



Акционерное Общество

«Ленинградская областная электросетевая компания»

197110, Санкт-Петербург, Песочная набережная, д. 42, Лит. А., тел.: 334 47 47, факс: 334 47 48, e-mail: corp@loesk.ru; www.loesk.ru

ПОЛОЖЕНИЕ
о технической политике
АО «Ленинградская областная
электросетевая компания»

Санкт-Петербург, 2017 г.

СОДЕРЖАНИЕ

1.	Введение	5
1.1.	Стратегические цели технической политики АО «ЛОЭСК»	6
1.2.	Термины, определения и сокращения.....	7
1.3.	Анализ текущего состояния объектов электросетевого комплекса.....	17
1.3.1.	Анализ состояния распределительных электрических сетей (на 01.01.17г.).	17
2.1.	Развитие электросетевого комплекса.....	18
2.1.1.	Основные принципы развития электрических сетей	19
2.1.1.1.	Территориальные распределительные электрические сети	19
2.1.2.	Требования по сетевому резервированию и применению автономных источников питания	20
2.1.3.	Координация уровней токов короткого замыкания	20
2.2.	Регулирование напряжения и потоков электроэнергии.....	21
2.3.	Подстанции и распределительные устройства	21
2.3.1.	Схемы электрические принципиальные распределительных устройств ПС 6-110 кВ.....	21
2.3.2.	Проектные и строительные решения при новом строительстве, техническом перевооружении, реконструкции ПС 35-110кВ	22
2.3.3.	Основное оборудование	24
2.3.3.1.	Силовые трансформаторы и реакторы	24
2.3.3.2.	Коммутационная аппаратура.....	25
2.3.3.3.	Комплектные распределительные устройства.....	26
2.3.3.4.	Токопроводы и ошиновка.....	27
2.3.3.5.	Измерительные трансформаторы.....	27
2.3.3.6.	Ограничители перенапряжений нелинейные	28
2.3.4.	Собственные нужды	28
2.3.5.	Организация системы питания оперативного тока	28
2.3.5.1.	Постоянный оперативный ток на объектах распределительного сетевого комплекса	28
2.3.5.2.	Выпрямленный оперативный ток	29
2.3.5.3.	Переменный оперативный ток	29
2.3.5.4.	Аккумуляторные батареи (АБ).....	29
2.3.5.5.	Зарядно-подзарядные устройства (ЗПУ).....	30
2.3.6.	Безопасность объектов электросетевого комплекса.....	30
2.3.6.1.	Общие положения	30
2.3.6.2.	Создание типовых комплексов охраны для безопасности объектов сетевого комплекса	30
2.3.7.	Диагностический мониторинг оборудования ПС.....	31
2.3.8.	Электромагнитная совместимость и молниезащита от грозовых перенапряжений.....	32
2.3.9.	Релейная защита и автоматика	33
2.3.9.1.	Общие положения	33
2.3.9.2.	Особенности РЗА в распределительном электросетевом комплексе.....	35
2.3.9.3.	Развитие систем РЗА	35
2.3.10.	Автоматизированная система управления технологическими процессами ...	36
2.3.11.	Системы сбора и передачи информации	36
2.3.11.1.	ССПИ ПС	36
2.3.12.	Система учета электрической энергии	37
2.3.13.	Мониторинг и управление качеством электроэнергии в сетях РСК.....	40
2.3.14.	Метрологическое обеспечение	41
2.4.	Воздушные линии электропередачи	42
2.4.1.	Методические подходы при проектировании ВЛ	43

2.4.2	Технологии производства строительного-монтажных работ в процессе строительства, технического перевооружения и реконструкции ВЛ	44
2.4.3	Опоры.....	45
2.4.4	Фундаменты.....	45
2.4.5	Провода, грозозащитные тросы.....	46
2.4.6	Изоляторы и линейная арматура	47
2.4.7	Защита от грозовых перенапряжений.....	48
2.4.8	Линейное коммутационное оборудование 0,4-35 кВ.....	48
2.4.9	Диагностирование и мониторинг ВЛ	49
2.4.10	Экология ВЛ.....	49
2.4.11	Ограничения по применению технологий и оборудования на ВЛ.....	49
2.5.	Технологии проектирования и производства строительного-монтажных работ КЛ.....	50
2.5.1.	Кабели	51
2.5.2.	Арматура кабелей высокого напряжения (0,4-110кВ)	52
2.5.3.	Защита от перенапряжений кабельных линий.....	52
2.5.4.	Требования к технологиям прокладки кабельных линий.....	52
2.5.5.	Требования к применению экранов кабелей	53
2.5.6.	Диагностирование и мониторинг КЛ	53
2.6.	Экологическая безопасность, охрана труда, пожарная и промышленная безопасность.....	54
2.6.1.	Экологическая безопасность	54
2.6.2.	Охрана труда	54
2.6.3.	Пожарная безопасность	55
2.6.4.	Промышленная безопасность	56
2.7	Оперативно-технологическое управление	56
2.8.	Совершенствование технического обслуживания и ремонта	62

Приложения:

Приложение №1

1. Требования к вновь сооружаемым и реконструируемым блочным комплектным трансформаторным подстанциям и распределительным пунктам 6-20/0,4кВ.

- 1.1. Общие положения.
- 1.2. Требования к зданию БКТПб, БРПб, корпусу КТП.
- 1.3. Требования к распределительному устройству 6-20кВ.
- 1.4. Требования к силовым трансформаторам 6-20кВ.
- 1.5. Требования к распределительному устройству 0,4кВ.
- 1.6. Требования к измерительным трансформаторам.
- 1.7. Требования к организации учёта электрической энергии.
- 1.8. Требования к устройству релейной защиты и автоматики.
- 1.9. Требования к автоматизированным системам телемеханики и связи.
- 1.10. Требования к диспетчерской маркировке оборудования.
- 1.11. Требования к системе охранной сигнализации.

Приложение №2

Требования к вновь вводимым устройствам ТМ

1. Общие положения.
2. Требования к системам ТМ.
3. Требования к автоматизированному рабочему месту (АРМ)

Приложение №3

Требования к вновь вводимым устройствам РЗА

1. Общие положения.

2. Релейная защита трансформаторов 35-110 кВ
3. Защита шин (ошиновок)
4. Релейная защита линий 110 кВ
5. Автоматическое повторное включение
6. Устройство резервирования при отказе выключателя
7. Релейная защита и автоматика на шиносоединительном (ШСВ) и секционном (СВ) выключателях 110 кВ
8. Защита и автоматика РУ 6 - 35 кВ
9. Требования к оснащению устройствами РЗА ЛЭП 6-35 кВ
10. Противоаварийная автоматика
11. Оперативная блокировка неправильных действий при переключениях в электроустановках
12. АЧР и ЧАПВ
13. Регистрация событий.
14. Система мониторинга устройств РЗА

Приложение №4

Требования к вновь вводимым воздушным линиям электропередач 0,4-20кВ

Приложение №5

Требования к вновь вводимым кабельным линиям электропередач 0,4-20кВ

Приложение № 6

Типовые технические решения по организации коммерческого учета электроэнергии на присоединениях напряжением 0,4-20 кВ

Приложение № 7

Альбомы типовых технических решений по проектированию и строительству блочных комплектных трансформаторных подстанций 6(10)/0,4кВ в бетонной оболочке

1. Введение

Настоящее «Положение о технической политике АО «ЛОЭСК»» (далее - Положение) является внутренним документом АО «ЛОЭСК» (далее - Общество), разработано в соответствии с действующим законодательством, учитывает стратегию развития электросетевого комплекса ПАО «Россети», и является основополагающим документом, рекомендованным для применения в деятельности АО «ЛОЭСК», по передаче и распределению электрической энергии.

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

Настоящее Положение устанавливает совокупность технических мероприятий на ближайшую и среднесрочную перспективу, направленных на повышение эффективности, технического уровня и безопасности электрических сетей на основе новых, научно обоснованных технических решений и технологий и определяет общие технические требования к оборудованию, устанавливаемому на энергообъектах АО «ЛОЭСК».

Настоящее Положение не рассматривает эффективность предлагаемых технических решений и технологий. Выбор конкретных технических решений из предложенных в настоящем Положении осуществляется на **стадии проектирования**.

Перечень документов (концепции, программы, регламенты, и пр.), дополняющих или разъясняющих требования Положения, приведен в разделе «Список использованных в данном Положении документов».

1.1. Стратегические цели технической политики АО «ЛОЭСК»

Целями технической политики являются:

- создание и регламентация единых подходов к строительству, реконструкции, капитальным ремонтам электросетевого оборудования АО «ЛОЭСК»;
- определение основных технических требований к оборудованию и материалам, применяемым при производстве работ;
- определение критериев, при которых проводится реконструкция, капитальный ремонт или новое строительство объектов электрических сетей;
- унификация применяемого оборудования, материалов и специализированной техники в АО «ЛОЭСК»;
- максимально возможное внедрение интеллектуальных систем защиты и управления процессом передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям при непрерывном совершенствовании, модернизации и развитии существующего электросетевого комплекса АО «ЛОЭСК».

Для достижения поставленной цели рассматриваются следующие направления в работе:

- совершенствование технологического управления сетями и применение современных методов планирования развития сетей;
- преодоление тенденции старения основных фондов и электрооборудования за счёт увеличения объёмов работ по их реконструкции и техническому перевооружению;
- создание условий для применения новых технических решений и технологий в системах обслуживания, управления, защиты, передачи информации, связи и систем учёта электроэнергии (в том числе, автоматизированных систем управления сетями);
- развитие методов эксплуатации с использованием современных средств диагностики, технических и информационно-измерительных систем, неразрушающих методов диагностирования состояния оборудования;
- обеспечение современного высокого технического уровня сетей посредством использования новых технических решений и технологий;
- повышение эффективности функционирования сетевых объектов, снижение затрат на эксплуатацию сетей, а также фактических потерь электроэнергии в сетях;
- привлечение инвестиций для реализации основных направлений развития сетей.

Положение о технической политике АО «ЛОЭСК» предназначено для использования:

- структурными подразделениями АО «ЛОЭСК» при планировании работ по новому строительству, расширению и реконструкции, использовании новых форм организации обслуживания сетей, выдаче технических условий, при разработке автоматизированных систем управления технологическими процессами и учёта электроэнергии;
- проектными организациями при проектировании для нужд АО «ЛОЭСК»;
- строительными и монтажными организациями в части используемых в АО «ЛОЭСК» новых технологий строительства, реконструкции и технического перевооружения сетевых объектов.

1.2. Термины, определения и сокращения

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)

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.

Автоматизированная система управления технологическими процессам (АСУ ТП) ПС

Программно-технический комплекс средств автоматизации ПС, интегрирующий в своем составе подсистемы сбора и передачи информации о параметрах работы оборудования и устройств ПС, диагностики и мониторинга технологического оборудования, РЗА, инженерных систем, управления оборудованием и устройствами с целью реализации задач управления технологическими процессами ПС в полном объеме.

Автоматизированная система технологического управления (АСТУ)

Совокупность взаимосвязанных технических и программных средств, обеспечивающих решение задач оперативно-технологического, ситуационно-аналитического и производственно-технического управления передачей и распределением электроэнергии;

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.
Диагностика	Комплекс программно-инструментальных и организационных мероприятий по определению технического состояния объекта.
Диагностирование	Процесс определения технического состояния оборудования с поиском места и причин возникновения дефекта и вероятностным прогнозом дальнейшей работоспособности оборудования.
Доступ к информации	Возможность получения информации и ее использования.
Заключение аттестационной комиссии	Документ, подтверждающий возможность применения аттестуемого оборудования на объектах электросетевого хозяйства.
Защита информации	Деятельность, направленная на предотвращение утечки защищаемой информации, несанкционированных и непреднамеренных воздействий на защищаемую информацию.
Измерительно-информационный комплекс точки измерений (ИИК)	Функционально объединенная и территориально локализованная совокупность метрологически аттестованных программно-технических средств учета электроэнергии по данной точке измерений, в которой формируются и преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых величинах, реализуются вычислительные и логические операции, предусмотренные процессом измерений, а также интерфейс доступа к информации по данной точке измерений электроэнергии.
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.
Информационно-вычислительный комплекс (ИВК)	Совокупность функционально объединенных метрологически аттестованных программных, информационных и технических средств, предназначенная для решения задач диагностики состояний средств и объектов измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, поступающих от ИВКЭ и ИИК субъекта ОРЭ, их агрегирование, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.
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.
Корпоративная информационная система управления (КИСУ)	Совокупность информационных систем электрических сетей, методологически и технически объединенных друг с другом специальными программными технологиями интеграции, предназначенная для повышения эффективности деятельности компании.
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.
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.
Оперативно-технологическое управление	Комплекс мер по управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, если эти объекты и устройства не включены субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в перечень объектов, в отношении которых осуществляется выдача оперативных диспетчерских команд и распоряжений;
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 и рабочая 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.
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 оборудования (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.
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	<p>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.</p> <p>Комплексное техническое перевооружение - полное или частичное обновление элементов объекта.</p>

Технический регламент

Документ, который принят международным договором Российской Федерации, ратифицированным в порядке, установленном законодательством Российской Федерации, или межправительственным соглашением, заключенным в порядке, установленном законодательством Российской Федерации, или федеральным законом, или указом Президента Российской Федерации, или постановлением Правительства Российской Федерации, или нормативным правовым актом федерального органа исполнительной власти по техническому регулированию и устанавливает обязательные для применения и исполнения требования к объектам технического регулирования (продукции, в том числе зданиям, строениям и сооружениям или к связанным с требованиями к продукции процессам проектирования (включая изыскания), производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации).

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.

Капитальный ремонт

Ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановления ресурса изделия с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые. При этом не производится изменение/улучшение технических характеристик объекта капитального ремонта.

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) (ЭЭС)	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.
Электросетевой комплекс (ЭСК)	Совокупность объектов электросетевого хозяйства, включая объекты ЕНЭС и территориальные распределительные сети.
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);
АИИС	- автоматизированная информационно-измерительная система контроля
КУЭ	и учета электрической энергии;
АПВ	- автоматическое повторное включение;
АБ	- аккумуляторная батарея;
АРМ	- автоматизированное рабочее место;
АСДУ	- автоматизированная система диспетчерского управления;
АСТУ	- автоматизированные системы технологического управления;
АСУ	- автоматизированная система управления;
АСУТП	- автоматизированная система управления технологическими процессами;
АСДУ	- автоматизированная система диспетчерско-технологического управления;
АТ/Т	- автотрансформатор/трансформатор;
БКТП	- блочные комплектные трансформаторные подстанции;
БКТПБ	- блочные комплектные трансформаторные подстанции в бетонной оболочке;
ВЛ	- воздушная линия электропередачи;
ВЛЗ	- воздушная линия с защищенными проводами;
ВЛИ	- воздушная линия с самонесущими изолированными проводами;
ВН	- высшее напряжение;
ВДТ	- вольтодобавочный трансформатор;
ДГУ	- дизель-генераторная установка;
ДГР	- дугогасящий реактор;
Д	- система охлаждения трансформатора, предусматривающая естественную циркуляцию масла и принудительную циркуляцию воздуха;
ДЦ	- с принудительной циркуляцией масла и воздуха;
ЗРУ	- закрытое распределительное устройство;
ЗТП	- закрытая трансформаторная подстанция;
ЗУ	- заземляющее устройство;
КА	- коммутационный аппарат;
КВЛ	- кабельно-воздушная линия;
КЛ	- кабельная линия электропередачи;
КРУ	- комплектное распределительное устройство;
КРУЭ	- комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;
КСО	- комплектные стационарные распределительные устройства одностороннего обслуживания;
КТП	- комплектная трансформаторная подстанция;
ЛЭП	- линия электропередачи;
МТП	- мачтовая трансформаторная подстанция;
М	- система охлаждения трансформатора, предусматривающая масляное охлаждение с естественной циркуляцией масла и воздуха;
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;
ПКЭ	- показатель качества электроэнергии;
ПБВ	- переключение ответвлений обмоток силового трансформатора без возбуждения;
РЗ	- релейная защита;
РЗА	- релейная защита и автоматика;
РП	- распределительный пункт;
РПН	- регулирование напряжения под нагрузкой;
РС	- распределительная электрическая сеть;
РСК	- распределительная сетевая компания;
РТП	- распределительная трансформаторная подстанция;
РУ	- распределительное устройство;
РЭС	- район электрических сетей;
ПС	- подстанция;
ПТЭ	- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей;
ПУЭ	- Правила устройства электроустановок;
СИ	- средство измерений;
СИП	- самонесущий изолированный провод;
СМР	- строительно-монтажные работы;
СН	- среднее напряжение;
СПЭ	- сшитый полиэтилен;
ТН	- трансформатор напряжения;
ТО и Р	- техническое обслуживание и ремонт;
ТП	- трансформаторная подстанция;
ТСН	- трансформатор собственных нужд;
ТТ	- трансформатор тока;
ТЭО	- технико-экономическое обоснование;
Ц	- система охлаждения трансформатора, предусматривающая принудительную циркуляцию масла и естественную циркуляцию воздуха;
ЭУ	- электроустановка;
ЭСК	- электросетевой комплекс.

Для обозначения обязательности выполнения технических требований в Положении применяются понятия «должен», «следует», «необходимо» и производные от них.

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

1.3.1. Анализ состояния распределительных электрических сетей (на 01.01.17г.)

Основу электросетевого комплекса АО «ЛОЭСК» составляют объекты распределительных сетей городов и поселков Ленинградской области напряжением 0,4-6-10 кВ (96,95%), объекты класса напряжений 35-110 кВ (3,05%).

В период с 90-х годов до начала 2000-х годов из-за недостатка финансирования работы по реконструкции, техническому перевооружению и плановому новому строительству распределительных сетей значительно сократились. Более 60% воздушных и кабельных линий, 70% трансформаторных подстанций находятся в эксплуатации дольше срока службы.

Трансформаторные подстанции:

На балансе и в обслуживании АО «ЛОЭСК» находится:

- подстанций напряжением 110 кВ - 11 шт;
- подстанций напряжением 35 кВ - 12 шт;
- подстанций 6-10/0,4 кВ - 3246 шт.

Общая установленная мощность трансформаторов **1682,23 МВА**;

Основная часть (~92%) подстанций 35-110 кВ выполнена 2-х трансформаторными с 2-х сторонним питанием. На подстанциях 35 - 110 кВ в основном установлены трансформаторы с устройствами РПН, все РПН работают в ручном режиме.

Трансформаторные подстанции 6-10/0,4 кВ подключены к сетям, как правило, по проходной схеме в 2-х и 1-трансформаторном исполнении и по тупиковой схеме.

Воздушные линии:

Протяженность линий электропередачи:

- напряжением 110 кВ - 17,55 км;
- напряжением 35 кВ - 38,49 км;
- напряжением 6-10 кВ - 1519,82 км;
- линий напряжением 0,38 кВ - 3445,01 км;
- Общая длина воздушных линий всех напряжений **5020,87 км**;

Воздушные сети построены по радиальному принципу. На воздушных линиях (ВЛ) 0,38-10 кВ используются в основном деревянные и железобетонные опоры, с незащищенными алюминиевыми проводами малых сечений. Сети проектировались по критерию минимума затрат на расчетные нагрузки 5-10 лет.

Основные причины повреждений ВЛ напряжением 0,4 - 10 кВ:

- Обрывы провода;
- Повреждение фарфоровых изоляторов;
- Повреждения опор и элементов опор (загнивание деревянных опор, сколы и трещины бетонных)

Кабельные линии:

Кабельные сети построены в основном по петлевой схеме или в виде 2-х лучевых схем с 1-2-трансформаторными подстанциями. В основном используется кабель с бумажно-масляной изоляцией с алюминиевыми жилами со свинцовыми соединительными муфтами и концевые муфты с битумным наполнением.

Протяженность кабельных линий электропередачи:

- напряжением 110 кВ - 7,33 км;
- напряжением 35 кВ - нет;
- напряжением 6-10 кВ - 3227,64 км;
- линий напряжением 0,38 кВ - 2022,43 км;
- Общая длина кабельных линий всех напряжений **5176,25 км**;

Основные причины отключений КЛ напряжением 0,4 - 10 кВ:

- Старение изоляции из-за превышения срока эксплуатации;
- Большое количество соединительных муфт;
- Повреждение КЛ сторонними организациями.

Основные причины нарушений показателей качества электроэнергии в сети 0,4 - 6-10 кВ:

- Завышенный уровень установившегося отклонения напряжения в распределительной сети 6-10 кВ, вызванный превышением напряжения на Центрах питания, принадлежащих смежным сетевым организациям.
- Заниженный уровень напряжений установившегося отклонения напряжения по линиям 0,4 кВ обусловлен большой протяженностью некоторых участков ВЛ, а также превышением потребителями разрешенной мощности.
- Несимметрия в распределительных сетях 0,4 кВ. Наблюдается в районах электрических сетей с большим количеством однофазных потребителей включения (отключения) которых могут вызвать значительную несимметрию даже при равномерном пофазном подключении.

2.1. Развитие электросетевого комплекса

Электрическая сеть ЕЭС России в соответствии с выполняемыми функциями подразделяются на объекты Единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС) и объекты территориальной распределительной сети.

ЕНЭС формирует большую часть Единой энергетической системы России, осуществляет прием электрической энергии от электростанций и ее передачу до подстанций, являющихся центрами питания, объединяя на параллельную работу основные электростанции и узлы нагрузки, обеспечивает параллельную работу ЕЭС России с энергосистемами других стран, включая экспорт и импорт электрической энергии.

Территориальная распределительная сеть обеспечивает передачу электроэнергии от подстанций ЕНЭС, 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 данному типу сети.

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;
- *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 человека 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, осуществление межгосударственных договоров по поставке электроэнергии 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 региона и страны.

2.1.1. Основные принципы развития электрических сетей

2.1.1.1. Территориальные распределительные электрические сети

Технические решения, реализуемые при развитии территориальных распределительных электрических сетей, должны обеспечивать:

- нормированные уровни надежности для каждой группы потребителей;
- требуемое качество электроэнергии у потребителей;
- экономически обоснованный уровень потерь электроэнергии в элементах сети;
- поддержание требуемых параметров технологического режима работы оборудования при изменении электрических нагрузок;
- снижение эксплуатационных затрат.

Места строительства трансформаторных подстанций 35-110 кВ (центров питания), их мощность и рабочее напряжение по высокой стороне выбираются в зависимости от размещения центров нагрузки, а также категорийности потребителей и технических параметров оборудования.

При этом длина отходящих ЛЭП 6-20 кВ от РУ центра питания должна определяться с учетом технико-экономического обоснования и исходя из условий соблюдения параметров качества электрической энергии для наиболее удаленных потребителей и, как правило, не должна превышать (без учета ответвлений):

- для ЛЭП 6 кВ - 10-15 км
- для ЛЭП 10 кВ - 15-20 км,
- для ЛЭП 20 кВ - 25-30 км.

Центры питания с высшим напряжением 35-110 кВ должны подключаться не менее чем к двум независимым источникам питания и, как правило, иметь не менее двух силовых трансформаторов на подстанции.

Подстанции 35 кВ, РП, ТП 6-20 кВ, снабжающие потребителей только третьей категории, могут иметь один трансформатор и один независимый источник питания. При этом должно обеспечиваться нормативное время замены трансформатора в случае его повреждения.

Подключение центров питания к существующей сети может производиться по одноцепным и двухцепным линиям, а также линиям электропередачи с большим количеством цепей с учетом требований по надежности электроснабжения и категорийности потребителей, подключенных к данной ПС.

Развитие сети 35 кВ и ниже должно осуществляться преимущественно с использованием магистральных схем. Длина ЛЭП 35 кВ, как правило, не должна превышать 50 км.

Под магистралью следует понимать линии электропередачи, питающие последовательно несколько подстанций и/или имеющие ответвления (отпайки). Под магистралью также следует понимать линии электропередачи без ответвлений, отходящие от секций шин РУ 6-20 кВ ПС 35-110 кВ до РП или РТП 6-20 кВ. Применяются схемы с одиночными и двойными магистралями, имеющими питание от одного центра питания и имеющими питание от двух центров питания (с точкой деления в схеме нормального режима). Точки деления в зависимости от требований к надежности могут быть оборудованы АВР. При наличии на магистралях ответвлений (отпайек) рекомендуется, в целях повышения надёжности электроснабжения потребителей, секционировать магистрали управляемыми автоматическими выключателями (реклоузерами). Также, в зависимости от протяжённости ответвлений (отпайек) и подключенной нагрузки, они могут быть оборудованы автоматическими отключающими коммутационными аппаратами, в том числе реклоузерами. К магистрали ВЛ могут быть присоединены линейные ответвления или ответвления к вводу.

Для повышения пропускной способности сети и восприимчивости к изменениям электрических нагрузок без нарушения показателей качества поставляемой потребителю электроэнергии, допускается на магистралях устанавливать вольтодобавочные трансформаторы и (или) средства компенсации реактивной мощности

Сечение проводов (жил кабелей) на магистралях не должно изменяться по всей их длине, если иное не обусловлено проектом.

Схемы развития территориальных распределительных электрических сетей 35-110 кВ должны разрабатываться на основе схем и программ развития электроэнергетики Ленобласти.

Развитие распределительных электрических сетей напряжением 6-20 кВ и ниже должно осуществляться с учетом утвержденных Схем развития районов распределительных электрических сетей, территориально охватывающих, как правило, административные районы (административные образования) Ленинградской области.

Электрические сети 6-20 кВ с воздушными линиями также сооружаются преимущественно с использованием магистральных схем. При соответствующем технико-экономическом обосновании применяются радиальные схемы.

В сетях, с преобладанием кабельных линий передачи (городские сети) применение магистральных или радиальных схем определяется технико-экономическим обоснованием.

При проектировании сетей напряжением 0,4 кВ необходимо учитывать следующие основные требования:

- сети должны строиться по радиальному принципу;
- для ответственных потребителей, при организации сетевого резерва, необходимо устанавливать устройства АВР непосредственно на вводе 0,4 кВ;
- воздушные линии электропередачи должны выполняться только с применением самонесущих изолированных проводов по всей длине линии (сечение ВЛИ определяется проектом);
- в городах и населенных пунктах с преобладанием плотной застройки многоквартирных домов рекомендуется прокладывать линии электропередачи напряжением 0,4 кВ в кабельном исполнении. Как исключение, допускается, прокладка вводов кабелем, проводом СИП (с изолированной нулевой жилой) по стенам зданий и сооружениям;
- не допускается прокладка магистралей по стенам зданий и сооружениям;
- не допускается реконструкция и новое строительство воздушных линий электропередачи напряжением 0,4 кВ с применением неизолированных проводов;
- длина ВЛ (КЛ) 0,4 кВ не должна, как правило, превышать 0,5 км от центра питания до наиболее удаленной точки и 2 км суммарной длины ВЛ 0,4 кВ, исходя из критериев расчета потерь электроэнергии;
- при выполнении реконструкции воздушных линий с совместной подвеской на общих опорах напряжением 10 кВ и 0,4 кВ не допускается использование осветительных приборов наружного освещения (светильники, прожекторы).

Сокращение общей протяженности распределительных сетей напряжением 0,4 кВ должно осуществляться, как правило, посредством применения столбовых трансформаторных подстанций 6 (10) /0,4 кВ на основе технико-экономического обоснования с учетом выполнения требований по электробезопасности.

2.1.2. Требования по сетевому резервированию и применению автономных источников питания

Распределительная электрическая сеть должна формироваться с соблюдением условия однократного сетевого резервирования.

Электрическую сеть 35-110 кВ должны составлять взаимно резервируемые линии электропередачи, подключенные к шинам разных трансформаторных подстанций или разных систем (секций) шин одной подстанции.

В сетях 6-20 кВ может применяться два вида АВР – сетевой и местный, на основании проекта.

Сетевой АВР должен выполняться в пункте АВР, соединяющем две линии электропередачи, отходящих от разных центров питания или различных секций шин РУ 6-20 кВ одного центра питания.

Местный АВР должен выполняться для включения резервного ввода на шины высшего напряжения РУ 6-20 кВ после исчезновения напряжения на рабочем вводе. Местный АВР допускается выполнять на стороне 0,4 кВ двух трансформаторной ТП 6-20/0,4 кВ с двух сторонним питанием.

Для ответственных потребителей, не допускающих перерыва электроснабжения, вместе с сетевым резервированием, в соответствии с нормативно правовыми актами должно применяться резервирование от автономного (резервного или аварийного) источника питания, в качестве которого могут быть использованы дизельные электростанции, бензиновые агрегаты, а также источники бесперебойного питания.

Условия резервирования электроснабжения ответственных потребителей определяются в соответствии с законодательством РФ об электроэнергетике.

Автономные источники электроснабжения (резервные или аварийные дизельные электростанции - ДЭС) должны подключаться на шины ТП или ЭУ через устройства коммутации. Возможность параллельной работы автономных источников питания с распределительными сетями необходимо оговаривать при выдаче технических условий на технологическое присоединение.

2.1.3. Координация уровней токов короткого замыкания

В целях обеспечения соответствия коммутационной способности аппаратов фактическим уровням токов короткого замыкания (КЗ) и снижения уровней токов КЗ в сетях проводится расчет токов КЗ и выбор мероприятий по их ограничению с учетом развития сетей и генерирующих источников на перспективу до 10 лет от предполагаемого срока ввода

электросетевого объекта в эксплуатацию. В условиях эксплуатации необходимо осуществлять проверку соответствия оборудования перспективным уровням токов КЗ. Расчеты токов КЗ должны выполняться постоянно (циклически) при изменении схемы сети и состава электросетевого и генерирующего оборудования, с обязательным учетом Схемы перспективного развития АО «ЛОЭСК».

В электрических сетях переменного тока должны реализовываться следующие методы и мероприятия ограничения токов КЗ:

- при проектировании развития сети рекомендуется применять более высокий класс напряжения, в том числе путем сооружения подстанций «глубокого ввода»;
- применение реакторно-резисторных установок в нейтралях трансформаторов и автотрансформаторов;
- оптимизация режима заземления нейтралей в электрических сетях;
- применение токоограничивающих устройств;
- применение трансформаторов с расщепленной вторичной обмоткой (в сети 35 кВ и выше);
- перевод части электроустановок электрической сети на более высокий класс напряжения;
- при проектировании развития сети не размещать центры питания высокого напряжения на близком расстоянии.

Целесообразность методов и мероприятий ограничения токов КЗ определяется, исходя из технико-экономического обоснования.

В перспективе предполагается применение современных устройств с целью ограничений токов КЗ на основе силовой электроники и быстродействующих взрывных отключающих устройств в сетях всех классов напряжения.

Уровень токов КЗ, повышающийся в процессе развития современной электроэнергетики, должен иметь в своем росте ряд ограничений.

Протекание токов КЗ не должно приводить к недопустимому нагреву проводников и аппаратов, подвергать их электродинамическим усилиям выше допустимых значений, определенных заводами-изготовителями данного оборудования и материалов.

Максимальный уровень токов КЗ для сетей 35 кВ и выше должен ограничиваться параметрами выключателей, трансформаторов, проводниковых материалов и другого оборудования.

В распределительных сетях 6-20 кВ максимальный уровень токов КЗ должен ограничиваться параметрами электрических коммутационных аппаратов, токопроводов, термической стойкостью кабелей, изолированных и защищенных проводов.

Стойкими при токах КЗ являются те аппараты и проводники, которые при расчетных условиях выдерживают воздействия данных токов, не подвергаясь электрическим, механическим и иным разрушениям или деформациям, препятствующим их дальнейшей нормальной эксплуатации.

2.2. Регулирование напряжения и потоков электроэнергии

Для повышения управляемости режимами работы электрических сетей в целях уменьшения количества сетевых ограничений, повышения качества и снижения потерь электроэнергии в сети при ее перспективном развитии, при разработке проектов нового строительства, комплексной реконструкции и технического перевооружения, а также в рамках реализации специальных программ следует:

- внедрять локальные средства автоматизации процессов управления напряжением и реактивной мощностью с целью обеспечения качества электрической энергии, статической устойчивости и снижения потерь электроэнергии на ее транспорт;
- выбирать места установки средств компенсации реактивной мощности на основе принципа минимизации перетоков реактивной мощности между РУ разного класса напряжения и через границы балансовой принадлежности;
- при проектировании строительства ВЛ и КЛ 110 кВ и выше учитывать требования по компенсации зарядной мощности, исключающие возникновение недопустимых уровней напряжений при коммутации и уровней апериодической составляющей в токах включения ЛЭП оснащенных индуктивными средствами поперечной компенсации.

2.3. Подстанции и распределительные устройства

2.3.1. Схемы электрические принципиальные распределительных устройств ПС 6-110 кВ

Схемы электрические принципиальные РУ ПС должны обеспечивать:

- обоснованную надежность функционирования конкретной ПС 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 ПС должны быть типовыми, при этом, как правило:
- при сооружении РУ в конструктивном исполнении КРУЭ, характеризующегося более высокими показателями надежности по сравнению с ОРУ, должны применяться простые схемы, обеспечивающие, в том числе, оптимизацию размещения токопроводов КРУЭ;
- применяемые схемы должны обеспечивать возможность расширения РУ в перспективе; при отсутствии исходных данных по количеству перспективных присоединений следует закладывать возможность расширения;
- для РУ 6-20 кВ, питающих энергоустановки потребителей (количество присоединений определяется проектом).

При выборе режима заземления нейтрали в сетях 6-35 кВ следует проводить ТЭО различных вариантов. В пределах селитебных территорий предпочтение следует отдавать режимам заземления нейтрали через низкоомное активное или индуктивное сопротивление.

2.3.2. Проектные и строительные решения при новом строительстве, техническом перевооружении, реконструкции ПС 35-110кВ

Основные требования к подстанциям:

- создание подстанций без постоянного обслуживающего персонала с дистанционным управлением и контролем состояния оборудования;
- компактность, комплектность и высокая степень заводской готовности (использование комплектных решений по РУ и ПС в целом);
- применения на подстанциях электрооборудования, предназначенного для работы в экстремальных климатических условиях с учётом предельных температур которое обеспечивает возможность надёжной эксплуатации при температурах от +40 до -50°C с постоянной влажностью воздуха до 90%;
- комплексная автоматизация, обеспечивающая создание интегрированной системы управления технологическими процессами с системами релейной защиты и автоматики, коммерческого учета электроэнергии, мониторинга состояния оборудования, диагностики и управления оборудованием;
- обеспечение резервируемыми каналами связи для передачи сигналов управления, измерений и информации о состоянии электрооборудования на пункты диспетчерского управления и пульты охранных предприятий;
- совместимость с существующим оборудованием;
- низкое потребление электроэнергии и снижение объема регламентных работ по техническому обслуживанию и ремонту;
- доступность оборудования для проведения осмотров, технического обслуживания и ремонта;
- безопасность эксплуатации, технического обслуживания и ремонта;
- экологическая безопасность.

При строительстве ПС (РП) 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 строительстве ПС 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;
- применение закрытых распределительных устройств 35-110 кВ, в том числе модульного исполнения, при наличии технико-экономического обоснования;
- создание ПС с дистанционным управлением и контролем без постоянного обслуживающего персонала;

- компактность, комплектность и высокая степень заводской готовности;
- комплексная автоматизация, обеспечивающая создание интегрированной системы управления технологическими процессами с подсистемами РЗА, АИИС КУЭ, мониторинга состояния оборудования, диагностики и управления оборудованием;
- обеспечение резервными цифровыми каналами связи для передачи сигналов управления и информации о состоянии электрооборудования на диспетчерский пункт;
- совместимость с действующим оборудованием сетей смежных энергосистем;
- низкое потребление электроэнергии на собственные нужды и снижение объема регламентных работ по техническому обслуживанию и ремонту;
- удобство проведения осмотра, технического обслуживания и ремонта;
- безопасность эксплуатации, технического обслуживания и ремонта;
- экологическая безопасность;
- сокращение площадей ПС путем оптимизации схемно-компоновочных решений, при условии сохранения надежности и ремонтпригодности;
- в крупных городах с высокой плотностью застройки, при технико-экономическом обосновании, допускается строительство заглубленных или подземных подстанций;
- с целью повышения надежности функционирования ПС и прилегающих энергоузлов 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 ПС на экологию, их компактности и повышения эстетического вида, оптимизации эксплуатации, необходимо:
 - вновь сооружаемые и реконструируемые РУ 6-35 кВ, с количеством питаемых присоединений 4 и более, а также РУ, от которых осуществляется питание СН ПС, выполнять закрытыми с применением традиционного оборудования или, при необходимости, оборудованием преимущественно с главной элегазовой изоляцией;
 - вновь сооружаемые и реконструируемые РУ 110 кВ и выше выполнять с использованием оборудования преимущественно с главной элегазовой изоляцией (выключатели или комбинированные коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы), а при соответствующем технико-экономическом обосновании, учитывающем затраты на весь жизненный цикл оборудования, выполнять с применением КРУЭ с учетом обеспечения надежной защиты оборудования КРУЭ от высокочастотных коммутационных перенапряжений и решения вопросов электромагнитной совместимости устройств РЗА, АСУ ТП и связи и т.д.;
- при новом строительстве и реконструкции ПС должна предусматриваться возможность их расширения в перспективе за счет:
 - увеличения количества присоединений путем резервирования места; а в случае, если расширение планируется ранее пяти лет с момента ввода ПС, - путем обеспечения готовности ячеек;
- для отопления зданий ПС, при отсутствии подвода тепловых инженерных коммуникаций, рекомендуется использовать пожаробезопасные энергосберегающие электрообогреватели с терморегуляторами;
- при строительстве зданий ПС (ЗРУ, складских помещений, зданий резервуаров пожаротушения и др.) преимущественно применять каркасные или модульные конструкции зданий с облицовкой сэндвич-панелями; применение кирпича при строительстве крупногабаритных зданий допускается при специальном обосновании, в том числе по требованиям безопасности.

При реконструкции ПС для замены устаревшего электрооборудования следует предусматривать оборудование, прошедшее сертификацию на соответствие МЭК и обладающее повышенной функциональной и эксплуатационной надежностью, экологической и технологической безопасностью, позволяющее применять дистанционное управление с удаленных диспетчерских центров при минимуме эксплуатационных затрат.

При конкретном проектировании ПС 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) ПС путем проведения их технико-экономического сравнения.

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

Подвеску ВЧ-заградителей и шлейфов осуществлять с применением технических решений, исключающих свлестывание.

Здания и сооружения ПС с высшим напряжением 6-110 кВ (КРУ, ЗРУ, ОПУ)

При строительстве зданий и сооружений подстанций конструкция крыши должна быть одно, двух (или более) скатной, определяется проектом.

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

Здания подстанций с обслуживающим персоналом или при определенных требованиях уполномоченных организаций могут быть выполнены из кирпича с применением керамической черепицы в качестве кровельного материала.

Здания любого исполнения должны быть оборудованы отоплением, вентиляцией, пожарной сигнализацией в соответствии с действующей нормативно-технической документацией. Входные наружные двери всех помещений ПС следует выполнять металлическими с внутренними замками (либо предусмотреть петли под навесные замки). Остекление зданий на территории ПС следует сокращать до минимума. В случае необходимости в естественном освещении окна первого этажа оборудуются решетками. Двери зданий ТП необходимо оборудовать сигнализацией на открытие с выводом сигнала на пульт ОДГ.

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;
- из материалов, исключающих образование пыли;
- оптимальных гигиенических условий для людей;
- пожаро- и взрывобезопасности.

Для создания благоприятных условий эксплуатации зданий и сооружений необходимо контролировать, чтобы при строительстве новых и реконструкции старых зданий планировка и благоустройство территории, системы водоотвода атмосферных осадков и грунтовых вод были выполнены в соответствии с проектной документацией и в дальнейшем поддерживались в исправном состоянии в соответствии с требованиями типовой инструкции.

Фасадные части зданий и сооружений закрытых подстанций, ТП и РП, располагающихся в зоне городской застройки, должны вписываться в окружающий архитектурный ландшафт (цветовые решения должны согласовываться с Застройщиком и/или архитектурным отделом местной администрации муниципального образования).

2.3.3. Основное оборудование

2.3.3.1. Силовые трансформаторы и реакторы

- Силовые трансформаторы (в т.ч. линейно-регулируемые) 110 кВ и выше, шунтирующие управляемые и неуправляемые (УШР, ШР) и компенсационные реакторы должны оснащаться:

- устройствами РПН комплектно с регулятором напряжения с возможностью работы в автоматическом (с микропроцессорными блоками управления) и ручном дистанционном режиме с удаленного пункта управления;
- датчиками контроля состояния изоляции вводов ВН, СН, температуры верхних слоев масла бака оборудования, температуры масла на входе и выходе охладителей, 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 новых технологий и материалов при изготовлении силовых трансформаторов для снижения уровня технических потерь электроэнергии, уровня шума.
 - обмотки из транспонированного провода со клейкой. Прессующая система из электрокартона, не подверженного усадке.
 - иметь необходимую электродинамическую стойкость обмоток к токам короткого замыкания.
 - вводы 110 кВ 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.
 - маслонасосы прямого типа.
 - режимы управления системами Ц и комбинированными системами охлаждения М/Д и М/Д/ДЦ: ручной, автоматический.

- функции системы управления охлаждением:
 - управление системой охлаждения по показателям нагрузочной способности и контроль состояния каждого электродвигателя системы охлаждения в отдельности;
 - возможность плавного пуска и уменьшения пусковых токов;
 - защита электродвигателей от перегрузки и короткого замыкания;
 - защита электродвигателей охладителей от исчезновения фазы и от асимметрии фаз;
 - индикация нагрузки электродвигателей;
 - обнаружение ненагруженного двигателя или работающего с повышенным моментом нагрузки.
- конструкция охлаждающих устройств (радиаторов) - пластинчатая (плоско-штампованные радиаторы, оцинкованные методом горячего погружения).
- третичные обмотки (авто)трансформаторов, от которых осуществляется питание потребителей 6-35 кВ, должны иметь схему и группу соединения, соответствующие принятым в питаемых распределительных сетях.
- пониженный уровень шума не более 75 дБ.
- уровень вибраций для ШР не более 60 мкм.
- 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; должно быть обеспечено наличие контроля доступа в шкаф с сигнализацией, ручное управление каждым из установленных маслососов и вентиляторов обдува, плавный пуск и токовая защита электродвигателей маслососов и вентиляторов, контроль состояния (исправности) коммутационных аппаратов, управляющих двигателями, наличие панели дистанционного управления (устанавливаемой в ОПУ) для оперативного управления и визуализации состояния системы охлаждения, наличие канала связи для передачи в систему мониторинга или АСУ ТП информации о состоянии системы охлаждения самодиагностика шкафа.
- 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;
- 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 6-35/0,4 кВ должны применяться силовые трансформаторы:

- маслосодержащие герметичные, литые или сухие с уменьшенными потерями (в том числе, за счет применения в трансформаторах магнитопроводов из аморфной стали) и массогабаритными параметрами;
- с симметрирующими устройствами (при мощности до 250кВА включительно);
- со схемой соединения обмоток Δ/Y_n (допускается использование схем соединения обмоток силовых трансформаторов Y/Y_n , Y/Z_n при наличии соответствующего обоснования, например, замена вышедшего из строя трансформатора на двухтрансформаторной ТП).

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

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

При новом строительстве размещение ТП, РП и РТП в зданиях допускается при наличии соответствующего обоснования.

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

2.3.3.2. 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 и выше в качестве коммутационной аппаратуры следует применять:

- элегазовые выключатели колонковые и баковые взрывобезопасные (наличие клапанов сброса давления обязательно), преимущественно с пружинными приводами;

- допускается также применение вакуумных выключателей, а также выключателей-разъединителей (комбинированных модульных аппаратов), комплектных распределительных устройств в сетях 110 кВ;

- рекомендуется применение колонковых и баковых элегазовых выключателей с полимерной внешней изоляцией при эксплуатации в сложных климатических условиях и районах с повышенным загрязнением;

- вакуумные выключатели (в отдельных случаях - элегазовые) - в закрытых распределительных устройствах 6-35 кВ;

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

- в сетях напряжением 6-35 кВ следует применять:

- - вакуумные выключатели внутренней установки;

- - вакуумные выключатели наружной установки (реклоузеры) на ВЛ (рекомендуется устанавливать на границе раздела балансовой принадлежности со смежными сетевыми компаниями);

- - вакуумные выключатели наружной установки на ОРУ;

- - элегазовые выключатели нагрузки 6-10 кВ на присоединениях в стесненных условиях при соответствующем обосновании;

- - предохранители-разъединители до 20 кВ.

- в распределительных сетях напряжением 6-20 кВ рекомендуется применять предохранители-разъединители и разъединители (типа РЛНД, РЛК), отвечающие современным требованиям эксплуатации;

2.3.3.3. Комплектные распределительные устройства

Общие требования

- не должны требовать капитального ремонта за весь срок службы;

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

- срок службы - не менее 30 лет;

Требования к КРУЭ:

все модули КРУЭ должны быть малообслуживаемыми;

- КРУЭ должны быть укомплектованы системой мониторинга и диагностики (измерение плотности элегаза с возможностью визуального контроля, для КРУЭ 110 кВ и выше рекомендуется установка встроенных датчиков ЧР с системой непрерывной сигнализации и/или возможностью подключения портативных устройств для регистрации уровней ЧР и расшифровки характера неисправности элементов КРУЭ);

- конструкция КРУЭ должна предусматривать вывод в ремонт любого газового объема без полного отключения КРУЭ;

- для подключения присоединений в ячейки КРУЭ 110 кВ должны предусматриваться кабели 110 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена; при соответствующем обосновании - элегазовые токопроводы напряжением 110 кВ;

- в случае закрытой установки силовых (авто)трансформаторов и шунтирующих реакторов преимущественно выполнять их подключение к КРУЭ с использованием вводов масло-элегаз;

- КРУЭ должны обеспечивать номинальные параметры при нижнем значении температуры окружающего воздуха до -5°C , элегазовые токопроводы наружной установки - при температуре окружающего воздуха до -60°C с учетом охлаждающего действия ветра;

- в конструкции элегазовых токопроводов должны быть предусмотрены компенсирующие устройства в границах перепада температур и в границе разделения фундаментов здания КРУЭ и наружных опор токопроводов температурными швами;

- конструкция КРУЭ должна предусматривать возможность доступа обслуживающего персонала к каждому коммутационному аппарату (в т.ч. должны предусматриваться передвижные либо стационарные площадки обслуживания);

- комбинированные коммутационные аппараты, совмещающие в себе функции выключателя, разъединителя(-ей), заземлителей (КРУЭН).

Требования к помещениям и технологическому оборудованию КРУЭ:

- элегазовый зал должен, преимущественно, располагаться на отметке «0», расположение зала ниже отметки «0» не допускается;

- ворота в зале должны обеспечивать возможность транспортировки максимальной по габаритам транспортной единицы в транспортной упаковке и провоза оборудования для испытаний КРУЭ, ворота должны быть механизированными, герметичными и теплоизолирующими;

- в зале КРУЭ должна быть установлена кран-балка, перекрывающая всю площадь зала. В здании ПС должны быть предусмотрены следующие помещения:
 - помещение для хранения баллонов с элегазом (площадь не менее 8 м²) с вытяжной вентиляцией;
 - помещение для хранения запасных частей и приспособлений площадью не менее 10 м²;
 - помещение для ремонтного и наладочного персонала площадью не менее 30 м² с естественным и искусственным освещением;
 - пол в зале КРУЭ должен быть сделан из материала, не дающего пыли при транспортировке элегазового или вспомогательного оборудования, и окрашен краской, устойчивой к воздействию влаги.
- Для ПС 35-110 кВ, кроме того, необходимо предусмотреть санитарно-гигиенические помещения для персонала (туалетные комнаты, умывальник).

Требования к КРУ 6-35 кВ

Применять комплектные распределительные устройства 6-35 кВ с воздушной, в том числе комбинированной, изоляцией, при соответствующем технико-экономическом обосновании с элегазовой изоляцией.

Для электросетевых объектов с высшим напряжением 6-35 кВ следует применять камеры сборные одностороннего обслуживания. В обоснованных случаях допускается применять комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией с вакуумными выключателями или выключателями нагрузки, в том числе в исполнении «моноблок».

2.3.3.4. Токопроводы и ошиновка

С целью сокращения занимаемой площади и оптимизации компоновочных решений на ПС допускается применение жёсткой ошиновки на стороне 35-110 кВ, как неизолированной, так и в защищённом исполнении.

В блочно-комплектных ТП напряжением 6-20/0,4 кВ, с трансформаторами мощностью до 1600 кВА, рекомендуется применять не изолированную жесткую или изолированную гибкую ошиновку.

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

При воздушных вводах на участках линий от проходных изоляторов ячеек КРУ до первых опор ВЛ 6 (10) кВ, применять защищенный (изолированный) провод.

На подстанциях 110 кВ допускается применение газоизолированных токопроводов с изолирующей средой на основе элегаза при соответствующем технико-экономическом обосновании.

2.3.3.5. Измерительные трансформаторы

- маслонаполненные трансформаторы тока (6-110 кВ) и элегазовые (110 кВ и выше);
- емкостные трансформаторы напряжения 110 кВ и выше;
- антирезонансные электромагнитные трансформаторы напряжения 6 – 35 кВ;
- для сетей 110 кВ и выше допускается применение электромагнитных ТН при соответствующем проектном обосновании, для установки на объектах расширения и реконструкции со значительной вторичной нагрузкой;
- трансформаторы тока, обеспечивающие повышенную надежность, взрыво- и пожаробезопасность;
- отсутствие необходимости капитального ремонта в течение всего срока службы;
- применение емкостных делителей с пониженным значением температурного коэффициента емкости;
- применение литых коррозионностойких корпусов;
- измерительные трансформаторы должны иметь отдельную обмотку для целей учета электроэнергии;
- минимальный межповерочный интервал измерительных трансформаторов от 8 лет;
- трансформаторы тока с классом точности обмоток для целей учета электроэнергии - не хуже 0,5S, для целей АСУ ТП и измерений – не хуже 0,5;
- для присоединений 0,4 кВ трансформаторы тока с классом точности обмоток для целей учета электроэнергии, измерений и АСУ ТП - не хуже 0,5;
- трансформаторы напряжения 35-110 кВ с классом точности обмоток для целей учета электроэнергии (в том числе АИИС КУЭ), АСУ ТП и измерений не хуже 0,2. Для остальных ТН с классом точности обмоток для целей учета электроэнергии (в том числе АИИС КУЭ), АСУ ТП и измерений - не хуже 0,5;

- фактические вторичные нагрузки измерительных ТТ и ТН должны соответствовать требованиям нормативных документов и обеспечивать работу ТТ и ТН в требуемом классе точности (допускается применение трансформаторов тока с завышенным коэффициентом трансформации (по условиям электродинамической и термической стойкости или защиты шин), если при максимальной нагрузке присоединения ток во вторичной обмотке трансформатора тока будет составлять не менее 40% номинального тока счетчика, а при минимальной рабочей нагрузке - не менее 5%.);

- 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 6-20 кВ должны иметь:

- литую изоляцию;

- не менее двух вторичных обмоток (класс точности обмоток для целей учета электроэнергии - не хуже 0,5S).

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

2.3.3.6. Ограничители перенапряжений нелинейные

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

2.3.4. Собственные нужды

На всех ПС, за исключением подстанций, имеющих один силовой трансформатор, для электроснабжения собственных потребителей необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд.

Схемы собственных нужд ПС должны предусматривать присоединение трансформаторов собственных нужд к разным источникам питания. Схемы собственных нужд ПС, РП и ТП должны быть оснащены устройствами АВР.

На ПС с постоянным оперативным током трансформаторы собственных нужд должны присоединяться через предохранители или выключатели к шинам РУ 6-20 кВ, а при отсутствии данных РУ к обмотке низкого напряжения основных трансформаторов.

На ПС с переменным и выпрямленным оперативным током трансформаторы собственных нужд должны присоединяться через предохранители на участке между вводами низкого напряжения основного трансформатора и его выключателем. В ТП и РП с переменным и выпрямленным оперативным током ТСН должны присоединяться через предохранители, со стороны питания, до вводного выключателя.

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

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

Собственные нужды должны оснащаться приборами учета электроэнергии с возможностью удаленного съема показаний.

Запрещается подключение сторонних потребителей к сети собственных нужд ПС.

2.3.5. Организация системы питания оперативного тока

2.3.5.1. Постоянный оперативный ток на объектах распределительного сетевого комплекса

На ПС напряжением 35 кВ и выше рекомендуется применять систему оперативного постоянного тока (СОПТ) напряжением 220 В. На реконструируемых объектах 35-110 кВ применение системы постоянного оперативного тока обосновывается необходимостью

установки коммутационных аппаратов и современных систем РЗА. Применение выпрямленного и переменного оперативного тока на ПС 35-110 кВ допускается только на существующих объектах.

Для ПС 110 кВ с количеством присоединений по высокой стороне больше трёх рекомендуется применение стационарных АБ.

При реконструкции ПС 35-110 кВ, связанной с установкой микропроцессорных защит допускается в дополнение к существующей СОПТ устанавливать новую (дублирующую) СОПТ, для питания только реконструируемой части ПС.

СОПТ должна выполняться с трех или двухуровневой системой защиты.

В качестве защитных аппаратов в СОПТ должны применяться автоматические выключатели или предохранители.

Конструктивное исполнение защитных аппаратов должно обеспечивать их безопасное обслуживание.

Защита СОПТ должна обеспечивать селективность всех уровней во всем диапазоне токов короткого замыкания.

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

Емкость источников постоянного оперативного тока должна быть определена с учетом времени прибытия персонала на ПС в случае аварии и времени, необходимого для ее ликвидации при потере цепей подзаряда аккумуляторных батарей, в том числе при снижении емкости АБ в конце срока службы.

Также рекомендуется:

- наличие устройства мониторинга СОПТ;
- наличие устройства контроля изоляции полюсов сети относительно земли;
- наличие системы автоматизированного поиска мест повреждения изоляции полюсов сети относительно земли без отключения присоединений (поиск «земли»);
- наличие устройства регистрации аварийных процессов и событий в СОПТ в составе АСУ ТП (по дополнительному требованию);
- наличие средства выдачи сигнала обобщенной неисправности в АСУ ТП;
- при применении на ПС одного ЗУ - использовать ЗУ с резервируемыми преобразователями.

2.3.5.2. Выпрямленный оперативный ток

Выпрямленный оперативный ток допускается применять в ПС 35/0,4кВ, РП и ТП 6-20 кВ.

Для организации выпрямленного оперативного тока должны использоваться стабилизированные блоки напряжения, подключенные к трансформаторам напряжения на стороне ВН подстанции и токовые блоки питания, подключаемые к отдельно стоящим трансформаторам тока на стороне ВН подстанции.

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

Для питания оперативных цепей защиты, управления и автоматики на подстанции все блоки питания тока и стабилизированного напряжения должны работать параллельно на шинки оперативного тока.

2.3.5.3. Переменный оперативный ток

Переменный оперативный ток рекомендуется применять на ПС 35 кВ, РП и ТП 6-20 кВ.

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

Система оперативного переменного тока подстанции должна выполняться с учетом питания шинок от двух секций СН 0,4 кВ через отдельные трансформаторы с АВР между линиями питания.

На шинках должны предусматриваться устройства контроля изоляции.

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

2.3.5.4. Аккумуляторные батареи (АБ)

Аккумуляторная батарея должна быть выбрана в соответствии с требованиями и нуждами РЗА и ПА подстанции. Устанавливаемые АБ должны отвечать следующим требованиям:

- не обслуживаемые в течение всего срока эксплуатации (не менее 20 лет);
- высокая эксплуатационная безопасность;
- высокая эксплуатационная надежность;
- емкость одной АБ на ПС должна обеспечивать питание от одной АБ всех потребителей СОПТ ПС в течение не менее 3 часов в конце срока службы АБ (при снижении емкости АБ в конце срока службы на 20 % при отсутствии подзаряда АБ).

В стесненных условиях допускается вертикальная установка АБ. АБ должна иметь повышенный срок службы (не менее 12 лет). АБ должна питаться от двух зарядно-подзарядных устройств, которые должны выбираться вместе с АБ. Для обеспечения номинальных параметров АБ допускается установка систем кондиционирования и климат-контроля в помещении АБ.

2.3.5.5. Зарядно-подзарядные устройства (ЗПУ)

Зарядно-подзарядные устройства должны отвечать следующим требованиям:

- в состав ЗПУ должна входить аппаратура контроля и термокомпенсации режима заряда АБ;
- максимальная величина пульсаций напряжения на выходе ЗПУ не должна превышать 1,0 %;
- наработка на отказ ЗПУ должна быть не менее 30 лет;
- все элементы ЗПУ должны быть смонтированы в шкафу;
- ЗПУ может иметь два отдельных канала для заряда основной и «хвостовой» частей АБ;
- ЗПУ должно обеспечивать дистанционный контроль и изменение всех необходимых параметров режима заряда АБ;
- ЗПУ должно обеспечивать контроль целостности цепей присоединения;
- ЗПУ должно иметь информационный выход на АСУ ТП и поддерживать протокол обмена информацией по одному из стандартов МЭК;
- охлаждение элементов ЗПУ должно быть обеспечено с помощью естественной вентиляции;

Конструктивно шкафы ЗПУ должны быть шкафами двухстороннего обслуживания, имеющими открывающиеся дверцы лицевой и тыльной сторонах, позволяющие выполнять технический контроль. Шкафы ЗПУ должны быть укомплектованы принудительной приточно-вытяжной вентиляцией. Каждая дверца должна иметь замок, запирающийся на ключ. Шкафы ЗПУ должны устанавливаться в один ряд без зазоров между собой. Дверцы шкафов должны быть цельнометаллические. Допускается на дверцах шкафов делать окна для установки в них приборов контроля.

2.3.6. Безопасность объектов электросетевого комплекса

2.3.6.1. Общие положения

Организация физической охраны, оснащение объектов ЭСК инженерно-техническими средствами охраны определяются и реализуются в соответствии с требованиями Федерального законодательства, Приказов Министерства энергетики России.

Меры по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов ЭСК осуществляются, исходя из результатов категорирования и присвоения объектам одной из трех категорий опасности: низкой, средней или высокой.

При реализации указанного комплекса мер в целях обеспечения бесперебойного и эффективного функционирования электросетевого комплекса должны использоваться передовые технологии безопасности.

Требования, рекомендации по оборудованию излагаются в разделе инженерно - технических средств охраны (ИТСО).

При этом в состав ИТСО должны входить:

- инженерно-технические средства защиты (в том числе, преграды, барьеры, инженерные конструкции);

- технические средства охраны (система охранной сигнализации, система тревожной сигнализации, система охранная телевизионная, система контроля и управления доступом; система сбора и обработки информации);

- вспомогательные системы (система оповещения, система охранного освещения, система электропитания).

2.3.6.2. Создание типовых комплексов охраны для безопасности объектов сетевого комплекса

Типовые комплексы охраны предназначены для обеспечения режима безопасного функционирования объектов распределительного электросетевого комплекса через выявление и снижение рисков криминального и террористического характера.

Основные функции комплексов охраны:

- обнаружение попыток несанкционированного проникновения на территорию объектов распределительного электросетевого комплекса, в здания, отдельные помещения, к технологическому оборудованию и установкам;
- подача сигнала «тревога» персоналом объекта в ручном режиме, при обнаружении нештатной ситуации;
- превентивное воздействие на потенциальных внешних нарушителей объектового режима (воздействие осуществляется с целью предупреждения нарушителя о статусе и опасности объекта). Должно предусматривать предупреждение в форме звукового оповещения об опасности исходящей от объекта, видео и аудио фиксацию нарушения.
- визуальный телевизионный контроль электросетевого объекта. Контролю на ПС 35-110 кВ должна подлежать зона периметра, входы / въезды на объект, территория, технологическое оборудование и установки, периметры и отдельные помещения зданий;
- контроль и управление доступом на объекты распределительных электрических сетей 0,4 – 20 кВ. Контролю подлежит доступ на территорию объекта, в его локальные зоны, здания, технологические установки;
- контроль критически важных, с точки зрения безопасности объекта, технологических параметров, параметров пожарной безопасности (осуществляется через мониторинг систем АСУТП и пожарной сигнализации);
- контроль за действиями персонала объекта и персонала охраны объекта;
- документирование событий;
- автоматическая передача тревожной информации с охраняемого объекта на пост централизованной охраны (ПЦО) местного отделения вневедомственной охраны (ОВО).
- удаленный мониторинг и управление объектовыми комплексами ИТСО соответствующего ЦУС.

2.3.7. Диагностический мониторинг оборудования ПС

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.

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.

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.

Применение средств и систем автоматического (on-line) диагностирования должно быть преимущественно реализовано с функцией удаленного доступа к оперативной (ретроспективной) информации о техническом состоянии оборудования, возможность передачи оперативной информации в АСУ ТП.

На оборудовании, не оснащенном системами автоматического мониторинга, необходимо проводить периодическое комплексное диагностирование технического состояния по действующим программам и типовым техническим заданиям.

Силовые трансформаторы, отработавшие нормативный срок службы или находящиеся на учащенном контроле должны подвергаться комплексным обследованиям, согласно требований ПТЭ.

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

- силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов 110 кВ по контролю:
 - параметров электроэнергии (токи, напряжения, активные, реактивные мощности, $\cos \varphi$) сторон ВН, СН, НН;
 - физико-химических характеристик трансформаторного масла (газо-влажностное содержание);
 - 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;
 - влагосодержания трансформаторного масла;
 - объемных концентраций растворенных в масле газов разложения с сигнализацией о появлении их опасных концентраций;
- контроль межвитковых замыканий для трансформаторов напряжения (по уровню напряжения разомкнутого треугольника)
- выключателей и разъединителей по коммутационному ресурсу.

Опорная и подвесная изоляция.

Периодическое диагностирование:

- тепловизионное обследование фарфоровых и полимерных ОСИ;
- оптический контроль фарфоровых и полимерных ОСИ (УФ-диагностика);
- звуковой и ультразвуковой контроль микротрещин в фарфоровых ОСИ.

Ограничители перенапряжения нелинейные.

Мониторинг проводится под напряжением:

- измерение активной составляющей тока;
- тепловизионное обследование.

Для проведения диагностики ОПН предпочтение имеют средства дистанционной диагностики, беспроводные датчики, системы, позволяющие проводить измерения в on-line режиме.

Шинопроводы (закрытые, с литой изоляцией).

Периодическое диагностирование:

- акустический контроль;
- контроль по интенсивности частичных разрядов.

Периодическое диагностирование шин, высокочастотных заградителей, контактных соединений и аппаратных зажимов осуществляется тепловизионным и оптическим методами. Силовые кабели (см. раздел 2.5.5 «Диагностирование и мониторинг КЛ»).

Диагностирование заземляющего устройства РУ ПС (рабочего, защитного, грозозащитного), должно выполняться комплексно с учетом взаимного влияния и распределения токовой нагрузки по всей системе заземления.

Целями диагностирования заземляющего устройства является проверка эффективности выполнения им заданных функций. Диагностирование заземляющего устройства объекта проводится, как правило, в комплексе с проверкой эффективности его системы молниезащиты. Периодичность обследований устанавливается действующими нормативными документами.

Система заземления должна обеспечивать электромагнитную обстановку, при которой уровни электромагнитных воздействий всех видов не превышают допустимых значений для каждого конкретного устройства.

Метрологическое обеспечение системы мониторинга и диагностики, а также СИ, применяемых для мониторинга и диагностики состояния оборудования, должно соответствовать положениям раздела «Метрологическое обеспечение».

2.3.8. Электромагнитная совместимость и молниезащита от грозовых перенапряжений

Вторичное электрооборудование, установленное на ПС, и кабели вторичной коммутации подвергаются электромагнитным воздействиям, возникающим при коротких замыканиях, переключениях первичного оборудования, ударах молнии, работе высокочастотной связи разного назначения и т.п.

На ПС должна быть обеспечена электромагнитная обстановка, при которой уровни электромагнитных воздействий всех видов не превышают допустимых значений для каждого конкретного устройства. При этом любые электромагнитные воздействия не должны приводить

к повреждению и нарушениям в работе вторичного оборудования, систем защиты, управления и связи.

Устройства, подверженные электромагнитным воздействиям: устройства РЗА, АСУ ТП, ТМ, АИИС КУЭ, АСТУ, системы сбора и передачи информации, противопожарные системы, системы видеонаблюдения, охранной сигнализации, системы связи, системы оперативного тока.

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

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

Диагностическое обследование системы молниезащиты подстанций выполняется в процессе эксплуатации с целью:

- оценки эффективности существующей системы молниезащиты и ее соответствия нормативным техническим документам;
- обеспечения защиты электрооборудования от грозовых воздействий;
- проверки обеспечения ЭМС цепей РЗА, АСДУ, АСУ ТП, ССПИ и АСКУЭ.

Периодичность обследований устанавливается действующими нормативными документами.

2.3.9. Релейная защита и автоматика

2.3.9.1. Общие положения

Надежная работа систем релейной защиты и автоматики, в том числе противоаварийной автоматики (РЗА), направлена на снижение ущербов при повреждении генерирующего, сетевого электрооборудования и для предотвращения 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:

1. поддержание в работоспособном состоянии существующих систем РЗА;
2. обеспечение своевременной замены физически устаревших систем или отдельных устройств РЗА, дальнейшая эксплуатация которых невозможна;
3. внедрение систем РЗА, отвечающих современным требованиям;

4. повышение качества расчета параметров срабатывания.

Решение первой задачи определено действующими Правилами технического 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.

Решение четвертой задачи определено выполнением 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.

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

- обеспечение резервирования РЗА. Резервирование отказа РЗА, обеспечивается дальнейшим действием защит смежных элементов и со стороны противоположных объектов. В узлах, где дальнейшее резервирование не обеспечивается, необходимо развитие ближнего резервирования. Ближнее резервирование предполагает наличие нескольких комплектов РЗА для каждого элемента ЭЭС, каждый из которых полностью автономен;
- 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.

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;

Внедрение микропроцессорных устройств РЗА требует комплексного решения следующих вопросов:

- разработка концепции развития систем РЗА, учитывающей все преимущества микропроцессорной техники;
- применение типовых проектных решений по применению микропроцессорных устройств РЗА различных производителей;
- применение методических указаний и специального программного обеспечения по расчету и выбору параметров срабатывания для систем РЗА различных производителей;
- выполнение мероприятий, обеспечивающих создание электромагнитной обстановки на объекте, гарантирующей нормальное функционирование систем РЗА;
- применение системы оперативного тока, обеспечивающей устойчивую работу устройств РЗА при всех возможных режимах сети;
- 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 объеме, необходимом для их полноценного анализа;
- применение системы оперативного питания, обеспечивающей устойчивую работу системы регистрации при всех возможных режимах сети.

- 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;

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.

2.3.9.2. Особенности РЗА в распределительном электросетевом комплексе

Комплексы РЗА, применяемые на вновь вводимых объектах сетевого комплекса АО «ЛЮЭСК», должны максимально соответствовать всем требованиям и задачам, предъявляемым к устройствам РЗА в целом, для надежного и бесперебойного снабжения электроэнергией потребителей и интеграции в распределительную сеть распределенной генерации.

В виду особенностей функционирования распределительного сетевого комплекса применение микропроцессорных устройств РЗА может быть не всегда оправдано экономически, поэтому допускается применение современных устройств РЗА с высоконадежными электромеханическими измерительными реле в следующих случаях:

- при неполной реконструкции и техническом перевооружении объектов РСК, если это не снижает надежность работы РЗА и обосновано с точки зрения унификации и организации эксплуатации объекта;
- на действующих объектах – для замены реле, вышедших из строя или выработавших указанный заводом-изготовителем срок эксплуатации.

При выборе микропроцессорных устройств РЗА для унификации оборудования, позволяющей в дальнейшем сократить трудозатраты по обслуживанию устройств РЗА и уменьшить объем закупаемого ЗИП, рекомендуется, как правило, использовать оборудование, обеспечивающее совместимость и унификацию. Приоритет при выборе изготовителей оборудования РЗА, как микропроцессорных, так и электромеханических, следует отдавать компаниям, владеющим производственными мощностями на территории России, а также имеющим опыт работы в электроэнергетике и положительные отзывы энергокомпаний. Выбираемое оборудование РЗА и прилагаемое программное обеспечение должно быть аттестовано для применения на объектах электросетевого комплекса.

2.3.9.3 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.

2.3.10 Автоматизированная система управления технологическими процессами

Техническая политика направлена на обеспечение максимальной эффективности решения производственных задач по обеспечению транспорта электроэнергии в электросетевом комплексе, повышения надежности за счет снижения ошибок персонала, а также эксплуатация подстанций без постоянного обслуживающего персонала. С целью реализации этих задач на ПС создаются Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) - комплексы программных и технических средств, предназначенные для автоматизации управления технологическим оборудованием и производственными процессами на подстанциях ЭСК.

2.3.11. Системы сбора и передачи информации

Техническая политика в области систем сбора и передачи информации ПС направлена на модернизацию существующих и создание новых систем на основе применения микропроцессорных устройств и систем, обеспечивающих увеличение наблюдаемости и поддержку задач оперативно-технологического и оперативно-диспетчерского управления, удовлетворяющих требованиям АО «ЛОЭСК»

Средства сбора и передачи информации обеспечивают функционал по сбору и передаче в оперативно-диспетчерские службы (ОДС) технологической оперативной информации (ССПИ ПС).

2.3.11.1 ССПИ ПС

ССПИ ПС должна обеспечивать:

- измерение и сбор первичной информации о параметрах режима и состояния оборудования;
- передачу собранной информации в ОДС АО «ЛОЭСК»;
- обработку, хранение и представление собранной информации оперативному персоналу.

ССПИ помимо перечисленных требований, должны также обеспечивать возможность телеуправления присоединениями и обмена информацией со смежными системами автоматизации по стандартным протоколам (при технической возможности смежных подсистем).

ССПИ ПС должна строиться с учетом следующих требований:

- использования современных микропроцессорных (МП) систем телемеханики с непосредственным подключением к вторичным цепям ТТ и ТН или к многофункциональным измерительным преобразователям;
- повышения объема и расширения номенклатуры передаваемой технологической информации;
- модульного принципа построения технических и программных средств;
- поддержки международных протоколов передачи данных (МЭК 60870-5-10х) для передачи данных в ОДС филиалов ЛОЭСК и в диспетчерский центр – Ленинградское РДУ;
- метрологическое обеспечение ССПИ должно соответствовать положениям раздела «Метрологическое обеспечение».
- возможности масштабирования и интеграции МП систем телемеханики в АСУ ТП ПС.

При наличии на подстанции автоматизированной системы технологического управления (АСУ ТП ПС) ССПИ является функциональной подсистемой данной системы.

2.3.12 Система учета электрической энергии

Целью технической политики в области автоматизации учета электроэнергии (мощности) является формирование единых подходов к созданию систем коммерческого (контрольного) и технического учета электроэнергии оптового рынка в электросетевом комплексе (автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии - далее АИИС КУЭ) и созданию систем коммерческого (контрольного) и технического учета электроэнергии с автоматизированным сбором данных розничного рынка в распределительном электросетевом комплексе.

Системы учета электроэнергии предназначены для:

✓ Своевременного и надежного обеспечения всех участников рынка электроэнергии достоверной и легитимной информацией о фактическом движении товарной продукции (электроэнергии и мощности), необходимой для функционирования оптового и розничного рынков электроэнергии.

✓ Получение технико-экономического эффекта за счет:

- сбора достоверных данных для формирования технико-экономических показателей;
- ведения баланса по энергообъектам;
- снижения потерь электроэнергии в электросетевом комплексе;
- контроля выполнения условий договоров об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям и оказания услуг по передаче электрической энергии.

Для достижения поставленных целей должны быть решены следующие задачи:

- организация коммерческого (контрольного) учета электрической энергии;
- организация технического учета электрической энергии;
- автоматизация коммерческого и технического учета электроэнергии.

Системы учета электрической энергии должны включать в себя или обеспечивать интеграцию со средствами защиты от несанкционированного доступа, в том числе идентификацию, аутентификацию и авторизацию персонала при доступе к системе, мониторинга действий персонала, средствами антивирусной защиты и средствами контроля целостности программно-аппаратной части.

Системы учета электроэнергии должны создаваться как территориально-распределенные многоуровневые измерительно-информационные системы с централизованным управлением и единым центром сбора, обработки, хранения и передачи данных измерений электроэнергии с распределенной функцией выполнения измерений электроэнергии.

Система учета электроэнергии должна обеспечить многопользовательский регламентируемый доступ к данным, формирование необходимых типов отчетов, со стороны различных категорий пользователей, в том числе, оперативно – диспетчерского персонала в любое время суток.

В системе учета электроэнергии должна быть реализована возможность хранения электронного архива технической документации и первичных документов, характеризующих параметры всех компонентов ИИК, УСПД с привязкой к конкретным точкам учета электроэнергии.

Системы учета должны охватывать все точки коммерческого (расчетного и контрольного) и технического учета активной и реактивной электроэнергии и мощности с целью получения полного баланса электроэнергии на объекте, включая балансы по уровням напряжения, секциям шин и собственным нуждам.

Метрологическое обеспечение средств измерений, являющихся компонентами измерительных каналов АИИС и АИИС КУЭ, субъектов оптового рынка электроэнергии и систем учета электроэнергии с автоматизированным сбором данных субъектов розничного рынка, в целом должно соответствовать положениям раздела «Метрологическое обеспечение».

Межповерочный интервал приборов учета электрической энергии должен быть не менее 12 лет.

АИИС КУЭ на присоединениях, входящих в состав сечений поставки на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ) должна соответствовать действующим требованиям к АИИС КУЭ ОРЭМ предъявляемым НП «Совет рынка» и другим НТД и НПА, действующим в сфере регулирования коммерческого учета на ОРЭМ.

Системы учета электроэнергии в распределительном электросетевом комплексе (розничный рынок) должны соответствовать правилам функционирования розничных рынков электрической энергии, требованиям НТД и НПА.

Основные принципы организации учета электроэнергии в электросетевом комплексе:

Система учета электроэнергии представляет собой совокупность – измерительно-информационных комплексов (ИИК) учета электроэнергии, состоящих из приборов учета электрической энергии, измерительных трансформаторов тока и напряжения, а также вторичных измерительных цепей. Кроме того, в состав измерительно-информационного комплекса учета электрической энергии в качестве компонентов могут входить нагрузочные

устройства во вторичных цепях трансформаторов тока и напряжения. При организации автоматизированного сбора данных с ИИК могут применяться информационно-вычислительные комплексы электроустановки (ИВКЭ) - УСПД или промконтроллеры, технические средства приёма – передачи данных - (каналообразующая аппаратура), информационно-вычислительные комплексы (ИВК), система обеспечения единого времени (СОЕВ). УСПД, при размещении в электроустановках, должны быть выполнены в промышленном исполнении, предназначенном для непрерывного функционирования в помещениях с повышенной опасностью, с возможностью их установки в ограниченных пространствах (в шкафах, отсеках, панелях и т.п.), а также обеспечивать удобство технического обслуживания.

На присоединениях трансформаторных ПС 6-10/0,4 кВ, зарегистрированных на ОРЭМ, при условии, что измеряемый ток на присоединении не превышает 60 А, а присоединяемая мощность – не более 25 кВт, допускается применять приборы учета электрической энергии прямого включения, то есть включенные в сеть без измерительных трансформаторов. При этом, по согласованию с гарантирующим поставщиком, выполнение измерений допускается выполнять с помощью средств измерений, не включенных в АИИС КУЭ, и обеспечивающих учет электрической энергии суммарно на определенный момент времени с применением типовых суточных графиков нагрузки.

Система учета электроэнергии ПС должна иметь возможность интеграции с АСУ ТП подстанции в части получения из АСУ ТП положения состояния выключателей и разъединителей (при использовании данной информации для расчета учетных показателей), передачи в АСУ ТП информации о неисправности элементов АИИС КУЭ (АРМ, УСПД, приборов учета электрической энергии, каналообразующей аппаратуры), иметь возможность интеграции с другими системами Общества, необходимыми для его функционирования. Система должна обладать средствами защиты от несанкционированного доступа на программном и аппаратном уровне. Эксплуатационная документация на компоненты системы и все оборудование в т.ч. меню, надписи и выводимые сообщения на приборах учета и УСПД должны быть на русском языке (в том числе конфигурирование, настройки и оповещения). Защита технических средств системы от воздействия внешних электрических и магнитных полей, а также помех по цепям питания должна быть достаточной для эффективного выполнения техническими средствами своего назначения при функционировании системы.

Для трансформаторных подстанций 6-10/0,4 кВ

Система учета электроэнергии, на уровне ТП 6,10 кВ, формируется из ИИК, оснащаемых средствами передачи данных (посредством сети мобильной связи, организации радиоканала, PLC-технологий, RS-485 и т.д.).

Для защиты приборов учета электрической энергии и коммутационного оборудования от механических воздействий и несанкционированного доступа рекомендуется их размещение в шкафах. Шкафы монтируются с учетом обеспечения удобства доступа, монтажа и эксплуатации. В зависимости от климатических условий размещения, шкафы оборудуются техническими средствами для поддержания температур, необходимых для нормальной работы оборудования.

При прохождении границы балансовой принадлежности (ГБП) на стороне высокого напряжения ТП потребителя для организации учета рекомендуется применять высоковольтные пункты учета.

Система учета на ВЛ 6-10 кВ и выше.

Система учета электроэнергии на участке «линия – потребитель» (отпайка) на уровне РП формируется из ИИК, оснащаемых средствами передачи данных (посредством сети мобильной связи, организации радиоканала, PLC-технологий, RS-485 и т.д.).

Для организации учета на ВЛ применяются высоковольтные пункты учета.

При организации точки учета на уровне РП, для защиты приборов учета электрической энергии и коммутационного оборудования от механических воздействий и несанкционированного доступа рекомендуется их размещение в шкафах. Шкафы монтируются с учетом обеспечения удобства доступа, монтажа и эксплуатации. В зависимости от климатических условий размещения, шкафы оборудуются техническими средствами для поддержания температур, необходимых для нормальной работы оборудования.

В случае прохождения границы балансовой принадлежности по ПС, ТП, распределительному устройству (РУ) потребителя учет электроэнергии организуется с использованием выносных (в том числе высоковольтных) пунктов коммерческого учета.

В случае отсутствия технической возможности и (или) экономической целесообразности установки средств измерения на границе балансовой принадлежности, допускается их временная установка в иных точках сети, при условии их наименьшей удаленности от границы балансовой принадлежности.

Контрольные средства учета электрической энергии должны устанавливаться на ПС, РП, ТП, если расчетный прибор учета расположен на границе балансовой принадлежности, проходящей по стороне потребителя.

Вводы в многоквартирные дома и офисные здания.

Для многоквартирных домов необходимо в обязательном порядке оснастить вводные распределительные устройства (ВРУ) учетом электроэнергии (в том числе с использованием выносных пунктов коммерческого учета), при этом устанавливаемый прибор учета электрической энергии должен иметь функцию дистанционной передачи хранящихся в нем измерительных данных.

Выносной пункт учета в общем случае состоит из средства учета, коммутационного и оборудования связи, а также при необходимости оборудования для формирования сигналов управления нагрузкой потребителя.

Для защиты средств измерений и коммутационного оборудования от механических воздействий и несанкционированного доступа рекомендуется их размещение в шкафах, монтируемых с учетом обеспечения удобства доступа, монтажа и эксплуатации. В зависимости от климатических условий размещения, шкафы оборудуются техническими средствами для поддержания температур, необходимых для нормальной работы оборудования.

Если внутридомовые сети многоквартирного дома находятся на балансе сетевой компании, то расчетный учет организуется в точках поставки электроэнергии потребителям. Для обеспечения коммерческого учета электроэнергии вводы в многоквартирный дом оснащаются приборами учета электрической энергии, устанавливаемыми в ВРУ 0,4 кВ жилого многоквартирного дома.

Во всех случаях на отходящих линиях питания многоквартирного дома в РУ-0,4 кВ ТП 6,10 кВ должны устанавливаться ИИК (ПУ) контрольного учета электроэнергии, которые по представлению АО "ЛОЭСК" должны включаться гарантирующими поставщиками (энергосбытовыми организациями) в действующие/заключаемые договора энергоснабжения.

При наличии в жилом многоквартирном доме нежилых помещений обеспечивается раздельный учет потребляемой электроэнергии для таких помещений.

ВРУ частных домовладений и юридических лиц 0,4 (0,2) кВ.

Система учета электроэнергии для юридических лиц и частных домовладений, подключенных к сети 0,4 (0,2) кВ, формируется из ИИК, оснащаемых, при необходимости, устройствами сбора и передачи данных (концентраторами, маршрутизаторами, шлюзами), средствами передачи данных (через сети мобильной связи, радиоканалы, PLC-технологии, а также интерфейсами доступа к дистанционному считыванию информации), допускается применение приборов учета электрической энергии, оборудованных удаленным (выносным) дисплеем для отображения информации.

Для граждан - потребителей электрической энергии, проживающих в частных домовладениях, средства измерения устанавливаются на границе балансовой принадлежности за территорией жилого помещения, на вводе в дом, с применением выносных пунктов учета, как правило, на ближайшей опоре.

Для потребителей юр. лиц электрической энергии средства измерения устанавливаются на границе балансовой принадлежности, с применением выносных пунктов учета.

Для бытовых потребителей многоквартирных жилых домов.

При установке/замене средств измерений у бытовых потребителей необходимо рекомендовать организацию автоматизированного сбора и дистанционной передачи данных:

- При новом строительстве - на границе балансовой принадлежности с монтажом вводных проводов и вводно-распределительных устройств, с помощью которых обеспечивается защита от несанкционированного доступа к средствам измерений и неизолированным токоведущим частям электроустановки, расположенным до средств измерений.

- При модернизации систем учета - вынесение средств измерений за территорию жилых помещений на границу балансовой принадлежности.

- При замене приборов учета электрической энергии внутри помещений - применение измерительных комплексов учета электроэнергии, обеспечивающих измерение, доступ к средствам измерений уполномоченным лицам, а также возможность организации управления нагрузкой потребителей.

Технический учет в распределительных сетях

На объектах распределительного электросетевого комплекса технический учет активной и реактивной электроэнергии необходимо организовать на ПС 35, 110 кВ на вводах среднего и низшего напряжений силовых трансформаторов, на каждой отходящей линии электропередачи

6 кВ и выше. Кроме того, в зависимости от топологии сети, с целью балансирования участков распределительной сети необходимо организовать учет на присоединениях ТП, РТП, РП и т.д.

Трансформаторы собственных нужд

На трансформаторах собственных нужд (ТСН) устанавливаются средства учета электроэнергии, соответствующие требованиям, предъявляемым к коммерческому учету электрической энергии.

Учет должен быть организован со стороны ВН ТСН. В случае отсутствия технической возможности и (или) экономической целесообразности установки средств измерения на ВН ТСН, допускается их установка со стороны НН ТСН с применением функции дорасчета технических потерь электрической энергии.

2.3.13 Мониторинг и управление качеством электроэнергии в сетях РСК

Техническая политика в области контроля качества электроэнергии (КЭ) в сетях РСК направлена на обеспечение потребителей электрической энергией, качество которой соответствует установленным требованиям, повышение общей надежности электроснабжения потребителей, снижение повреждения оборудования потребителей и электрических сетей РСК, а также уменьшение ущерба у потребителей электрической энергии, обусловленного недостаточным КЭ.

Кроме того, Техническая политика в области контроля качества электроэнергии (КЭ) в сетях РСК ориентирована:

- на обеспечение информационного обмена с потребителями услуги по передаче электрической энергии в части КЭ;
- на учет влияния параметров КЭ на работу электрических сетей и электрооборудования смежных собственников;
- на своевременное выявление и устранение причин передачи электрической энергии, качество которой не соответствует техническим требованиям.

Для реализации технической политики предусматривается выполнение следующих мероприятий:

- 1) организация постоянного мониторинга КЭ в РСК;
- 2) выполнение требований по обязательной сертификации электрической энергии, в соответствии с законодательством РФ;
- 3) использование счетчиков коммерческого учета с сертифицированными функциями измерения показателей качества электроэнергии;
- 4) установка приборов контроля КЭ на ответственных присоединениях, в местах регулярных отклонений ПКЭ от установленных значений, для контроля потребителей, являющихся источником нарушений КЭ;
- 5) проведение мероприятий по улучшению качества электроэнергии на ПС, разработка мер для уменьшения провалов и всплесков напряжения, установка компенсирующих устройств для уменьшения локальных реактивностей и резонансов сети;
- 6) сохранение надежности электроснабжения и КЭ для потребителей и смежных сетевых организаций при развитии и расширении сети.
- 7) оснащение приборами контроля качества объектов реконструкции и нового строительства объектов РСК;
- 8) доработка существующих стандартов, направленных на поддержание КЭ в электрических сетях в установленных пределах, с целью установления нормированных пределов ПКЭ для всех уровней напряжения РСК;
- 9) доработка нормативно-правовой базы в части определения необходимых и достаточных требований для разграничения степени влияния и ответственности, в т.ч. и финансовой, субъектов электроэнергетики за влияние на ПКЭ;
- 10) определение договорных обязательств в части КЭ между РСК и контрагентом.

Для реализации непрерывного контроля КЭ техническая политика направлена на создание системы мониторинга и управления качеством электрической энергии в РСК, которая позволит решить следующие задачи:

- обеспечения информационной поддержки и взаимодействия с потребителями на основе достоверных и легитимных результатов измерений;
- создание и ведение единой базы данных по качеству электроэнергии в сетях РСК.

Технологические функции системы мониторинга:

- непрерывные измерения ПКЭ и дополнительных характеристик КЭ в электрической сети различных классов напряжения, посредством стационарных средств измерения (СИ) ПКЭ, установленных на ПС РСК;
- сбор, передача с уровня ПС на уровень управления и хранение результатов измерений ПКЭ;

- обработка результатов измерений и автоматизированное формирование стандартизированной отчетности о КЭ в сети;
- обеспечение автоматизированного анализа КЭ в сети в целях определения возможных причин и расположения источников пониженного КЭ в сети;
- визуализация текущих и архивных результатов измерений ПКЭ и дополнительных характеристик КЭ, в том числе сигнализацию нарушений установленных пределов ПКЭ (договорных и др.); обеспечение автоматизированного информационного обмена со смежными собственниками электросетевого оборудования в части КЭ;

Система мониторинга и управления КЭ должна строиться с учетом следующих требований:

- измерение всего набора параметров качества электроэнергии, необходимого для определения вероятного виновника или направления на источник нарушения ПКЭ;
- создание метрологического обеспечения контроля КЭ;
- возможность масштабирования системы.

В рамках построения информационного ресурса в области контроля качества электроэнергии в региональных сетевых предприятиях необходимо создать Базы данных системы контроля качества электроэнергии. База данных должна содержать:

- информацию о распределительных сетях, в т.ч. схемы распределительных сетей, параметры основного оборудования, а также характер и величину нагрузок потребителей;
- результаты сезонных расчетов потерь напряжения в распределительных сетях;
- результаты контроля качества электроэнергии.

При построении активно-адаптивной сети в РСК контроль качества электроэнергии и мониторинг должны быть обеспечены техническими средствами, реализующими эту сеть.

Для выполнения Положения о Технической политике в области качества электроэнергии должны разрабатываться и утверждаться программы конкретных мероприятий и обеспечиваться структурная поддержка реализации и эксплуатации необходимых систем.

2.3.14 Метрологическое обеспечение

Целью метрологического обеспечения производства является обеспечение единства и требуемой точности измерений во всех производственных процессах при осуществлении деятельности по приему, преобразованию, передаче и распределению электрической энергии (контроль режимов и параметров сети, качества электрической энергии, учет энергоресурсов, мониторинг и диагностика состояния оборудования и т.д.) в соответствии с действующими нормативными правовыми актами Российской Федерации.

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

Приоритетными направлениями технической политики в области метрологического обеспечения являются:

- внедрение современных методов и средств измерений, автоматизированного контрольно-измерительного оборудования, оснащения метрологических лабораторий современными установками для калибровки/поверки средств измерений и эталонными средствами, необходимой вычислительной техникой, транспортными средствами;
- внедрение новейших средств измерений, основанных на инновационных технологиях и методах измерений, обеспечивающих высокую точность измерений в широком диапазоне изменения параметров, стабильность метрологических характеристик в течение всего срока службы, увеличенный интервал периодического метрологического контроля;
- планирование организации метрологического обеспечения с повышенной точностью для инновационных типов нового оборудования;
- разработка и соблюдение стандартов организации по созданию системы метрологического обеспечения на всех этапах, начиная с планирования работ до выборочного контроля качества их выполнения;
- создание автоматизированной системы учета за состоянием, метрологическим обеспечением и техническим обслуживанием средств измерений, переход на электронные паспорта по средствам измерений в электросетевом комплексе.

Требования к измерениям:

- измерения должны выполняться в соответствии с нормами точности измерения конкретного измеряемого параметра согласно действующим государственным и отраслевым нормативным требованиям по обеспечению единства измерений;
- измерения (за исключением прямых измерений) должны выполняться по аттестованным в установленном порядке методикам (методам) измерений.

Требования к средствам измерений (СИ):

- СИ должны быть утвержденного типа (зарегистрированы в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений – Сведения об утвержденных типах СИ), допущены к применению в РФ и находиться в исправном состоянии;
- метрологические характеристики СИ должны соответствовать нормам точности измерения конкретного измеряемого параметра согласно действующим государственным и отраслевым нормативным требованиям по обеспечению единства измерений;
- СИ должны быть поверены (калиброваны) в установленном порядке и иметь действующее свидетельство (сертификат) и/или знак о поверке/калибровке, запись в эксплуатационных документах на СИ;
- все вновь закупаемые СИ должны быть поверены при выпуске из производства и иметь действующее свидетельство о поверке (или знак поверки в паспорте СИ)
- для наблюдения за технологическими параметрами, точность которых не нормируется, используются рабочие СИ в соответствии с РД 34.11.103-95 «Рекомендации по составлению перечня рабочих средств измерений, применяемых на энергопредприятиях, для наблюдения за технологическими параметрами, точность измерения которых не нормируется»;
- в соответствии с РД 34.11.103-95, необходимо и достаточно осуществлять контроль исправности рабочих СИ согласно требованиям заводских инструкций по эксплуатации.
- Требования к информационно-измерительным системам (ИС):
- ИС должны быть метрологически обеспечены на всех этапах жизненного цикла в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.596;
- типовые программно-технические комплексы, используемые для создания ИС, применяемых в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, должны быть утвержденного типа (зарегистрированы в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений – Сведения об утвержденных типах СИ).

Не допускается к применению:

- технические средства, не являющиеся СИ;
- СИ неутвержденного типа (незарегистрированные в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений);
- СИ с истекшим сроком периодического метрологического контроля (поверки/калибровки).

Мероприятия по совершенствованию парка СИ, имеющих сверхнормативный износ, реализуемые в рамках программы модернизации СИ по следующим направлениям:

- полная модернизация СИ в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений;
- модернизация СИ, используемых для мониторинга технологических параметров оборудования и сети.

Приоритетом является замена изношенных СИ на многофункциональные СИ нового поколения (цифровые, имеющие возможность передачи сигнала на расстояние) с увеличенным межкалибровочным/межповерочным интервалом.

2.4 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, включая минимизацию ширины лесных просек за счет применения высотных опор и опор с вертикальной подвеской проводов, создания компактных ВЛ, снижение потерь электроэнергии в ВЛ;
- применение конструкций, элементов и оборудования, сохраняющих расчетные параметры, характеризующие надёжность ВЛ, в течение всего срока службы;
- сокращение площади отвода земель под ВЛ в постоянное пользование, применение стальных многогранных, узкобазных решетчатых, железобетонных секционированных или композитных 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 6-110 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).

2.4.1 Методические подходы при проектировании ВЛ

При построение сетей с ВЛ 6-10-20 кВ допускается принимать магистральный принцип, предусматривающий построение магистральных линий электропередачи в разветвлённой сети между двух центров питания, соединяющихся через точку потокораздела (пункт автоматического включения резерва) с обеспечением нормированного качества напряжения всех потребителей в зоне действия магистрали при отключении одного из центров питания (послеаварийный режим).

Магистральные линии 6-10-20 кВ должны быть выполнены только защищённым проводом на опорах повышенной механической прочности, секционированы разъединителями типа РЛНД, РЛК либо, реклоузерами.

Сечение провода определяется проектной документацией на основании расчёта нагрузок, выполненного на основании фактических замеров, заявок на технологическое присоединение, утвержденной схемы перспективного развития района.

Необходимость установки разъединителей и реклоузеров определяется проектной документацией в случаях:

- секционирования сетей, граничащих со смежными сетевыми компаниями, либо иными собственниками;
- разделения магистрального фидера на части в целях оперативной локализации поврежденного участка.

Выбор конструктивных решений и технических параметров ВЛ 0,4-110 кВ должен производиться с учётом расчётных климатических условий и в соответствии с требуемым уровнем надежности работы линий в распределительной сети.

ВЛ распределительных электрических сетей не рекомендуется подвергать реконструкции на протяжении всего срока эксплуатации. Срок службы ВЛ 0,4-20 кВ должен составлять не менее 40 лет, а для ВЛ 35-110 кВ - не менее 50 лет.

На ВЛ напряжением 0,4 – 20 кВ должны применяться оборудование, изделия и материалы, требующие минимальных затрат на обслуживание в течение всего срока эксплуатации.

На вновь строящихся ВЛ 0,4 кВ рекомендуется предусматривать конструктивные решения, обеспечивающие возможность выполнения ремонтных и регламентных работ без снятия напряжения.

Основными направлениями технического развития ВЛ являются:

- повышение безопасности при строительстве и эксплуатации;
- применение конструкций, материалов, элементов и оборудования, обеспечивающих надежность, оптимальные затраты при строительстве, техническом перевооружении;
- внедрение передовых технологий мониторинга о текущем состоянии элементов ВЛ (проводов, опор, изоляции);
- оснащение ВЛ 6-110 кВ датчиками определения мест повреждения в линиях;

создание воздушных линий электропередачи, требующих минимальных эксплуатационных затрат.

Для ВЛ 35-110 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);

- при проектировании ВЛ 35-110 кВ, проходящих в сложных климатических условиях, в особых условиях (горная, болотистая местность) следует, как правило, применять индивидуальное проектирование опор и фундаментов с целью обеспечения требуемой устойчивости ВЛ к внешним воздействиям, экономической эффективности строительства и эксплуатации, в том числе, устройство заземлителей опор, обеспечивающих нормативную грозоупорность ВЛ в районах с плохопроводящими грунтами;

- 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 надежность, минимизацию затрат при эксплуатации;

- при проектировании ВЛ 110 кВ и выше, проходящих в местности, характеризующейся частой и интенсивной «пляской» проводов следует рассматривать применение одноцепных ВЛ с горизонтальным расположением фаз и ОПН вместо грозотроса, пониженное (до 25% от разрывного усилия) тяжение проводов и тросов, с одновременным уменьшением длин пролетов ВЛ;

- для ВЛ 110 кВ и выше, трасса которых проходит по местности, характеризующейся частыми низовыми или торфяными пожарами, следует применять опоры с увеличенной высотой подвеса провода (при соответствующем экономическом обосновании), относительно требований таблиц 2.5.20 и 2.5.22 ПУЭ. Материал опор ВЛ 0,4-35 кВ (деревянные, железобетонные, металлические, композитные) 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;

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

- для ВЛ от 6 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 в том числе и изготовленных из композитных материалов, проводов, грозозащитных тросов и линейной арматуры с повышенной механической прочностью.

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

При проектировании ЛЭП 110 кВ и выше, оснащенных средствами поперечной компенсации реактивной мощности, должны выполняться расчеты режимов работы при отключении ЛЭП после неуспешного ТАПВ или неуспешного включения ЛЭП от ключа управления. Цель расчетов - определение возможности возникновения апериодической составляющей тока в неповрежденных фазах при несимметричных КЗ. В случае возникновения апериодической составляющей - оценка ее доли в суммарном токе холостого хода линии и, в случае необходимости, разработка системных технических решений по ее минимизации или исключению, а также требований к выключателям для обеспечения успешного отключения ЛЭП.

2.4.2 Технологии производства строительно-монтажных работ в процессе строительства, технического перевооружения и реконструкции ВЛ

- применение конструкций высокой заводской готовности с целью минимизации времени и сложности выполнения технологических операций в условиях трассы ВЛ, сведения к минимуму объёма земляных работ;
- устройство и очистка просеки с применением современных технических средства: высокопроизводительных валочных комплексов, мульчеров и пр.;
- как правило, применение автокранов, обеспечивающих установку опор без использования падающей стрелы.
- монтаж проводов и грозозащитных тросов под тяжением без опускания провода на землю, позволяющий обеспечить отсутствие механических повреждений и загрязнения провода или троса;
- при необходимости увеличения пропускной способности без строительства новой ВЛ - замена сталеалюминевых проводов на провода с повышенной пропускной способностью, в том числе и высокотемпературные;
- применение, как правило, защиты опор от коррозии методом горячего цинкования (в микрометрах от 60 до 160). Для промышленных и приморских районов дополнительно к горячему цинкованию следует применять стойкие лакокрасочные покрытия; применение быстромонтируемой арматуры, в том числе, – спиральной и клиносочленённой.

На магистралях электрических сетей 6-20 кВ и ниже:

- с ответвлениями - должна применяться как правило штыревая изоляция;
- без ответвлений - должна применяться как правило подвесная изоляция.

При проектировании сетей 0,4 кВ необходимо учитывать следующие основные требования:

- воздушные сети должны выполняться только с применением самонесущих изолированных проводов одного сечения по всей длине линии;
- при проектировании и строительстве ВЛ 0,4 кВ рекомендуется использовать опоры линий электропередачи напряжением 6-20 кВ для совместной подвески с СИП на напряжении 0,4 кВ.
- при проектировании ВЛ-0,4кВ необходимо учесть установку светильников уличного освещения (по согласованию Администрации по данному району);
- использовать СИП-2 (СИП-4) с пятой жилой для уличного освещения (определяется проектом при обосновании).

Требования и рекомендации экологической безопасности при проектировании и строительстве ЛЭП:

- ЛЭП, опоры и изоляторы должны оснащаться специальными птицепрофилактическими устройствами, в том числе препятствующими птицам устраивать гнездовья в местах, допускающих прикосновение птиц к токоведущим частям;
- применять деревянные опоры с пропиткой, сертифицируемой и разрешенной к применению в РФ;
- применять при строительстве ВЛ в распределительных сетях до 1000 В изолированный провод;
- восстанавливать нарушенные в процессе эксплуатации, строительства, реконструкции участки земли;
- при проектировании рассматривать применение КЛ в черте населенных пунктов.

2.4.3 Опоры

Воздушные линии электропередачи 110 кВ и ниже

- 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-35-110 кВ следует применять одно цепные и многоцепные стальные многогранные опоры вместо металлических решётчатых. Металлические решётчатые опоры допускается применять в качестве анкерно-угловых.
- 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.

2.4.4 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.

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, буронабивные сваи);
- с учетом обеспечения несущей способности и целостности фундаментов без нанесения дополнительных защитных покрытий в течение всего срока службы.

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

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

2.4.5 Провода, грозозащитные тросы

Воздушные линии электропередачи 110 кВ и ниже

Провода должны быть с сердечником из немагнитных материалов и проводящей частью из термостойкого алюминиевого сплава с возможностью длительной эксплуатации при температуре нагрева проводов до 150-200⁰С в условиях длительно допустимых нагрузок.

В качестве гасителей вибрации следует применять резонансные многочастотные гасители вибрации, демпфирующие распорки.

Грозозащитные тросы должны быть:

- из стальных оцинкованных проволок, низколегированной стали, обладающих высокой механической прочностью и коррозионной стойкостью;
- со встроенным оптико-волоконным кабелем.

На ВЛ 35-110 кВ, как правило, должны применяться 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 защищенный провод сечением не менее 70 мм². На отпайках от магистралей рекомендуется применение 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 (иметь соответствующие сертификаты) 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, с учетом п.2.1.1.1

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.

Основные требования к ВЛ 0,4-20 кВ:

- усиленная изоляция ВЛ при минимальных габаритах;
- уменьшение длин ВЛ низкого напряжения.

Грозозащитные тросы ВЛ 35-110 кВ.

Рекомендовано для применения:

- стальные канаты из оцинкованной проволоки с покрытием ее поверхности по группе ОЖ (для особо жестких условий работы);
- грозозащитные тросы со встроенными волоконно-оптическими кабелями связи.

2.4.6 Изоляторы и линейная арматура

Для применения линейная арматура, изоляторы и материалы должны быть сертифицированы и выбираться с учетом расчетно-климатических условий и условий загрязнения.

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.

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;
- линейную сцепную, натяжную, поддерживающую и защитную арматуру со сроком службы, не менее срока службы проводов, спиральную арматуру;
- межфазные полимерные изолирующие распорки.

В качестве изоляторов следует использовать:

- стеклянные тарельчатые изоляторы с низким уровнем радиопомех и с уплотнениями из кремнийорганической резины;
- полимерные консольные изолирующие подвески;
- полимерные междуфазные распорки на ВЛ, подверженных гололедной пляске;
- длинно-стержневые фарфоровые изоляторы высокой прочности.

На ВЛ 6-20 кВ рекомендуется применять:

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

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 (40 лет).

Провода и линейная арматура ВЛ-0,4 кВ

Требования:

- повышение устойчивости изоляции СИП к температурным воздействиям и окружающей среде;
- заявленный срок службы провода и линейной арматуры не менее 40 лет;
- создание необслуживаемых воздушных линий;
- применение эффективных систем защиты ВЛ от гололедных и ветровых воздействий, грозовых перенапряжений, вибрации и пляски проводов;
- технологичность монтажа и ремонта в условиях эксплуатации;
- ВЛ напряжением 0,4 кВ должны выполняться в трехфазном исполнении по радиальной схеме проводами одного сечения по всей длине линии от ПС 6-20/0,4 кВ. Сечение проводов на магистралях должно быть не ниже 70 мм² (по алюминию);
- протяженность линии должна ограничиваться условиями по критерию обеспечения установленных требований к параметрам качества электрической энергии, надежности

электроснабжения потребителя и экономическими показателями (техническими потерями э/э в линии);

- в сельских населенных пунктах и поселках с малоэтажной застройкой для подключения потребителей до 100 кВА рекомендуется применять подстанции столбового исполнения;

- на вводах к абонентам рекомендуется устанавливать устройства для ограничения потребляемой мощности. Устройства ограничения мощности должны обеспечивать автоматическое отключение абонента от электрической сети в случае превышения на 20% мощности его электроустановок и обратное включение с выдержкой времени;

- конструкции опор и других элементов ВЛ напряжением 0,4 кВ, должны позволять выполнение работ без снятия напряжения (специальные способы крепления проводов, разъемные зажимы и др.).

- предусмотреть установку зажимов (прокалывающих устройств) для заземления ВЛ-0,4: одно - в начале ВЛ, второе в конце ВЛ и длинных отпайках (длина более 1 км).

Обязательная к применению проводниковая продукция на ЛЭП 0,4-20 кВ:

- для ВЛ 6-20 кВ – защищенные типа СИП-3;

- для ВЛ 0,4 кВ – провод СИП-2, СИП-2А (по отдельному решению допускается применение СИП-4), или аналоги.

2.4.7 Защита от грозовых перенапряжений

ВЛ 110 кВ и выше, как правило, должны быть защищены по всей длине от грозовых 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.

2.4.8 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 пункта 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 6-20 кВ следует применять вакуумные выключатели наружной установки (реклоузеры), с микропроцессорными блоками управления, позволяющие программировать работу выключателей под требуемые режимы работы.

Для отключения ответвлений (отпайек) от магистрали, рекомендуется устанавливать коммутационное оборудование (РЛК, РЛНД, реклоузеры) в начале этих ответвлений (отпайек).

Необходимость установки разъединителей и реклоузеров определяется проектной документацией, для случаев:

- секционирования сетей, граничащих со смежными сетевыми компаниями, либо иными собственниками;
- разделения магистрального фидера на части в целях оперативной локализации поврежденного участка.

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.

2.4.9 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;
- 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».

2.4.10 Экология ВЛ

При проведении строительно-монтажных работ и во время эксплуатации ВЛ всех классов напряжения необходимо:

- применять экологически чистые технологии и материалы, в том числе, при механической, механизированной и химической очистке просек под ВЛ от древесно-кустарниковой растительности;
- сводить к минимуму негативное воздействие линий электропередачи на окружающую среду, животных, птиц и человека;
- обеспечивать нормированные уровни электромагнитных полей, акустических шумов и радиопомех;
- снижать отводимые под сетевые объекты земельные площади;
- восстанавливать нарушенные в процессе эксплуатации, строительства, реконструкции и расширения участка земли, оформлять охранные зоны под объекты энергетики на землях общего пользования.

2.4.11 Ограничения по применению технологий и оборудования на ВЛ

При новом строительстве, запрещаются к применению на ВЛ:

- неизолированные провода на ВЛ 0,38 кВ;
- подвесные тарельчатые изоляторы типов ПФ6-А и ПФ6-Б;
- полимерные изоляторы серии ЛП и ЛПИС с оболочкой полиолефиновой композиции;
- стальной грозозащитный трос без антикоррозионного покрытия для класса напряжения 35 кВ и выше.

Кабельные линии электропередачи:

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 с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) и арматуры КЛ, полученных на высокотехнологичных производствах (изготовление СПЭ изоляции силовых кабелей напряжением выше 1000 В по технологии «пероксидной сшивки» преимущественно тройной экструзии в среде азота), гарантирующих низкую дефектность производимых кабелей и являющихся ключевым фактором надежности, в том числе для КЛ пожаробезопасного исполнения;
- использование кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена для замены маслонеполненных кабелей и кабелей с пропитанной бумажной изоляцией;
- присоединение реконструируемых подстанций к электрическим сетям;
- применение кабелей 6-35 кВ, соответствующих требованиям МЭК 60502-2, МЭК 60502-4 и гармонизированных HD 620 S2:2010 и HD 605 S2;
- 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;
- применение силового кабеля с бумажно-масляной изоляцией в исключительных случаях, при наличии технико-экономического обоснования.

Требования к кабельным линиям:

- для кабельных сетей необходимо использовать одно- и трехжильные силовые кабели (в зависимости от расчетного проектного сечения);
- прокладка КЛ должна выполняться с размещением жил кабеля в виде треугольника для исключения необходимости транспозиции;
- заземление экранов жилы кабеля выполнить в соответствии с расчетом, но не менее двух;
- в условиях сложных переходов (подъемы, спуски, переход ВЛ в КЛ) для повышения надежности изоляции и предотвращения изломов или расслоения изоляции в месте сгиба необходимо применять кабель с ребром жесткости;
- при входном контроле кабеля из сшитого полиэтилена в обязательном порядке должна проводиться проверка геометрии изоляции жилы кабеля.

2.5. Технологии проектирования и производства строительного-монтажных работ КЛ

Кабельные линии электропередачи должны проектироваться и строиться на основе утвержденных Схем перспективного развития электрических сетей на расчетный период.

В кабельных линиях 35-110 кВ применять кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена.

В кабельных линиях 6-20 кВ использовать:

- силовые кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена различных конструкций (одно-трех- жильные в зависимости от расчетного проектного сечения, при необходимости передать большую электрическую мощность со сниженными затратами на строительную часть и техническое обслуживание (прокладка кабеля сечением 630 или 800 мм²). Если по допустимому току нагрузки необходимо проложить двойной кабель с бумажной изоляцией (в этом случае двойной кабель можно заменить тремя одножильными кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена и равной пропускной способностью), с большой разностью уровней по трассе или на круто наклонных и вертикальных участках трассы кабельных линий.
- в исключительных случаях, при наличии технико-экономического обоснования, силовые кабели с бумажно-масляной изоляцией, пропитанные не расслаивающимся специальным составом, и кабели с бумажной изоляцией, пропитанной не стекающей синтетической массой;

Применяемые кабели и кабельная арматура должны соответствовать требованиям действующей нормативно-технической базы (МЭК 60502-2, МЭК 60502-4 и гармонизированных HD 620 S2:2010 и HD 605 S2). Прокладка кабельных линий должна осуществляться при наличии исходно-разрешительной документации и согласований со всеми заинтересованными организациями.

Трассы кабельных линий должны выбираться с учетом местных условий прокладки, наименьшего расхода кабеля и обеспечения его сохранности при механических воздействиях. При выборе трассы кабельных линий рекомендуется исключать участки с грунтами, агрессивными по отношению к металлическим оболочкам кабеля.

- внедрение комплексной механизации работ при прокладке КЛ с использованием высокопроизводительных комплексов машин и оборудования;
- в экономически обоснованных случаях сокращение производства земляных работ, в том числе за счёт применения бестраншейных способов прокладки КЛ - горизонтально-направленного бурения (ГНБ) или коллекторов в целях защиты природоохранных зон и благоустроенных участков городов (также с пересечениями коммуникаций);
- применение способа прокладки КЛ по территории ПС в заглубленных кабельных каналах (лотках), на эстакадах или в коллекторах, 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 момента начала прокладки первой строительной длины КЛ должен быть обеспечен необходимый технический надзор (строительный контроль) 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.

В районах жилой застройки, рекомендуется выполнять прокладку КЛ 35 кВ и выше в инженерных сооружениях или методом горизонтального направленного бурения (ГНБ).

Для КЛ 0,4-20 кВ способ прокладки должен определяться с учетом первоначальных капитальных и эксплуатационно-ремонтных затрат, а также удобства и экономичности обслуживания.

При невозможности прокладки КЛ напряжением 6-35 кВ в земле или в кабельных сооружениях, рекомендуется применение универсального воздушного кабеля, подвешиваемого на стальном тросе с обязательным выполнением соответствующего ТЭО.

2.5.1. Кабели

Обязательная к применению кабельная продукция:

- кабель из сшитого полиэтилена для кабельных линий 0,4кВ;
- кабель из сшитого полиэтилена для кабельных линий 6-20 кВ;
- кабель из сшитого полиэтилена для кабельных линий 35-110 кВ;
- в исключительных случаях - кабель с бумажно-пропитанной изоляцией для кабельных линий 0,4-20 кВ (при наличии технико-экономического обоснования).

Рекомендуемая к применению кабельная продукция:

- силовые кабели с изоляцией, не распространяющей горение, для кабельных линий 6-20 кВ (в производственных помещениях, кабельных сооружениях).

Применение кабельной продукции:

- для КЛ классов напряжений 110 кВ и выше, как правило, должны применяться кабели со встроенным оптоволоконном для мониторинга температуры кабеля, с изоляцией из сшитого полиэтилена и сечениями токопроводящих жил до 3000 мм², в т.ч. нового поколения полностью из герметизированных конструкций,
- для КЛ всех классов напряжений рекомендуется применять кабели:
 - с усиленной наружной полиэтиленовой оболочкой для прокладки в земле,
 - с наружным полупроводящим слоем, в том числе в составе огнезащитного покрытия, наносимого при прокладке кабеля на его оболочку, выполненную из материалов пониженной горючести, в т.ч. поливинилхлоридных (ПВХ) композиций с низким дымо- и газовыделением или из безгалогенных композиций с высоким кислородным индексом для прокладки в инженерных сооружениях;
 - для подводной прокладки - бронированные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена или различных модификаций бумажной изоляции, в том числе пропитанной нестекающими составами, обеспечивающие работу в течение ресурсного срока службы в условиях гидростатического давления.

2.5.2. Арматура кабелей высокого напряжения (0,4-110кВ)

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:

0,4 -110 кВ

- арматура на основе термоусаживаемых трекинговых, негорючих, не распространяющих горение трубок и изделий;
- кабельная арматура холодной усадки и на основе предварительно изготовленных на предприятиях-изготовителях эластомерных элементов.

Для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией и с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение от 0,4 до 35 кВ, включая муфты на трехжильный кабель в одной оболочке должна применяться:

- термоусаживаемая кабельная арматура;
- кабельная арматура холодной усадки;

Трубки и изоляторы концевых муфт наружной установки, используемые на кабелях с бумажно-пропитанной изоляцией и с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжении 6-35 кВ, должны:

- противостоять трекинговым явлениям;
- быть устойчивыми к эрозии и ультрафиолетовому излучению;
- сохранять характеристики при перепадах температуры;
- сохранять работоспособность в различных условиях эксплуатации.

Термоусаживаемая кабельная арматура (устанавливаемая в кабельных сооружениях и производственных помещениях) должна быть выполнена из негорючих материалов для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена и с бумажно-пропитанной изоляцией на напряжение от 1 до 20 кВ.

При установке кабельных муфт, не распространяющих горение, в коллекторах допускается не устанавливать дополнительные защитные кожухи.

2.5.3. Защита от перенапряжений кабельных линий.

Для защиты КЛ 35-110 кВ от коммутационных перенапряжений должны устанавливаться нелинейные ограничители перенапряжений, во взрывобезопасном исполнении, с фарфоровой или полимерной (силиконовой) изоляцией, не требующие обслуживания в течение всего срока эксплуатации.

Для защиты КЛ напряжением 6-35 кВ от однофазных замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью, а также для исключения перехода ОЗЗ в многофазное КЗ, рекомендуется применять устройства релейной защиты, действующей на отключение поврежденных линий.

В кабельных сетях, находящихся в эксплуатации для ограничения перенапряжений, локализации возможных повреждений, а также с целью повышения безопасности и надежности КЛ, рекомендуется применять плавно регулируемые дугогасящие реакторы с автоматическими регуляторами настройки компенсации.

Во вновь строящихся кабельных сетях допускается, наряду с применением плавно регулируемых дугогасящих реакторов с автоматическими регуляторами настройки компенсации, при техническом обосновании, производить заземление нейтрали через высокоомный или низкоомный резисторы, в зависимости от расчетного режима сети.

2.5.4. Требования к технологиям прокладки кабельных линий.

Предпочтительной является прокладка кабельных линий в земле (траншее). Трасса кабельных линий при прокладке в грунте должна выбираться за пределами охранных зон автомобильных дорог, железнодорожных путей, инженерных коммуникаций и зон зеленых насаждений.

Для исключения возможности повреждения кабеля 110 кВ (по возможности для кабеля 35 кВ) при прокладке должны выполняться следующие требования:

- оборудование для протяжки кабеля должно позволять плавное изменение скорости протяжки вплоть до остановки;
- тяговая лебедка должна быть оснащена специальными устройствами, позволяющими контролировать усилие тяжения кабеля и измерения количества метров протянутого кабеля;
- должна производиться запись усилия тяжения кабеля на диаграмму в течение всего процесса тяжения кабеля;

- автоматическое отключение тяговой лебёдки, если усилие тяжения превысит заданную величину;

При строительстве новых КЛ или реконструкции существующих при пересечении транспортных коммуникаций, рекомендуемым способом прокладки, является горизонтальное направленное бурение.

На территории подстанций и распределительных устройств кабельные линии рекомендуется прокладывать по эстакадам, в туннелях, коробах, каналах до ограждения подстанций.

В подстанционном туннеле кабельные линии напряжением 6-20 кВ должны прокладываться, как правило, без устройства соединительных муфт.

В кабельных сооружениях рекомендуется прокладывать кабельную продукцию целыми строительными длинами.

Прокладка силовых кабелей пучками или многослойно не допускается.

При прокладке кабелей в кабельных сооружениях необходимо выполнять следующие требования:

- покрывать кабели огнезащитными составами за исключением кабелей, имеющих оболочку с пониженной горючестью, с низким газо и дымо выделением;
- применять кабели с изоляцией в оболочке из материала, не поддерживающего и не распространяющего горение;
- прокладку КЛ-110 кВ выполнить в железобетонных лотках с засыпкой песчано-гравийной смесью (снаружи);
- на участках прокладки КЛ-110 кВ методом горизонтально-направленного бурения предусмотреть закладку резервных труб;
- предусмотреть мероприятия для выполнения мониторинга КЛ 110 кВ (и при возможности для КЛ 35 кВ);
- применять металлоконструкции в кабельных сооружениях с цинковым антикоррозионным покрытием;
- исключать совместную прокладку в кабельных сооружениях кабелей 6-35 кВ с кабелями 110 кВ и выше, за исключением технологических кабелей подземного сооружения;
- прокладывать взаимно резервируемые кабели по различным кабельным трассам кабельных сооружений или разносить их по разным сторонам/уровням кабельных сооружений с целью исключения возможности их одновременного повреждения;
- отделять технологические кабели от силовых кабелей негорючей перегородкой с пределом огнестойкости не менее 0,25 часа;

Разработать, в случае необходимости, мероприятия по ограничению токов короткого замыкания в сети 6-10 кВ для старых кабельных линий.

2.5.5. Требования к применению экранов кабелей

- в однофазных кабелях с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ или XLPE) до 110 кВ включительно необходимо обращать повышенное внимание к выбору сечения, способам соединения и заземления экранов;

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

- проверка допустимости выбранного способа заземления экранов кабелей и расчет транспозиции экранов, должны осуществляться при проектировании с учетом допустимых напряжений на экранах кабелей при протекании по жиле максимального рабочего тока и тока короткого замыкания;

- 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 токов короткого замыкания и условий безопасного проведения работ при эксплуатации КЛ и их ТОиР;

- транспозиционные колодцы кабельных линий классов напряжений 110кВ и выше должны быть обслуживаемыми, с обязательным наличием внешней гидроизоляции и иметь защиту от доступа посторонних лиц.

2.5.6. Диагностирование и мониторинг КЛ

Диагностирование КЛ проводится

- перед включением КЛ;

- в процессе эксплуатации КЛ;
- после ремонта КЛ;
- в соответствии с рекомендациями завода – изготовителя;
- с учётом требований ГОСТ Р МЭК 62067 – 2011.

Объём, нормы и методика диагностирования КЛ приводятся в действующей нормативной документации.

Мониторинг КЛ:

- нагрузочного режима;
- аварийных событий;
- интенсивности частичных разрядов.

Система автоматического диагностирования (мониторинга) КЛ применяется для сбора, обработки, отображения и хранения информации, характеризующей рабочее (текущее) состояние основной изоляции, концевых и соединительных муфт КЛ в процессе эксплуатации.

Система мониторинга КЛ предназначена для непрерывного мониторинга состояния изоляции концевых муфт КЛ на наличие частичных и искровых разрядов (ЧР).

Система мониторинга КЛ регистрирует следующие параметры:

- параметры возникающих частичных разрядов, в том числе в кабельных муфтах;
- температуру муфт, токопроводящих жил и экранов КЛ.

Основной целью оснащения КЛ системами автоматической диагностики (мониторинга) является обеспечение достоверной оценки текущего технического состояния КЛ, в том числе муфт КЛ, и возможности прогнозирования развития дефектов на основе базы данных по динамике развития разрядных процессов в изоляции, выявление дефектов в изоляции на ранних стадиях их развития.

Экспресс-диагностика концевых кабельных муфт должна осуществляться с применением радиочастотной и акустической аппаратуры.

2.6. Экологическая безопасность, охрана труда, пожарная и промышленная безопасность

2.6.1. Экологическая безопасность

Техническая политика в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности электросетевых объектов направлена на минимизацию негативного воздействия на окружающую среду, рациональное использование и воспроизводство природных ресурсов, защиту растительного и животного мира.

Основными принципами технической политики в области экологической безопасности являются:

- ответственность за обеспечение экологической безопасности при развитии электросетевого комплекса;
- соблюдение нормативов допустимого воздействия на окружающую среду, устанавливаемых природоохранным законодательством Российской Федерации;
- охрана и рациональное использование природных ресурсов при строительстве, реконструкции и эксплуатации электросетевых объектов;
- ограничение ведения производственной и строительной деятельности на территориях, имеющих особое природоохранное значение;
- принятие управленческих и инвестиционных решений с учетом оценки экологических последствий, разработки мер по уменьшению и предотвращению неблагоприятных воздействий на окружающую среду;
- использование в производственном процессе наилучших существующих доступных технологий, обеспечивающих соблюдение природоохранных требований и минимизацию негативного воздействия на окружающую среду;
- сокращение объемов образования отходов и безопасное обращение с ними, хранение всех видов отходов и демонтированного оборудования в соответствии с санитарно-гигиеническими нормами.

2.6.2. Охрана труда

Техническая политика в области охраны труда направлена на повышение уровня безопасности производства с применением прогрессивных решений, обеспечивающих минимальный уровень риска травмирования персонала.

Основными целями в области охраны труда являются:

- исключение случаев производственного травматизма и профессиональных заболеваний;
- формирование у работников безопасного поведения на производстве и навыков предупреждения опасных ситуаций;
- постоянное улучшение условий труда.

Для достижения поставленных целей при осуществлении всех видов деятельности следует обеспечивать приоритет сохранения жизни и здоровья работников перед результатами производственной деятельности, а также реализовывать следующие мероприятия:

- обеспечение обучения работников охране труда в т.ч. приемам безопасного выполнения работ с последующей проверкой знаний требований охраны труда;
- обеспечение работников необходимой современной и эргономичной специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты, смывающими и (или) обезвреживающими средствами, исправным инструментом, приспособлениями, инструкциями и т.д.;
- осуществление контроля за соблюдением требований охраны труда на электросетевых объектах, при эксплуатации транспортных средств;
- обеспечение реализации системы мотивации, стимулирующей работников к безусловному соблюдению требований охраны труда;
- обеспечение соблюдение требований законодательных и иных нормативно-правовых актов Российской Федерации в области охраны труда;
- обеспечение выявления, оценки и снижения рисков в области охраны труда;
- обеспечение внедрения и использования технологий, обеспечивающих безопасные условия труда на рабочих местах;
- обеспечение эффективного функционирования и непрерывного совершенствования системы управления охраной труда;
- организация работы по предупреждению случаев производственного травматизма и профзаболеваний, в т.ч. проведение работы с персоналом (инструктажи, стажировки, тренировки, обучение и т.д.) и своевременному информированию работников о передовых разработках в области охраны труда;
- проведение аттестации рабочих мест по условиям труда для обеспечения нормальных и безопасных условий труда на рабочих местах;
- обеспечение допуска к осуществлению производственной деятельности работников, состояние здоровья которых соответствует характеру выполняемых ими работ.

2.6.3. Пожарная безопасность

Техническая политика в области пожарной безопасности электросетевых объектов направлена на совершенствование системы обеспечения пожарной безопасности и предупреждение аварийных отключений, связанных с пожарами.

Основными принципами технической политики в области пожарной безопасности являются:

- обеспечение пожарной безопасности электросетевых объектов в соответствии с требованиями Федерального законодательства;
- использование в производственном процессе наиболее эффективных существующих доступных технологий, обеспечивающих повышение уровня пожарной безопасности;
- 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 вторичных проявлений;
- сохранение и защита имущества при пожаре;
- предупреждение возникновения пожара;
- недопущение распространения пожара на имущество третьих лиц.

Система противопожарной защиты обеспечивается:

- Применением автоматических установок пожарной сигнализации в помещениях с постоянным нахождением персонала на рабочих местах, в том числе организацией с помощью автоматических технических средств своевременного оповещения и эвакуации людей при пожарах в зданиях и сооружениях и при необходимости управлением движения людей по эвакуационным путям (световые указатели, звуковое и речевое оповещение и т. п.);
- Применением автоматических установок пожаротушения подстанционного оборудования в соответствии с нормативными требованиями;
- Соблюдением минимальных расстояний от насосной пожаротушения или камеры переключения задвижек до защищаемого оборудования или помещения;
- Применением пропитки конструкций объектов антипиренами и нанесением на их поверхности огнезащитных красок (составов), имеющих сертификат пожарной безопасности, в

том числе применением для защиты кабельных линий с горючей изоляцией огнезащитных составов со сроком службы огнезащитного покрытия не менее 25 лет;

– Применением 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.

2.6.4. Промышленная безопасность

Основным принципом Технической политики в области промышленной безопасности является обеспечение уровня защищенности от аварий на опасных производственных объектах и последствий указанных аварий в соответствии с требованиями Федеральным законом Российской Федерации от 21.07.97 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

Для реализации требований промышленной безопасности в 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 экспертиз промышленной безопасности зданий, 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 расширение, техническое перевооружение, консервацию и ликвидацию опасного производственного объекта;
- осуществление мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте;
- обеспечение заключения договоров страхования риска ответственности за причинение вреда при эксплуатации опасного производственного объекта;
- обеспечение проведения подготовки и аттестации работников в области промышленной безопасности.

2.7 Оперативно-технологическое управление

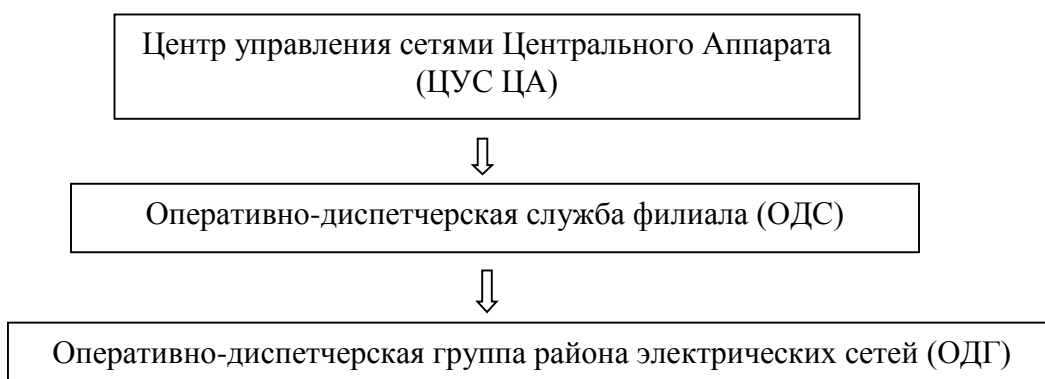
Настоящий раздел содержит принципы построения оперативно-технологического управления в АО «ЛОЭСК», основные задачи в области организации и совершенствования оперативно-технологического управления, типовые требования и решения к оснащению помещений оперативно-диспетчерских служб (групп) АО «ЛОЭСК», которые положены в основу технических заданий и проектов, при реконструкции и строительстве новых объектов оперативно-технологического управления.

Иерархическая структура оперативно-технологического управления

Оперативно-технологическое управление в АО «ЛОЭСК» должно быть сформировано в соответствии с требованиями филиала АО «СО ЕЭС» Региональное диспетчерское управление энергосистемой Санкт-Петербурга и Ленинградской области» (далее – Ленинградское РДУ) по иерархическому принципу сверху вниз.

Диспетчерское управление и ведение ЛЭП и подстанциями напряжением 110кВ в эксплуатационной зоне АО «ЛОЭСК» осуществляется диспетчером Ленинградского РДУ. Технологическое управление и технологическое ведение ЛЭП и подстанциями 110-35кВ, находящимися в зоне эксплуатационной ответственности АО «ЛОЭСК» осуществляется оперативным персоналом ОДС (ОДГ) филиалов АО «ЛОЭСК».

Оперативно-технологическое управление в АО «ЛОЭСК» выстроено по трехуровневой схеме:



ЦУС ЦА выполняет неоперационные функции, которые определены Положением о Центре управления сетями и должностными инструкциями сотрудников.

Оперативно-диспетчерский персонал ОДС (ОДГ) филиалов АО «ЛОЭСК» осуществляет операционные функции технологического управления оборудованием подстанций и ЛЭП 110-35 кВ, находящимися в зоне эксплуатационной ответственности АО «ЛОЭСК» ОАО «ОЭК», т.е. взаимодействие с Ленинградским РДУ и диспетчерскими службами смежных электросетевых предприятий (ПАО «Ленэнерго» и др.) в части ведения оперативных переговоров по передаче (приему) оперативной информации, выдаче разрешения на производство переключений, подготовку рабочего места и допуск бригады к работе.

Оперативно-технологическое управление распределительными кабельными и воздушными линиями 0,4-6-20 кВ и оборудованием объектов распределительной сети (РП, РТП, ТП 0,4-20 кВ) АО «ЛОЭСК» осуществляется оперативным персоналом ОДС (ОДГ) филиалов АО «ЛОЭСК» в соответствии с утвержденным распределением оборудования и ЛЭП по оперативной принадлежности.

Оперативные взаимоотношения АО «ЛОЭСК» со смежными энергетическими предприятиями и крупными потребителями должны осуществляться на основании двусторонних Положений о взаимоотношениях.

Задачи оперативно-технологического управления процессами функционирования электрических сетей

Основными задачами оперативно-технологического управления АО «ЛОЭСК» являются:

- а) повышение надежности электроснабжения потребителей Ленинградской области;
- б) повышение эффективности системы оперативно-технологического управления АО «ЛОЭСК»;
- в) повышение наблюдаемости и управляемости распределительным электросетевым комплексом АО «ЛОЭСК»;
- г) рациональное использование трудовых ресурсов, специальной техники и автотранспорта;
- д) минимизация времени восстановления электроснабжения потребителей.

Оперативно-технологические подразделения АО «ЛОЭСК», выполняя операционные функции ведения режима электрической сети, обеспечивают:

- а) круглосуточный оперативный контроль электроэнергетического режима и технологического состояния электрической сети;
- б) выполнение переключений на оборудовании, находящемся в технологическом управлении, в том числе с помощью устройств телеуправления;
- в) предотвращение развития и ликвидацию нарушений нормального режима;
- г) соблюдение заданного режима заземления нейтралей силовых трансформаторов;
- д) создание надежной послеаварийной схемы сети;
- е) 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 с Ленинградским РДУ нормальных оперативных схем электрических соединений подстанций, ведение схемной документации; формирование, внесение изменений в расчетные параметры в связи с вводом нового оборудования;
- б) проведение расчетов объемов нагрузки, подключенной к АЧР и ЧАПВ, а также нагрузки потребителей, включенных в графики ГАО, и передача данных в ПАО Ленэнерго;
- в) 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));
- г) руководство оперативными переключениями по изменению эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования и устройств подстанций, находящихся в технологическом (диспетчерском) управлении или (и) ведении соответствующего оперативно-диспетчерского персонала;
- д) проведение контрольных измерений потокораспределения мощности и определение текущей пропускной способности электрических сетей в зоне оперативной ответственности АО «ЛОЭСК»;
- е) проработка и согласование заявок на изменение технологического режим работы или эксплуатационного состояния энергооборудования;

- ж) оформление аварийных и неотложных заявок в нерабочее время, праздничные и выходные дни, в том числе от жителей и служб Ленинградской области;
- з) контроль за ходом аварийно-восстановительных работ по локализации аварий и восстановлению нормального режима электроснабжения потребителей;
- и) принятие решения и выдачу команд (разрешений) подчиненному оперативному персоналу по приведению состояния устройств РЗА и ПА в соответствие с режимом работы электрических сетей;
- к) согласование проектов, технических условий, в том числе и по сетям освещения;
- л) специальное и техническое обучение, проведение инструктажей, противоаварийных и противопожарных тренировок, а также совместных комплексных учений.
- м) оперативное информирование руководства АО «ЛЮЭСК» и структурных подразделений о технологических нарушениях в работе сети и ремонтных работах, проводимых на подведомственных объектах;
- н) информационное взаимодействие с Комитетом по топливно-энергетическому комплексу Ленинградской области, МЧС и другими организациями;

Функции оперативно-технологического управления процессами эксплуатационного обслуживания, ремонтов и развития сетей

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

- а) разработка и согласование с Ленинградским РДУ графиков отключения оборудования и ЛЭП для ремонтных работ на объектах диспетчеризации;
- б) составление, согласование с Ленинградским РДУ, своевременный пересмотр типовых программ на вывод в ремонт и ввод в работу ЛЭП, а также разовых программ включения, смонтированного или реконструированного оборудования, программ испытаний;
- в) контроль и выдача разрешений на допуск к выполнению работ на ЛЭП;
- г) согласование проектных решений на техническое перевооружение, реконструкцию, капитальное строительство электрических сетей напряжением 6-110 кВ в части расчета режимов, расчета токов КЗ, оснащения АСТУ;
- д) согласование заявок на технологическое присоединение к сети АО «ЛЮЭСК»;

Требования к автоматизированной системе технологического управления в части информационно-аналитической деятельности

Для осуществления функций по оперативно-технологическому управлению объектов электросетевого хозяйства Центр управления сетями, ОДС (ОДГ) филиалов АО «ЛЮЭСК» должны оснащаться автоматизированными системами технологического управления (АСТУ), включающими в себя программно-технические комплексы и каналы связи для передачи технологической информации.

АСТУ предназначена для повышения экономичности и надежности передачи и распределения электроэнергии в производственно-технологическом комплексе АО «ЛЮЭСК» за счет обеспечения максимальной эффективности деятельности персонала путем комплексной автоматизации процессов сбора, обработки, хранения, передачи информации, принятия решений и реализации функций технологического управления.

Осуществление перечисленных мероприятий возможно только на базе современных программно-технических средств автоматизации, вычислительной техники и информационных технологий.

Задачи оперативно-диспетчерского управления, решаемые с помощью АСТУ:

- а) круглосуточный мониторинг состояния электрической сети, включая контроль состояния основного сетевого оборудования, сбор информации и анализ оперативной обстановки на объектах; анализ данных; ведение электронного журнала состояния сети;
- б) подготовка и передача отчетов, рапортов, справок о технологических нарушениях в работе электросетевого комплекса АО «ЛЮЭСК»;
- в) 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;
- г) подготовка схемы и оборудования к организации аварийно-восстановительных работ;
- д) руководство оперативным персоналом при производстве переключений по выводу в ремонт и вводу в работу линий электропередачи и оборудования подстанций, находящихся в технологическом управлении или ведении оперативного персонала ОДС (ОДГ);

- е) оперативный контроль проводимых ремонтных и аварийно-восстановительных работ на объектах;
- ж) разработка и согласование с системным оператором графиков отключения оборудования и ЛЭП для ремонтных работ;
- з) формирование, проработка, оформление оперативных заявок на ремонт оборудования, контроль их прохождения и согласования;
- и) контроль и управление допуском к выполнению работ на ЛЭП;
- к) текущий и ретроспективный анализ режимов работы сети;
- л) анализ эффективности функционирования устройств РЗА;
- м) анализ данных контроля электрической энергии;
- н) сбор, обработка и передача оперативных данных для поддержки оперативно-диспетчерского и технологического управления;
- о) интеграция различных автоматизированных подсистем АСТУ между собой;
- п) интеграция автоматизированных подсистем с системами класса автоматического управления и регулирования;
- р) информационное взаимодействие с технологическими АСТУ смежных энергетических предприятий (филиалы АО «СО ЕЭС», ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Ленэнерго», ПАО «ТГК-1»).

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). Информационная совместимость АСТУ всех уровней позволяет создать Единое Информационное Пространство энергетической системы региона.

Требования к вновь вводимым устройствам телемеханики представлены в Приложении 2.

Требования к диспетчерским пунктам

Оперативно – технологическое управление электросетевым комплексом АО «ЛОЭСК» осуществляется с диспетчерских пунктов ОДС филиалов и ОДГ РЭС. В перспективе при развитии телекоммуникаций и оснащении РЭС надежными каналами связи стратегической задачей становится оптимизация зон оперативного обслуживания филиалов и РЭС и дальнейшая централизация оперативно-технологического управления.

Общие требования.

Техническая оснащенность оперативно-диспетчерского подразделения (ОДС, ОДГ) является одним из основных параметров, определяющих, насколько оперативно оперативный персонал (диспетчер) может анализировать информацию и принимать верные решения.

При проектировании, создании или реконструкции диспетчерского пункта необходимо учитывать индивидуальные требования конкретного объекта и общую эргономику помещения:

- габариты и план помещения;
- специальные требования к размещаемому оборудованию, к освещению оборудования и рабочих мест диспетчеров;
- площадь диспетчерского пульта;
- максимально удобное взаиморасположение диспетчерского щита и рабочих мест;
- объем отображаемой информации в виде разноформатных данных: сетевой графики, географической карты, измерения, поступающие от контрольно-учетной и сигнальной аппаратуры, информация из АСУ ТП;
- профессиональное мебельное решение для повышения эргономики рабочего места диспетчера (долговечность и удобство эксплуатации, возможность регулировки диспетчерских столов и кресел с учетом антропометрических данных);
- внедрение современных программно-аппаратных комплексов для ведения диспетчером учета работ, создание отчетов и обмена информацией в электронном виде (оперативный журнал, журнал заявок и т.п.);
- удобство и быстрый доступ к бумажным архивам и оргтехнике;
- наличие и необходимость расположения в диспетчерской другого оборудования и аппаратных шкафов;
- возможность дистанционного управления коммутационными аппаратами в схеме электрических соединений с автоматизированного рабочего места диспетчера.

При проектировании диспетчерских пунктов и узлов СДТУ необходимо также руководствоваться следующими правилами, техническими условиями и нормами:

- правилами устройства электроустановок;

- правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей;
- основными положениями по объемам средств телемеханики и связи в энергетических системах;
- Санитарными нормами проектирования промышленных предприятий (СН 245-71);
- СНиП II-A.5-70 «Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений»;
- СНиП II-Г.4-70 «Внутренняя канализация и водостоки зданий. Нормы проектирования».

Помещения диспетчерского пункта должны располагаться на одном этаже.

Аппаратная телемеханики и связи должна располагаться рядом с диспетчерским залом. Допускается расположение диспетчерского зала и аппаратной телемеханики на смежных этажах: одно помещение под другим, в непосредственной близости к лестничной клетке.

В помещениях аппаратных телемеханики и серверных залах должен поддерживаться определенный уровень температуры.

Площадь диспетчерского зала определяется в основном размерами диспетчерского щита.

Номенклатура и площади производственных и вспомогательных помещений диспетчерских пунктов определяются в зависимости от состава и размещения диспетчерского оборудования, вычислительных устройств и устройств автоматизированной системы управления (АСУ), численности персонала, а также с учетом перспективы развития.

Типовые решения по диспетчерским щитам управления (ЩУ).

Возможны следующие основные « типовые » варианты построения диспетчерского ЩУ:

а) ЩУ на основе видеопроекционного оборудования (видеокубов) или LCD-панелей коллективного пользования;

б) ЩУ на основе активной мнемосхемы со встроенной системой управления и управляющим компьютером и LCD-панелей индивидуального пользования;

Выбор варианта построения ЩУ осуществляется при проектировании каждого конкретного диспетчерского пункта. Проектирование диспетчерских пунктов выполняется в соответствии со строительными нормами и правилами СНиП, санитарными нормами проектирования промышленных предприятий, а также противопожарными нормами проектирования зданий и сооружений.

Выбор варианта построения ЩУ должен учитывать, в том числе и следующие факторы:

- имеющиеся площади помещений для размещения ЩУ;
- уровень телемеханизации объектов оперативного управления;
- количество объектов оперативного управления, входящих в зону эксплуатационной ответственности диспетчера ОДС (РЭС);
- наличие и тип автоматизированной системы технологического управления (АСТУ) и т.п.

Требования по электроснабжению диспетчерских пунктов.

Диспетчерские пункты всех уровней оперативно-технологического управления относятся к I группе электроприемников по обеспечению электроснабжения.

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

Требования к средствам связи диспетчерских пунктов.

Между диспетчером Ленинградского РДУ и рабочими местами диспетчеров ОДС (ОДГ) АО «ЛОЭСК», в операционной зоне которых находятся объекты диспетчеризации должна быть организована прямая диспетчерская телефонная связь.

Помимо каналов прямой диспетчерской связи, с оперативным персоналом взаимодействующих смежных энергетических предприятий и подразделений АО «ЛОЭСК» должна быть организована производственно-технологическая телефонная связь, включая городской телефонный номер, и сотовая связь.

Сеть связи АО «ЛОЭСК» предусматривает два сегмента, разделенных физически или логически: технологический и корпоративный.

Технологический сегмент Сети связи предназначен для обеспечения управления технологическими процессами в производстве, передаче и распределении электроэнергии, оперативно-диспетчерского и оперативно- технологического управления, передачи данных,

сигналов и команд систем релейной защиты и противоаварийной автоматики, контроля и учёта электроэнергии.

Корпоративный сегмент Сети связи предназначен для обеспечения управленческой и административно-хозяйственной деятельности.

Технологический сегмент Сети связи:

- диспетчерская телефонная сеть связи (в т.ч. связь с оперативно-выездными бригадами);
- сеть передачи данных оперативно-технологических систем (РЗА и ПАА, АСУ ТП ПС, ССПИ, ТМ, управления мобильным оперативным персоналом);
- сеть передачи данных прочих технологических систем (АИИС УЭ, контроля качества электроэнергии, диагностики оборудования, управления мобильным ремонтным персоналом);
- сеть передачи данных видеонаблюдения;
- система управления сетью.

Корпоративный сегмент Сети связи:

- телефонная корпоративная сеть связи;
- сеть передачи данных корпоративных информационных систем;
- сеть видеоконференцсвязи.

При организации технологической связи между диспетчерскими пунктами и объектами с классом напряжения ниже 35 кВ применяется технологии GSM/GPRS/3G/4G/LTE в случаях отсутствия других каналов связи, обеспечивающих гарантированное соединение.

При использовании технологий GSM/GPRS/3G/4G/LTE для организации передачи данных должна использоваться единая система мониторинга и управления SIM в устройствах M2M RobustLink Central Manager.

В качестве базового оборудования для организации технологической связи должны использоваться промышленные 4G роутеры с двумя SIM-картами Robustel R3000-4L для LTE/HSPA/UMTS/EDGE/GPRS сетей.

Для связи с оперативно-выездными бригадами в филиалах АО «ЛЮЭСК» используется радиосвязь.

В условиях, когда радиосвязь с абонентами невозможна, используется городская телефонная линия, допускается ведение оперативных переговоров по мобильной сотовой связи, при условии применения аппаратуры звукозаписи.

Основным принципом организации УКВ радиосвязи в филиалах АО «ЛЮЭСК» является создание систем связи на основе оборудования радиосвязи стандарта DMR MOTOTRBO, аппаратно-программных комплексов TRBOnet.

Схемы радиосвязи строятся в соответствии со структурой диспетчерского и технологического управления, а также с учетом других видов связи, имеющих в филиалах АО «ЛЮЭСК».

Основным принципом построения схем радиосвязи является радиальная радиосеть, предусматривающая:

- связь диспетчера с подчиненными районами (участками), с ремонтными бригадами и ОББ;
- диспетчерскую и технологическую связь в районе (участке) электрических сетей с ремонтными бригадами и ОББ.

Кроме радиальных радиосетей, при необходимости организовываются радиоканалы (радионаправления) для обеспечения связи между двумя отдельными радиостанциями, входящими в одну или разные радиосети.

Для увеличения радиуса действия применяются схемы с соединением базовых станций (ретрансляторов) между собой через сеть Ethernet (архитектура построения радиосетей «**IP Site Connect**»).

В целях обеспечения гарантированного электропитания оборудования узлов связи должны использоваться ИБП с сетевым управлением, обеспечивающие работу оборудования при отсутствии электроснабжения в течение 4-х часов

Рабочее место диспетчера ОДС (ОДГ) должно оборудовано телефонным пультом 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.

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

2.8. Совершенствование технического обслуживания и ремонта

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.

2. Разработка и совершенствование методического обеспечения технического обслуживания и ремонта объектов электросетевого комплекса:

- 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.

Список использованных источников

- Л1. Схемы электрические принципиальные распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения, СТО 56947007-29.240.30.010-2008.
- Л2. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.30.047-2010
- Л3. Объем и нормы испытаний электрооборудования. РД 34.45-51.300-97.
- Л4. Типовая инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35-800 кВ, СО 34.20.504-94.
- Л5. Федеральный закон от 21.07.2011 № 256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса».
- Л6. Постановление Правительства Российской Федерации от 05.05.2012 № 458 «Об утверждении Правил по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов топливно-энергетического комплекса».
- Л7. Постановление Правительства Российской Федерации от 05.05.2012 № 459 «Об утверждении Положения об исходных данных для проведения категорирования объектов топливно-энергетического комплекса, порядке его поведения и критериях категорирования».
- Л8. Постановление Правительства Российской Федерации от 05.05.2012 № 460 «Об утверждении Правил актуализации Паспорта безопасности объекта топливно-энергетического комплекса».
- Л9. Постановление Правительства Российской Федерации от 21.05.2007 № 304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».
- Л.10. Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе, Изд. Москва 2013 г.
- Л11. Постановление Правительства Российской Федерации от 22.12.2011 № 1107 «О порядке формирования и ведения реестра объектов топливно-энергетического комплекса».
- Л12. СО 153-34.20.122-2006 "Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ".
- Л.13. СО 153-34.20.121-2006 "Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ".