводов типа АС или защищенных проводов сечением не менее 35 мм².

Защищенные провода рекомендуется применять на ВЛ 6-35 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 ВЛ 0,4 кВ с СИП.

При новом строительстве и реконструкции ВЛ 0,4 кВ должны применяться аттестованные самонесущие изолированные провода.

Монтаж проводов линий электропередачи, выполненных СИП с изолированной нулевой жилой, может осуществляться, как на опорах, так и по стенам зданий и сооружениям.

ВЛ 0,4 кВ с распределенной нагрузкой по длине линии должны выполняться с использованием самонесущих изолированных проводов сечением не менее 70 мм². Для подключения отдельных потребителей, в т.ч. ответвления от линии, может использоваться СИП меньшего сечения, но не менее 16 мм².

Срок службы проводов СИП должен быть не менее 40 лет.

2.2.21. Изоляторы и линейная арматура

Изоляторы:

Количество и тип изоляторов в гирляндах разного назначения на ВЛ должны выбираться в соответствии с действующими нормами, а также с учетом местных условий, в т.ч. наличия обновленных карт загрязнения изоляции.

Следует применять:

- на ВЛ 110 кВ и выше на высотных опорах применять длинностержневые фарфоровые изоляторы (при обосновании);
- для ВЛ 220 кВ и выше гирлянды изоляторов должны быть снабжены защитной арматурой;

- полимерные консольные изолирующие траверсы - для ВЛ до 220 кВ включительно, проходящих в стесненных условиях, имеющих возможность подъезда автовышки к опорам для проведения технического обслуживания и ремонтов арматуры и изоляторов;

- на больших переходах ВЛ 110 кВ и выше – стеклянные изоляторы.

Линейная арматура:

- сцепная, поддерживающая, натяжная, защитная и соединительная арматура, не требующая обслуживания, ремонта и замены в период всего расчетного срока службы ВЛ;

- как правило, спиральная и клиносочлененная арматура, при соответствующих обоснованиях: прессуемая, болтовая;

- многочастотные гасители вибрации;

- на переходных промежуточных опорах больших переходов - поддерживающие роликовые подвесы, допускающие сезонные перемещения провода.

Воздушные линии электропередачи 110 кВ и ниже

На ВЛ 35-110 кВ рекомендуется применять полимерные и стеклянные изоляторы.

На ВЛ 6-20 кВ рекомендуется применять:

- подвесные полимерные, стеклянные изоляторы;

- полимерные изолирующие распорки;

- полимерные изолирующие траверсы;

- штыревые стеклянные и фарфоровые изоляторы с проушиной, с применением спиральной вязки для проводов СИП-3 и АС.

На ВЛ напряжением до 1 кВ рекомендуется применять линейную арматуру для самонесущего изолированного провода .

Соединения и ответвления проводов на ВЛ 0,4 кВ допускается выполнять только с применением специальных зажимов, соответствующих типу самонесущего провода.

Соединения ответвлений к вводам ВЛ с внутренней проводкой должно осуществляться с применением ответвительных одноразовых, прокалывающих, герметичных зажимов со срывной головкой без возможности их демонтажа.

Линейная арматура должна быть необслуживаемая и соответствовать сроку службы ВЛ.

2.2.22. Защита от грозových перенапряжений

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

Для защиты изоляции ВЛ напряжением 35 кВ и выше при прохождении в районах с высоким удельным сопротивлением грунтов, на больших переходах, в особых гололёдных районах взамен или в дополнение к грозозащитному тросу допускается применение ОПН.

Применение на ВЛ 6-35 кВ средств ограничения перенапряжений должно обеспечивать защиту:

- проводов от перегрева и пережога;
- подходов к распределительным устройствам подстанции;
- изоляции ВЛ в районах с высокой грозовой активностью;
- коммутационного оборудования;
- кабельных муфт;
- мест пересечения ВЛ с инженерными сооружениями;
- столбовых и мачтовых подстанций, электрооборудования подстанций, распределительных и трансформаторных пунктов.

2.2.23. Линейное коммутационное оборудование 0,4-35 кВ

Для оптимизации режимов работы, повышения надёжности электроснабжения потребителей, сокращения затрат на эксплуатацию и ремонтно-восстановительные работы, необходимо автоматизировать сети 6-20 кВ посредством:

- автоматического ввода резерва;
- секционирования ВЛ;
- организации систем автоматического повторного включения как на линейных выключателях центров питания, так и на секционирующих пунктах ВЛ;
- отключения ответвлений ВЛ;
- оснащения устройствами определения мест повреждения ВЛ, в том числе индикаторами неисправности;
- организации мониторинга за текущим состоянием проводов, в том числе их температуры нагрева.

Пункты секционирования с вакуумными выключателями и пункты автоматического включения резерва необходимо устанавливать на магистральных

линиях 6-20 кВ, а также на протяженных ответвлениях ВЛ при наличии технико-экономического обоснования.

Присоединения ВЛ напряжением 6-20 кВ должны быть оснащены устройствами однократного или двухкратного АПВ на головном выключателе линии и на секционирующих пунктах.

Пункты АВР и секционирующие пункты должны быть оснащены вакуумными выключателями и микропроцессорными устройствами РЗА.

Для секционирования магистральных линий 6-35 кВ следует применять вакуумные выключатели наружной установки (реклоузеры), с микропроцессорными блоками управления, позволяющие программировать работу выключателей под требуемые режимы работы.

Для отключения ответвлений от магистрали, длина которых составляет более 1,5 км, рекомендуется устанавливать современное коммутационное оборудование в голове этих ответвлений.

С целью повышения управляемости и контролируемости за работой электрической сети, все системы автоматизации должны работать с возможностью передачи информации на диспетчерский пункт о текущем состоянии оборудования, а также обеспечивать возможность телеуправления данным оборудованием.

2.2.24. Диагностирование и мониторинг ВЛ

Диагностика и мониторинг ВЛ должны быть проблемно-ориентированы и достоверны.

Надёжность систем мониторинга, устанавливаемых на опорах и проводах ВЛ, должна быть выше надёжности диагностируемого оборудования ВЛ.

Диагностика должна быть периодической, плановой и аварийной.

Диагностика и мониторинг должны быть на всех стадиях технологического развития оборудования ВЛ (проектирования, строительства, реконструкции, модернизации и реновации).

Комплексная диагностика ВЛ включает следующие основные виды диагностических работ:

- магнитометрический контроль состояния металлических конструкций опор;
- контроль внешней изоляции ВЛ;
- измерение расстояний по вертикали от проводов (грозозащитных тросов) до поверхности земли вдоль трассы ВЛ;

- ультразвуковой контроль анкерных креплений фундаментов;
- сейсмоакустический контроль состояния фундаментов и ж/б конструкций;
- дефектоскопия оттяжек промежуточных опор;
- тепловизионный контроль соединений проводов, арматуры и изоляции;
- мониторинг температуры проводов для ВЛ, оснащенных установками плавки гололеда и при наличии специальных обоснований для ВЛ, которые систематически работают с нагрузкой близкой к длительно-допустимой;
- контроль проявлений высоковольтного пробоя;
- определение типоразмеров анкерных плит;
- измерение сопротивления контура заземления;
- измерение удельного сопротивления грунта.

Средства измерений, применяемые для мониторинга и диагностики состояния оборудования, должны соответствовать положениям раздела «Метрологическое обеспечение»

2.2.25. Кабельные линии

Общие принципы построения силовых кабельных линий

1. Для кабельных линий всех классов напряжений рекомендуется применять кабели:

- с увеличенной толщиной оболочки повышенной твердости для снижения риска повреждения оболочки при прокладке;

- с наружным электропроводящим слоем, в том числе в составе огнезащитного покрытия, наносимого после прокладки кабеля на его оболочку, выполненную из материалов пониженной горючести, в том числе поливинилхлоридных композиций с низким дымо - газовыделением и без галогенных композиций с высоким кислородным индексом для прокладки в инженерных сооружениях;

- для подводной прокладки - кабели бронированные (бронированные немагнитные) с изоляцией из сшитого полиэтилена обеспечивающие работу в течение срока службы, выдерживающие осевые, поперечные, механические нагрузки в условиях гидростатического давления (только единой строительной длиной подводной части перехода кабельной линии);

- для прокладки в горной местности, а также в зонах сейсмической активности, применять бронированные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена и прокладывать их в специальных инженерных сооружениях. Способ прокладки

определять проектом, с применением специальных мер защиты от механических повреждений.

2. Ресурсный срок службы кабелей не менее – 30 лет с учётом эксплуатационных мероприятий, регламентированных соответствующими нормативными документами.

Арматура для силовых кабельных линий

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

Требования к экранам силовых кабелей

1 Выбор конструкции, сечения экрана и способ его заземления должен осуществляться по условиям допустимого нагрева КЛ в нормальном и после аварийном режимах работы, а также по условиям его термической стойкости, в том числе в режиме протекания однофазного (в сети с изолированной нейтралью) ТКЗ, с обеспечением электробезопасности обслуживания коробок транспозиции, с учетом их количества, мест расположения и проектирования КЛ по принципу минимизации количества соединительных транспозиционных муфт;

2. Проверка допустимости выбранного способа заземления экранов кабелей и расчет транспозиции экранов, должны осуществляться при проектировании с учетом допустимых напряжений на экранах кабелей при протекании по жиле максимального рабочего тока и ТКЗ в течений времени протекания по условиям работы РЗА;

3. Выбор способа обустройства экранов (частичное разземление или применение систем транспозиция) должен решаться при проектировании в каждом отдельном случае с учетом конкретных условий в зависимости, прежде всего, от значений ТКЗ и условий безопасного проведения работ при эксплуатации КЛ и их технического обслуживания и ремонта;

4. Транспозиционные колодцы должны быть обслуживаемыми, с обязательным наличием внешней гидроизоляции и иметь защиту от доступа посторонних лиц.

2.2.26. Технологии проектирования и производства строительного-монтажных работ в процессе строительства, технического перевооружения и реконструкции КЛ

Основными направлениями технической политики при проектировании, строительстве, реконструкции, техническом перевооружении и эксплуатации кабельных линий (КЛ) являются:

- модернизация сетей и повышение их энергоэффективности с целью обеспечения надежности работы сетей на основе инновационного подхода к развитию и модернизации действующего сетевого комплекса;

- применение кабелей силовых с алюминиевыми многопроволочными жилами на напряжение 10кВ с пропитанной бумажной изоляцией в свинцовой оболочке, с защитным покровом типа Бл, гарантирующих низкую дефектность производимых кабелей и являющихся ключевым фактором надежности, в том числе для КЛ пожаробезопасного исполнения;

- применение кабелей 10 кВ, соответствующих требованиям МЭК 60502-2, МЭК 60502-4;

- снижение эксплуатационных издержек;

- использование передовых, безопасных методов строительства и эксплуатации;

- развитие технологий оценки технического состояния КЛ, мониторинга режимов работы и состояния изоляции без вывода КЛ из работы;

- обеспечение гарантийного обслуживания КЛ, формирование аварийного резерва кабеля и кабельной арматуры (АР), оптимизация размещения, маршрутов доставки АР, позволяющая оперативно устранять повреждение КЛ.

- внедрение комплексной механизации работ при прокладке КЛ с использованием высокопроизводительных комплексов машин и оборудования;

- сокращение производства земляных работ, в том числе за счёт применения бестраншейных способов прокладки КЛ - горизонтально-направленного бурения (ГНБ в целях защиты благоустроенных участков городов;

- применение способа прокладки КЛ по территории ПС в заглубленных кабельных каналах (лотках), на эстакадах, а также, при обосновании, в грунте;

- выбор трассы для КЛ рекомендуется осуществлять за пределами охранных зон автомобильных дорог, ж/д путей, инженерных коммуникаций и зон зелёных насаждений;

- с целью единообразия (унификации), удобства эксплуатации и формирования аварийного запаса выбор параметров и марок (типов) кабелей, а также кабельной арматуры рекомендуется осуществлять с учетом уже находящихся в обслуживании эксплуатирующей организации КЛ с перспективой минимизации расхода кабелей, арматуры, вспомогательных материалов и комплектующих изделий и упрощения технологий их монтажа;

- с момента начала прокладки первой строительной длины КЛ должен быть обеспечен необходимый технический надзор представителями эксплуатирующей организации;

- обеспечение возможности легкого и быстрого монтажа КЛ с максимальным качеством работ;

- использование существующих конструкций мостов и совместное сооружение мостовых и кабельных переходов через водные препятствия, большие автомагистрали т.д. при обязательной координации проектной документации;

- выбор параметров кабелей с различными условиями охлаждения выполнять по участку с наихудшими условиями охлаждения в соответствии с требованиями ПУЭ.

Для КЛ 0,4-10 кВ способ прокладки должен определяться с учетом первоначальных капитальных и эксплуатационно-ремонтных затрат, а так же удобства и экономичности обслуживания.

В кабельных сооружениях рекомендуется предусматривать прокладку КЛ целыми строительными длинами с указанием допустимых условий эксплуатации для ремонтных соединительных муфт в инженерных спецсооружениях.

Кабели:

- для КЛ 10кВ при проектировании рекомендуется применять силовые кабели с алюминиевыми многопроволочными жилами с пропитанной бумажной изоляцией в свинцовой оболочке. С защитным покровом типа Бл, количество жил-3;

- для КЛ 0,4кВ рекомендуется применять силовые кабели:

- с алюминиевыми многопроволочными жилами на напряжение 1кВ, изоляция жил –ПВХ пластикат; броня из плоских стальных оцинкованных лент; защитный шланг –ПВХ пластикат; количество жил-4;

- с алюминиевыми многопроволочными жилами на напряжение 1кВ, изоляция жил –ПВХ пластикат; наружная оболочка –ПВХ пластикат; количество жил-4.

Арматура кабелей высокого напряжения:

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

-для кабелей 10кВ применяются концевые и соединительные муфты для внутренней и наружной установки GUST, GUSJ производства (Rayhem);

-для кабелей 0.4кВ применяются концевые и соединительные муфты для внутренней и наружной установки типа 4ПКВТп(б), 4ПКНТп, 4ПСТп(б).

2.3. Обеспечение безопасности при проектировании и эксплуатации сетевого комплекса МУП «АЭС»

Требования безопасности к энергетическим объектам при проектировании

1. При выборе площадок и земельных участков для размещения энергетических объектов и при их проектировании должен быть сведен к минимуму ущерб, причиняемый окружающей среде, и обеспечено сохранение ценности прилегающей территории (природоохранной, культурной, национальной, особо охраняемых природных объектов), в том числе за счет применения прогрессивных строительных и производственных технологий.

Назначение основных характеристик энергетического объекта (мощность, производительность, напряжение, режимы работы, число единиц основного оборудования) должно производиться с учетом применения технологий, обеспечивающих максимальное использование территории площадки, экономичное и экологически безопасное водопользование, минимальное затопление земель, минимальное загрязнение земель твердыми и жидкими отходами производства и воздуха вредными выбросами.

2. При проектировании энергетического объекта должен быть разработан раздел по оценке воздействия на окружающую среду, в котором должен быть определен возможный ущерб, причиняемый природной и социальной среде, а также возможные изменения в окружающей природной среде в результате сооружения энергетического объекта и последствия этих изменений для природной среды, жизни или здоровья людей, жизни животных и растений.

3. При проектировании энергетических объектов необходимо определить расчетные значения природных и техногенных воздействий, к которым должны быть устойчивы энергетические объекты, а также предусмотрены меры по предупреждению негативных последствий, выявленных в результате анализа опыта сооружения и эксплуатации энергетических объектов в зоне аналогичных природных и техногенных воздействий.

Для энергетических объектов, расположенных в районах с нормативной сейсмичностью 6 баллов и более (по 12-балльной шкале MSK-64), должна быть определена расчетная сейсмичность строительной площадки и выполнена проверка сейсмостойкости зданий и сооружений объекта при интенсивности землетрясения, равной расчетной сейсмичности строительной площадки.

4. При проектировании энергетических объектов должны быть предусмотрены меры для сохранения живучести энергетического объекта при негативных явлениях природного характера (в том числе при геодинамических воздействиях, загрязнении атмосферы, повышенных гололедно-ветровых нагрузках, селевых, ледовых, ветровых воздействиях, агрессивности подземных вод и воздуха, высоких половодьях и паводках и других воздействиях, влияющих на условия строительства и эксплуатации объекта) в пределах расчетных значений.

5. При проектировании энергетических объектов должны быть обеспечены безопасные условия для их эксплуатации, в том числе:

возможность безопасного ведения технологического процесса с учетом природных и техногенных воздействий;

возможность свободного доступа к оборудованию, установкам, зданиям и сооружениям для проведения осмотра, технического обслуживания, ремонта, предупреждения и ликвидации опасных ситуаций.

6. При проектировании энергетических объектов должны быть предусмотрены меры по резервированию работы оборудования и коммуникаций энергетических объектов с учетом допускаемых технической документацией перегрузок в нормальных (длительно) и аварийных (кратковременно) режимах работы.

7. Проектная документация на энергетические объекты должна содержать требования пожарной безопасности, в том числе к применяемому электрооборудованию.

Ответственность за соблюдение установленных техническими регламентами требований к безопасности энергетических объектов при их проектировании несет юридическое или физическое лицо, осуществляющее подготовку проектной документации

2.3.1. Экологическая безопасность

2.3.1.1. Основные принципы экологической безопасности

Положение в области экологической безопасности направлено на:

- соблюдение требований в области охраны окружающей среды, нормативов допустимого воздействия на окружающую среду, установленных природоохранным законодательством Российской Федерации;

- охрану, 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 негативного воздействия на окружающую среду;

- применение в производственном процессе наилучших доступных технологий, направленных на минимизацию воздействия производственной деятельности на окружающую среду;

- сокращение объемов образования отходов, обращение со всеми видами отходов и демонтированным оборудованием в соответствии с санитарно-гигиеническими нормами и требованиями экологической безопасности.

Технологии и мероприятия, направленные на обеспечение требований экологической безопасности

Основные мероприятия:

- восстановление и рекультивация земель, нарушенных в процессе строительства, реконструкции, технического перевооружения и эксплуатации электросетевых объектов;

- обеспечение учета негативного воздействия на окружающую среду деятельности МУП «АЭС», совершенствование системы производственного

экологического контроля и применение предупредительных мер по снижению негативного воздействия

- внедрение современного «экологичного», сертифицированного в установленном порядке, оборудования (сухих реакторов, трансформаторов и конденсаторов, и подобного оборудования);

- поэтапный вывод из эксплуатации оборудования, содержащего полихлорированные бифенилы (ПХБ) с заменой на экологически более безопасное в срок до 2025 года; передача отходов, содержащих ПХБ, специализированным организациям, имеющим соответствующую лицензию;

- обустройство системы маслоприемных устройств ПС с использованием современных технологий (в том числе полимерных покрытий маслоприемников);

- обеспечение нормативных величин акустического воздействия на зоны жилой застройки;

- применение самонесущих изолированных проводов без вырубки просеки при прохождении трассы ВЛИ по зеленым насаждениям;

- применение защищенных проводов, позволяющих существенно уменьшить ширину вырубаемой просеки в лесных массивах;

- применение СИП и защищенных проводов ВЛ в местах массовой сезонной миграции птиц предотвращающих их гибель от поражения электрическим током;

- выполнение на электросетевых объектах мероприятий по защите животного мира (оснащение опор ВЛ специальными устройствами, препятствующими гнездованию птиц на конструктивных элементах опор);

- обеспечение надлежащего технического состояния автопарка в целях соблюдения технических нормативов выбросов, а также загрязнения почвы автомобильными маслами и технологическими жидкостями;

- обеспечение надлежащего технического состояния пылеулавливающих установок, предназначенных для очистки воздуха в производственных помещениях от отходящих газов;

- обеспечение своевременного проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и их источников согласно плану-графику действующего проекта ПДВ;

- обустройство мест накопления отходов производства и потребления в соответствии с требованиями природоохранного законодательства и санитарных правил;

- обеспечение обращения с отходами производства и потребления I-IV классов опасности согласно всем требованиям действующего законодательства.

- обеспечение вывоза образовавшихся в процессе реконструкции или строительства отходов производства для дальнейшей их утилизации, обезвреживания или захоронения.

2.3.1.2. При проведении проектирования, реконструкции и строительстве новых объектов МУП «АЭС» должно:

а) пользоваться основными нормативно-правовыми документами, регламентирующими деятельность предприятия в области охраны окружающей среды.

б) учитывать нормативы допустимой антропогенной нагрузки на окружающую среду, предусматривать мероприятия по предупреждению и устранению загрязнения окружающей среды, а также способы накопления, утилизации, обезвреживания и размещения отходов производства и потребления, применять ресурсосберегающие, малоотходные, безотходные и иные наилучшие доступные технологии, способствующие охране и восстановлению природной среды, рациональному использованию природных ресурсов.

2.3.1.2.1 Строительство и реконструкция зданий, сооружений и иных объектов должны осуществляться по утвержденным проектам, имеющим положительное заключение государственной экспертизы проектной документации, а также в случаях, установленных действующим законодательством, положительное заключение государственной экологической экспертизы регионального или федерального уровня, с соблюдением требований в области охраны окружающей среды, а также санитарных и строительных требований, норм и правил.

2.3.1.2.2. При проектировании, строительстве и реконструкции подстанций рекомендуется осуществлять мероприятия, повышающие уровень экологической безопасности, оказывающие минимальное негативное воздействие на окружающую среду и человека.

2.3.2. Охрана труда

2.3.2.1. Основные цели в области охраны труда

Положение в области охраны труда направлено на:

- исключение случаев производственного травматизма и профессиональных заболеваний;
- формирование у работников безопасного поведения на производстве и навыков предупреждения опасных ситуаций;
- постоянное улучшение условий и охраны труда.
- обеспечение приоритета сохранения жизни и здоровья работников в производственной деятельности;
- разработка и внедрение систем менеджмента безопасности труда и охраны здоровья в соответствии с ГОСТ Р 54934 - 2012/OHSAS 18001:2007;
- обеспечение обучения работников охране труда, с отведением не менее 50% объема программы подготовки по новой должности и периодического обучения производственного персонала на практическую подготовку приемам безопасного выполнения работ на учебно-тренировочных полигонах, лабораториях, стендах;
- обеспечение работников сертифицированной качественной и эргономичной специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты, смывающими и (или) обезвреживающими средствами, качественными электрозащитными средствами, исправным инструментом, приспособлениями, инструкциями;
- обеспечение комплексной термической защиты работника при выборе комплектов для защиты от термического воздействия электрической дуги. Комплексная термическая защита должна быть не ниже расчетного значения величины падающей энергии дуги;
- оборудование учебно-тренировочных полигонов для проведения обучения персонала безопасным методам выполнения работ на энергетическом оборудовании;
- организация и осуществление внутреннего контроля за соблюдением требований охраны труда на электросетевых объектах и при эксплуатации транспортных средств;
- - обеспечение постоянного надзора за выполнением норм и правил охраны труда посредством проведения внутренних аудитов;
- обеспечение реализации системы мотивации, стимулирующей работников к безусловному соблюдению требований охраны труда;
- обеспечение соблюдения требований законодательных и иных нормативно-правовых актов Российской Федерации в области охраны труда;

- обеспечение выявления, идентификации, оценки и снижения рисков травмирования персонала;
- обеспечение внедрения и использования технологий, обеспечивающих безопасные условия труда на рабочих местах;
- обеспечение эффективного функционирования и непрерывного совершенствования системы управления охраной труда;
- мониторинг и внедрение передовых разработок в области охраны труда;
- проведение специальной оценки условий труда для обеспечения нормальных и безопасных условий труда на рабочих местах;
- обеспечение допуска к осуществлению производственной деятельности работников, на основании результатов обязательных периодических медицинских осмотров (обследований), а также проводимых по требованию работодателей предсменных медицинских осмотров (обследований) работников;
- проведение производственного контроля за соблюдением санитарных правил и выполнением санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий.

Технологии и мероприятия, направленные на обеспечение требований охраны труда и безопасности персонала.

Основные мероприятия:

- принятие при проектировании электросетевых объектов, зданий и сооружений технических решений, обеспечивающих 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;
 - стационарных жестких анкерных линий и стационарных лестниц подъема на металлические опоры с возможностью дальнейшего применения средства защиты ползункового типа, а также стационарных анкерных точек для использования в качестве страховочной системы при работе на высоте на опоре;
 - 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.

- снижение доли ручного труда, тяжести труда и повышение производительности труда за счет повышения уровня механизации и автоматизации;

- снижение доли работ, связанных с подъемом на опоры ЛЭП без применения специальных машин и механизмов;

- исключение подъема с применением лазов и когтей на опоры, находящиеся в эксплуатации более установленного нормативного срока;

- оснащение оборудования автоматикой безопасности, блокировками, на вновь вводимых ПС оснащение системами дистанционного управления с целью исключения нахождения человека непосредственно вблизи коммутационного аппарата при переключениях;

- оснащение в необходимом объеме специальными механизмами, авто- и спецтехникой (гидроподъемниками, телескопическими вышками, передвижными лабораториями, бурильно-крановыми машинами), а также современным оборудованием, инструментом и приспособлениями для обеспечения механизации работ по ТОиР, в первую очередь, наиболее травмоопасных и трудоемких;

- использование при работах на высоте амортизирующих тормозных устройств, блокирующих и стопорных устройств;

- применение изолированных токопроводов, шинопроводов, шлейфов в местах возможного прохода людей;

- при вводе новых объектов применение встроенных в оборудование сигнализаторов напряжения, с возможностью их интеграции в систему телесигнализации и схему блокировки безопасности;

- применение электрооборудования и технологий, безопасных для жизни и безвредных для здоровья персонала;

- применение приборов безопасности, контролирующей концентрацию вредных веществ во взрывоопасной и газоопасной воздушной среде;

- приобретение автотранспортных средств для перевозки персонала (автобусы, бригадные машины, подъемники (вышки) и т.п.), оборудованных ремнями безопасности и антиблокировочной системой тормозов;

- внедрение на новых автотранспортных средствах бортовых систем

мониторинга транспортного средства;

- создание для персонала современных санитарно-бытовых условий;
- оснащение линейных бригад автотранспортной техникой, оборудованной для создания нормальных условий труда и отдыха персонала при длительном пребывании в полевых условиях;
- использование современных приспособлений для безопасного ведения работ (стеклопластиковые лестницы, устройства для раскрепления опор на базе бурильно-крановых машин, подъемные приспособления, страховочные системы);
- применение для работы на ВЛ 0,4-10 кВ комплектов средств защиты и приспособлений, обеспечивающих возможность установки переносных заземлений и выполнения отдельных видов работ (обрезка веток, снятие набросов) без подъема на опоры ВЛ;
- внедрение безопасных технологии ремонтов ВЛ 0,4 кВ под напряжением (без отключения);
- ограничение (где это возможно по технологии) контакта рабочих с вредными веществами, таких как асбест, битум, кислоты и прочими веществами, наносящими вред здоровью.

2.3.3. Пожарная безопасность

2.3.3.1. Основные принципы в области пожарной безопасности

Положение в области пожарной безопасности направлено на:

- обеспечение пожарной безопасности электросетевых объектов в соответствии с требованиями Федерального законодательства, действующих норм и правил;
- использование в производственном процессе наиболее эффективных существующих доступных технологий, обеспечивающих повышение уровня пожарной безопасности объектов;
- применение при строительстве электросетевых объектов, зданий и сооружений материалов и конструкций, а также оборудования, прошедшего аттестацию в установленном порядке;
- предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара, в том числе их сопутствующих проявлений;
- сохранение и защита имущества при пожаре;
- предупреждение возникновения пожара;
- недопущение распространения пожара на имущество третьих лиц.

Система обеспечения пожарной безопасности объекта включает комплекс мероприятий, направленных на:

- предотвращение и локализацию пожара;
- обеспечение противопожарной защиты объектов (в т.ч. применение систем пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения), в соответствии с нормативными правовыми актами и НТД;
- обеспечение установленных требований в части пожарной безопасности, в том числе исключение превышения допустимого пожарного риска.

Система предотвращения и локализации пожара обеспечивается:

- максимально возможным по условиям технологии и строительства ограничением массы или объема горючих веществ, материалов:

- применением при строительстве зданий и сооружений негорючих и трудногорючих веществ и материалов с нормируемым пределом огнестойкости и классом пожарной опасности;

- заменой маслонаполненного оборудования на оборудование с негорючим диэлектриком (вакуумом, элегазом, твёрдой изоляцией).

При проектировании кровельных покрытий и строительных конструкций кровель зданий ПС 110 кВ должны применяться негорючие материалы с классом пожарной безопасности строительных конструкций - К0.

Класс пожарной опасности строительных конструкций должен соответствовать принятому классу конструктивной пожарной опасности зданий, сооружений и пожарных отсеков.

Система противопожарной защиты объекта

Система обеспечивается при помощи:

1) применения фотолюминесцентных эвакуационных систем для зданий (сооружений) при оснащении СОУЭ 3 типа и выше в соответствие с действующими национальными государственными стандартами и сводами правил;

2) применения автоматических установок пожаротушения:

- тонкораспыленной водой (АУВПТ-ТРВ) для защиты проходных кабельных сооружений на объектах электроэнергетики, а также поверхностного и локального по поверхности тушения очагов пожара классов А, В по ГОСТ 27331-87 (СТ СЭВ 5637-86);

- АУГПТ на основе безопасных для человека ГОТВ для защиты проходных кабельных шахт и пространств под двойными полами и потолками при прокладке кабелей (проводов) типа НГ с общим объемом горючей массы от 1,5 до 7 л на метр КЛ, залов АСУ ТП;

- автономные установки пожаротушения для тушения (ликвидации) пожаров электротехнического оборудования, с напряжением не выше указанного в технической документации на используемые огнетушащие вещества автономной установки, а также возгораний других веществ и материалов, на тушение которых рассчитана автономная установка согласно технической документации.

3) соблюдения минимальных расстояний от насосной пожаротушения или камеры переключения задвижек до защищаемого оборудования или помещения;

4) применения огнезащитных составов, имеющих сертификат подтверждения соответствия требованиям Федерального закона № 123-ФЗ от 22.07.2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» в форме декларирования соответствия или в форме обязательной сертификации, в том числе применением для защиты КЛ огнезащитных составов со сроком службы огнезащитного покрытия не менее 15 лет;

5) ограничения распространения пожара за пределы очага пожара:

- применением для ПС 35 кВ и выше кабелей с изоляцией, не распространяющей горение в соответствии с ГОСТ 31565-2012, для прокладки КЛ в ОРУ кабелей с изоляцией, не распространяющей горение при одиночной прокладке и с изоляцией, не распространяющей горение при групповой прокладке (нг (A F/R)) (выбор категории пожарной опасности кабельных линий (A F/R, A, B, C или D), при групповой прокладке, должен подтверждаться соответствующими расчётами и входить в состав проекта);

- установкой пожароопасного оборудования по возможности в изолированных помещениях с непосредственным выходом наружу или на открытых площадках;

- устройством противопожарных преград с нормируемым пределом огнестойкости.

б) применения средств индивидуальной защиты людей от опасных факторов пожара. Средства индивидуальной защиты органов дыхания должны обеспечивать безопасность людей в течение времени действия опасных факторов пожара, по пути эвакуации, но не менее 20 минут.

Технологии и мероприятия, направленные на обеспечение требований пожарной безопасности и предупреждение технологических нарушений, связанных с пожарами

На электросетевых объектах должны применяться:

- огнестойкие КЛ, не распространяющих горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газовыделением (НГ (A F/R- FRLS));

- для кабельных сооружений 10-110 кВ КЛ с изоляцией, не распространяющей горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газовыделением (НГ (A F/R- LS));

- силовых кабелей 1 кВ и выше с изоляцией, не распространяющей горение, за исключением кабелей, проложенных в земле при одиночной прокладке;

- прокладки контрольных кабелей в РУ 6 кВ и выше в соответствие с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ), при этом обеспечение наличия огнестойких уплотнений в местах проходов кабелей через стены, перегородки и перекрытия с пределом огнестойкости не ниже предела огнестойкости самой строительной конструкции;

- защиты силовых и контрольных кабелей от распространения пожара путем проектирования лотков из сплошных ж/б конструкций с пределом огнестойкости не менее REI 45, не имеющих разрывов, с применением съемных несгораемых плит и применением силовых и контрольных кабелей, в том числе симметричных высокочастотных и коаксиальных кабелей связи, с изоляцией, не распространяющей горение;

- прокладки силовых кабелей 10 кВ и выше с рядом прокладываемыми в надземных кабельных лотках контрольными кабелями при соблюдении расстояния не менее 1,2 метра между ними и наличия огнезащитного покрытия контрольных кабелей;

- заходов контрольных кабелей в РУ-10 кВ и выше, питающих оперативные цепи управления, РЗА и сигнализации по разным кабельным лоткам с соблюдением условий, исключающих одновременное повреждение основного и резервного питания в случае пожара;

- принципа разделения основных и резервных защит (либо двух комплектов защит) по цепям переменного тока и напряжения, по цепям оперативного тока и исполнительным цепям путем размещения их на разных кабелях, а также, по разным трассам;

- применение в системах автоматической пожарной сигнализации (АПС) зданий:

- цифровых установок пожарной сигнализации с распределенной архитектурой и передачей сигналов состояния элементов системы от приемно-контрольных приборов (ПКП) к общему пульту контроля (ПКУ) и управления по проводному цифровому интерфейсу связи;

- волоконно-оптических каналов передачи цифровой информации от ПКП к ПКУ (при высоком уровне ЭМП в местах прохождения цифрового интерфейса связи);

- точечных дымовых извещателей с цифровой микропроцессорной обработкой сигнала;

- линейных оптических дымовых извещателей для помещений большой площади и высотой более 4 м (например, в залах КРУЭ);

- линейных тепловых извещателей (термокабель) в зонах с тяжёлыми условиями эксплуатации (повышенной взрывоопасностью, с повышенной или пониженной температурой, химически агрессивной средой, высокой влажностью/сыростью и загрязнением), а также для защиты протяжённых сооружений и наружных установок.

- применение полов самотушения для покрытия маслоприемников в закрытых камерах силовых трансформаторов;

- применение огнепреградителей в системах отвода масла;

- оснащение пожарной сигнализацией всех помещений, за исключением помещений насосных водоснабжения, бойлерных и других помещений для инженерного оборудования здания, в которых отсутствуют горючие материалы; помещений с мокрыми процессами (душевые, санузлы, помещения мойки и т.п.); лестничных клеток;

- применение для отделки эвакуационных путей материалов следующих категорий пожарной опасности:

- Г1, В2, Д2, Т2 - для отделки стен и потолков в вестибюлях, лестничных клетках;

- Г2, В2, Д3, Т2 - для отделки стен и потолков в общих коридорах, холлах и фойе;

- Г2, В2, Д2, Т2 РП2 - для покрытия полов в вестибюлях, лестничных клетках;

- Г3, В2, Д3, Т3 РП2 - для покрытия полов в общих коридорах, холлах и фойе;

- НГ или Г1 - для покрытия полов в помещениях зданий производственного или складского назначения категорий А, Б и В1;

- использование негорючих материалов для устройства каркасов подвесных потолков в помещениях и на путях эвакуации (окрашенные лакокрасочными

покрытиями каркасы из негорючих материалов должны иметь группу горючести НГ или Г1), а также помещений для посетителей организаций бытового и коммунального обслуживания с нерасчетным числом посадочных мест (Центры обслуживания клиентов и т.п.);

- использование материалов для отделки стен и потолков с классом пожарной опасности КМ0 и (или) КМ1 для помещений книгохранилищ и архивов, а также помещений, в которых содержатся служебные каталоги и описи;

- оснащение систем вентиляции и кондиционирования воздуха помещений АСУ ТП устройствами, обеспечивающими их отключение при пожаре, как по месту их установки, так и со щита управления;

- устройство противопожарных перегородок, из огнезащитных материалов в местах прохода кабелей из кабельных сооружений в лотки с пределом огнестойкости не менее EI 45, а также в местах разветвлений на территории ОРУ и через каждые 50 м по длине. В качестве огнезащитных покрытий строительных конструкций, кабелей и устройства кабельных проходов в стенах и фундаментах должны применяться огнезащитные материалы, имеющие сертификаты соответствия требованиям Федерального закона № 123-ФЗ от 22.07.2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;

- устройство маслоборника силовых масляных трансформаторов, за пределами здания на ПС, оснащенных КРУЭ;

- применение объемно-планировочных решений и средств, обеспечивающих ограничение распространения пожара за пределы очага;

- применение систем коллективной защиты (в том числе противодымной) и средств защиты людей от воздействия опасных факторов пожара;

- сооружение сетей противопожарного водопровода:

- обеспечение контроля наличия противопожарного запаса воды в резервуарах со щита управления;

- применение высоких опор для предупреждения технологических нарушений по причине пожаров в охранной зоне ВЛ в пожароопасных районах (рекомендовано).

Ограничения по применению оборудования и систем противопожарной защиты.

Не допускается:

- а) применение в зданиях и сооружениях кабельных изделий, не соответствующих по показателям пожарной опасности установленным требованиям;

б) применение строительных материалов (декоративно-отделочных и облицовочных материалов, покрытий полов) в зданиях и сооружениях с классом пожарной опасности (КМ), не соответствующим установленным требованиям;

в) применение не сертифицированных противопожарных преград;

г) использование воды с добавлением пенообразователей, смачивателей и солей в качестве огнетушащего вещества при тушении действующих электроустановок;

д) применение оборудования установок автоматической противопожарной защиты без соответствующих сертификатов;

е) применение огнетушителей на водной основе в действующих электроустановках;

ж) использование порошка в качестве огнетушащего вещества в помещениях с наличием оборудования на базе микропроцессорных устройств (серверные ЭВМ, АСУ ТП);

з) применение огнезащитных материалов и составов на органической основе, содержащих токсичные компоненты и органические растворители в зданиях и сооружениях с наличием людей

Мероприятия по обеспечению безопасности подразделений пожарной охраны при ликвидации пожара:

а) тушение возможного пожара и проведение спасательных работ должно обеспечиваться конструктивными, объемно-планировочными, инженерно-техническими решениями и организационными мероприятиями;

б) на фасадах электросетевых объектов должны быть оборудованы и обозначены места заземления передвижной пожарной техники;

в) высоковольтные подстанции необходимо обеспечить переносными защитными заземлениями для пожарных машин;

г) тушение пожара подразделениями пожарной охраны на оборудовании, находящемся под напряжением до 0,4 кВ, определяется невозможностью снять напряжение переменного и постоянного тока с цепей вторичной коммутации из-за недопустимости потери управления оборудованием, что может привести к тяжелым последствиям для электросетевых объектов;

д) оборудование подстанций, находящееся под напряжением выше 0,4 кВ, перед допуском к тушению пожара должно быть обесточено;

е) к системам противопожарного водоснабжения здания подстанций, а также зданий насосных должен обеспечиваться постоянный доступ для пожарных подразделений и их оборудования;

ж) для ориентировки подразделений противопожарной службы должны быть предусмотрены указатели объемные со светильником или плоские, выполненные с использованием фотолюминесцентных материалов. Указатели должны размещаться на высоте 2-2,5 м на фасадах зданий.

2.3.4. Промышленная безопасность

Основным принципом Положения в области промышленной безопасности приоритет жизни и здоровья сотрудников Предприятия, персонала, находящегося на опасных производственных объектах (далее ОПО) Предприятия и третьих лиц по отношению к результатам производственной деятельности, а также обеспечение уровня защищенности от аварий на ОПО и последствий указанных аварий в соответствии с требованиями Федеральным законом Российской Федерации от 21.07.97 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

Основной задачей МУП «АЭС» в области промышленной безопасности является обеспечение высочайшего уровня содержания опасных производственных объектов Предприятия, при котором риск возникновения аварий и инцидентов на этих объектах минимален.

Для реализации требований промышленной безопасности необходимо выполнение следующих ключевых мероприятий:

- организация и осуществление производственного контроля на опасных производственных объектах за соблюдением требований промышленной безопасности;

- обеспечение получения лицензий на осуществление конкретного вида деятельности в области промышленной безопасности, подлежащего лицензированию в соответствии с законодательством Российской Федерации;

- обеспечение проведения экспертизы промышленной безопасности зданий, сооружений и технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, а также проведение диагностики, испытаний, освидетельствований сооружений и технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, в установленные сроки;

- обеспечение получения положительного заключения экспертизы

промышленной безопасности проектной документации на техническое перевооружение, консервацию и ликвидацию опасного производственного объекта, а также осуществление регистрации опасных производственных объектов в государственном реестре опасных производственных объектов;

- планирование и осуществление мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах II, III класса опасности, предусмотренных пунктами 1, 4, 5 и 6 приложения 1 к № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;

- обеспечение заключения договоров страхования гражданской ответственности за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте;

- обеспечение проведения подготовки и аттестации работников в области промышленной безопасности, обучения и проверки знаний персонала, обслуживающего технические устройства опасного производственного объекта;

- осуществление взаимодействия по вопросам промышленной безопасности с государственными органами контроля (надзора).

МУП «АЭС» имеет площадки опасных производственных объектов, в том числе:

- одна площадка, на которой эксплуатируется оборудование, работающее под давлением (транспортируемая котельная установка) – III класс опасности;

- одна площадка, на которой эксплуатируются подъемные сооружения (краны, краны-манипуляторы, подъемники) – IV класс опасности.

Все площадки опасных производственных объектов зарегистрированы в государственном реестре опасных производственных объектов и застрахованы.

2.3.5. Безопасность дорожного движения

Основной целью работы по обеспечению безопасности дорожного движения является сокращение дорожно-транспортного травматизма, а также предупреждение дорожно-транспортных происшествий и снижение тяжести их последствий, путем реализации планомерной системы мероприятий.

Для достижения основной цели должны решаться следующие задачи:

- повышение надежности водительского состава;
- обеспечение эксплуатации транспортных средств в технически исправном состоянии;

- реализация системы организации перевозок, исключающей возможные опасные действия водителей;

- обеспечение безопасных условий работы водителей на линии;
- снижение тяжести последствий дорожно-транспортных происшествий;
- организация управления деятельностью по обеспечению безопасности перевозок.

2.4. Оперативно-технологическое управление

2.4.1. Введение

Под оперативно-технологическим управлением электросетевым комплексом понимается комплекс мер по управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и (или) энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, осуществляемый собственниками или иными законными владельцами таких объектов и (или) установок в соответствии с требованиями субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в отношении линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок, технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых влияют на электроэнергетический режим работы электроэнергетической системы и установленным таким субъектом распределением объектов диспетчеризации по способу управления и ведения - в отношении объектов диспетчеризации, и самостоятельно - в отношении иных линий электропередачи, оборудования и устройств.

Настоящий раздел содержит принципы построения оперативно-технологического управления в МУП «АЭС», основные задачи в области организации и совершенствования оперативно-технологического управления, типовые требования и решения к оснащению ОДС МУП «АЭС».

2.4.2. Задачи оперативно-технологического управления

процессами функционирования электрических сетей

Основными задачами оперативно-технологического управления являются:

- а) обеспечение надежности электроснабжения и качества электроэнергии в соответствии с требованиями нормативных документов, технических регламентов и условиями договоров оказания услуг по передаче электрической энергии;
- б) повышение эффективности системы оперативно-технологического управления МУП «АЭС»;
- в) повышение наблюдаемости и управляемости распределительным электросетевым комплексом;

г) рациональное использование трудовых ресурсов, специальной техники и автотранспорта;

д) минимизация времени восстановления электроснабжения потребителей.

е) обеспечение надлежащего качества и безопасности эксплуатации объектов электросетевого хозяйства;

ж) обеспечение эффективной, с наименьшими техническими потерями, передачи электрической энергии по электрическим сетям.

Оперативно-технологическое управление (ОТУ) осуществляется посредством выполнения операционных и неоперационных функций.

Операционные функции направлены непосредственно на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта электросетевого хозяйства.

Неоперационные функции включают в себя:

- планирование ремонтов;
- проработку диспетчерских заявок;
- разработку оперативной документации;
- организацию работы с персоналом;
- расследование аварий;
- обеспечение безопасного производства работ на ЛЭП, устройствах и оборудовании ПС, ТП.

Оперативно-диспетчерская служба (ОДС) МУП «АЭС», выполняя операционные функции ведения режима электрической сети, обеспечивают:

а) круглосуточный оперативный контроль электроэнергетического режима и технологического состояния электрической сети;

г) выполнение оперативных переключений на оборудовании, находящемся в технологическом управлении;

д) предотвращение развития и ликвидацию нарушений нормального режима;

е) создание надежной послеаварийной схемы сети;

ж) поддержание параметров работы электросетевого оборудования (токовая нагрузка, уровни напряжения, температура масла трансформаторов и т.п.) в допустимых пределах в соответствии с заданным режимом и инструкциями по эксплуатации соответствующего оборудования;

Задачи в части обеспечения противоаварийных мероприятий:

а) составление и согласование нормальных оперативных схем электрических соединений подстанций, ведение схемной документации; формирование, внесение изменений в расчетные параметры в связи с вводом нового оборудования;

б) разработка и согласование с органами исполнительной власти и Хакасским РДУ графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) (далее – ГАО);

в) разработка и согласование с Хакасским РДУ и Хакасэнерго графиков использования автоматической частотной разгрузки (далее АЧР) с частотной автоматикой повторного включения (далее – ЧАПВ) по питающим центрам;

г) проведение расчетов объемов нагрузки, подключенной к АЧР и ЧАПВ, а также нагрузки потребителей, включенных в графики ГАО, и передача данных в Хакасское РДУ;

з) технологическое управление и технологическое ведение ЛЭП, оборудованием и устройствами на объектах электросетевого хозяйства в соответствии с распределением их по способу управления (технологическое управление (ведение), диспетчерское управление (ведение));

и) руководство оперативными переключениями по изменению эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования и устройств подстанций, находящихся в технологическом (диспетчерском) управлении или (и) ведении соответствующего оперативно-диспетчерского персонала;

к) проведение контрольных измерений потокораспределения мощности и определение текущей пропускной способности электрических сетей в зоне оперативной ответственности МУП «АЭС»;

л) согласование заявок на изменение технологического режим работы или эксплуатационного состояния энергооборудования;

м) оформление аварийных и неотложных заявок в нерабочее время, праздничные и выходные дни, в том числе от жителей и служб города;

н) контроль за ходом аварийно-восстановительных работ по локализации аварий и восстановлению нормального режима электроснабжения потребителей;

о) принятие решения и выдачу команд (разрешений) подчиненному оперативному персоналу по приведению состояния устройств РЗА и ПА в соответствие с режимом работы электрических сетей;

п) согласование проектов, технических условий;

р) специальное и техническое обучение, проведение инструктажей, противоаварийных и противопожарных тренировок, а также совместных комплексных учений.

с) оперативное информирование руководства МУП «АЭС» и структурных подразделений о технологических нарушениях в работе сети и ремонтных работах, проводимых на подведомственных объектах;

т) информационное взаимодействие с УКХТ города Абакана, ЕДДС и другими организациями.

Одной из задач в части организации производственной деятельности ОДС является развитие и совершенствование системы ОТУ. В рамках исполнения указанной задачи:

- должны быть обеспечены системные подходы в развитии и оптимизации системы ОТУ;

- должна быть реализована единая техническая политика в части технологического оснащения и информационного обеспечения службы и бригад ОВБ;

- должна быть обеспечена защита ОДС от угроз информационной безопасности, реализуемых с целью перехвата функций управления;

- должны быть проработаны вопросы обеспечения безопасности при реализации функций ОТУ с целью исключения возможности совершения кибератак.

2.4.3. Структура оперативно-технологического управления

2.4.3.1. Участок №5 Оперативно-диспетчерская служба (далее ОДС) является структурным производственно-техническим подразделением Муниципального предприятия г.Абакана «Абаканские электрические сети». Количественный и должностной состав ОДС определяется штатным расписанием, утвержденным руководством МУП «АЭС».

Штат службы комплектуется в зависимости от объема управляемого оборудования в соответствии с нормативными документами.

2.4.3.2. Оперативно-технологическое управление распределительными сетями должно осуществляться диспетчером ОДС в соответствии со следующими документами:

- а) положение об оперативно-технологических взаимоотношениях оперативно-диспетчерского персонала ЦУС Филиала ОАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго» с оперативным персоналом ОДС МУП «АЭС»;

б) положение об о взаимоотношениях персонала диспетчерской службы МУП «АЭС» и оперативного персонала Абаканской дистанции электроснабжения;

в) положение об о взаимоотношениях персонала диспетчерской службы МУП «АЭС» и оперативного персонала ОАО «Абаканвагонмаш».

2.4.3.3. Оперативные взаимоотношения с организациями осуществляются согласно положений о взаимоотношениях с данными организациями.

2.4.4. Функции оперативно-технологического управления процессами эксплуатационного обслуживания и ремонта.

Помимо перечисленных выше задач по оперативно-технологическому управлению сетями в МУП «АЭС» решаются задачи оперативно-технологического управления процессами эксплуатации и ремонтов оборудования электрических сетей, в том числе:

а) разработка и согласование графиков отключения оборудования и ЛЭП для ремонтных работ на энергообъектах;

б) составление, своевременный пересмотр типовых программ на вывод в ремонт и ввод в работу ЛЭП, а также разовых программ включения вновь смонтированного или реконструированного оборудования, программ испытаний;

в) подготовка режимов оборудования для ремонтов; проработка, оформление оперативных заявок на ремонт ЛЭП, оборудования, устройств РЗА, ПА ;

г) контроль и выдача разрешений на допуск к выполнению работ на ЛЭП;

д) производство замера максимума/минимума нагрузок на ТП, РТП;

е) производство осмотров электрооборудования согласно утвержденного графика;

ж) выполнение согласования с потребителями при ограничении потребления электроэнергии в следствии производства ремонтных работ на электрооборудовании.

2.4.5. Требования к диспетчерскому пункту

2.4.5.1. Процесс оперативно-диспетчерского управления осуществляется с диспетчерского пункта (ДП) Оперативно-диспетчерской службы (ОДС) МУП «АЭС».

2.4.5.2. Эффективность работы диспетчеров в значительной степени зависит от уровня установленного оборудования, телемеханических и автоматизированных систем управления.

2.4.5.3. Техническая оснащенность диспетчерского пункта ОДС является одним из основных параметров, определяющих, насколько оперативно диспетчер может анализировать информацию и принимать верные решения.

2.4.5.4. Помещения диспетчерского пункта должны располагаться таким образом, чтобы обеспечивались рациональные информационные связи и минимальная протяженность кабеля.

2.4.5.5. Диспетчерский пункт ОДС оперативно-технологического управления относится к I (особой) группе электроприемников по обеспечению электроснабжения.

2.4.5.6. В целях обеспечения надежности электроснабжение диспетчерского пункта необходимо предусматривать обеспечение электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, а также дополнительного третьего независимого источника питания (дизель-генераторной установки).

2.4.5.7. Между диспетчерами ОДС МУП «АЭС» и рабочими местами диспетчеров ЦУС Хакасэнерго, выполняющих операционные функции, должна быть организована прямая диспетчерская телефонная связь.

2.4.5.8. Помимо вышеуказанных каналов прямой диспетчерской связи, с оперативным персоналом взаимодействующих предприятий должна быть организована производственно-технологическая телефонная связь включая городской телефонный ввод и сотовая связь.

2.4.5.9. Диспетчер ОДС МУП «АЭС» должен обладать преимущественным правом занятия каналов производственно-технологической телефонной связи.

2.4.5.10. Для выполнения производственных функций дежурный персонал ОВБ должен быть обеспечен средствами устойчивой связи (телефон, радиостанция) с диспетчером ОДС МУП «АЭС».

2.4.5.11. Рабочее место диспетчера ОДС МУП «АЭС» должно оборудовано двумя взаимно-резервирующими телефонными пультами диспетчерской связи.

Диспетчерский телефонный пульт должен иметь:

- а) программируемую функцию быстрого набора номера;
- б) кнопочную станцию обеспечивающую прямую связь с необходимым количеством абонентов;
- в) функцию «громкая связь»;
- г) возможность присвоения наименования абонентам для определения приоритета.

2.4.5.12. Все устройства связи (прямой диспетчерской, телефонной, сотовой), используемые диспетчерами ОДС МУП «АЭС», должны быть подключены к регистраторам записи оперативно-диспетчерских переговоров.

2.5. Автоматизированные системы управления

2.5.1. Автоматизированные системы технологического управления

Введение

Автоматизированная система технологического управления (далее – АСТУ) – система управления диспетчерско-технологической и производственно-технической деятельностью МУП «АЭС», обеспечивающая решение задач автоматизации процессов сбора и передачи технологической информации с объекта электроэнергетики, ее обработки и хранения, производства оперативных переключений, проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту, анализа технического состояния оборудования и т.д., на базе современных программно-технических средств автоматизации, вычислительной техники и информационных технологий.

2.5.2. Политика развития определяет:

- а) цели и задачи автоматизации технологического управления в МУП «АЭС»;
- б) выделение уровней управления АСТУ;
- в) определение основных функций, выполняемых системами на различных уровнях;
- г) выбор и обоснование архитектуры системы технологического управления, принципов построения, выполняемых функций;
- д) основные принципы интеграции систем, стандарты и правила интеграции, правила взаимодействия с внешними и внутренними автоматизированными системами;
- е) основные требования к программно-аппаратным комплексам на каждом уровне управления, структуры построения;
- ж) очередность создания системы;
- з) систему единой классификации и кодирования информации;
- и) требования к структурам данных информационного взаимодействия между всеми интегрируемыми системами.

2.5.3. АСТУ МУП «АЭС» должна строиться как единый, интегрированный, многомашинный комплекс.

2.5.4. АСТУ всех уровней технологического управления должны быть полностью интегрированы друг с другом для обеспечения надежной бесперебойной работы системы в целом. Создаваемая АСТУ должна иметь резервируемую архитектуру для обеспечения высокого уровня надежности.

2.5.5. Архитектура и основные принципы построения архитектуры АСТУ должны позволять, при дальнейшем развитии системы, расширение функциональных задач.

2.5.6. В АСТУ электросетевого комплекса МУП «АЭС» выделяются два направления, обеспечивающих решение задач технологического управления электрическими сетями:

- а) автоматизированная система диспетчерско-технологического управления;
- б) автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП);

2.5.7. АСТУ, как комплексная многокомпонентная автоматизированная система управления, должна обеспечивать выполнение следующих основных функций:

- а) оперативно-диспетчерское управление технологическими объектами электросетевого комплекса МУП «АЭС»;
- б) сбор, обработка и передача оперативных данных для поддержки оперативно-диспетчерского и технологического управления;
- в) мониторинг и диагностика состояния оборудования, оценка состояния оборудования электрических подстанций
- г) управление хранением информацией о пространственно-распределенных ресурсах МУП «АЭС»;
- д) интеграция различных автоматизированных подсистем АСТУ между собой;
- е) интеграция автоматизированных подсистем с системами класса автоматического управления и регулирования;

2.5.8. Для обеспечения информационного взаимодействия автоматизированных систем различных уровней и функциональной направленности рекомендуется, чтобы интегрируемые системы соответствовали единым стандартам Международной электротехнической комиссии (МЭК 61968, 61970, 61850, 60870-6).

2.5.9. Рабочее места диспетчера является автоматизированным рабочим местом с установленным клиентским программным обеспечением АСДТУ.

2.5.10. Состав телеинформации должен обеспечивать наблюдаемость контролируемой электрической сети в объеме, определяемом конкретными задачами оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления.

2.5.11. Для выполнения таких задач, как:

а) мониторинг состояния основной электрической сети;

б) контроль выполнения диспетчерских команд;

в) координация действий подчиненного оперативного персонала объектов по ликвидации технологических нарушений и т.п. должна быть обеспечена дискретная информация (ТС – телесигналы событий и тревоги) о состоянии оборудования электросетевых объектов – положении коммутационной аппаратуры (отключено/включено), а также аварийно-предупредительная сигнализация об определенных технологических событиях, включая недопустимые отклонения от заданных значений параметров.

2.5.12. Для выполнения таких задач, как:

а) контроль загрузки работающего оборудования;

б) ликвидация технологических нарушений;

в) поддержание уровней напряжения в контрольных пунктах сети;

г) анализ режимов электрической сети;

д) подготовка технологических режимов для обеспечения возможности вывода оборудования из работы и др. должны быть обеспечены данные о значениях измеряемых параметров текущего режима сети (ТИ – телеизмерения) – активной и реактивной мощности, напряжения, тока на соответствующих присоединениях подстанции.

2.5.13. 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: а) 20 лет – для устройств нижнего (полевого) уровня системы; б) 15 лет – для устройств верхнего уровня системы;

2.6. Метрологическое обеспечение

2.6.1. Цели метрологического обеспечения

Метрологическое обеспечение в МУП «АЭС» – комплекс мероприятий, направленный на обеспечение единства и требуемой точности измерений в целях:

а) соблюдения правовых основ обеспечения единства измерений, установленных в Российской Федерации;

б) защиты прав и законных интересов МУП «АЭС» и персонала МУП «АЭС» от отрицательных последствий недостоверных результатов измерений;

в) обеспечения потребности МУП «АЭС» в получении объективных, достоверных и сопоставимых результатов измерений, используемых в целях защиты жизни и здоровья работников МУП «АЭС», для контроля на энергообъектах за надежной и экономичной работой оборудования, при проведении наладочных и ремонтных работ;

г) содействия научно-техническому прогрессу МУП «АЭС» и развития энергетики Российской Федерации в целом.

2.6.2. Требования к измерениям

2.6.2.1. В МУП «АЭС» разрабатывается, устанавливается распорядительным документом главного инженера и постоянно совершенствуется перечень измерений, осуществляемых в МУП «АЭС». Данный перечень включает измерения, проводимые как в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, так и для контроля на энергообъектах за надежной и экономичной работой оборудования, а также при проведении наладочных и ремонтных работ. 2.7.2.2. К сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений относятся измерения, к которым установлены нормативно-правовыми актами обязательные требования и которые выполняются при следующих действиях:

а) выполнение работ по обеспечению безопасных условий и охраны труда;

б) осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности к эксплуатации опасного производственного объекта;

в) осуществление торговли (выполнение операций коммерческого учета электрической энергии, осуществление оплаты за количество потребляемого тепла, воды и т.п.);

г) производство измерений, предусмотренных законодательством Российской Федерации о техническом регулировании.

2.6.2.3. Измерения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, за исключением прямых измерений, осуществляются только по аттестованным методикам измерений.

2.6.3. Требования к единицам величин

2.6.3.1. В МУП «АЭС» применяются только единицы величин, допущенные к применению в Российской Федерации Постановлением Правительства Российской Федерации от 31.10.2009 № 879 «Об утверждении Положения о единицах величин, допущенных к применению в Российской Федерации».

2.6.3.2. Наименование, обозначение и написание единиц величин осуществляется в строгом соответствии с вышеуказанным положением.

2.6.4. Требования к средствам измерений

2.7.4.1. Средства измерений, планируемые для оснащения и модернизации энергообъектов МУП «АЭС», должны быть утвержденного типа. Допускается в отдельных случаях (при экономической целесообразности, при отсутствии средств измерений утвержденного типа) не для применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений оснащение средствами измерений неутвержденного типа.

2.6.4.2. Средства измерений на момент ввода в эксплуатацию должны иметь действующие оттиски поверительных (калибровочных) клейм или свидетельства о поверке (сертификаты калибровки). В процессе эксплуатации средства измерений, применяемые в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, а также результаты измерений которых представляются в сторонние организации, подвергаются поверке, средства измерений, применяемые для наблюдения за технологическими параметрами, подвергаются калибровке.

2.6.4.3. Перечни средств измерений, подлежащих поверке или калибровке, а также средств измерений, применяемых для наблюдения за технологическими параметрами и не подлежащих поверке или калибровке (индикаторных средств измерений), разрабатываются отделом ТЭЭ и АИИСКУЭ, вводятся распорядительным документом главного инженера и пересматриваются по мере необходимости.

2.7. Эксплуатация оборудования электросетевого комплекса

Организация эксплуатации электрических сетей должна быть направлена на:

- обеспечение надежного (безаварийного) функционирования сетей;
- повышение управляемости и автоматизации электросетевых объектов;
- сокращение времени и частоты отключения потребителей; -
- снижение эксплуатационных издержек и потерь электрической энергии;
- внедрение надежных методов и средств диагностики технического состояния оборудования сетей без его отключения;

- создание необходимого аварийного запаса оборудования, изделий и материалов по условиям надежности и риска отказа, а также условий их доставки до мест установки. Ниже приведены основные подходы к организации эксплуатации объектов электрических сетей.

Оперативное обслуживание:

- мониторинг состояния электрической сети, включающий в себя контроль состояния оборудования и анализ оперативной обстановки на объектах электроэнергетики;

- организация оперативных действий по локализации технологических нарушений и восстановлению режимов объектов электроэнергетики;

- организация оперативного обслуживания ПС, производства оперативных переключений, режимное и схемное обеспечение безопасного производства ремонтно-эксплуатационных работ в электрических сетях;

- моделирования показателей эффективности электрической сети при различных вариантах ремонтных схем, а также гибкости и возможности изменения схем электрических сетей.

Планирование и организация работ:

- планирование ремонтов в магистральных электрических сетях осуществлять согласно графиков планово-предупредительных ремонтов с определением объемов работ на основе оценки технического состояния, с использованием современных методов и средств диагностики, в т.ч. без вывода оборудования из работы;

- в распределительных сетях организацию ремонтов осуществлять на принципах выполнения работ по критериям технического состояния сетей для существующего оборудования со сроком эксплуатации не более 25 лет, для остального оборудования установить периодичность работ по ТОиР с определением эффективного минимума ключевых характеристик его эксплуатации;

- проведение комплексного обследования и технического освидетельствования оборудования, выработавшего свой нормативный срок службы для продления срока эксплуатации;

- разработка предложений по модернизации, замене оборудования, совершенствованию проектных решений;

- оптимизация финансирования работ по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонтам путем определения объемов ремонтных работ на основании фактического состояния; - снижение издержек и потерь;

- совершенствование организационных структур управления и обслуживания; - анализ параметров и показателей технического состояния оборудования, зданий и сооружений до и после ремонта по результатам диагностики;

- совершенствование методов организации управления и планирования ремонтами;

- применения новых технологий обслуживания и ремонта;

- применения для проведения ремонтов современных, высокотехнологичных и безопасных инструментов, приспособлений и оснастки;

- выполнение ремонтов электрических сетей под напряжением;

- разработки и совершенствования нормативно-технической, методической документации и технологических карт на выполнение ремонтов оптимизация аварийного резерва оборудования и элементов ВЛ;

- создание системы управления распределенными ресурсами для производства аварийно-восстановительных работ;

- при сложных технологических нарушениях природного и техногенного характера решение технических проблем при эксплуатации и строительстве оформляется в виде информационных писем, оперативных указаний, циркуляров, технических решений со статусом обязательности исполнения, приказов, распоряжений, решений совещаний и других управленческих решений;

- организация профессиональной подготовки, переподготовки и повышения квалификации персонала.

Мониторинг и управление надежностью ЕНЭС:

- -организация контроля и анализа аварийности оборудования; - организация оценки и контроля надежности электроснабжения; - создание соответствующей информационной базы.

2.8. Техническое обслуживание и ремонт электрических сетей МУП «АЭС»

2.8.1. Общие положения

При эксплуатации электрических сетей должны производиться техническое обслуживание и ремонт. Техническое обслуживание состоит из комплекса работ и мероприятий по поддержанию работоспособности и исправности линий

электропередачи и подстанций. Ремонт состоит из комплекса работ и мероприятий по восстановлению исправности и работоспособности, восстановлению ресурса объектов электрической сети и их элементов.

Комплексы работ, направленные на обеспечение надежности электрических сетей, надежной их эксплуатации, проводятся с определенной периодичностью, при оптимальных трудовых и материальных затратах.

Комплексы работ включают:

- проведение технического обслуживания и планового ремонта, аварийно-восстановительного ремонта;
- накопление и изучение опыта эксплуатации;
- установление оптимальной периодичности и продолжительности проведения капитальных и текущих ремонтов, периодичности технического обслуживания, учитывающей конкретные условия эксплуатации;
- внедрение прогрессивных форм организации и управления техническим обслуживанием и ремонтом;
- внедрение передовых методов работ на электроустановках и оборудовании комплексной механизации, прогрессивной технологии;
- внедрение специализации ремонтных работ;
- контроль качества выполняемых работ по ремонту и качества отремонтированного оборудования;
- своевременное обеспечение ремонтных работ материалами, запчастями и комплектующим оборудованием;
- анализ параметров и показателей технического состояния оборудования до и после ремонта по результатам испытаний.
- техническое обслуживание и ремонт средств механизации и транспорта.

2.8.2. Воздушные линии электропередачи напряжением 110 кВ

Техническое обслуживание

При техническом обслуживании выполняются осмотры, профилактические проверки, измерения, работы по предохранению элементов ВЛ от преждевременного износа путем устранения повреждений и неисправностей, выявленных при осмотрах, проверках и измерениях.

Перечень основных работ, выполняемых при техническом обслуживании ВЛ и сроки их проведения в соответствии с ПТЭ и СО 34.20.504-94 (РД 34.20.504-94) приведены в таблице 2.8.2.1.

Таблица 2.8.2.1.Перечень основных работ по техническому обслуживанию ВЛ 110 кВ

Наименование работы	Сроки проведения
Осмотры	
1. Периодический осмотр в дневное время без подъема на опоры	По графикам, утвержденным главным инженером МУП «АЭС». Не реже 1 раза в год
2. Верховой осмотр с выборочной проверкой состояния проводов, тросов в зажимах и дистанционных распорок	На ВЛ или их участках со сроком службы 20 лет и более или проходящих в зонах интенсивного загрязнения, а также по открытой местности - не реже 1 раза в 6 лет; на остальных ВЛ (их участках) - не реже 1 раза в 12 лет.
3. Выборочный осмотр отдельных ВЛ (их участков) инженерно-техническим персоналом	Не реже 1 раза в год
4. Осмотр ВЛ (их участков), подлежащих капремонту инженерно - техническим персоналом	Перед ремонтом
5. Внеочередной осмотр	После отключений при нарушениях работы, после стихийных явлений, при возникновении условий, которые могут привести к повреждению ВЛ , после автоматического отключения ВЛ релейной защитой (по решению руководства МУП «АЭС»)
6. Ночной осмотр	По мере необходимости
Основные профилактические измерения, проверки	
7. Проверка расстояния от проводов до поверхности земли и различных объектов, до пересекаемых сооружений	По графику, утвержденному главным инженером МУП «АЭС» не реже 1 раза в 3 года, а также по мере необходимости после осмотра ВЛ или капитального ремонта и реконструкции.

8. Измерение стрел провеса проводов и грозозащитных тросов, расстояний между проводами и проводов до элементов опор (на ВЛ 110 кВ в 3-5% пролетов)	Не реже 1 раза в 6 лет.
9. Проверка состояния опор, проводов, тросов, изоляции (визуально)	При периодических осмотрах
10. Проверка и подтяжка бандажей, болтовых соединений, гаек анкерных болтов опор	Не реже 1 раза в 6 лет
11. Выборочная проверка состояния фундаментов опор и U-образных болтов опор на оттяжках с выборочным вскрытием грунта; проверка тяжений в оттяжках	Не реже 1 раза в 6 лет
12. Проверка антикоррозионного покрытия металлических опор, траверс, подножников и анкеров оттяжек с выборочным вскрытием грунта	Не реже 1 раза в 6 лет
13. Проверка загнивания деталей деревянных опор	Первый раз через 3-6 лет после ввода в эксплуатацию, далее не реже 1 раза в 3 года, а также перед подъемом на опору или сменой деталей
14. Проверка состояния контактных болтовых соединений проводов электрическими измерениями	Не реже 1 раза в 6 лет
15. Проверка (визуально) целостности изоляторов всех типов	При осмотре ВЛ
16. Проверка электрической прочности фарфоровых изоляторов	Первый раз на 1-2 год, второй раз на 6-10 год после ввода ВЛ в эксплуатацию, далее - в зависимости от уровня отбраковки и условий работы изоляторов
17. Измерение сопротивления заземляющих устройств опор	После капитального ремонта или реконструкции заземляющего устройства
18. Измерение сопротивления заземляющих устройств опор ВЛ 110 кВ и выше с грозозащитными тросами	После обнаружения следов перекрытий или разрушений изоляторов электрической дугой

19. Выборочное на 2% опор от общего числа опор с заземлителями измерение сопротивления заземляющих устройств опор в населенной местности, на участках ВЛ с агрессивными, оползневыми, плохо проводящими грунтами	Не реже 1 раза в 12 лет
20. Проверка состояния трубчатых разрядников, ОПН, защитных искровых промежутков, проверка наличия заземляющих проводников, их соединения с заземлителем	При осмотре ВЛ
Основные работы, выполняемые при необходимости	
21. Восстановление нумерации знаков и плакатов	
22. Технический надзор за проведением работ при сооружении новых ВЛ	
23. Наблюдение за образованием гололеда	
Охрана ВЛ	
24. Работы, связанные с соблюдением правил охраны электрических сетей	По планам, утвержденным главным инженером МУП «АЭС»
Работы на трассе ВЛ	
25. Предохранение опор от низовых пожаров, меры по предотвращению пожаров	По планам, утвержденным главным инженером МУП «АЭС»
26. Планировка грунта у опор, подсыпка и подтрамбовка грунта у основания опор	По результатам обходов и осмотров
27. Замена отдельных дефектных элементов ВЛ в межремонтный период, выправка единичных опор	По результатам обходов и осмотров
28. Расчистка трасс линий электропередачи	По результатам обходов и осмотров

Неисправности ВЛ, выявленные в результате осмотров, вносятся в листки осмотра. Результаты измерений заносятся в ведомости (журналы): загнивания деталей деревянных опор, измерения болтовых соединений провода, проверки линейной изоляции, проверки и измерения сопротивления заземления опор, измерения габаритов и стрел провеса провода (троса), измерения тяжения в оттяжках опор.

Неисправности, выявленные при осмотрах, вносятся в ведомости(журнал) неисправностей ВЛ, где мастером указывается срок и способ ликвидации неисправности, отмечается дата ее устранения.

Плановый ремонт

Объем работ по ремонту ВЛ определяется на основе ведомостей(журналов) неисправностей, результатов оценки технического состояния ВЛ, нормативных требований, допусков и норм отбраковки.

Капитальный ремонт ВЛ на железобетонных и металлических опорах выполняется не реже 1 раза в 12 лет. По результатам обследований и оценки техсостояния срок может быть увеличен решением техкомиссии МУП «АЭС».

При капитальном ремонте выполняются следующие виды работ:

- *на трассе ВЛ.*: устройство проездов по трассе, установка отбойных тумб у опор, расположенных у обочин дорог, ремонт ледозащитных сооружений;

расчистка трасс от древесно-кустарниковой растительности; поддержание ширины просеки в размерах, установленных проектом и требованиями ПУЭ СО 153-34.20.120-2003, вырубка вне просеки деревьев, угрожающих падением на провода;

- *на железобетонных опорах*: заделка трещин, выбоин, установка ремонтных бандажей, защита бетона от действия агрессивной среды, замена отдельных опор, перестановка и установка дополнительных опор; ремонт и замена оттяжек и узлов крепления, ремонт подземной части опор (фундаментов), замена фундаментов, анкерных плит; усиление заделки опор в грунте, выправка опор, устранение перекосов траверс, окраска металлических узлов и деталей опор, усиление или замена металлических узлов и деталей;

- *на металлических опорах*: окраска металлоконструкций, замена элементов опор, потерявших несущую способность, их усиление, выправка, замена отдельных опор, перестановка и установка дополнительных опор; обварка болтовых соединений, восстановление недостающих раскосов, ремонт фундаментов и ремонт и замена оттяжек и узлов их крепления; ремонт фундаментов с подножников;

- *на проводах и грозозащитных тросах*: установка и замена соединителей, ремонтных муфт, зажимов и бандажей; сварных соединений, подмотка лент в зажимах, вырезка и замена неисправных участков провода (троса), перетяжка (регулировка) проводов (тросов), замена провода (троса) на участках ВЛ не более 30% общей протяженности линий проводами большего сечения или большей механической прочности;

- *на заземляющих устройствах*: ремонт контура заземления, изменение конструкции для уменьшения сопротивления заземления, ремонт или замена заземляющих спусков;

- *установка и замена изоляторов, арматуры, разрядников*: замена дефектных изоляторов и элементов арматуры, увеличение количества изоляторов, чистка и обмыв изоляторов, установка и замена гасителей вибрации, установка гасителей пляски проводов, распорок, установка и замена разрядников;

- *специальные работы*: переустройство переходов, пересечений и подходов к подстанциям, ремонт светоограждения опор; установка защиты от птиц;

В состав работ капитального ремонта включаются также работы, связанные с повышением надежности и продлением срока службы ВЛ: усиление изоляции, увеличение количества изоляторов в подвесках, замена отдельных видов арматуры, замена опор провода, троса на отдельных участках ВЛ, подвеска троса на отдельных участках ВЛ, вынос отдельных опор, а также работы по техническому обслуживанию, совмещаемые по времени с ремонтом.

2.8.3. Воздушные линии электропередачи, трансформаторные подстанции, секционирующие и распределительные пункты электрических сетей 0,38-10 кВ

Техническое обслуживание

При техническом обслуживании выполняются обходы, осмотры, проверки электроустановок, необходимые измерения и отдельные виды работ по устранению повреждений и неисправностей; дефекты, вызывающие угрозу безопасности населения и персонала МУП «АЭС», возникновения пожара, нарушения электроснабжения потребителей, устраняются незамедлительно.

Перечень основных работ по техническому обслуживанию электрических сетей 0,38-20 кВ и сроки их проведения приведены в таблицах 2.8.3.1 и 2.8.3.2

Таблица 2.8.3.1 Перечень основных работ по техническому обслуживанию ВЛ 0,38-10 кВ

Наименование работы	Сроки проведения
Осмотр ВЛ	
1. Периодический осмотр всей ВЛ электромонтерами	Не реже 1 раза в год, по годовому план-графику технического обслуживания
2. Выборочный осмотр отдельных ВЛ (участков) инженерно-техническим персоналом	Не реже 1 раза в год
3. Осмотр ВЛ, включенных в план капитального ремонта, инженерно-техническим персоналом, совмещается с проверкой загнивания деревянных деталей опор, закрепления крюков, состояния изоляторов, проводов, определением состояния железобетонных опор и приставок	В течение года, предшествующего капитальному ремонту
4. Верховой осмотр	По мере необходимости
5. Внеочередной осмотр после стихийных явлений или воздействия сверхрасчетных нагрузок	После стихийных явлений или воздействия сверхрасчетных нагрузок
6. Осмотр, связанный с отключением ВЛ	По мере необходимости
7. Осмотр после успешного повторного включения	По мере необходимости
8. Осмотр инженерно-техническим персоналом с составлением акта	После капитального ремонта
Профилактические проверки и измерения	
9. Проверка степени деревянных опор	В соответствии с нормами,каждый раз перед подъемом на опору
10. Проверка состояния железобетонных опор, их элементов, железобетонных приставок	Не реже 1 раза в 6 лет, каждый раз перед подъемом на опору
11. Измерение ширины просеки, высоты деревьев и кустарников под проводами	Не реже 1 раза в 3 года. По мере необходимости по решению главного инженера МУП «АЭС»
12. Измерение сопротивления заземляющих устройств -на опорах с разрядниками, защитными промежутками	

<p>и электрооборудованием, заземлителями грозозащиты и с повторными заземлением нулевого провода</p> <ul style="list-style-type: none"> -выборочно на 2% железобетонных опор от общего числа опор в населенной местности на участках ВЛ с наиболее агрессивными или плохо проводящими грунтами - у опор всех типов 	<p>Не реже 1 раза в 6 лет</p> <p>Не реже 1 раза в 12 лет</p> <p>После переустройства, ремонта заземляющих устройств</p>
<p>13. Выборочная проверка с вскрытием грунта</p> <ul style="list-style-type: none"> -2% опор с заземлителями -у опор с заземлителями, подвергающихся интенсивной коррозии 	<p>Не реже 1 раза в 12 лет</p> <p>По решению главного инженера МУП «АЭС».</p>
<p>14. Проверка расстояний от проводов до поверхности земли и различных объектов в местах сближения и пересечения; расстояний между проводами ВЛ с совместной подвеской</p>	<p>По мере необходимости: перед капитальным ремонтом</p>
<p>15. Проверка сопротивления петли "фаза-нуль"</p>	<p>При подключении новых потребителей и выполнении работ, вызывающих изменения этого сопротивления</p>
<p>16. Проверка разрядников, ОПН, защитных промежутков</p>	<p>Перед грозовым сезоном</p>
<p>Основные отдельные работы, выполняемые по мере необходимости</p>	
<p>17. Вырубка отдельных деревьев, угрожающих падением на провода ВЛ, обрезка кроны на отдельных деревьях</p>	<p>По результатам осмотров</p>
<p>18. Замена отдельных поврежденных элементов ВЛ</p>	<p>По результатам осмотров</p>
<p>19. Замена трубчатых разрядников</p>	<p>По результатам осмотров</p>
<p>20. Восстановление постоянных знаков, плакатов</p>	<p>По результатам осмотров</p>

21. Выполнение мероприятий, связанных с охраной ВЛ. Допуск к работам сторонних организаций и надзор за работами, проводимыми вблизи ЛЭП	По графикам работ
22. Технический осмотр при строительстве и реконструкции ВЛ, выполняемый подрядными организациями.	По графикам работ
23. Работы, связанные с приемкой объектов на баланс и в эксплуатацию	По графикам работ
24. Наблюдение за образованием гололедно-изморозевых отложений	При возникновении условий для образования гололедно-изморозевых отложений
Работы на ВЛ с изолированными (ВЛИ) и защищенными изоляцией (ВЛЗ)проводами*	
25. Проверка состояния концевых, анкерных, поддерживающих, соединительных и ответвительных зажимов, устройств их крепления к опорам или сооружениям	При осмотрах линии, включенной в план капитального ремонта на следующий год. По мере необходимости.
26. Проверка состояния защитной оболочки проводов в местах возможного соприкосновения с деревьями, отдельными сучьями	То же
27. Проверка отсутствия повреждений арматуры для соединения проводов с оборудованием и подземным кабелем промежутков,	То же
28. Проверка защитных устройств защиты от дуги	То же
29. Замена элементов устройств, защиты проводов от атмосферных перенапряжений	При необходимости
30. Наложение изолирующей ленты на поврежденные места защитного покрытия провода капитального ремонта на следующий год. По мере необходимости	При необходимости

* проводятся наряду с работами 1, 3, 5, 6, 8-10, 12, 15, 17, 18, 20, 21, 23, перечисленными в настоящей таблице

Техническое обслуживание трансформаторных, секционирующих пунктов и распределительных пунктов распределительных сетей

Таблица 2.8.3.2 Перечень основных работ по техническому обслуживанию ТП, СП и РП

Наименование работы	Периодичность проведения
1. Осмотры электромонтерами - всех объектов - выборочно	Не реже 1 раза в год 1 раз в 6 месяцев
2. Осмотры отдельных объектов инженерно-техническим персоналом	Не реже 1 раза в год
3. Осмотр объектов, включенных в план капитального ремонта, инженерно-техническим персоналом	В течение года, предшествующего капитальному ремонту
4. Измерение нагрузок и напряжений на трансформаторах и отходящих линиях	В период минимальных и максимальных нагрузок; сроки и периодичность устанавливаются главным инженером МУП «АЭС».
5. Проверка состояния, проведение измерений оборудования	В соответствии с СО34.45-51.300-97 (РД 34.45-51.300-97) «Объем и нормы испытаний электрооборудования»
6. Измерение сопротивления заземляющего устройства	После монтажа, переустройства и капитального ремонта, но не реже 1 раза в 12 лет
7. Замена или ремонт дефектных элементов	При необходимости
8. Доливка масла в маслonaполненные аппараты	То же
9. Обновление надписей, диспетчерских наименований и знаков безопасности	То же

2.8.3.1. Результаты осмотров, проверок, измерений заносятся в листки осмотра (проверки) и ведомости измерений.

2.8.3.2. Неисправности, требующие устранения, заносятся в журналы дефектов ВЛ-10 кВ, дефектов ВЛ-0,38 кВ и дефектов ТП, СП, РП, в которых мастер указывает сроки и способы ликвидации неисправности, а после устранения отмечается дата устранения.

2.8.3.3. По материалам листов осмотров (проверок) и журналов дефектов определяется номенклатура и объем работ по капитальному ремонту объектов.

Плановый ремонт

2.8.3.4. Капитальный ремонт ВЛ 0,38-10 кВ на железобетонных опорах проводится не реже 1 раза в 12 лет, на деревянных опорах - не реже 1 раза в 6 лет, ТП, РП, СП - с периодичностью 6-10 лет СО 34.20.662-98 (РД 153-34.3-20.662-98), СО 34.20.409-99 (РД 153-34.3-20.409-99). Конкретные сроки проведения ремонтов устанавливаются в зависимости от технического состояния объектов и располагаемых ресурсов. Приоритетность объектов при планировании ремонтов устанавливается с учетом требований к надежности электроснабжения предусмотренных договорами с потребителями, электроприемников (категорийности), степени резервирования сети, перспективных планов развития и реконструкции.

2.8.3.5. Плановый ремонт ВЛ, проходящих по сельскохозяйственным угодьям, территориям предприятий, организаций, в охранных зонах инженерных сооружений проводится по согласованию с соответствующими организациями, с землепользователями и, как правило, в период, исключаящий потравы сельскохозяйственных культур.

Работы по предотвращению аварий или ликвидации их последствий могут производиться в любой период без согласования, но с уведомлением владельца о проводимых работах.

2.8.3.6. При капитальном ремонте выполняются работы по восстановлению первоначальных эксплуатационных показателей и характеристик объекта, его модернизации, ликвидации отступлений от требований действующих нормативных документов и по выполнению предписаний контролирующих органов.

При ремонте ВЛ выполняются следующие виды работ:

- расчистка трасс ВЛ от кустарников, сваленных деревьев и сучьев,
- поддержание ширины просеки в размере, установленном проектом;

- вырубка вне просеки деревьев, угрожающих падением на провода ВЛ;
- установка отбойных тумб;
- перетяжка проводов;
- сплошная замена опор на участке длиной не более 15% протяженности ВЛ;
- выправка опор на протяженных участках ВЛ, подсыпка и трамбовка грунта у основания опор;
- замена стоек, траверс, подкосов и приставок;
- установка приставок и подкосов;
- перенос и установка дополнительных опор при общем количестве вновь устанавливаемых опор не более 30% количества установленных на ВЛ;
- переустройство закреплений опор в грунте;
- замена участков и ремонт (установка и замена соединителей, ремонтных муфт, бандажей) проводов;
- замена вводов ВЛ к жилым домам и производственным зданиям;
- замена проводов на провода большего сечения или большей механической прочности на участках длиной не более 30% протяженности ВЛ;
- устройство двойных креплений;
- замена изоляторов на опорах, разъединителях;
- установка дополнительных изоляторов;
- замена крюков и штырей;
- регулировка, ремонт или замена разъединителей;
- замена заземляющего спуска, устройство заземления;
- проверка, замена и установка недостающих устройств грозозащиты;
- восстановление постоянных знаков по всей длине ВЛ;
- замена бандажей, болтовых соединений деталей опор;
- ремонт железобетонных опор;
- переустройство переходов, пересечений, подходов к подстанциям;
- замена, ремонт дефектных участков кабельных вставок;
- комплекс работ по определению технического состояния ВЛ, подлежащей ремонту и работ по техническому обслуживанию, совмещаемых по времени с ремонтом.

2.8.3.7. По результатам осмотров трансформаторных подстанций и распределительных пунктов составляется перечень выполняемых при ремонте работ, утверждаемый главным инженером МУП «АЭС», в который могут быть включены:

- ремонт и закрепление конструкций строительной части мачтовых трансформаторных подстанций (МТП);
- ремонт строительной части закрытой трансформаторной подстанции(ЗТП); распределительных пунктов (РП);
- замена корпусов комплектной трансформаторной подстанции (КТП);
- очистка, ремонт и покраска металлоконструкций, корпусов оборудования, шкафов, панелей, щитов РУ КТП;
- замена шкафов, панелей, щитов;
- ремонт, замена заземляющих устройств;
- ремонт или замена электрооборудования, вводов (в ЗТП), сборных шин, блокировочных устройств;
- ремонт кабельных муфт;
- замена изоляторов;
- демонтаж и замена перегруженных (поврежденных) трансформаторов, выключателей и других аппаратов;
- ремонт силовых и измерительных трансформаторов с заменой обмоток, восстановлением изоляционных характеристик;
- замена или ремонт средств связи, релейной защиты, автоматики;
- ремонт освещения;
- комплекс работ по техническому обслуживанию, выполняемый одновременно с ремонтом объекта.

2.8.4. Подстанции 110 кВ

Техническое обслуживание

2.8.4.1. При техническом обслуживании оборудования ПС выполняются виды работ, приведенные в таблице 2.8.4.1.

Таблица 2.8.4.1 Перечень основных работ по техническому обслуживанию подстанций

Наименование работы	Сроки проведения
1. Осмотр оборудования и сооружений	На объектах с постоянным дежурством

оперативным персоналом	персонала: не реже 1 раза в сут.; в темное время суток для выявления разрядов, коронирования - не реже 1 раза в месяц. На объектах без постоянного дежурства персонала - не реже 1 раза в месяц, а в трансформаторных и распределительных пунктах - не реже 1 раза в 6 мес.
2. Внеочередной осмотр	После непредвиденного отключения оборудования; при неблагоприятной погоде (сильный туман, мокрый снег, гололед и т.п.) или усиленном загрязнении на ОРУ, а также после отключения оборудования при коротком замыкании
3. Выборочный осмотр руководящим персоналом службы ПС	По графику, утвержденному главным инженером МУП «АЭС».
4. Испытания, контроль параметров изоляционных характеристик оборудования	В соответствии с СО34.45-51.300-97(РД 34.45-51.300-97) «Объем и нормы испытаний электрооборудования»
5. Опробование работы коммутационных аппаратов и приводов в межремонтный период	В соответствии с графиком, установленным руководством электросети; после выполнения ремонтов.
6. Профилактические работы, включая отбор проб масла, доливка масла, замена силикагеля, чистка и обмыв водой загрязненной изоляции оборудования, ошиновка распределительных устройств, смазка трущихся и вращающихся узлов и элементов, промывка и проверка маслоотводов и маслоборных устройств, работы уровнемеров	2 раза в год. Сроки могут быть увеличены главным инженером МУП «АЭС», в зависимости от условий эксплуатации и состояния оборудования
7. Проверка состояния цепей и контактных соединений между заземляемыми элементами, а также соединений естественных заземлителей с заземляющим устройством, измерение сопротивления заземляющего устройства.	По графику, утвержденному главным инженером МУП «АЭС», но не реже 1 раза в 12 лет; после каждого ремонта и реконструкции заземляющего устройства

Периодичность проведения работ определяется заводскими инструкциями, состоянием оборудования и местными инструкциями.

2.8.4.2 Замеченные при осмотрах неисправности заносятся в журнал дефектов и неполадок оборудования или карты дефектов.

Мелкие неисправности в соответствии с местными инструкциями устраняются оперативным персоналом с соответствующей отметкой в журнале дефектов.

2.8.4.3 Результаты испытаний, измерений, контроля, опробования, выявленные неисправности заносятся в протоколы или журналы испытаний.

2.8.4.4 Сведения о неисправности в работе оборудования или превышении свыше допустимых значений данных испытаний, контроля или опробования оборудования передаются (в соответствии с местными инструкциями) лицам, принимающим решение о сроке и способе их устранения.

2.8.4.5 Выполнение профилактических работ оформляется актами или протоколами.

2.8.4.6 Техническое обслуживание оборудования производится, как правило, персоналом МУП «АЭС», в том числе выполнение отдельных видов работ (обмыв или чистка изоляции распределительных устройств, восстановление силикагеля и др.).

Плановый ремонт

2.8.4.7 Периодичность ремонта оборудования ПС регламентируется ПТЭ и приведена в таблице 2.8.4.2

Таблица 2.8.4.2 Номенклатура работ по ремонту оборудования подстанций

Наименование оборудования	Вид, периодичность ремонта	Примечания
Силовой трансформатор,	Капитальные и текущие ремонты трансформаторов, реакторов и их составных частей (РПН, система охлаждения и др.) выполняются по мере необходимости в зависимости от технического состояния, определяемого испытаниями и внешним осмотром. Сроки ремонта устанавливаются техническим руководителем энергообъекта	
Коммутационные аппараты	В соответствии с технической документацией изготовителя (инструкциями по эксплуатации) и в зависимости от технического состояния	
Трансформаторы тока и напряжения	То же	

2.8.4.8. Первый ремонт установленного в распределительных устройствах ПС оборудования производится в сроки, указанные в технической документации заводоизготовителей. В случае применения на подстанциях диагностических средств, сроки капитального ремонта оборудования этих ПС устанавливаются по результатам диагностики и в соответствии с техническим состоянием оборудования.

2.8.4.9 Текущий ремонт трансформаторов включает наружный осмотр и устранение дефектов, поддающихся ликвидации на месте, чистку изоляторов и бака, доливку масла, смену сорбента в фильтрах, проверку (замену) подшипников двигателей системы охлаждения и вентиляции, отбор проб масла, проведение измерений, испытаний, опробования стационарных систем пожаротушения и др.

2.8.4.10 Текущий ремонт коммутационных аппаратов включает внешний осмотр оборудования, его чистку, проверку креплений и подтяжку контактов ошиновки, ремонт изоляции, зачистку и шлифовку подгоревших мест контактов, смазку контактов, измерение сопротивления контактов постоянному току, смазку трущихся частей, взятие проб масла и доливку его, опробование включения и отключения. Текущий ремонт, предшествующий среднему, должен максимально использоваться для выявления и уточнения по всем узлам коммутационного аппарата объема работ, подлежащего выполнению при среднем ремонте.

2.8.4.11 Ремонты трансформаторов преимущественно выполняются подрядными организациями, ремонты со сменой обмоток главных трансформаторов - в заводских условиях.

2.8.4.12 Ремонты коммутационной аппаратуры производятся преимущественно подрядным способом, а также персоналом специализированных бригад. Основной объем ремонта выполняется, как правило, на месте установки аппарата с использованием передвижных мастерских. Отдельные виды работ (ремонт вводов, встроенных трансформаторов тока и др.) выполняются в условиях стационарных мастерских. При заводских методах ремонта с использованием обменного фонда ремонт и восстановление транспортабельных элементов оборудования выполняются в условиях ремонтной базы.

2.8.5 Техническое обслуживание устройств релейной защиты и автоматики в электрических сетях

2.8.5.1 Техническое обслуживание устройств РЗА организуется и производится в соответствии с СО 34.35.613-00 (РД 153-34.3-35.613-00) «Правила технического

обслуживания устройств релейной защиты и электроавтоматики электрических сетей 0,4-35 кВ», СО 34.35.617-2001 (РД 153-34.0-35.617-2001) «Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110-750 кВ» и СО 34.0-35.648-2001 (РД 153-34.0-35.648-2001) «Рекомендации по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем».

2.8.5.2 Установлены следующие виды технического обслуживания устройств РЗА электрических сетей:

- проверка при новом включении (наладка);
- первый профилактический контроль;
- профилактический контроль;
- профилактическое восстановление (ремонт);
- опробование, тестовый контроль устройств РЗА, выполненных на микроэлектронной или микропроцессорной базе;
- технический осмотр.

Кроме того, в процессе эксплуатации может проводиться внеочередная или послеаварийная проверка.

Проверка при новом включении должна выполняться персоналом МС РЗА или специализированной наладочной организацией. Если проверка при новом включении проводилась наладочной организацией, то включение новых и реконструированных устройств производится после приемки их службой РЗА.

Все виды технического обслуживания устройств РЗА, установленных на подстанциях, выполняются службой РЗА МУП «АЭС».

2.8.5.3 Необходимость и периодичность опробований или тестового контроля определяются местными условиями и утверждаются главным инженером МУП «АЭС».

Внеочередная и послеаварийная проверки проводятся по программам, составленным службой РЗА, утвержденным главным инженером МУП «АЭС».

2.8.5.4 Периодичность и циклы технического обслуживания устанавливаются в зависимости от категории помещения, в котором размещены устройства РЗА: к I категории относятся закрытые, сухие отапливаемые помещения, ко II категории относятся помещения с большим диапазоном колебаний температуры окружающего

воздуха, в которых имеется сравнительно свободный доступ наружного воздуха (металлические помещения, ячейки типа КРУН, комплектные трансформаторные подстанции и др.), а также помещения, находящиеся в районах с повышенной агрессивностью среды.

2.8.5.5. В электрических сетях 0,4-10 кВ цикл технического обслуживания для устройств РЗА, установленных в помещениях I категории, принимается равным 12, 8 или 6 годам, а для устройств РЗА, установленных в помещениях II категории, принимается равным 6 или 3 годам в зависимости от типа устройств РЗА и местных условий, влияющих на ускорение износа устройств. Цикл обслуживания для устройств РЗА устанавливается распоряжением главного инженера МУП «АЭС».

2.8.5.6 Плановое техническое обслуживание устройств РЗА электрических сетей 0,4-10 кВ следует по возможности совмещать с проведением ремонта основного электрооборудования; при этом координировать планы обслуживания устройств РЗА с устанавливаемыми сроками ремонта оборудования.

2.8.5.7 Периодичность технического обслуживания аппаратуры и вторичных цепей устройств дистанционного управления и сигнализации принимается такой же, как для соответствующих устройств РЗА; периодичность осмотров аппаратуры и цепей устанавливается службой РЗА в соответствии с местными условиями.

2.8.5.8 Тестовый контроль (опробование) устройств на микроэлектронной базе рекомендуется проводить не реже одного раза в 12 мес.

2.8.5.9. Для устройства РЗА подстанций 110 кВ цикл технического обслуживания принят равным восьми годам для устройства на электромеханической элементной базе и шести годам - на микроэлектронной и микропроцессорной базе.

2.8.5.10 Продолжительность цикла технического обслуживания устройств РЗА решением главного инженера предприятия может быть изменена в зависимости от конкретных условий эксплуатации, длительности эксплуатации, фактического состояния конкретного устройства, квалификации обслуживающего персонала.

2.8.5.11. Допускается с целью совмещения проведения технического обслуживания устройств РЗА с ремонтом основного оборудования перенос запланированного вида технического обслуживания на срок до двух лет.

2.8.5.12. Первый профилактический контроль устройств РЗА, дистанционного управления и сигнализации должен проводиться через 10-15 мес. после включения устройства в эксплуатацию.

Для устройств вторичных соединений - дистанционное управление, сигнализация, блокировка - проводится только профилактическое восстановление, опробование и осмотры с периодичностью, установленной для соответствующих устройств РЗА.

2.8.5.13 Тестовый контроль (опробование) устройств РЗА на микроэлектронной базе ПС 110кВ проводить не реже одного раза в 12мес.

2.8.5.14 Периодичность технических осмотров аппаратуры и вторичных цепей, устройств обнаружения пожаров устанавливается службой РЗА в соответствии с местными условиями, но не реже двух раз в год.

Опробование устройств АПВ линий электропередачи должно проводиться не реже одного раза в год.'

Необходимость и периодичность проведения опробований других устройств РЗА определяются местными условиями и утверждаются главным инженером МУП «АЭС».

2.8.6 Кабельные линии электропередачи

2.8.6.1. При эксплуатации кабельных линий должны производиться техническое обслуживание и ремонт.

2.8.6.2 Перечень работ по техническому обслуживанию кабельных линий приведен в таблице 2.8.6.1

Таблица 2.98.6.1 Перечень основных работ по техническому обслуживанию кабельных линий

Наименование работы	Периодичность проведения
<p>1. Плановый обход и осмотр электромонтерами трасс кабельных линий, кабельных сооружений:</p> <ul style="list-style-type: none"> - трассы кабелей, проложенных в земле - трассы кабелей, проложенных под усовершенствованным покрытием - трассы кабелей, проложенных в коллекторах, туннелях, шахтах и по железнодорожным мостам - подпитывающие пункты при наличии сигнализации давления масла (при отсутствии сигнализации - по местным инструкциям) - кабельные колодцы - участки кабельных линий на берегах рек и каналов 	<p>Напряжение кабеля, кВ: ≤ 10кВ не менее 1 раза в: 3мес 12 мес 6мес - 24 мес в сроки, установленные главным инженером МУП</p>

<p>- подводные участки кабельных линий</p> <p>- технадзор за прокладкой кабельных линий и соблюдением технологии монтажа сторонними организациями</p>	<p>«АЭС» то же</p> <p>постоянно согласно приказа МУП «АЭС»</p>
<p>2. Работы по защите брони кабельных линий и конструкций от коррозии</p>	<p>В сроки и объемах, установленных главным инженером МУП «АЭС»</p>
<p>3. Плановый осмотр трасс кабельных линий и кабельных сооружений инженерно-техническим персоналом</p>	<p>В сроки, установленные главным инженером МУП «АЭС».</p>
<p>4. Внеочередные обходы и осмотры трасс кабельных линий</p>	<p>При отключении линий релейной защитой, после ливней, в период паводков</p>
<p>5. Осмотр туннелей, кабельных этажей и ж/б кабельных лотков на подстанциях</p>	<p>1 раз в месяц - на подстанциях с постоянным дежурным персоналом; в сроки, установленные главным инженером МУП «АЭС».</p> <p>- на подстанциях без постоянного дежурного персонала.</p>
<p>6. Профилактические испытания и проверка кабельных линий.</p>	<p>В соответствии с СО 34.45-51.300-97(РД 34.45-51.300-97) «Объем и нормы испытаний электрооборудования»</p>
<p>7. Внеочередные испытания кабельных линий</p>	<p>После ремонтов, раскопок, связанных со вскрытием трасс</p>
<p>8. Измерения нагрузок кабельных линий</p>	<p>В сроки, установленные главным инженером МУП «АЭС».</p>
<p>9. Определение мест повреждения кабельных линий</p>	<p>После отключения линий устройствами РЗА и при пробое после</p>

	профилактических испытаний
10. Контроль выполнения владельцами инженерных объектов электрифицированного транспорта, выполнения мероприятий по снижению значений блуждающих токов	В сроки, установленные главным инженером МУП «АЭС».
11. Оповещение организаций и населения в районах прохождения кабельных линий о порядке производства земляных работ вблизи кабельных трасс; выдача предписаний о соблюдении правил охраны электрических сетей	В сроки, установленные главным инженером МУП «АЭС».
12. Наблюдение за производством земляных работ в охранных зонах кабельных линий	В соответствии с распоряжением главного инженера МУП «АЭС».

2.8.6.3 Результаты обходов и осмотров кабельных линий и сооружений регистрируются в журнале обходов и осмотров; выявленные дефекты на трассах вносятся в журнал дефектов (неполадок) или в карты дефектов.

2.8.6.4 Осмотр трасс и сооружений кабельных линий производится специализированным персоналом МУП «АЭС»; осмотр участков кабеля на территории подстанций, конечных муфт линий, заходящих в распределительные устройства подстанций, производится персоналом подстанций.

Ремонт кабельных линий

2.8.6.5 Ремонт кабельных линий производится по плану-графику, утвержденному руководством МУП «АЭС». План-график ремонтов составляется на основе записей в журналах обходов и осмотров, результатов испытаний и измерений, а также по данным диспетчерских служб.

В план-график включаются ремонтные работы, не требующие срочного выполнения; очередность производства таких работ устанавливается руководством участка по эксплуатации распределительных сетей МУП «АЭС». Очередность выполнения срочных ремонтов определяется руководством МУП «АЭС».

2.8.7 Техническое обслуживание и ремонт зданий и сооружений

ТОиР зданий и сооружений предусматривает выполнение комплекса работ, проводимых с определенной периодичностью и последовательностью, направленных на обеспечение исправного состояния зданий и сооружений, надежной и экономичной их эксплуатации.

Комплекс проводимых работ включает:

- техническое обслуживание зданий и сооружений;
- установление оптимальной периодичности проведения ремонтов;
- организационно-техническую подготовку ремонтов;
- обеспечение ремонтных работ материально-техническими ресурсами;
- применение прогрессивных форм организации и управления ремонтом;
- применение передовых методов ремонта, комплексной и передовой технологии;
- специализацию ремонтных работ;
- контроль качества выполняемых работ; анализ технического состояния зданий и сооружений до и после ремонта;
- анализ технико-экономических показателей и разработка мероприятий по улучшению этих показателей.

2.8.7.1 Техническое обслуживание

Техническое обслуживание зданий и сооружений предусматривает выполнение комплекса мероприятий по инженерному надзору и контролю за исправным состоянием зданий и сооружений, их инженерных систем и промплощадки, своевременному устранению отдельных дефектов и выполнению мелких разовых ремонтных работ, в том числе:

- контроль за соблюдением требований ПТЭ, направленных на сохранение строительных конструкций;
- обеспечение осмотров и обследований производственных зданий и сооружений по утвержденным графикам с привлечением в необходимых случаях специализированных организаций;
- наблюдение за осадками зданий и сооружений;
- контроль за соблюдением режима эксплуатации, предусмотренного проектом (вибрационные нагрузки, вентиляции, температурно-влажностный режим и т.д.), контроль за предотвращением перегрузок на кровли, перекрытия;
- наблюдение за развитием деформаций, выявление дефектов строительных конструкций;
- наблюдение за режимом подземных вод, предотвращение обводнения оснований и фундаментов технологическими водами из водонесущих коммуникаций промплощадки энергопредприятия;
- поддержание в исправном состоянии устройств для отвода атмосферных вод;

- очистка и промывка конструкций от загрязнения, санитарное содержание зданий и сооружений;

- контроль за состоянием антикоррозионного покрытия металлических и железобетонных конструкций;

- выполнение работ по устранению отдельных деформаций, мелкие разовые работы по устранению дефектов;

- выполнение мероприятий по подготовке к зиме, паводку, противообледенению, противопожарных, по охране окружающей среды.

Техническое обслуживание зданий и сооружений осуществляется персоналом МУП «АЭС» в соответствии с "Типовой инструкцией по эксплуатации производственных зданий и сооружений энергопредприятий: часть II, раздел I. Техническое обслуживание зданий и сооружений" СО 34.0-21.601-98 (РД 153-34.0-21.601-98) и другими нормативными документами по эксплуатации и техническому обслуживанию зданий и сооружений.

Дополнительно:

- устанавливается состав работ по техническому обслуживанию и периодичность их выполнения по каждому зданию и сооружению в соответствии с учетом местных условий;

- назначаются ответственные исполнители по техническому обслуживанию по каждому зданию и сооружению, вводится система контроля со стороны ответственных исполнителей за устранением дефектов на закрепленных за ними зданиях и сооружениях.

Для учета работ по техническому обслуживанию и ремонту ведется технический журнал, на каждое здание и сооружение, в который заносятся записи о всех выполненных работах и исполнителях. Технический журнал является основным документом, характеризующим состояние эксплуатируемых объектов. Сведения, помещенные в журнале должны отражать техническое состояние зданий и сооружения на данный период времени, а также о начале его эксплуатации, служить исходными данными при составлении ведомостей (описей) объемов работ.

Формы технических журналов приведены в "Типовой инструкции по эксплуатации производственных зданий и сооружений энергопредприятий. Часть 1. Организация эксплуатации зданий и сооружений" СО 153-34.21.521-91 (РД-34.21.521-91).

Своевременность проведения и выполненный объем работ по техническому обслуживанию, а также ведение технических журналов постоянно контролируются Ремонтно-строительным участком МУП «АЭС».

2.8.7.2 Ремонт зданий и сооружений

Система ремонта представляет собой совокупность организационных и технических мероприятий по установлению технического состояния зданий и сооружений, проведению ремонтов конструктивных элементов и инженерного оборудования зданий и сооружений в определенные сроки с целью обеспечения исправности и эксплуатационной надежности, предупреждения их преждевременного износа.

Ремонт зданий и сооружений подразделяется на текущий и капитальный.

Текущий ремонт является основой нормальной эксплуатации, проведение его обеспечивает установленную долговечность конструктивных элементов, защиту их от преждевременного износа, сокращает в будущем расходы на капитальный ремонт зданий и сооружений.

К капитальному ремонту зданий и сооружений относятся работы по смене изношенных конструкций и деталей зданий и сооружений или замена их на более прочные и экономичные, за исключением полной смены или замены основных конструкций, срок службы которых в зданиях и сооружениях является наибольшим.

2.9. Технические средства подготовки производственного персонала

Для обеспечения требуемого уровня квалификации производственного персонала, необходимо наличие:

1) собственного учебно-технического класса обучения и повышения квалификации, включающий в себя:

- тренажер для проведения противоаварийных тренировок и предэкзаменационной подготовки;

- тренажер оперативных переключений и рабочие места для обучаемых и преподавателей, ведущих тренировки;

- программные комплексы для теоретической подготовки (обучения) персонала;

- место для проведения теоретических занятий.

2) электросетевого полигона для проведения практических занятий, выработки навыков и проведения соревнований профессионального мастерства.

Практическое обучение производственного персонала направлено на эффективное кадровое обеспечение поставленных задач, приобретение работниками новых или совершенствование имеющихся навыков безопасного выполнения работ и осуществляется в целях:

- обеспечения соответствия производственного персонала требованиям к профессионально важным знаниям, навыкам и компетенциям, определяемым профессиональными стандартами и соответствующими регламентирующими документами, согласно уровням должностей и видам деятельности работников;
- обеспечения безопасности деятельности персонала при работе на объектах электроэнергетики;
- обеспечения опережающего обучения персонала для строящихся, расширяемых, реконструируемых и технически перевооружаемых объектов.

2.10. Перспективные технологии Технической политики МУП «АЭС»

Электросети современных действующих энергетических систем являются сложными и многошаговыми, т. е. электроэнергия претерпевает огромное количество преобразований на пути от источников выработки электроэнергии к её конечным потребителям. Также для электросетей свойственно различная загрузка составляющих сети в дневном и годовом разрезе, а также огромное количество режимов, которые возникают при выводе составляющих сети в плановый и аварийный ремонт.

Проблематика эксплуатации, повышения надежности и эффективности использования электросетей приобретает актуальное значение в современном обществе. Необходимо оценить текущую ситуацию и обосновать перспективное направление развития электросетей. Провести всесторонний анализ современного состояния электросетей и возможностей внедрения перспективных технологий в области сетевой передачи и распределения электроэнергии. Определить основные недостатки существующих сетей и препятствия, затрудняющие развитие электросетей и проектирование будущих. От успешного решения по разработке будущих электросетей будет зависеть безопасность и бесперебойность поставок электроэнергии до конечных потребителей.

2.10.1. Применение оборудования на основе увеличенной проводимости

Применение оборудования на основе увеличенной проводимости позволяет:

- осуществлять объединение энергосистем с целью передачи больших мощностей;
- сократить потери электроэнергии примерно в 2 раза;

- обеспечить возможность технологии накопления энергии
- снизить массогабаритные показатели оборудования;
- повысить надежность и продлить срок эксплуатации электрооборудования за счет снижения старения изоляции;
- повысить надежность и устойчивость работы ЭЭС;
- повысить качество электроэнергии, поставляемой потребителям;
- повысить уровень пожарной и экологической безопасности электроэнергетических объектов;
- повысить экологическую безопасность оборудования.

Использование оборудования и технологий с указанными качествами позволят получить особо ощутимый эффект при применении в системе электроснабжения города Абакана.

2.10.2. Внедрение оптико-электронных измерительных трансформаторов тока и напряжения

В качестве альтернативы традиционным измерительным трансформаторам тока и напряжения в перспективе могут применяться оптические измерительные преобразователи, позволяющие измерять токи в широком диапазоне (от 0,1 до 150 % от номинального) с погрешностью не хуже 0,2% и угловой погрешностью менее в 2 раза меньшей, чем у традиционных измерительных трансформаторов. Оптико-электронные трансформаторы имеют меньшие массогабаритные характеристики, обладают более высокими изоляционными свойствами и требуют меньших трудозатрат при монтаже и обслуживании.

2.10.3. Тросовые системы молниеотводов для защиты ПС от грозовых воздействий

При реконструкции ПС рекомендуется применение на ОРУ тросовых молниеотводов, что обеспечивает, помимо повышения надежности защиты от прямых ударов молнии, исключение распространения тока молнии по земле на территории ОРУ, благодаря чему исключается угроза повреждения цепей вторичной коммутации и снижается уровень электромагнитных наводок, воздействующих на устройства релейной защиты, автоматики, каналы передачи, обработки и хранения оперативной информации.

2.10.4. Комбинированные изоляторы-разрядники

Комбинированный изолятор-разрядник – устройство, объединяющее в единый узел традиционный изолятор и разрядник, предназначенное для молниезащиты линий электропередачи как от прямых ударов молнии, так и от индуктированных перенапряжений.

В эксплуатации значимым результатом замены традиционных средств молниезащиты ВЛ (грозозащитного троса или ОПН) на комбинированные изоляторы - разрядники является снижение трудоемкости и стоимости обслуживания и ремонтов ВЛ, связанных с негативными последствиями воздействия разрядов молнии при грозе и обледенения тросов в гололедный период. За счет снижения токовых воздействий на выключатели и обмотки силовых трансформаторов значительно повышается ресурс основного оборудования подстанций.

2.10.5. Перспективные методы диагностирования оборудования

Вводы, конденсаторы связи, измерительные трансформаторы напряжения и измерительные трансформаторы тока:

- мониторинг комплексной проводимости внешних слоев изоляции ввода и ТТ;
- анализ перекисного числа масла ТТ и вводов выключателей;
- прогноз остаточного ресурса ТТ;
- поверка ТТ на ПС;
- поверка ТН на ПС.

Диагностирование и мониторинг ВЛ:

мониторинг образования гололеда и пляски проводов;

мониторинг технического состояния подвесных ОПН;

мониторинг токов утечки по изоляторам;

мониторинг пропускной способности ВЛ на основе измерений температуры провода и параметров окружающей среды (температуры, влажности, атмосферного давления).

видео и фотодокументирование трассы и элементов ВЛ;

тепловизионное обследование;

регистрация локального уровня электромагнитного излучения короны;

регистрация локального уровня оптического излучения короны;

2.11. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности

2.11.1. Техническая политика МУП «АЭС» в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности направлена на реализацию требований

законодательства РФ в сфере энергосбережения и повышения энергетической эффективности, всестороннее техническое обеспечение достижения стратегических целей и задач в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, рациональное использование природных и топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) при осуществлении производственной и хозяйственной деятельности.

2.11.2. Стратегическими целями МУП «АЭС» в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности являются:

- сокращение операционных издержек, выявление и устранение непроизводительных расходов (снижение потерь электрической энергии, сокращение расходов ТЭР и природных ресурсов на производственные и хозяйственные нужды, а также снижение расхода моторного топлива автотранспортом и спецтехникой);

- достижение целевых индикаторов и показателей энергетической эффективности, принятых в программах энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

- построение эффективной системы управления деятельностью в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

2.11.3. Достижение стратегических целей МУП «АЭС» в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности должно обеспечиваться посредством решения следующих основных задач:

- разработки и освоения инновационных и энергоэффективных технологий в области передачи и распределения электрической энергии;

- применения современного электротехнического оборудования;

- внедрения инновационных пилотно-демонстрационных проектов, обеспечивающих повышение энергетической эффективности электросетевого комплекса с целью дальнейшего их масштабирования, а также внедрения типовых технических решений;

- внедрения энергоэффективных технологий, оборудования, материалов и управленческих практик по результатам анализа передового отечественного и зарубежного опыта;

- развития энергосервисной деятельности.

2.11.4. Реализация целей и задач в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности должна осуществляться:

- с реализацией и контролем исполнения программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности (ПЭСБ);

- с последовательным выполнением мероприятий из перечня проектов в области энергосбережения и повышением экономической эффективности, предусмотренных к реализации в рамках энергосервисных договоров;

- с популяризацией принципов энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

3. Реализация Технической политики МУП «АЭС» в электросетевом комплексе

3.1. Новое строительство и реконструкция электросетевого комплекса МУП «АЭС»

Проектирование объектов нового строительства, технического перевооружения и реконструкции.

Разработка проектной документации выполняется на основании согласованного и утвержденного заказчиком в установленном порядке задания на

проектирование строительства и реконструкции объектов электросетевого хозяйства, содержащего основные требования к характеристикам проектируемого объекта, объему инженерных изысканий, срокам и этапности разработки проектной документации, выделению этапов строительства, необходимости получения согласований и заключений экспертных органов, а также на основе нормативных правовых актов и действующих нормативных документов, принятых к использованию в электросетевой компании-заказчике проектной документации:

- технических регламентов;

- национальных, отраслевых и корпоративных стандартов, методик, положений, а также международных стандартов качества;

- указаний, распоряжений, приказов и других организационно-распорядительных документов, обязательных при проектировании объектов заказчика.

В качестве основы для разработки проектной документации должны

учитываться требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок, в том числе требования к:

- функционированию электроэнергетических систем, в том числе к обеспечению устойчивости и надежности электроэнергетических систем, режимам и параметрам

работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок, релейной защите и автоматике, включая противоаварийную и режимную автоматику;

- функционированию объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок;
- планированию развития электроэнергетических систем;
- безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок;
- подготовке работников в сфере электроэнергетики к работе на объектах электроэнергетики и энергопринимающих установках.

Основой для разработки задания на проектирование электросетевых объектов нового строительства, технического перевооружения и реконструкции является совокупность документов, на основании которых принято решение о разработке проектной документации:

- федеральная целевая программа, программа развития субъекта Российской Федерации;
- инвестиционная программа электросетевой компании;
- схема и программа развития ЕЭС России;
- схемы и программы развития субъектов РФ;
- технические условия и договор об осуществлении технологического присоединения новых энергопринимающих устройств к электрическим сетям
- поручение Правительства Российской Федерации и т.д.

При разработке задания на проектирование должны, в том числе, учитываться:

- рекомендации внестадийных работ;
- технические решения по существующим, сооружаемым и проектируемым объектам, смежным с объектом проектирования;
- требования технических условий на осуществление технологического присоединения энергоустановок потребителей (объектов генерации);
- требования технических условий к размещению проектируемых электросетевых объектов;
- технические требования по оценке воздействия проектируемых сетевых объектов на окружающую среду;
- угрозы террористических и кибератак на электросетевые объекты;
- требования к энергетической эффективности.

При разработке проектной документации, наряду с обоснованно

применяемыми типовыми решениями и решениями повторного применения, должны применяться индивидуальные, вновь разрабатываемые технические решения с обязательной их проверкой соответствующими расчетами, а при необходимости и специальными испытаниями.

В проектной документации должны прорабатываться различные варианты технических решений с учетом основных направлений Положения, выполняться необходимые сравнения вариантов по критерию минимума дисконтированных затрат в течение всего жизненного цикла объекта (проектирование, строительство, реконструкция, эксплуатация, демонтаж и утилизация) с выбором предпочтительного по критерию технико-экономической эффективности. Варианты, выбираемые для сравнения должны учитывать технические решения, описанные в программах инновационного развития МУП «АЭС», а также в ПЭСБ.

Проектирование электросетевых объектов предусматривает разработку проектной и рабочей документации.

Проверка соответствия содержащихся в разрабатываемой проектной документации технических решений требованиям Положения осуществляется:

- на этапе рассмотрения, согласования и утверждения основных (ценообразующих) технических решений (в случае выделения такого этапа);
- при согласовании разработанной проектной документации в полном объеме до ее передачи на рассмотрение в органы экспертизы;
- перед выдачей рабочей документации в «производство работ».

Экспертиза проектной документации и результатов инженерных изысканий осуществляется уполномоченными на это экспертными организациями в соответствии с требованиями действующих нормативных правовых актов Российской Федерации.

Обеспечение соответствия требованиям по надежности, безопасности вводимых объектов капитального строительства

Задачами капитального строительства в рамках Положения являются:

- снижения количества технологических нарушений, и, как следствие, недоотпуск электроэнергии;

- обеспечение соответствия построенных объектов капитального строительства требуемым техническим характеристикам и утвержденной проектно-сметной документации.

Для выполнения данных задач в капитальном строительстве требуют реализации следующие мероприятия:

- разработка и установление требований к качеству выполняемых работ (ПИР, СМР) и их результатов, влияющих на надежность, безопасность, обеспечение требуемых технических характеристик и соответствия ПСД вводимых объектов капитального строительства.

- создание системы мониторинга, анализа и оценки качества работ (ПИР, СМР) и их результатов, влияющих на надежность, безопасность, обеспечение требуемых технических характеристик и соответствия ПСД вводимых объектов капитального строительства.

- развитие компетенций собственного персонала в области контроля качества (ПИР, СМР) и их результатов, оценки соответствия требованиям по надежности, безопасности, требуемым техническим характеристикам и ПСД вводимых объектов капитального строительства.

- организация и осуществление контроля качества (ПИР, СМР) и их результатов, влияющих на надежность, безопасность, обеспечение требуемых технических характеристик и соответствия ПСД вводимых объектов капитального строительства.

- привлечение независимых экспертных и инспекционных организаций, в том числе в рамках строительного контроля, по контролю качества выполнения работ и оценке соответствия требованиям по надежности, безопасности вводимых объектов капитального строительства.

В целях реализации данных мероприятий в капитальном строительстве предполагается внедрение и обеспечение эффективного функционирования Системы управления качеством процессов (инженерные изыскания,

проектирование, изготовление оборудования, строительство) капитального строительства.

Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов.

Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов может

производиться всего титула в целом, этапов строительства, пускового этапа (комплекса), титульных временных зданий и сооружений, отдельных зданий и сооружений, отдельных единиц или систем оборудования (в объеме, предусмотренном проектной документацией утвержденной в соответствии с действующим законодательством).

Не допускается приемка в эксплуатацию отдельных этапов строительства или пусковых этапов (комплексов) не предусмотренных проектной документацией утвержденной в соответствии с действующим законодательством.

Не допускается приемка отдельных единиц оборудования при отсутствии или неисправности вспомогательных систем, обеспечивающих безопасную эксплуатацию оборудования.

Перед приемкой в эксплуатацию электросетевых объектов в соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации должны быть проведены индивидуальные испытания оборудования и комплексное опробование оборудования. До проведения комплексного опробования должны быть получены разрешения Ростехнадзора на допуск в эксплуатацию энергоустановки.

В соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 19.06.2003 № 229 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» (Зарегистрировано в Минюсте РФ 20.06.2003 N 4799)» для приемки объектов должны формироваться рабочие и приемочные комиссии.

Перед назначением приемочной комиссии организовывается подготовка и обучение эксплуатирующего электросетевой объект персонала, направленная на обеспечение его готовности к выполнению профессиональных функций и поддержание его квалификации. Необходимые требования к эксплуатирующему персоналу регламентируются СО 153-34.20.501-2003.

Не допускается приемка в эксплуатацию электросетевых объектов без разрешений на допуск в постоянную эксплуатацию энергоустановок, оформленных Ростехнадзором и заключений о соответствии построенного, реконструированного, отремонтированного объекта капитального строительства требованиям технических регламентов и проектной документации, оформленного государственным строительным надзором, если данные документы предусмотрены к оформлению по данным объектам в соответствии с действующим законодательством.

После приемки в эксплуатацию законченными строительством объектов необходимо оформить разрешение на ввод в эксплуатацию в соответствии с Градостроительным кодексом Российской Федерации, если данный документ предусмотрен к оформлению по данным объектам в соответствии с действующим законодательством.

3.1.1. Инвестиционные программы МУП «АЭС»

Согласование и утверждение Инвестиционной программы МУП «АЭС», а так же внесение корректировок, происходит в соответствии с действующим законодательством РФ. Постановлением Правительства РФ от 1 декабря 2009 года N 977 установлен порядок утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики;

Под инвестиционной программой понимается совокупность всех намечаемых к реализации и (или) реализуемых субъектом электроэнергетики инвестиционных проектов в период, на который разрабатывается инвестиционная программа.

Под инвестиционным проектом понимается вложение инвестиций в сооружение (изготовление, создание, приобретение, реконструкцию, модернизацию (модификацию) и (или) техническое перевооружение) объектов основных средств и (или) нематериальных активов и осуществление практических действий в целях получения прибыли и (или) достижения иного полезного эффекта.

Основной задачей МУП «АЭС» является бесперебойное электроснабжение потребителей электроэнергией в необходимом количестве и заданного в соответствии с ГОСТ 32144-2013 качества с минимальными затратами трудовых и материальных ресурсов.

Разработка и реализация мероприятий по реконструкции объектов электросетевого хозяйства выполняется с учетом стратегических направлений социально-экономического развития города с учетом рационального использования и оптимального распределения ограниченных материальных и нематериальных ресурсов МУП «АЭС».

Целью инвестиционной программы служит увеличение пропускной способности линий, улучшение качества передаваемой электроэнергии потребителям, подключение новых потребителей, а также выполняются мероприятия по программам энергосбережения и снижения технологических потерь при передаче электроэнергии.

Инвестиционной программой на 2018г. предусмотрена реализация мероприятий, запланированных для выполнения в соответствии с инвестиционными проектами: Е_1-2018 (реконструкция кабельных и воздушных линий 10 кВ и 0,4 кВ, ТП-10/0,4 кВ и РП); Е_2-2018 (приобретение информационно-вычислительной техники; мероприятия, направленные на монтаж и модернизацию систем телемеханики, развитие радио- и технологической связи; разработка проектно-сметной документации на 2018г.); Е_3-2018 (мероприятия по энергосбережению – замена трансформаторов на ТМГ-12).

В 2018 году будут выполняться мероприятия по замене существующих кабельных линий на новые кабельные линии, в связи с их длительной эксплуатацией, физическим и моральным износом. Данное мероприятие позволит увеличить пропускную способность линий, и обеспечит повышение надежности электроснабжения центральной части города.

Для уменьшения технологических потерь и потерь от хищения электроэнергии в инвестиционной программе предусматривается реконструкция существующих ветхих сетей 0,4 кВ в частном секторе г. Абакана, с заменой деревянных опор на железобетонные и заменой голого провода на СИП.

Планируется перераспределение нагрузок и перевод мощности для более равномерной загрузки трансформаторов. В “старой” части города по результатам замеров наблюдается низкий уровень напряжения, т.к. возросший уровень энергопотребления населения и ветхие сети не могут обеспечить электроснабжение потребителей качественной электроэнергией.

Реконструкция воздушных линий 0,4 кВ общей протяженностью 17 км планируется выполнить с применением изолированного провода (СИП), который имеет преимущество перед голым проводом:

- меньшие потери при передаче электроэнергии;
- не требуется систематическая очистка трассы ВЛ-0,4 кВ от веток;
- высокая надежность и отсутствие возможности схлестывания проводов при ветреной погоде;
- простота монтажа и возможность работы без отключения напряжения;
- снижение вероятности хищения электроэнергии;

В инвестиционной программе МУП «АЭС» на 2018 год предусмотрены мероприятия:

- по реконструкции существующих ТП-10/0,4 кВ предусмотрена: замена старых МТП на КТП-10/0,4 кВ (4шт.); монтаж ПП; замена линейных разъединителей на выключатели нагрузки в 13-ти ячейках разных ТП;

- устройство телемеханики и развитие радио- и технологической связи на объектах;

- автотранспортным участком составлен перечень мероприятий по наращиванию единиц спецтехники, так запланировано приобретение автотранспорта (КМУ на базе КамАЗ 65117, автоподъемник АП-18-03 на базе КамАЗ 43253);

- проведение изысканий и разработка проектно-сметной документации для производства мероприятий, запланированных инвестиционной программой 2019г.;

- по энергосбережению и снижению технологических потерь путем замены на современные трансформаторы типа ТМГ-12.

План капитальных вложений МУП «АЭС» на 2018г.

№ п	Наименование объекта	Ед. изм.	Кол-во	План капитальных вложений на 2018 год			
				Всего в ценах 2014г.	в том числе:		
					амортизация млн.руб.	прибыль млн. руб.	Срок окупаемости
	Всего по МУП «АЭС»			109,71	109,71		
	Электросетевые объекты	км	33,54	94,85	94,85		
1.	Реконструкция КЛ-10 кВ (прокладка новых КЛ-10 кВ в замен существующих)		8,55	27,77	27,77		
	ТП-160 - ТП-115	км	0,2	0,53	0,53		
	ТП-115-ТП-4	км	0,3	0,79	0,79		
	ф. 23-341 (переустройство ВЛ в КЛ)	км	0,36	0,95	0,95		
	ТП-33 - ТП-216	км	0,2	0,53	0,53		
	П/ст-24/3 ("Северная") - ТП-497/6	км	1,2	3,17	3,17		
	П/ст-24/28 ("Северная") - ТП-374/2	км	1,4	3,70	3,70		
	П/ст-24/7 ("Северная") - РП-5/2	км	1,4	4,84	4,84		
	П/ст-24/16 ("Северная") - РП-5/5 (перекладка кабеля в лоток)	км	0,4	0,71	0,71		

	П/ст-24/15 ("Северная") - ТП-14/2	км	1,4	3,70	3,70		
	ТП-540 до соедин. муфты (к ТП-712)	км	0,58	0,82	0,82		
	ТП-374 до соедин. Муфты (к ТП-712)	км	0,51	1,53	1,53		
	Строительство кабельного лотка по ул. Вяткина в гр. ул. Чехова - п/с "Северная"	км	0,6	6,50	6,50		
2	Реконструкция ВЛ-10кВ	км	6,23	14,35	14,35		
	ф.РП-2/8 - 407	км	1,4	3,22	3,22		
	ф. 161 - 98	км	0,2	0,46	0,46		
	ф.23-32	км	0,36	0,83	0,83		
	ф.97/15 - РП-2/17	км	1,5	3,45	3,45		
	ф.77-279	км	0,12	0,28	0,28		
	ф.РТП-20/19 - 462	км	0,4	0,92	0,92		
	отпайка от оп.№ 24 ВЛ-10 кВ ф.28/7 до ТП-412	км	0,5	1,15	1,15		
	ф. РП-7/8 - 54А	км	0,76	1,75	1,75		
	ф.737 - 121А	км	0,44	1,01	1,01		
	ф.23/10 - РП-2/11	км	0,25	0,58	0,58		
	ф.23/15 - 278	км	0,3	0,70	0,70		
3.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ	км	15,00	30,28	30,28		
	ТП-105 ф.6 (замена опор № 1,2 хоз. способом)	шт	2	0,10	0,10		
	ТП-115 ф.9	км	0,26	0,78	0,78		
	ТП-120А ф.15 (с учетом замены всех опор)	км	0,04	0,12	0,12		
	ТП-158 ф.11 (замена опор)	шт	5	0,15	0,15		
	ТП-177 ф.10	км	0,07	0,21	0,21		
	ТП-179 ф.5	км	0,43	1,29	1,29		
	ТП-206 ф.3	км	0,5	1,50	1,50		
	ТП-206 ф.4	км	0,14	0,42	0,42		
	ТП-206 ф.5	км	0,12	0,36	0,36		
	ТП-206 ф.2	км	0,6	1,80	1,80		

	ТП-517 ф. 2	км	0,23	0,70	0,70		
	ТП-517 ф.3	км	0,27	0,81	0,81		
	ТП-223 ф.4	км	0,52	1,56	1,56		
	ТП-237 ф.1	км	0,15	0,45	0,45		
	ТП-237 ф.2	км	0,15	0,45	0,45		
	ТП-237 ф.3	км	0,3	0,90	0,90		
	ТП-607 ф.4	км	0,17	0,51	0,51		
	ТП-271 ф.4	км	0,27	0,81	0,81		
	ТП-377 ф.15	км	0,9	2,69	2,69		
	ТП-381 ф.1	км	0,16	0,48	0,48		
	ТП-382 ф.2	км	0,4	1,20	1,20		
	ТП-405 ф.8	км	0,32	0,96	0,96		
	ТП-432 ф.3	км	0,3	0,95	0,95		
	ТП-631 ф.3, ф.4, ф.6	км	1,2	3,59	3,59		
	ТП-684 ф.2, ф.6	км	1,24	3,72	3,72		
	РТП-20 ф.12	км	0,4	1,20	1,20		
	ТП-611 ф.4	км	0,3	0,90	0,90		
	ТП-450 ф.6	км	0,56	1,67	1,67		
4	Реконструкция КЛ-0.4 кВ		4,16				
	Реконструкция кабельных линий до жилых домов	км	3,76	12,68	12,68		
	ТП-160 - ул. Т.Шевченко, 76	км	0,16	0,56	0,56		
	ТП-160 - ул. Т.Шевченко, 72	км	0,05	0,18	0,18		
	ТП-160 - ул. Хакасская, 32	км	0,4	1,40	1,40		
	ТП-160 - ул. Т. Шевченко, 68	км	0,4	1,40	1,40		
	ТП-115 - ул. Ленина, 29	км	0,16	0,56	0,56		
	ТП-216 - ул. М.Жукова, 7	км	0,08	0,28	0,28		
	ТП-216 - ул. Хакасская, 25	км	0,3	0,21	0,21		
	ТП-33 - ул. Т.Шевченко, 64	км	0,26	0,91	0,91		
	ТП-33 - ул. Т.Шевченко, 66	км	0,14	0,49	0,49		
	ТП-33 - ул. Пушкина, 46	км	0,26	0,91	0,91		
	ТП-384 - ул. Мичурина, 45	км	0,5	1,75	1,75		

	ТП-384 - ул. Мичурина, 46	км	0,3	1,05	1,05		
	ТП-384 - ул. Луначарского, 26	км	0,6	1,05	1,05		
	ТП-384 - ул. Луначарского, 28	км	0,15	0,53	0,53		
	Прокладка КЛ-0.4 кВ выход на опору ВЛ-0.4 кВ	км	0,4	1,40	1,40		
5.	Реконструкция ТП-10/0,4 кВ и РП-10 кВ	шт/яч	6/13	9,77	9,77		
	Замена МТП и старых КТП на новые (КТП-62; КТП-111; КТП-511); монтаж ПП	шт	4	4,70	4,70		
	Реконструкция ТП и РП: замена Л на ВН (ТП-73 яч.2; ТП-105 яч.3; ТП-198 яч.2; ТП-201 яч.4; ТП-212 яч.1; ТП-215 яч.1; ТП-220 яч.1; ТП-239 яч.1; ТП-241 яч.2; ТП-290 яч.1 ТП-342 яч.3, яч.4; ТП-476 яч.4)	яч	13	5,07	5,07		
I	ПРОЧИЕ			13,06	13,06		
	Приобретение автотранспорта (КМУ на базе КАМАЗ 65117; автоподъемник АП-18-03 на базе КАМАЗ-43253)	шт		6,10	6,10		
	Приобретение информационно - вычислительной техники			0,50	0,50		
	Телемеханика, развитие радио- и технологической связи			2,20	2,20		
	ПИР 2018-2019			4,26	4,26		
II	Энергосбережение в сетях МУП «АЭС»			1,80	1,80		
	Реконструкция и модернизация энергетических установок. Замена трансформаторов на ТМГ-12 (ТП-8; ТП-212)	шт		1,80	1,80		

На основании распоряжения Комитета муниципальной экономики Администрации г. Абакана в 2016г. в хозяйственное ведение МУП «АЭС» поступило производственное здание – гаражи и склады, расположенные по ул. Кирова, 20 (литер В2В3Б1В4Б). Учитывая, что износ имущества в соответствии с распоряжением составляет 100%, на 2018г. запланирована реконструкция производственных помещений по ул. Кирова, 20 – гаражей, складов, боксов.

Стоимость проведения мероприятий по реконструкции КЛ-10кВ, ВЛ-10кВ, реконструкции ТП-10/0,4кВ, разработки проектно-изыскательной документации по

инвестиционной программе МУП «АЭС» на 2018г. определена по укрупненным нормативам цен типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства, в соответствии с Приказом Министерства энергетики РФ от 08.02.2016г. №75. Приведение цен в соответствии с данным приказом в прогнозные цены 2018 года учтено с использованием индексов-дефляторов, учитывающих влияние инфляционных процессов в 2015, 2016 и в 2017 гг., равными $K_1=1,065$, $K_2=1,052$ и $K_3=1,044$. Стоимость реконструкции ВЛ-0,4кВ, КЛ-0,4кВ принята в соответствии с локальными сметными расчетами, рассчитанными усреднено для реконструкции 1км ЛЭП-0,4кВ.

3.1.1.1. Долгосрочная инвестиционная программа предприятия

Данной инвестиционной программой предусмотрена реконструкция кабельных и воздушных линий 10 кВ. Реконструкция проводится в связи с длительной эксплуатацией и изношенностью кабельных и воздушных линий, с целью увеличения пропускной способности существующих линий. В период 2015–2019 годы будут выполняться мероприятия по замене существующих кабельных линий на новые кабельные линии, в связи с физическим и моральным износом кабельных линий. Данное мероприятие позволит увеличить пропускную способность линий, и обеспечит повышение надежности электроснабжения центральной части города. В 2018 г. предусмотрено строительство кабельной канализации по ул. Вяткина в границах улиц Тельмана- Крылова. На указанном участке улицы проходит большое количество трасс магистральных кабельных линий в связи с этим существует большая проблема с прокладкой новых инженерных сетей. Данная проблема возникает и по той причине, что в населённых пунктах плотность застройки достаточно большая и существующие объекты и их коммуникации мешают организации новых сетей. Для решения таких задач, как подключение новых объектов, прокладка новых сетей, обслуживание существующих кабельных сетей, оперативное устранение аварий с наименьшими затратами, осуществляют строительство канализации.

В период 2015 – 2019 года программой запланирована замена стоек и замена проводов на магистральных линиях электропередач 10 кВ. таких как ф. п/с 24/25-РП-7/5, ф. РП-7/9–54А, ф.28/7–412, ф. 96/18-115, ф. 6-94, ф.01/11 – ДПРМ, ф.23/31 – 469, ф.23/15-278, ф. 22/54-194, ф. РП-7/13 - 247 на изолированный провод марки СИП-3, т. к данные линии проходит через частный сектор и местами не выдержан габарит охранной зоны до жилых домов и проезжей части.

Для уменьшения технологических потерь и потерь от хищения электроэнергии, в инвестиционной программе предусматривается реконструкция существующих ветхих сетей 0,4 кВ в частном секторе г. Абакана, с заменой деревянных опор на ж/б и заменой голого провода на СИП.

Реконструкция воздушных линий 0,4 кВ общей протяженностью 66,54 км планируется выполнить с применением изолированного провода (СИП), который имеет преимущество перед голым проводом:

- меньшие потери при передаче электроэнергии;
- не требуется систематическая очистка трассы ВЛ-0,4 кВ от веток;
- высокая надежность и отсутствие возможности схлестывания проводов при ветре;
- простота монтажа и возможность работы без отключения напряжения;
- снижение вероятности хищения электроэнергии.

В данной инвестиционной программе предусмотрены мероприятия:

- по реконструкции существующих ТП-10/0,4 кВ с заменой устаревших ячеек 10 кВ и заменой линейных разъединителей на современные выключатели нагрузки в количестве 44 шт. А также замена отслуживших свой срок МТП и старых КТП на новые КТП без увеличения мощности трансформаторов. Предусмотрена также замена устаревшей защиты в РП выполненной с помощью реле на современные микропроцессорные системы типа БМРЗ-100.

- по энергосбережению и снижению технологических потерь путем замены на современные трансформаторы типа ТМГ-12 и ввод в работу компенсаторов реактивной мощности в сетях.

- обновление транспортного хозяйства предприятия путем замены отслужившей свой срок техники на более современные и надежные автомобили, а также приобретение современной информационно-вычислительной техники.

Мероприятия инвестиционной программы включают в себя технические и технологические мероприятия по совершенствованию технологических процессов, в частности установка в трансформаторных подстанциях устройств компенсации реактивной мощности.

3.1.1.2. Реновация основных фондов

В ближайшей перспективе основным направлением инвестиционной политики в сетях МУП «АЭС» должно быть (с учетом сбалансированного усиления сетей в

регионах с быстро растущим потреблением) техническое перевооружение и реконструкция действующих электросетевых объектов.

Эффективность инвестиций в техническое перевооружение действующих объектов, вызванное ростом электропотребления, значительно выше, чем в новое строительство. Это обусловлено тем, что в ряде случаев отпадает необходимость в создании инфраструктуры, но главным образом потому, что объекты технического перевооружения уже имеют готовых потребителей, а при новом строительстве проектные нагрузки достигаются через несколько лет после ввода объекта в работу.

Кроме того, итогом технического перевооружения и модернизации оборудования электросетевых объектов является снижение затрат на эксплуатацию объекта и повышение его энергетической эффективности и надежности работы.

Должны быть предусмотрены мероприятия по реконструкции и техническому перевооружению электрических сетей в следующих направлениях:

- замена малонадежного, устаревшего и неэкономичного оборудования, состояние которого не соответствует современным техническим требованиям, условиям эксплуатации и режимам работы сетей;

- совершенствование схемы и повышение пропускной способности электрической сети, повышение надежности работы электроустановок и электроснабжения потребителей;

- снижения уровней воздействия энергоустановок на состояние окружающей среды.

3.1.2 Реализация технической политики при проектировании объектов нового строительства, технического перевооружения и реконструкции

В целях реализации в процессе строительства архитектурных, технических и технологических решений, содержащихся в проектной документации на объект капитального строительства, разрабатывается проектная и рабочая документация, состоящая из документов в текстовой форме, рабочих чертежей, спецификации оборудования и изделий.

Проектная документация в отношении отдельного этапа строительства разрабатывается в объеме, необходимом для осуществления этого этапа строительства. Указанная документация должна отвечать требованиям к составу и содержанию разделов проектной документации согласно Постановлению РФ №87 от 16 февраля

2008 года «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»

Разработка проектной документации выполняется на основании согласованного и утвержденного Заказчиком в установленном порядке задания на проектирование, содержащего основные требования к характеристикам проектируемого объекта, объему инженерных изысканий, срокам и этапности разработки проектной документации, выделению пусковых комплексов, необходимости получения согласований и заключений экспертных органов, а также на основе нормативных правовых актов, а также действующих нормативных документов, принятых к использованию в электросетевой компании-заказчике проектной документации:

- технических регламентов;
- национальных, отраслевых и корпоративных стандартов, методик, положений, а также международных стандартов качества;
- указаний, распоряжений, приказов и других организационно-распорядительных документов, обязательных при проектировании объектов заказчика.

Основой для разработки задания на проектирование электросетевых объектов нового строительства, технического перевооружения и реконструкции является исходно-разрешительная документация, перечень которой утверждается соответствующими нормативными правовыми актами РФ.

При разработке задания на проектирование должны, в том числе, учитываться:

- рекомендации внестадийных работ;
- технические решения по существующим, сооружаемым и проектируемым объектам, смежным с объектом проектирования;
- требования технических условий на осуществление технологического присоединения энергоустановок потребителей;
- требования технических условий к размещению проектируемых электросетевых объектов;
- технические требования по оказанию воздействия проектируемых сетевых объектов на окружающую среду.

При разработке проектной документации, наряду с обоснованно применяемыми решениями повторного применения, должны применяться индивидуальные, вновь разрабатываемые технические решения с обязательной их проверкой соответствующими расчетами, а при необходимости и специальными испытаниями.

В проектной документации должны прорабатываться различные варианты технических решений с учетом основных направлений Единой технической политики в электросетевом комплексе, выполняться необходимые сравнения вариантов по критерию минимума дисконтированных затрат в течение всего жизненного цикла объекта (строительство, эксплуатация, демонтаж и утилизация) с выбором предпочтительного по критерию технико-экономической эффективности.

Проектирование, как правило, выполняется в две стадии: разработка проектной документации и разработка рабочей документации. При необходимости выполняется предпроектная стадия - обоснование инвестиций.

Проверка соответствия содержащихся в разрабатываемой проектной документации технических решений требованиям Положения осуществляется:

- на этапе рассмотрения, согласования и утверждения основных (ценообразующих) технических решений (в случае выделения такого этапа);
- при согласовании разработанной проектной (рабочей) документации в полном объеме до ее передачи на рассмотрение в органы экспертизы.

Экспертиза проектной документации и результатов инженерных изысканий осуществляется уполномоченными на это экспертными организациями в соответствии с требованиями действующих нормативных правовых актов РФ.

3.2. Обеспечение надежности в условиях исчерпания ресурса оборудования электросетевого комплекса

В условиях, когда значительная часть оборудования сетевого комплекса МУП «АЭС» отработала нормативный срок, определенный предприятием-изготовителем, обеспечение надежности должно обеспечиваться развитием следующих направлений:

- реализация программ комплексного обследования оборудования с использованием современных методов и средств, позволяющих на начальном этапе выявлять дефекты, развитие которых способно привести к повреждению оборудования;
- реализация локальных комплексных программ замены оборудования, выработавшего свой нормативный срок;
- разработка и реализации локальных программ повышения надежности оборудования сетевого комплекса, предусматривающих замену наиболее повреждаемых узлов;

- реализация системы мониторинга технического состояния основных элементов электрических сетей;

- развитие методического и программного обеспечения организации расследования технологических нарушений, сбора, учета и анализа информации для оптимизации надежности электрических сетей;

- стратегическое управление надежностью (повышение надежности выделенной части энергосистемы заменой наиболее ответственных элементов и объектов, а также изменением структуры сетей);

- применение сбалансированного подхода к планированию и организации ремонтов с учетом условий эксплуатации, фактора надежности, фактического срока службы оборудования, затрат на проведение ремонта;

- привлечение представителей заводов-изготовителей при проведении технического освидетельствования оборудования, выработавшего свой нормативный срок для принятия решений о продлении срока службы;

- проведение комплексного технического аудита эксплуатации оборудования сетевого комплекса.

- разработка модели прогнозирования надежности магистральных и распределительных сетей в зависимости от надежности и технического состояния оборудования, а также модели анализа сценариев динамики показателей надежности и затрат на её обеспечение.

3.3. Повышение эффективности эксплуатации и технического обслуживания электросетевого комплекса МУП «АЭС»

Наиболее существенное повышение эффективности эксплуатации электрических сетей МУП «АЭС» обеспечивается по следующим направлениям:

- переход к ремонтам на основе оценки технического состояния с внедрением надежных методов и средств диагностики текущего технического состояния оборудования электрических сетей без вывода оборудования из работы;

- механизация выполнения работ на ЛЭП и ПС;

- ремонт воздушных ЛЭП под напряжением (без отключения);

- применение для проведения ремонтов современных, высокотехнологичных и безопасных оборудования, инструмента и приспособлений;

- оптимизация аварийного резерва оборудования ПС и элементов ЛЭП, четкая организация ликвидации аварийных повреждений;

- улучшение противопожарного состояния ЛЭП и ПС.

В соответствии с конструктивными особенностями, технологией и условиями производства работ, структурой управления электросети организацию обслуживания необходимо осуществлять силами специально подготовленного и прошедшего аттестацию персонала, специализируемого на проведении основных видов работ по техническому обслуживанию и ремонту электрических сетей.

3.4. Внедрение инновационных технологий и оборудования

Инновационная деятельность в МУП «АЭС» осуществляется в целях совершенствования производственных показателей компании, обеспечения надежности и энергоэффективности электроснабжения в городе Абакане и улучшения экономических показателей в конкурентных условиях энергорынка. На ее основе осуществляются разработки для создания и опытно-промышленного внедрения в МУП «АЭС» инновационных технологий, и стимулирующих факторов для их использования.

Под инновационными технологиями в настоящем разделе понимаются известные в мировой науке и технике, а также новые отечественные энергетические и смежные с электроэнергетикой технологии, ранее не применявшиеся в МУП «АЭС», обеспечивающие комплексное улучшение технических и экономических показателей предприятия.

Критерии оценки эффективности инновационной деятельности предприятия должны содержать качественные и количественные показатели, отражающие требования удовлетворения спроса на электроэнергию, безопасность работы оборудования, надежность и качество электроснабжения, показатели снижения технологических, экологических и экономических рисков предприятия, затрат на разработку инновационных технологий, издержек для их реализации, показатели безопасности работы персонала предприятия и улучшение условий его труда.

Инновационная деятельность реализуется путем выполнения пилотных проектов и апробации их применения в технологическом процессе МУП «АЭС», а также путем разработки предложений для развития нормативно-правой базы электроэнергетики, содействующей их внедрению.

Инновационная деятельность в МУП «АЭС» осуществляется в соответствии с общегосударственными задачами повышения экономической и экологической эффективности российской экономики и электроэнергетики, как ее составной части, на основе ее модернизации и использования в ней принципиально новых или апробированных в мировой практике высокоэффективных («прорывных») технологий.

Тематика инновационных проектов

Под инновационной и высокотехнологичной продукцией следует определять товары, работы, услуги, новые или подвергшиеся в течение последних 3-х лет разной степени технологическим изменениям, применение которых обеспечивает для организации положительный экономический эффект, в том числе

за счет:

- а) новых или измененных свойств продукции;
- б) применения новых или измененных материалов и технологий, снижающих эксплуатационные затраты на стадиях жизненного цикла оборудования;
- в) отсутствия прямых аналогов товаров, работ и услуг в организации;
- г) использования впервые (в том числе в организации) внедренных результатов научно-исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ при выполнении работ, оказании услуг;
- д) использования результатов интеллектуальной деятельности, которым предоставляется правовая охрана;
- е) возможности расширения области использования технологического решения, товара, работы, услуги.

Высокий технический уровень продукции определяется соответствием основных технических характеристик продукции лучшим отечественным и мировым образцам (в том числе отсутствием прямых аналогов) по показателям безопасности, надежности, эксплуатационным показателям, энергоемкости, материалоемкости, технологичности, долговечности.

Определяющим фактором является улучшение одного или нескольких из нижеприведенных показателей:

- а) улучшение основных функциональных характеристик оборудования;
- б) повышение надежности (срока эксплуатации) технических систем и оборудования;

- в) уменьшение числа отказов и аварий;
- г) увеличение гарантийного срока эксплуатации;
- д) снижение стоимости владения продукцией (объектами), включающей стоимость приобретения, эксплуатации и утилизации продукции;
- е) продолжительность жизненного цикла продукции;
- ж) улучшение условий и возможностей обслуживания;
- з) повышение уровня безопасности;
- и) снижение производственного травматизма;
- к) улучшение условий труда.

Инновационная продукция должна быть направлена на создание:

- а) оборудования и систем, обеспечивающих расширенные и высокоточные функции контроля, диагностики, мониторинга и измерений;
- б) устройств ограничения токов КЗ (сверхпроводниковые, коммутационные, полупроводниковые) классов напряжения 10 и 110 кВ на токи 50 – 100 кА;
- в) оборудования подстанций и сетей напряжением 110 кВ, обеспечивающего при больших токах КЗ термическую стойкость 80 кА и более;
- г) функциональных энергетических комплексов электроснабжения локальных энергоузлов с применением накопителей энергии и возобновляемых источников энергии;
- д) систем накопления электроэнергии большой мощности;
- е) интеллектуальных систем учета электрической энергии;
- ж) систем контроля параметров, обеспечивающих безопасную и надежную эксплуатацию электротехнического оборудования
- з) технологий управляемых систем передачи переменного тока, включающих современные многофункциональные устройства, в том числе устройства регулирования напряжения (реактивной мощности);
- и) технологий для производства опор ЛЭП и восстановления несущей способности железобетонных конструкций с использованием композиционных материалов;
- к) технологий диагностики остаточного ресурса силового электрооборудования, в том числе неразрушающего контроля и системы мониторинга частичных разрядов;
- л) взрывобезопасного оборудования распределительных устройств

различных классов;

м) оборудования, направленного на улучшение условий охраны труда как при эксплуатации электрооборудования, так и при выполнении ремонта.

Политика импортозамещения

Согласно энергетической стратегии России на период до 2030 года, утвержденной Распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.10.2009 № 1715-Р, и Плану мероприятий («дорожная карта») «Внедрение инновационных технологий и современных материалов в отраслях топливно-энергетического комплекса» на период до 2018 года, утвержденному Распоряжением Правительства Российской Федерации 03.07.2014 № 1217-р, стратегическими направлениями развития электроэнергетики являются:

а) обеспечение энергетической безопасности страны и регионов;

б) удовлетворение потребностей экономики и населения страны в электрической энергии (мощности) по доступным конкурентоспособным ценам, обеспечивающим окупаемость инвестиций в электроэнергетику;

в) обеспечение надежности и безопасности работы системы электроснабжения России в нормальных и чрезвычайных ситуациях;

г) инвестиционно-инновационное обновление отрасли, направленное на обеспечение высокой энергетической, экономической и экологической эффективности производства, транспорта, распределения и использования электроэнергии.

Энергетический комплекс характеризуется высокой зависимостью предприятий от импортных энергетических технологий и оборудования в связи с их неосвоенностью Российской промышленностью. Также развитие энергетического комплекса сдерживают не полностью реализованный потенциал отечественной прикладной науки, неразвитость инжиниринговых компаний, трудности трансфера передовых зарубежных технологий, отсутствие системы взаимодействия науки и бизнеса и инновационной инфраструктуры. К числу основных проблем импортозамещения относится высокая зависимость предприятий энергетического комплекса от импортных энергетических технологий и оборудования.

Целью импортозамещения является дальнейшее снижение зависимости от импорта электрооборудования за счет удовлетворения внутреннего спроса высококачественной продукцией отечественного производства.

Для реализации политики импортозамещения необходимо выполнение следующих требований:

а) наличие сервисных центров изготовителя оборудования, позволяющих обеспечить в кратчайшие сроки гарантийные обязательства и сопровождение поставленного оборудования в течение всего жизненного цикла, в том числе, проведение диагностики;

б) наличие у производителя «обменного фонда», для минимизации аварийного резерва на местах без снижения надежности и безопасности эксплуатации оборудования.

В процессе реализации политики импортозамещения предполагается увеличить долю отечественного оборудования в инвестиционной программе МУП «АЭС». Дальнейшее повышение доли импортозамещающего оборудования требует глубокой модернизации существующих производств, в том числе и в смежных областях промышленности. Достижение поставленных задач должно обеспечиваться под управлением государства.

3.5. Совершенствование технического обслуживания и ремонта

3.5.1. Контроль технического состояния и выявление узких мест в электрических сетях

- Развитие концепции сервисного обслуживания оборудования для повышения качества проведения технического обслуживания и ремонтов оборудования в гарантийный и в послегарантийный период, обеспечения устойчивой обратной связи с изготовителем оборудования, оперативного устранения нарушений в работе оборудования, обеспечения надежной работы оборудования в период всего его жизненного цикла.

- Реализация работ по определению остаточного ресурса оборудования с разработкой технических решений по продлению срока службы, проведению модернизации, либо его замене, проводимая в рамках договоров сервисного обслуживания.

- Разработка локальных программ повышения надежности оборудования по результатам реализации специальных диагностических программ, использующих современные приборные комплексы, инновационные технологии и современные методы неразрушающего контроля.

- Проведение ресурсных испытаний до приемки оборудования с целью оценки возможности его дальнейшего применения.

- Привлечение монтажных организаций, предприятий-изготовителей оборудования к расследованию причин нарушения в работе оборудования.

- Использование международного опыта контроля технического состояния современного оборудования, ранее не используемого на территории РФ .

3.5.2. Разработка и совершенствование методического обеспечения технического обслуживания и ремонта объектов электросетевого комплекса МУП «АЭС»:

- разработка и совершенствование нормативно-технической документации по техническому обслуживанию и ремонту;

- создание технологических карт, методик и инструкций по техническому обслуживанию и ремонтам;

- методики оценки ресурсных показателей оборудования ПС и ВЛ;

- оценка экономических показателей технического обслуживания и ремонтов.

4. Управление Технической политикой МУП «АЭС»

4.1. Органы управления Технической политикой в электросетевом комплексе МУП «АЭС»

Управление технической политикой, координация работ по разработке и организации внедрения инновационной техники и технологий, направленных на повышение эффективности функционирования электросетевого комплекса, снижение издержек его эксплуатации и повышение надежности работы осуществляется Техническим советом МУП «АЭС» (далее - ТС).

ТС является постоянно действующим совещательным органом МУП «АЭС».

ТС осуществляет:

- рассмотрение предложений по корректировке Положения о Технической политике в электросетевом комплексе;

- рассмотрение принимаемых технических решений при разработке схем развития, схем выдачи мощности станций, схем внешнего электроснабжения предприятий, проектировании и строительстве объектов электросетевого комплекса сложных, принципиальных технических решений по объектам Инвестиционных программ;

- рассмотрение предложений по применению инновационного оборудования при разработке схем развития, схем выдачи мощности электрических станций, при проектировании и строительстве объектов электросетевого комплекса;
- анализ выполнения работ по разработке инновационной техники и технологий и подготовку соответствующих заключений и предложений;
- рассмотрение и утверждение типовых проектных и строительных решений;
- решение вопросов развития методологии проектирования, эксплуатации, диагностики и ремонтов объектов электросетевого комплекса.

Решения ТС являются основанием для подготовки необходимых организационно-распорядительных документов, обязательных для исполнения структурными подразделениями МУП «АЭС».

4.2. Организация закупок материально-технических ресурсов и оборудования, работ и услуг

Основными направлениями технической политики являются:

Проведение конкурентных процедур закупок товаров, работ и услуг, для обеспечения должного уровня конкуренции и привлечения широкого круга претендентов;

- гибкий подход к формированию требований и критериев отбора и оценки к закупаемым товарам, работам и услугам для привлечения предложений с новыми техническими решениями, предусматривающими инновационные составляющие, предложения, которые оказывают или могут оказывать воздействие на снижение потребления или рациональное использование топливно-энергетических ресурсов; а также содержащие передовые научно-технические разработки;

- расширение критериев отбора победителей конкурсов для обеспечения баланса надежности, стоимости, простоты и экономичности в эксплуатации приобретаемых товаров;

- выстраивание партнерских отношений с ведущими производителями энергетического и электротехнического оборудования, для получения своевременной информации о новейших технических решениях, с возможностью влияния на дальнейшее совершенствование закупаемых товаров;

- определение поставщиков наиболее эффективных и качественных товаров и услуг при оптимальной стоимости;

- организация приобретения больших партий товаров, подтвердившее свое высокое качество для снижения затрат на приобретение и эксплуатацию унифицированного оборудования;

- установление (в случае наличия соответствующего решения Правительства Российской Федерации) приоритета товаров российского происхождения, работ, услуг, выполняемых, оказываемых российскими лицами, по отношению к товарам, происходящим из иностранного государства, работам, услугам, выполняемым, оказываемым иностранными лицами, с учетом таможенного законодательства Таможенного союза и международных договоров Российской Федерации, а также особенности участия в закупке субъектов малого и среднего предпринимательства.

4.3. Контроль за реализацией Технической политики в электросетевом комплексе МУП «АЭС» и ее актуализация

Контроль за реализацией Технической политики в электросетевом комплексе МУП «АЭС» осуществляется при рассмотрении Техническим советом:

- схем развития и программ развития электрических сетей и электроэнергетики г. Абакана;

- схем внешнего электроснабжения предприятий;

- технических условий на технологическое присоединение

- заданий на проектирование нового строительства (расширения, реконструкции, технического перевооружения, модернизации) объектов электросетевого комплекса МУП «АЭС»;

- проектной и рабочей документации по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению ПС, ЛЭП,

- конкурсной документации на выполнение проектно-изыскательских, строительного-монтажных работ и поставку оборудования для нужд электросетевого комплекса;

- технико-коммерческих предложений участников конкурсов на право поставки оборудования, технологий и материалов на объекты электросетевого комплекса;

- при осуществлении эксплуатационной и ремонтной деятельности.

Предложения по внесению изменений в настоящее Положение для рассмотрения осуществляется Техническим советом электросетевого комплекса МУП «АЭС» по мере необходимости. Разъяснение и уточнение требований Положения о Технической

политике в электросетевом комплексе МУП «АЭС» осуществляется путем выпуска информационных писем и циркуляров.

Корректировка Положения Технической политики в электросетевом комплексе МУП «АЭС» осуществляется по мере необходимости внесения изменений, но не реже чем раз в пять лет по решению Технического совета.