Приложение № 8

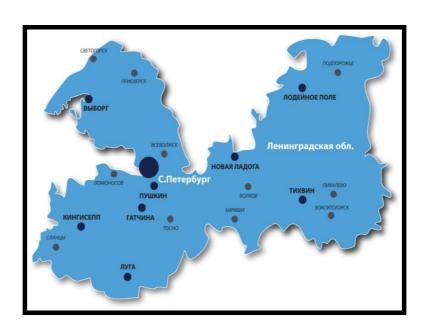
К протоколу заседания Совета директоров ОАО «Ленэнерго»

№ 15 от «30» декабря 2011г.



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ «ЛЕНЭНЕРГО»

ПОЛОЖЕНИЕ О ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКЕ ОАО «ЛЕНЭНЕРГО»



Санкт-Петербург, 2011 г.

Оглавление Раздел 3. Основные направления технической политики в распределительных электрических сетях 29 3.1.2.1. Основные мероприятия, повышающие пропускную способность сетей и 3.1.4. Требования по сетевому резервированию и применению автономных 3.1.5. Определение «закрытых» для технологического присоединения центров 3.1.7. Основные технические требования при выдаче мощности объектов малой 3.1.9.1. Основные принципы изменения топологии сетей 0,4-20 кВ для внедрения технологии Smart Grid 41 3.2.3.3. Разъелинители 45

Положение о технической политике ОАО «Ленэнерго»

3.2.3.8. Комплектные РУ	48
3.2.3.9. Оборудование систем оперативного тока и собственные нужды	48
3.2.3.10. Ошиновка	51
3.2.3.11. Заземление и молниезащита	51
3.2.4. Релейная защита и автоматика, требования к устройствам РЗА и ПА для различных схем подстанций и классов напряжения	51
3.2.5. Автоматизированная система технологического управления	54
3.2.5.1.Цели и задачи автоматизированной системы технологического управления	54
3.2.5.2. Создание типовых интегрированных комплексов инженернотехнических средств защиты для обеспечения безопасности объектов распределительного сетевого комплекса.	61
3.2.6. Здания, сооружения и инженерные сети	
3.3. Линии электропередачи	
3.3.1. Воздушные линии электропередачи	
3.3.1.1. Требования к воздушным линиям электропередачи	
3.3.1.2.Опоры	
3.3.1.3.Фундаменты	
3.3.1.4. Провода и грозозащитные тросы	
3.3.1.5. Линейное коммутационное оборудование	
3.3.1.6. Вольтодобавочные трансформаторы линейные	
3.3.1.7. Линейная арматура и изоляторы	68
3.3.1.8. Защита от грозовых перенапряжений	69
3.3.1.9. Мероприятия по приведению состояния действующих ВЛ к требования ПУЭ 7-го издания	
3.3.2. Кабельные линии электропередачи	70
3.3.2.1 Требования к кабельным линиям	70
3.3.2.2. Требования к силовым кабелям	
3.3.2.3. Требования к кабельной арматуре	
3.3.2.4. Защита от перенапряжений кабельных линий	71
3.3.2.5. Требования к технологиям прокладки кабельных линий	72
3.3.2.6. Диагностика и испытания кабельных линий	73
3.4. Ограничения по применению оборудования и материалов	74
3.5. Электромагнитная совместимость	75
3.6. Метрологическое обеспечение	75
3.7. Эксплуатация распределительных сетей и организация ремонтов	77
3.7.1. Создание единой системы управления распределенными ресурсами для производства аварийно-восстановительных работ при сложных технологических нарушениях природного и техногенного характера	78
тарушениях природного и техногонного характора	, 0

Положение о технической политике ОАО «Ленэнерго»

3.7.2. Построение оптимальных модулей и стратегии аварийно-	90
восстановительных работ	
3.8. Реконструкция и новое строительство электросетевых объектов	81
3.9. Диагностика оборудования, формирование АСУ ТОиР, мониторинг распределительных сетей	82
3.10. Регламентирование основных технических решений при осуществлении технологических присоединений к электрическим сетям	83
3.11. Мероприятия по внедрению энергосберегающих технологий в электросетевом комплексе	83
3.12. Выполнение требований пожарной безопасности	84
3.13. Охрана труда и производственный контроль	85
3.14. Экология	85
Раздел 4. Реализация инновационной политики в распределительном электросетевом	
комплексе	88
4.1. Программа разработки НИОКР	88
4.2. Основные требования к применению нового оборудования и технологий	88
4.3. Аттестация электротехнического оборудования и материалов	89
4.4. Требования к разработке пилотных проектов	90
Раздел 5. Управление технической политикой	91
5.1. Нормативно-техническое управление	91
5.2. Организационное управление	95
5.3. Основные требования к созданию единой системы стандартов управления проектной документацией	96
Раздел 6. Оценочные показатели реализации Положения	98
Приложение №1. Перечень протоколов заседаний и сборник решений НТС ОАО «Ленэнерго» за 2000-2011годы	

Раздел 1. Введение

Настоящее Положение является нормативным документом, определяющим типовые требования, в рамках которых ОАО «Ленэнерго», осуществляет деятельность по передаче электрической энергии, учитывающий рекомендательные особенности технического развития, находящихся на балансе распределительных электрических сетей.

Положение о технической политике ОАО «Ленэнерго» (далее по тексту – Положение), является программным документом для работников ОАО «Ленэнерго», научно-исследовательских и проектных организаций, заводов — изготовителей электротехнического оборудования и материалов, чью продукцию предполагается использовать на сетевых объектах ОАО «Ленэнерго».

В развитие изложенных в настоящем Положении требований планируется разработать пакет нормативно-технических документов (стандарты организации, технические требования, методические указания и т.д.), конкретизирующих отдельные технические решения и определяющих правила их применения.

Срок действия Положения — до 2020 года. Настоящее Положение утверждается решением Совета директоров Общества. Положение подлежит корректировке, не реже, чем 1 (Один) раз в три года с даты его утверждения Советом директоров Общества. Решение о внесении изменений и дополнений, а также об отмене настоящего Положения принимается Советом директоров Общества.

При необходимости отступлений от настоящего Положения в рамках внедрения новой техники, технологий, принципов построения сети и т.д. до утверждения на Совете директоров Общества корректировки Положения следует руководствоваться решениями научно-технического совета ОАО «Ленэнерго» в части не противоречащей основным направлениям настоящего Положения.

ПТД Страница 5 из 102

Документы, использованные при разработке Положения

Федеральные законы:

- Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 г. №190-ФЗ;
- «О техническом регулировании» от 27.12.2002 г. № 184-ФЗ;
- «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ;
- «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23.11.2009 г. №261-ФЗ;
- «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ;
 - «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 г. №102-ФЗ;
 - «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 г. № 89-ФЗ;
 - «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ;
 - иные действующие нормативные документы.

Постановления и Распоряжения Правительства Российской Федерации:

- «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации» от 11.07.2001 г. № 526;
- «Об утверждении Правил не дискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил не дискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил не дискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям» от 27.12.2004 г. № 861;
- «О критериях отнесения объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети» от 26.01.2006 г. № 41;
- «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики» (вместе с «Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в уставных капиталах которых участвует государство и сетевых организаций», «Правилами осуществления контроля за реализацией инвестиционных программ субъектов электроэнергетики») от 01.12.2009 г. № 977;
- «Об утверждении Правил функционирования розничных рынков электроэнергии в переходный период реформирования электроэнергетики» от 31.08.2006 г. № 530;
- «Об утверждении правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» от 27.12.2004 г. № 854;
 - «Об энергетической стратегии России на период до 2030г.» от 13.11.2009 г. №1715-р;
- «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» от 17.10.2009 г. \mathbb{N}_{2} 823;
- «О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон» от 24.02.2009 г. № 160.
- «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» от $16.02.2008 \, \Gamma. \, N\!\!\!_{\, \odot} \, 87;$

иные действующие нормативные документы.

Приказы Минэнерго РФ:

«О порядке расчета значений соотношений потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих

ПТД Страница 6 из 102

устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения)» от 22.02.2007 г. №49;

«Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям» от 30.12.2008 г. №326;

иные действующие нормативные документы.

Приказы Минпромэнерго РФ:

«Об утверждении методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем» от 30.06.2003 г. №281;

«Об утверждении методических рекомендаций по устойчивости энергосистем» от 30.06.2003 г. №277;

иные действующие нормативные документы.

Приказы ФСТ России:

«Об утверждении регламента рассмотрения дел об установлении тарифов и (или) их предельных уровней на электрическую (тепловую) энергию (мощность) и на услуги, оказываемые на оптовом и розничных рынках электрической (тепловой) энергии (мощности)» от 08.04.2005 г. № 130-э;

«Об утверждении методических указаний по индексации предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов и тарифов на продукцию (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность» от 05.07.2005 г. № 275-э/4;

иные действующие нормативные документы.

Приказы ОАО РАО «ЕЭС России»:

«Об организации работ по сокращению потерь электроэнергии в электрических сетях» от 01.06.2005 г. № 338;

«Об утверждении целевой организационно-функциональной модели оперативнодиспетчерского управления ЕЭС России» от 30.01.2006 г. № 68;

«Основные положения (Концепция) технической политики в электроэнергетике России до 2030 г.» от 19.06.2008 г № 291;

«Об организации взаимодействия ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России» при создании или модернизации систем технологического управления в ЕЭС России, выполняемых в ходе нового строительства, технического перевооружения, реконструкции объектов электроэнергетики» от 11.02.2008 г. № 57;

иные действующие нормативные документы.

Распоряжения ОАО РАО «ЕЭС России» и ОАО «ФСК ЕЭС»:

«Об организации работы по созданию систем коммерческого учета розничных рынков электроэнергии в РСК» от 28.12.2007 г. № 364р/469р;

«О введении в действие Положения об аттестации оборудования, технологий, материалов в ОАО «ФСК ЕЭС» от 10.06.2008 г. № 199р/171р;

«Положение о технической политике OAO «ФСК ЕЭС» в распределительном сетевом комплексе», утвержденное решением Правления OAO PAO «ЕЭС России» от 24.07.2006 г. № 1504 пр/1;

«Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем» CO 153-34.20.118-2003;

иные действующие нормативные документы.

Внутренние нормативные документы по технической политике OAO «Ленэнерго»:

«Протоколы заседаний и сборников решений научно-технического совета ОАО «Ленэнерго» за 2000-2011 годы» (перечень протоколов - Приложение 1);

ПТД Страница 7 из 102

«Основные положения построения схем питающих и распределительных электрических сетей 6-10-20 кВ в районах (кварталах) нового строительства в Санкт-Петербурге»;

«Реестр действующих и рекомендованных к применению рабочих проектов трансформаторных и распределительных подстанций для повторного применения на территории Санкт-Петербурга»;

«Приказы по утверждению форм типовых технических заданий на проектирование, поставку оборудования и строительство на электросетевых объектах 0,4-110 кВ ОАО «Ленэнерго» (№264 от 28.06.2010г., №624 и №625 от 31.12.10г., №17 и №18 от 24.01.2011г., с учетом общих требований ОАО «Ленэнерго» к проектированию — в действующей редакции)»;

«Технические требования по оборудованию объектов ОАО «Ленэнерго» инженерно-техническими средствами охраны»;

Приказ «Об утверждении временного регламента оценки резерва мощности на ПС 35-110 кВ ОАО «Ленэнерго» от 22.06.2010 г. №260;

Приказ «О типовых технических требованиях по организации обмена информации» от 15.07.2010 г. №304;

Приказ «О типовых технических требованиях по разработке программ ССПИ» от 15.07.2010 г. №297;

Стандарт о технической политике по учёту электроэнергии;

Иные действующие нормативные документы ОАО «Ленэнерго».

Иные действующие нормативные документы (СНиП, ПУЭ, ПТЭ, ГОСТы, Φ 3, ПП Р Φ и т.д.).

1.2. Термины и определения

Основные понятия и определения:

Адаптивность – способность электрической сети, изменять пропускную способность за счёт применения технических средств и конструктивных решений без изменения качественных показателей электрической энергии у потребителя.

Безопасность продукции, процессов производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации (далее - безопасность) — состояние, при котором отсутствует недопустимый риск, связанный с причинением вреда жизни или здоровью граждан, имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, окружающей среде, жизни или здоровью животных и растений.

Граница балансовой принадлежности — линия раздела объектов электросетевого хозяйства между владельцами по признаку собственности или владения на ином законном основании.

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.

«Закрытый» центр питания - центр питания, для которого отсутствует техническая возможность технологического присоединения в соответствии с критериями, определенными Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 г. №861.

ПТД Страница 8 из 102

Качество функционирования сети — возможность установления режимов сети, обеспечивающих поддержание заданных оптимальных уровней напряжения и контроль во всех точках приема и отпуска электроэнергии, уровня потерь, соблюдение требований по оптимальной плотности тока.

Класс напряжения электрооборудования — номинальное междуфазное напряжение электрической сети, для работы которой предназначено электрооборудование.

Комплексные программы развития сетей – программы, включающие совокупность технических решений в определенной последовательности, позволяющие решить задачи эффективного функционирования и развития электрических сетей (повышение надежности, снижение потерь, внедрение АСУ на основе цифровых устройств и т. п.).

Необслуживаемый объект — объект, для которого проведение технического обслуживания не предусмотрено нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документацией.

Новая техника – оборудование и системы, содержащие новые технические решения.

Новое техническое решение — техническое решение, характеризующееся высокой эффективностью, ранее не применявшееся в электрических сетях России.

Новое строительство — строительство электросетевых объектов в целях создания новых производственных мощностей, осуществляемое на вновь отведенных земельных участках и ввода в действие всего объекта на полную мощность. К новому строительству относится и строительство на новой площадке объекта взамен ликвидируемого.

Нормативный документ – документ, устанавливающий правила, общие принципы или требования, касающиеся определенных видов деятельности или их результатов.

Объект малой генерации – генерирующая установка, не удовлетворяющая критериям субъекта оптового рынка электрической энергии (мощности).

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.

Повышение энергетической эффективности — деятельность, направленная на экономию первичного энергетического ресурса, снижение энергоемкости технологических процессов.

Потребители электрической энергии – лица, приобретающие электрическую энергию для собственных бытовых и (или) производственных нужд;

Потребители мощности - лица, приобретающие мощность, в том числе для собственных бытовых и (или) производственных нужд, и (или) для последующей продажи, лица, реализующие электрическую энергию на розничных рынках, лица, реализующие электрическую энергию на территориях, на которых располагаются электроэнергетические системы иностранных государств;

Пропускная способность электрической сети - технологически максимально допустимое значение мощности, которая может быть передана с учетом условий эксплуатации и параметров надежности функционирования электрических сетей, без ущерба качеству поставляемой потребителю электроэнергии без повреждения элементов

ПТД Страница 9 из 102

сети или выхода нормируемых параметров, в т.ч. условий безопасной эксплуатации за пределы допустимых.

Реконструкция — комплекс работ на действующих объектах электрических сетей по их переустройству (строительству взамен) в целях повышения технического уровня, улучшения технико-экономических показателей объекта, условий труда и охраны окружающей среды.

Свод правил – документ в области стандартизации, в котором содержатся технические правила и (или) описание процессов проектирования (включая изыскания), производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации продукции и который применяется на добровольной основе в целях соблюдения требований технических регламентов.

Сети нового поколения — сети напряжением, в основе которых заложены новые принципы построения, выполненные с использованием новых технологий, конструкций и материалов, а также оснащенные современным электрооборудованием, средствами управления, автоматизации и защиты, удовлетворяющие требованиям потребителя по качеству электроэнергии и надежности электроснабжения.

Стандарт — документ, в котором в целях добровольного многократного использования устанавливаются характеристики продукции, правила осуществления и характеристики процессов проектирования (включая изыскания), производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, выполнения работ или оказания услуг.

Строительство – предусматривает новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение электросетевых объектов.

Техническая политика ОАО «**Ленэнерго**» — совокупность технических требований, управленческих и организационных мероприятий на ближайшую и среднесрочную перспективу, направленных на повышение эффективности, технического уровня и безопасности электрических сетей.

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).

Технический уровень — система показателей, характеризующая электрическую безопасность, эксплуатационную надежность и технико-экономические параметры электросетевых объектов (электрооборудования, конструкций и материалов).

ПТД Страница 10 из 102

Техническое перевооружение — комплекс работ на действующих электросетевых объектах, направленный на повышение их технико-экономического уровня и включает в себя замену морально и физически устаревшего оборудования, конструкций и материалов, применение новых принципов эксплуатации, внедрение современных средств управления производственным процессом при сохранении основных строительных решений в пределах ранее выделенных земельных участков.

Точка присоединения к электрической сети - место физического соединения электрической установки потребителя услуг с электрической сетью, находящейся на балансе Общества.

ОАО «Ленэнерго», Общество - юридическое лицо, функционирующее как распределительная сетевая компания в секторе электроэнергетики Российской Федерации (на территории 2 субъектов Российской Федерации: г.Санкт-Петербург и Ленинградской области).

Электрическая сеть — совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии, состоящая из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, работающих на определённой территории.

Энергетическое обследование - сбор, обработка, анализ информации об использовании энергетических ресурсов в целях получения достоверной информации о качестве использования энергетических ресурсов, о показателях энергетической эффективности, выявления потенциала, возможностей энергосбережения и повышения энергетической эффективности с отражением полученных результатов в энергетическом паспорте.

RAB – (Regulatory Asset Base) или регулируемая база задействованного капитала – величина, устанавливаемая в целях регулирования тарифов, отражающая рыночную стоимость активов компании с учетом их физического износа система тарифообразования по методу доходности на инвестированный капитал.

Перечень сокращений:

AAC – активно-адаптивная сеть;

АВР – автоматический ввод резерва (резервного питания);

АИИС КУЭ – автоматизированная информационно-измерительная система контроля и учета электрической энергии;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ACJIY – автоматизированная система диспетчерского управления;

АСТУ – автоматизированные системы технологического управления;

ACY – автоматизированная система управления;

АСУТП – автоматизированная система управления технологическими процессами;

БСК – батарея статических конденсаторов;

ВКЛ – воздушно-кабельная линия;

BJI — воздушная линия электропередачи;

ВЛИ – воздушная линия с изолированными самонесущими проводами;

ВЛЗ – воздушная линия с защищенными проводами;

ВН – выключатель нагрузки;

ДГР – дугогасящий реактор;

ЕНЭС – единая национальная (общероссийская) электрическая сеть;

3РУ – закрытое распределительное устройство;

3ТП – закрытая трансформаторная подстанция;

3Y – заземляющее устройство;

ПТД Страница 11 из 102

КА – коммутационный аппарат;

КЛ – кабельная линия электропередачи;

КСО – комплектные стационарные распределительные устройства одностороннего обслуживания;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;

ЛЭП – линия электропередачи;

МТП – мачтовая трансформаторная подстанция;

НИОКР – научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы;

HH – низкое напряжение;

HTД – нормативно-технический документ;

 O_{I} — отделитель;

ОДУ – оперативное диспетчерское управление в электроэнергетике;

033 – однофазное замыкание на землю;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

OPУ – открытое распределительное устройство;

P3 и ПА – релейная защита и противоаварийная автоматика;

РКУ – расчетные климатические условия;

РП – распределительный пункт;

РПН – регулирование напряжения под нагрузкой;

РС – распределительная электрическая сеть;

РРЛ – радио релейная линия;

РРТП – расширение, реконструкция и техническое перевооружение;

РУ – распределительное устройство;

РЭС – район электрических сетей;

ПА – противоаварийная автоматика;

ПБВ – переключение ответвлений без возбуждения;

ПС – подстанция трансформаторная;

 $P \mathcal{I}$ – руководящий документ;

CO – стандарт организации;

СИП – самонесущий изолированный провод;

СМР – строительно-монтажные работы;

СПЭ – сшитый полиэтилен;

СТП – столбовая трансформаторная подстанция;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТН – трансформатор напряжения;

ТОиР – техническое обслуживание и ремонт;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

TT — трансформатор тока;

ТЭО – технико-экономическое обоснование;

УКВ – ультракороткие волны (радиоволны);

УРОВ – устройство резервирования при отказе выключателя;

УШР – управляемый шунтирующий реактор;

ЦП – центр питания (понижающая подстанция) напряжением 35-110 (220)/ 6-20 кВ;

ЭМС – электромагнитная совместимость.

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

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.

Принятые в Положении нормируемые значения величин с указанием *«не менее»* являются наименьшими, а с указанием *«не более»* - наибольшими. При выборе рациональных размеров и норм необходимо учитывать опыт эксплуатации и монтажа, требования электрической и экологической безопасности.

Все значения величин, приведенные в Положении с предлогами «от» и «до», следует понимать «включительно».

ПТД Страница 13 из 102

Раздел 2. Общая часть

Единая техническая политика в области развития распределительных электрических сетей, находящихся на балансе ОАО «Ленэнерго» на период до 2020 года предусматривает развитие электросетевого комплекса на основе применения современного оборудования и материалов, обладающих безопасностью для персонала, высокой надёжностью, низкими эксплуатационными затратами, с использованием эффективных систем управления процессом распределения электроэнергии.

2.1. Основные цели и задачи технической политики

<u>Цель Положения о технической политике ОАО «Ленэнерго»</u> заключается в определении основных технических направлений, унификации технических решений, обеспечивающих повышение надежности и эффективности функционирования распределительного сетевого комплекса в краткосрочной и среднесрочной перспективе при надлежащей промышленной и экологической безопасности.

Основные задачи Положения о технической политике OAO «Ленэнерго»

- преодоление тенденции старения основных фондов Общества за счет их модернизации и применения инновационных технологий при реконструкции, техническом перевооружении и новом строительстве электрических сетей;
- внедрение передовых технологий эксплуатации с использованием современных средств диагностики, мониторинга, а также технических и информационно-измерительных систем;
- Оптимизация деятельности Общества в части повышения пропускной способности сетей, снижения потерь электрической энергии с целью повышения эффективности их функционирования;
- совершенствование нормативно-технической базы и методического обеспечения деятельности OAO «Ленэнерго» с целью проведения единой Технической политики;
- эффективное привлечение инвестиций для реализации основных направлений развития энергообъектов Общества, в том числе с применением RAB –метода;
- преодоление тенденции расширения номенклатуры применяемого оборудования на объектах реконструкции и капитального строительства в пределах обслуживания одного филиала без выполнения ТЭО;
- обеспечение участниками реализации технической политики OAO «Ленэнерго» единых требований и подходов, изложенных в настоящем Положении.

Положение о технической политике OAO «Ленэнерго» предназначено для использования:

- при выдаче технических условий на присоединение, планировании объемов нового строительства, расширения, технического перевооружения и реконструкции, а также при внедрении новых форм организации эксплуатации сетей;
- юридическими или физическими лицами, планирующими строительство генерирующих источников в регионе;
 - при проведении закупочных мероприятий;
- предприятиями электротехнического комплекса, занятыми производством электротехнического оборудования;
- предприятиями, занятыми выпуском конструкций, изделий и материалов для распределительного сетевого комплекса (опор, проводов, силовых кабелей, изоляторов, арматуры и др.);
 - научно-исследовательскими и проектными организациями;

ПТД Страница 14 из 102

 строительными и монтажными организациями в части освоения новых технологий строительства, реконструкции и технического перевооружения сетевых объектов.

Положение о технической политике OAO «Ленэнерго» должно использоваться в следующих случаях:

- при определении приоритетных направлений развития научных, конструкторских и проектных работ;
- при разработке нормативно-технической и методической документации, а также стандартов организации;
 - при формировании программ инновационного развития;
- при выборе пилотных проектов для отработки новых технических решений и технологий в распределительных электрических сетях;
- при разработке технических требований к оборудованию, изделиям, материалам и технологиям.

2.2. Анализ текущего состояния распределительных электрических сетей

Анализ текущего состояния распределительных электрических сетей выполнен в соответствии с исходными данными, по состоянию на 01.01.2011 года.

В распределительных электрических сетях ОАО «Ленэнерго», используются сети напряжением 0,4 кВ; 6-10 кВ; 35-110 кВ.

По состоянию на 01 января 2011 года на балансе ОАО «Ленэнерго» находилось:

- Воздушные линии 0,4 кВ (по цепям) 11 629,0 км;
- Воздушные линии 110 кВ (по цепям) 7 019,7 км;
- Кабельные линии 0,4 кВ 5 635,6 км;
- Кабельные линии 6-10 кВ 12 463,3 км;
- Кабельные линии 35 кB 369,2 км;
- Кабельные линии 110 кВ 154,1 км;
- Подстанции 6-10/0,4 кВ 14 361 шт., из них:
 - однотрансформаторные ТП, КТП, ЗТП 9 533 шт.;
 - мачтовые трансформаторные подстанции 359 шт.;
 - двухтрансформаторные ТП, КТП, ЗТП 4 469 шт.

Количество понижающих подстанций 35 кB и выше на балансе OAO «Ленэнерго» на $01.01.2011 \text{г.} - 372 \ \Pi\text{C}$, из них $167 \ \Pi\text{C} - 35 \text{кB}$ и $205 \ \Pi\text{C} - 110 \text{кB}$, суммарной мощностью силовых трансформаторов $13 \ 465,5 \ \text{MBA}$.

Электрические сети в Санкт-Петербурге

Понижающие подстанции 35-110кВ:

Всего 97 ПС, из них 70 ПС 110 кВ суммарной мощностью силовых трансформаторов – 7 067,3 МВА и 27 ПС 35 кВ суммарной мощностью силовых трансформаторов – 828,1 МВА. Суммарная мощность силовых трансформаторов на ПС 35-110кВ – 7 895,4 МВА.

Трансформаторные подстанции 6-10/0,4 кВ:

Всего 6 908 шт., мощность силовых трансформаторов – 5 444,6 МВА.

Воздушные линии электропередачи протяженностью по трассе 1 230,0 км, в том числе:

- ВЛ 110 кВ 435,5 км;
- ВЛ 35 кВ 263,7 км;
- ВЛ 6-10 кВ 344,6 км;
- ВЛ 0,4 кВ 186,3 км;

ПТД Страница 15 из 102

Протяженность воздушных линий по цепям — 1 562,3 км.

Протяженность кабельных линий составляет 17 284,0 км, в том числе:

- КЛ 110 кВ 154,1 км;
- КЛ 35 кВ 345,2 км;
- КЛ 6-10 кВ 11 748,4 км;
- КЛ 0,4 кВ 5 036,2 км.

Объем обслуживания воздушных и кабельных линий электропередачи в зависимости от протяженности, напряжения, конструктивного исполнения и материала опор по Санкт-Петербургу в условных единицах составляет 61 628,7 у.е.

Объем обслуживания подстанций 35-110 кВ, трансформаторных подстанций (ТП), комплектных трансформаторных подстанций (КТП) и распределительных пунктов (РП) 0,4–20 кВ в условных единицах 137 055 у.е.

Электрические сети в Ленинградской области

Понижающие подстанции 35-110кВ:

Всего 275 ПС, из них 135 ПС 110 кВ суммарной мощностью силовых трансформаторов – 4 290,3 МВА и 140 ПС 35 кВ суммарной мощностью силовых трансформаторов – 1 279,8 МВА. Суммарная мощность силовых трансформаторов на ПС 35-110кВ – 5 570,1 МВА.

Трансформаторные подстанции 6-10/0,4 кВ:

Всего 7 453 шт., мощность силовых трансформаторов – 1 830,3 МВА.

Воздушные линии электропередачи протяженностью по трассе 35 043,6 км, в том числе:

ВЛ 110 кВ -4 112,3км;

- ВЛ 35 кВ 2 704,5 км;
- ВЛ 6-10 кВ 16 786,9 км;
- ВЛ 0,4 кВ 11 439,9 км;

Протяженность воздушных линий по цепям — 37 856,5 км.

Протяженность кабельных линий составляет 1 338,35 км, в том числе:

- КЛ 35 кВ 24,0 км;
- КЛ 6-10 кВ 714,9 км;
- КЛ 0.4 кВ 599.4 км.

Объем обслуживания воздушных и кабельных линий электропередачи в зависимости от протяженности, напряжения, конструктивного исполнения и материала опор по Ленинградской области составляет 52 441,1 у.е.

Объем обслуживания подстанций 35-110 кВ, трансформаторных подстанций (ТП), комплектных трансформаторных подстанций (КТП) и распределительных пунктов (РП) 0,4–20 кВ в условных единицах составляет 102 947,6 у.е.

Анализ технического состояния электротехнического оборудования ОАО «Ленэнерго» с точки зрения обеспечения надёжности показывает, что степень износа основных фондов по состоянию 01.01.2011г. составляет **69%**.

Отработали свой нормативный срок 63 % силовых трансформаторов 35-110 кВ, 64 % выключателей напряжением 35-110 кВ, 66 % выключателей напряжением 6-10 кВ, более 25 лет отработали 95% кабельных линий 35кВ, в том числе 63 % кабельных линий 35 кВ отработали более 50 лет.

По состоянию на 01.01.2011 г. количество ПС 110 кВ, отработавших более 25 лет, составляет 149 шт. из 205 ПС OAO «Ленэнерго» (это 73% от общего количества ПС 110 кВ). На 01.01.2011г. отработали свыше 25 лет 150 ПС 35 кВ из 167, что составляет 90% от общего количества ПС 35 кВ OAO «Ленэнерго». На балансе филиалов находятся 68.9% (9.898 шт.) ТП 6/10-0.4 кВ, нормативный срок эксплуатации которых превышает 25 лет.

Воздушные линии

ПТД Страница 16 из 102

Линии электропередачи напряжением 0,4-110~(220)кВ проектировались по критерию минимума затрат, а расчетные климатические условия (РКУ) принимались с повторяемостью один раз в 5-10 лет.

Воздушные линии напряжением $0,4-10~\mathrm{kB}$ построены с использованием, в основном, алюминиевых, неизолированных проводов малых сечений, а также деревянных и железобетонных опор с механической прочностью не более $27-35~\mathrm{kH\cdot m}$.

По BЛ-110 κB :

По состоянию на 01.01.2011г. 60 % (4 247,7 км воздушных линий 110кВ из 7 019,7 км, находящихся на балансе ОАО «Ленэнерго) воздушных линий 110кВ проработали свыше нормативного срока, в том числе, 9 % - свыше 2-х нормативных сроков.

На 01.01.2010г. эта величина составляла 55 %, из них 3 % - проработали более 2-х нормативных сроков.

Наибольшее число воздушных линий с превышением нормативного срока службы на 01.01.2011г. имеют филиалы: «Пригородные электрические сети» - 70 % (в том числе 4 % более 70 лет), «Новоладожские электрические сети» - 86 % (в том числе 46 % более 70 лет), «Кингисеппские электрические сети» - 66 %, «Гатчинские электрические сети» - 69 %.

По ВЛ-35 кВ:

По состоянию на 01.01.2011г. 71~%~(2~561,1~км воздушных линий 35~кВ из 3~622,3км, находящихся на балансе OAO «Ленэнерго) воздушных линий 35кВ проработали свыше нормативного срока, в том числе, 0,5~% - свыше 2-х нормативных сроков.

На 01.01.2010г. эта величина составляла 67 %, из них 0.5 % - проработали более 2-х нормативных сроков.

Наибольшее число воздушных линий с превышением нормативного срока службы на 01.01.2011г. имеют филиалы: «Гатчинские электрические сети» - 84%, «Пригородные электрические сети» - 96%.

По ВЛ-6-10 кВ:

По состоянию на 01.01.2011г. 56 % (9 533,4 км воздушных линий 6-10кВ из 17 147,7 км, находящихся на балансе ОАО «Ленэнерго) воздушных линий 6-10кВ проработали свыше нормативного срока, в том числе, 3 % - свыше 2-х нормативных сроков.

На 01.01.2010г. эта величина составляла 51 %, из них 3 % - проработали более 2-х нормативных сроков.

Наибольшее число воздушных линий с превышением нормативного срока службы на 01.01.2011г. имеют филиалы: «Тихвинские электрические сети» - 89 %, «Новоладожские электрические сети» - 78%, «Гатчинские электрические сети» - 62 %, «Лодейнопольские электрические сети» - 80 %.

По BЛ-0,4 κB :

По состоянию на 01.01.2011г. 61 % (7 065,8 км воздушных линий 0,4кВ из 11 629 км, находящихся на балансе ОАО «Ленэнерго) воздушных линий 0,4кВ проработали свыше нормативного срока, в том числе, 4 % - свыше 2-х нормативных сроков.

На 01.01.2010г. эта величина составляла 59 %, из них 3 % - проработали более 2-х нормативных сроков.

Наибольшее число воздушных линий с превышением нормативного срока службы на 01.01.2011г. имеют филиалы: «Лодейнопольские электрические сети», «Лужские электрические сети», «Тихвинские электрические сети», «Новоладожские электрические сети» (в среднем по филиалу 65-80%).

Происходит физическое старение элементов воздушных линий: коррозия металлических деталей опор, оголение арматуры стоек опор (скол защитного слоя бетона

ПТД Страница 17 из 102

с оголением стержней продольной арматуры), растрескивание бетона стойки, коррозия проводов и грозозащитных тросов, разрушение заземляющего контура.

Частые падения на провода линий электропередачи деревьев, стоящих за пределами проектно зауженных просек, привели к многочисленным обрывам проводов и отжигу медного провода, что значительно снижает надежность электроснабжения потребителей.

Кабельные сети.

По КЛ-110 кВ:

По состоянию на 01.01.2011г. 57,7 % (88,9 км кабельных линий 110 кВ из 154,2 км, находящихся на балансе OAO «Ленэнерго) кабельных линий 110 кВ проработали более 25 лет.

На 01.01.2010г. эта величина составляла 38 %.

Это маслонаполненные кабели, требующие больших эксплуатационных затрат.

Первые маслонаполненные кабельные линии напряжением 110кВ были введены в работу в 1964 году.

По состоянию на 01.01.2011г. на балансе филиала «Кабельная сеть» находится 61 кабельная линия 110кВ общей протяженностью 154 км. Все кабельные линии 110кВ проложены в черте Санкт-Петербурга.

По КЛ-35 кВ:

По состоянию на 01.01.2011г. 95 % (352,2 км кабельных линий 35 кВ из 371,2 км, находящихся на балансе OAO «Ленэнерго) кабельных линий 35 кВ проработали более 25 лет, из них 63 % - более 50 лет.

На 01.01.2010г. 95 % кабельных линий 35 кВ проработали более 25 лет, в том числе, 55 % более 50 лет.

Наибольшее количество кабелей (93 % от общей протяженности кабельных линий 35 кВ ОАО «Ленэнерго») находится в эксплуатации филиала «Кабельная сеть» - 345,2 км / 92 кабельные линии 35кВ. По состоянию на 01.01.2011г. 95 % (329 км из 345,22 км) кабельных линий 35кВ филиала отработали свыше 25 лет. До сих пор в эксплуатации находятся кабельные линии 1925 года ввода в работу (К-31п, K-32п ПС 17 - ПС18, K-29п, K-30 I ТЭЦ – ПС 18 и т.д.).

Эти кабельные линии, требуют больших эксплуатационных затрат. Кабели морально устарели и имеют большой физический износ. В последнее время участились случаи повреждения кабелей 35кВ, обеспечивающих электроснабжение Кронштадского района, из-за их физического износа. Старение изоляции и большое количество ремонтных муфт увеличивает вероятность повреждения, как в процессе работы, так и при проведении высоковольтных испытаний. Кабельные линии 35кВ КЮ-1, КЮ-2, КЮ-3, КС-2, КС-5 имеют протяженные подводные участки.

По КЛ-6-10 кВ:

По состоянию на 01.01.2011г. 72 % (9 281 км кабельных линий 6-10 кВ из 12 911,3 км, находящихся на балансе ОАО «Ленэнерго) кабельных линий 6-10 кВ проработали сверх нормативного срока эксплуатации, из них 22 % - более 2-х нормативных сроков.

На 01.01.2010г. 74 % кабельных линий 6-10кВ проработали более 25 лет, в том числе, 22 % более 50 лет.

Наибольшее количество кабелей (93 % от общей протяженности КЛ 6-10 кВ ОАО «Ленэнерго») находится в эксплуатации филиала «Кабельная сеть» - 11 960,12 км / 16 320 шт. Причем 72% кабельных линий отработали более 25 лет, из них более 50 лет отработали 23 % кабельных линий 6-10кВ филиала. Вследствие большого физического износа ежегодно происходит повреждение до 600 - 800 кабелей.

В филиалах «Новоладожские электрические сети», «Лужские электрические сети» и «Тихвинские электрические сети» эта величина по состоянию на 01.01.2011 г. составила более 90 %.

ПТД Страница 18 из 102

В филиале «Пригородные электрические сети» 78 % кабельных линий 6-10кВ эксплуатируются с превышением нормативного срока, в том числе, 6 % - с превышением 2-х нормативных сроков.

По КЛ-0,4 кВ:

По состоянию на 01.01.2011г. 73 % (4 073,5 км кабельных линий 0,4кВ из 5 635,6 км, находящихся на балансе ОАО «Ленэнерго) кабельных линий 0,4кВ проработали сверх нормативного срока эксплуатации, из них 18 % - более 2-х нормативных сроков.

На 01.01.2010г. 73 % кабельных линий 0,4кВ проработали более 25 лет, в том числе, 14 % более 50 лет.

Наибольшее количество кабелей 0,4 кВ (88 % от общей протяженности КЛ 0,4 кВ ОАО «Ленэнерго») находится в эксплуатации филиала «Кабельная сеть» - 4 952,1 км / 36 861 шт. Причем 72% кабельных линий 0,4 кВ филиала по состоянию на 01.01.2010г. отработали нормативный срок, в том числе, 20 % - более 50 лет.

На балансе филиала «Кабельная сеть» находится 4 952,1 км кабельных линий 0,4 кВ (88 % от общей протяженности КЛ 0,4 кВ ОАО «Ленэнерго»), из них протяженность КЛ с изоляцией из сшитого полиэтилена составляет 457,6 км, в процентном соотношении от общей протяженности — 9,2%. Остальные (4 494,5 км) КЛ 6-10 кВ с бумажно-пропитанной изоляцией.

В филиале «Пригородные электрические сети» по состоянию на 01.01.2011г. 83 % кабельных линий 0,4 кВ эксплуатируются с превышением нормативного срока.

В филиале «Лужские электрические сети» эта величина составляет 100 %.

Все кабели 0,4 кВ, отработавшие более 25 лет, имеют бумажно-масляную изоляцию. Требуется замена отработавших свой нормативный срок кабелей на новые кабели.

Необходима замена кабельных линий с использованием кабеля из сшитого полиэтилена и применение щадящих и неразрушающих методов контроля состояния кабелей.

 $\underline{Tpanc \phiop маторныe\ \Pi C\ 35-110\ \kappa B}$ в основном укомплектованы двумя силовыми трансформаторами и построены с двухсторонним питанием на стороне высшего напряжения.

<u>По ПС-110 кВ:</u>

По состоянию на 01.01.2011г. 73% ПС 110кВ ОАО «Ленэнерго» отработали более 25 лет (это 149 из 205 ПС 110кВ). В том числе, подстанций 110кВ со сроком эксплуатации свыше 50 лет -22 шт., или 11 % от общего количества подстанций 110кВ.

Наибольшее число ПС 110 кВ отработавших более 25 лет на 01.01.2011г. имеют филиалы: «Гатчинские электрические сети» - 86% (в том числе 11% - более 50 лет), «Лодейнопольские электрические сети» - 73 %, «Новоладожские электрические сети» - 67 % и «Пригородные электрические сети» - 72 % (в том числе более 50 лет – 14 шт.), на балансе которого находится наибольшее количество подстанций 110кВ – 42 % от общего количества подстанций ОАО «Ленэнерго» (87 ПС из 205 ПС).

По ПС-35 кВ:

По состоянию на 01.01.2011г. 90 % ПС 35кВ ОАО «Ленэнерго» отработали более 25 лет (это 150 ПС из 167 ПС). В том числе, количество ПС 35кВ, отработавших более 50 лет, составляет 42 шт. или 25 % от общего количества ПС 35кВ ОАО «Ленэнерго».

В филиалах «Выборгские электрические сети», «Гатчинские электрические сети», «Кингисеппские электрические сети», «Пригородные электрические сети» эта величина по состоянию на 01.01.2011г. превышает 90 % от общего количества ПС 35кВ, находящихся на балансе.

ПТД Страница 19 из 102

На 01.01.2010г. количество подстанций 35кВ, отработавших более 25 лет, составляло 88% (это 147 из 167 ПС 35 кВ), в том числе, ПС 35кВ, отработавших более 50 лет, -18 %.

Трансформаторные подстанции 6-10/0,4 кВ.

По состоянию на 01.01.2011г. 69 % ТП (МТП, КТП, ЗТП) 6-10/0.4кВ ОАО «Ленэнерго» отработали 25 и более лет (это 9 898 ТП (МТП, КТП, ЗТП) 6-10/0.4кВ из 14 361 ТП (МТП, КТП, ЗТП) 6-10/0.4кВ). В том числе, количество ТП (МТП, КТП, ЗТП) 6-10/0.4кВ, отработавших более 50 лет, составляет 1 993 шт. или 14 % от общего количества ТП ОАО «Ленэнерго».

На 01.01.2010г. 67,7 % (9 422 из 13 909) трансформаторных подстанций 6/10-0,4кВ отработали свыше 25 лет, в том числе 12 % - более 50 лет.

Большинство ТП (МТП, КТП, ЗТП) 6-10/0,4кВ, т.е. 6 505 шт. - 45 % от общего количества ТП (МТП, КТП, ЗТП) 6-10/0,4 кВ ОАО «Ленэнерго» находится на балансе филиала «Кабельная сеть».

Количество отработавших более 25 лет трансформаторных подстанций в данном филиале составило 4 273 шт. или 66 %, в том числе, более 50 лет -1 309 шт. (20 % от общего количества ТП филиала).

На 01.01.2010г. количество ТП (МТП, КТП, ЗТП) 6-10/0,4кВ, отработавших более 25 лет, составляло 65% (это 4 029 шт. из 6 218 ТП филиала), в том числе ТП (МТП, КТП, ЗТП) 6-10/0,4кВ, отработавших более 50 лет -16%.

<u>Уровень автоматизации сетей 35-110 (220) кВ и особенно 6-20 кВ</u> значительно отстает от аналогичного показателя в технически развитых странах.

Система телемеханики:

В управлении ОАО «Ленэнерго» находятся 372 подстанций 110-35 кВ. Средствами телемеханики оснащены 182 подстанций 110 кВ и 99 подстанций 35 кВ из них только 37 ПС 110 кВ оснащены современным оборудованием. На остальных подстанциях применяется аппаратура телемеханики выпуска 1980-1990 годов, являющаяся морально и физически устаревшими.

В качестве верхнего уровня на ДП филиалов ОАО «Ленэнерго» установлены комплексы ОИУК «Систел», производства ЗАО «Систел», г. Москва и ОИУК «Контакт» производства ЗАО «ССТ», г. Санкт-Петербург.

Информация с ЦППС районов филиалов ОАО «Ленэнерго» передается на ЦППС ЦУС ОАО «Ленэнерго» с последующей ретрансляцией на ДП ЛенРДУ.

Информация с данных устройств не удовлетворяет ни требованиям, ни нуждам оперативно-диспетчерского управления филиалов ОАО «Ленэнерго», ЦУС ОАО «Ленэнерго» и Системного оператора.

Производственно-технологическая сеть связи:

Основой производственно-технологической сети связи ОАО «Ленэнерго» в настоящее время является цифровая производственно-технологическая сеть связи (ЦПТСС) построенная на базе волоконно-оптических систем передачи (ВОСП) в г. Санкт-Петербурге и Ленинградской области, а также высокочастотная связь по линиям электропередачи и аналоговые системы передачи с частотным разделением каналов по кабельным медно-жильным линиям связи в областных филиалах предприятия.

В настоящее время сеть каналов ВЧ-связи ОАО «Ленэнерго», включающая в себя более 250 каналов и 500 стоек оборудования, организована на аналоговом оборудовании, позволяющем организовать передачу данных и речи со скоростью не более 300 бит/с. Основной моделью оборудования, используемой в сети Ленэнерго является АСК-1С завод «Нептун» г.Одесса. Срок эксплуатации данного оборудования составляет 30-40 лет, установленное на сегодняшний день оборудование снято с производства, физически и морально устарело и не удовлетворяет современным требованиям к передаче данных в

ПТД Страница 20 из 102

реальном времени. Существующие ВЧ - тракты, по которым работают ВЧ - каналы, состоящие из высокочастотных заградителей, конденсаторов связи и фильтров присоединения также морально и физически устарели, эксплуатируются в неблагоприятных климатических условиях более 40 лет и требуют модернизации путем замены на современные элементы обработки и присоединения. По действующим руководящим указаниям передача данных АСДУ должна осуществляется в протоколах МЭК-60870-5-101 со скоростью 9.6 кбит/с, что возможно реализовать только на цифровой аппаратуре ВЧ - связи. В связи с этим, при реконструкции подстанций, существующее оборудование меняется на современные цифровые высокочастотные системы связи (ВСС).

В настоящее время система организации телефонной связи в ОАО «Ленэнерго» в принципиально делится на две составляющие: классическая телефония (коммутируемая связь) и прямая диспетчерская связь.

На объектах ОАО «Ленэнерго» установлены АТС следующих производителей (Siemens, AVAYA, IskreTel, Meridian, NEC, LG, Panasonic, Samsung, ECK, ТЕЛРОС) в количестве 36 шт., с суммарной абонентской емкостью 3000 номеров.

На объектах ОАО «Ленэнерго» установлены диспетчерские коммутаторы связи (ЭДТС-66, ПСКОВ-25, Каскад, КТ-1, СОДС «НАБАТ», Siemens HiPath 4000(3000,3500)) в количестве 35 шт. с суммарной абонентской емкостью 700 каналов.

Оборудование телефонии, эксплуатируемое в ОАО «Ленэнерго» преимущественно аналоговое, производства в 70-90 г. XX века. Данное оборудование снято с производства, физически и морально устарело. Невозможность приобретения запасных частей и комплектующих существенно затрудняет обслуживание средств телефонии, снижает надежность системы связи, делает невозможным расширения рабочей емкости существующего оборудования.

Для передачи телеинформации по протоколу ГОСТ МЭК 60870-5-104 в ЦУС ОАО «Ленэнерго», РДП операционных зон, филиал ОАО «СО ЕЭС» - Ленинградское РДУ на части подстанций организованы «прямые» каналы связи (IEEE 802.3) с интерфейсом 10/100BASE-Т. Невозможность динамического перераспределения пропускной способности физического канала является принципиальным ограничением сети с кросскоммутацией каналов.

Основным недостатком существующих сетей связи ОАО «Ленэнерго» является длительный, трудоемкий процесс перекоммутации и перемаршрутизации каналов в случае серьезного повреждения узла или линии связи, что приводит к низкой оперативности устранения нарушений связи.

Для организации передачи телеинформации и других видов технологического трафика используются различные сети передачи данных, не имеющие централизованной системы управления и мониторинга. Организация связи «прямыми» каналами требует большое количество коммутаций, организованных, как на конечных, так и транзитных узлах связи, что выполняется при помощи различных систем управления и включает в себя большое количество активного и пассивного оборудования

На кабельных линиях связи в основном используется аналоговая аппаратура с частотным разделением каналов ТН-12ТК-Е. Оборудование снято с производства, морально и физически устарело. Выработало свой ресурс ~85% от всего существующего, и оборудование ВЧ каналов связи по ВЛ. Аналоговые системы передачи не могут обеспечить ССПИ каналам связи требуемого качества (скорость, объем передаваемой информации и т.д.).

Автоматизированная система диспетчерского управления

В настоящее время на диспетчерских пунктах филиалов электрических сетей эксплуатируется шестнадцать оперативно-информационных управляющих комплексов (далее – ОИУК) от нескольких различных производителей.

Недостатки эксплуатации существующей системы АСДУ:

ПТД Страница 21 из 102

- отсутствие программных модулей в комплексах, работающих под ОС DOS 6.22 по выполнению расчетных задач.
- отсутствие поддержки современных протоколов приема и передачи информации. в комплексах, работающих под ОС DOS 6.22.

<u>Релейная защита и автоматика</u> выполнена в основном с использованием электромеханических реле (в 2010г их объём составлял ~82%), которые имеют значительный разброс характеристик срабатывания реле по току и времени, обладают недостаточной чувствительностью.

Около 46% всех комплектов релейной защиты находятся в эксплуатации более 25лет.

Начиная с 1990 года, вследствие объективных экономических условий, сократились темпы реконструкции, технического перевооружения и нового строительства распределительных электросетевых объектов. В результате динамика изменения физического износа сетевых объектов получила устойчивую тенденцию к росту.

При этом использование физически изношенного электротехнического оборудования и изделий требует дополнительных эксплуатационных затрат.

Показатели надежности электроснабжения.

По результатам проведенного департаментом производственного контроля и охраны труда анализа причин аварий в электрических сетях ОАО «Ленэнерго» за 2010 год, установлено, что из-за аварий произошедших на электроустановках произошло 486 отключений ВЛ 35-110 кВ, в том числе 244 отключения ВЛ 35-110 кВ - из-за падения деревьев на провода ВЛ.

Анализ причин аварий в электрических сетях 35-110 кВ показал, что:

- 48 % от общего количества аварий произошло из-за неблагоприятных погодных явлений (2009 год 34 %);
- 18 % от общего количества аварий произошло из-за воздействия посторонних лиц и организаций (2009год 31 %);
- 7 % от общего количества аварий произошло из-за неправильных действий защитных устройств и (или) систем автоматики (2009 год 13 %);
- 2 % от общего количества аварий произошло из-за несоблюдения сроков и невыполнения в требуемых объёмах технического обслуживания оборудования (2009 год 5%).
- 7% от общего количества аварий нарушений произошло по не выявленным причинам.
- Другие причины.

При анализе актов расследования (за 2010 год) причин аварий установлено, что значительная доля поврежденного оборудования в сетях 6 - 10 кВ приходится на воздушные и кабельные линии (1376 и 1448 повреждений, соответственно).

Всего за 2010 год, из-за аварий, произошедших на электроустановках, произошло 3199 отключений ВЛ 6-10 кВ. Значительная часть аварий связана с падением деревьев. Количество случаев отключения ВЛ 6-10 кВ за 2010 год из-за падения деревьев увеличилось на 30 % в сравнении с 2009 годом.

Наибольшее количество аварий в электрических сетях 35 - 110 кВ связано с повреждением следующего оборудования:

- воздушные линии электропередачи -57 % от общего количества поврежденного оборудования (2009 год -58 %);
- выключатели -6 % от общего количества поврежденного оборудования (2009 год -10 %);
- силовые кабельные линии -9 % от общего количества поврежденного оборудования (2009 год -12 %);

ПТД Страница 22 из 102

- УРЗА -6% от общего количества поврежденного оборудования (2009 год -5%);
- коммутационные аппараты -4 % от общего количества поврежденного оборудования (2009 год -4 %);
- трансформаторы (автотрансформаторы) 4 % от общего количества поврежденного оборудования (2009 год 5 %).
- Другие причины.

Наибольшее количество аварий в электрических сетях 6 - 10 кВ связано с повреждением следующего оборудования:

- силовые кабельные линии -46 % от общего количества поврежденного оборудования (2009 год -62 %);
- воздушные линии электропередачи 44 % от общего количества поврежденного оборудования (2009 год 27 %);
- трансформаторы силовые -1,1 % от общего количества поврежденного оборудования (2009 год -1,3 %);
- выключатели -2.5 % от общего количества поврежденного оборудования (2009 год 3 %);
- повреждения КТП -1.1 % от общего количества поврежденного оборудования (2009 год -0.9 %).
- Другие причины.

Механизация ремонтов и технического обслуживания линий электропередачи и подстанций осуществляется с использованием транспортных и технических средств общего и специального назначения, строительных машин и механизмов, парк которых в основном морально устарел и не всегда отвечает современным требованиям эксплуатации и ремонтов. Отечественная техника по сравнению с аналогичными зарубежными образцами значительно уступает по функциональным возможностям, скорости выполнения операций и удобству управления.

На начало 2011 г. в Обществе всего 1184 единицы автомобильной и другой спецтехники. Из этого количества полностью выработали свой ресурс и требуют замены 502 единицы.

Доля автотранспорта и механизмов, требующих замены составляет в среднем по обществу 42%.

Оснащенность филиалов ОАО «Ленэнерго» специальными самоходными средствами механизации в пределах 56-97%.

<u>Среднее значение потерь электрической энергии в сетях напряжением 0,4-110 кВ составляет 10,76%.</u>

В ОАО «Ленэнерго» в рамках приоритетного направления реализуется комплекс мероприятий, направленный на оптимизацию (снижение) уровня потерь. За счет реализации комплекса мероприятий по оптимизации потерь в 2010 году общий эффект составил 359.3 млн кВт.ч.

По итогам реализации мероприятий, направленных на снижение коммерческих потерь, эффект составил 349,8 млн кВт.ч, снижение технических потерь за счет выполнения организационных мероприятий составило 7,6 млн кВт.ч. и технических мероприятий 1,8 млн кВт.ч. Общий экономический эффект от реализации программ составил 299,0 млн руб., затраты составили 80,5 млн руб., без учета затрат по программе реконструкции и технического перевооружения.

Основными факторами роста технических потерь являются:

- физическая изношенность электрооборудования;
- использование морально устаревших типов электрооборудования;

ПТД Страница 23 из 102

- несоответствие используемого электрооборудования существующим электрическим нагрузкам;
- режимы работы распределительных электрических сетей с не нормативными уровнями напряжения и реактивной мощности.

Основными факторами роста коммерческих потерь являются:

- погрешности измерений, возникающие в результате несоответствия приборов учета требуемым классам точности;
- несоответствие нагрузочных характеристик трансформаторов тока и существующих нагрузок, подключаемых к их вторичным обмоткам;
 - нарушение сроков поверки и неисправности приборов учета электроэнергии;
- использование расчета количества отпущенной электроэнергии при отсутствии приборов учета;
 - несовершенство методов снятия показаний с приборов учета;
 - несанкционированный доступ к электрическим сетям.

2.3. Проблемы распределительного электросетевого комплекса

В распределительных электрических сетях, находящихся под управлением ОАО «Ленэнерго» обозначился круг проблем, от решения которых во многом зависит надежное и эффективное функционирование распределительного сетевого комплекса в среднесрочной и долгосрочной перспективе.

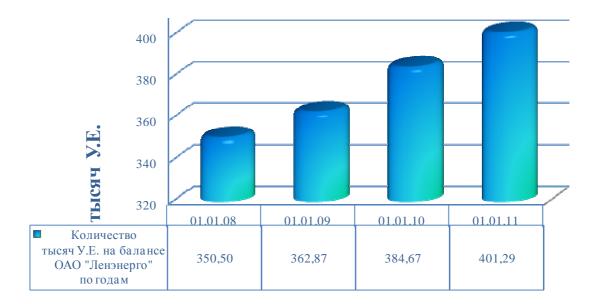
Основным решением имеющихся проблем является потребность в существенном увеличении объемов технического перевооружения, реконструкции и нового строительства распределительных электрических сетей на основе применения современных инновационных подходов с целью преодоления продолжающегося процесса старения сетей и снижения степени их физического износа, который составляет около 69%.

Значительное количество объектов распределительных электрических сетей находится в эксплуатации более 30 лет, что говорит о их низкой эксплуатационной надежности, управляемости и несоответствии современным нормативным требованиям.

Основной прирост объема оборудования в условных единицах идет за счет строительства и приемки на баланс распределительных сетей, а также за счет средств диспетчерского и технологического управления.

На следующей диаграмме представлена динамика изменения количества оборудования ОАО «Ленэнерго» в условных единицах за период с 2007 по 2010 год.

ПТД Страница 24 из 102



Так, прирост в 2010 году по распределительным сетям 6-10кВ составил: ТП (КТП, 3ТП, РП, БКТП) 6-20 кВ - 452 шт. установленной мощностью силовых трансформаторов 457,3 МВА (5,56 тыс.У.Е.), КЛ 0,4-10 кВ - 970 км (3,23 тыс.У.Е.). Тогда как прирост в У.Е. по оборудованию ПС 35-110 кВ составил за 2010 год 1,4 тыс.У.Е., по ЛЭП 35-110 кВ - 0,03 тыс.У.Е. Исходя из этого, можно сделать вывод о низких темпах строительства, а также реконструкции подстанций и ЛЭП 35-110 кВ.

Прирост в У.Е. за 2010 год по оборудованию 35-110 кВ обусловлен, прежде всего, вводом в эксплуатацию ПС 110/10 кВ № 219 «Цемент» (филиал «Кингисеппские электрические сети»), а также реконструкцией ПС 35/10 кВ № 40 «ЦПРП г.Кириши» (филиал «Новоладожские электрические сети»), ПС 110/35/10 кВ № 143 (филиал «Тихвинские электрические сети») и т.д.

При этом, по данным ВГПИ и НИИ «Сельэнергопроект» - головной организации Минэнерго СССР в области развития электрификации сельского хозяйства, в период с 1965 года по 1985 год включительно, в стране в среднем ежегодно вводилось в эксплуатацию 103000 км линий электропередачи в указанных выше классах напряжения и трансформаторных подстанций суммарной мощностью 10240 МВА в год.

Данные цифры свидетельствуют о том, что за последние 25 – 30 лет при постоянном росте электропотребления в среднем на 2% в год, динамика ввода мощностей трансформаторных подстанций (центров питания и потребительских подстанций) сохранилась на уровне конца 80-х годов прошлого века, а темпы строительства линий электропередачи сократились в среднем в 10 раз.

Согласно долгосрочному прогнозу Минэнерго РФ, среднегодовой темп роста спроса на электрическую энергию и мощность в базовом варианте составит 2,2%, а в максимальном варианте 3,1% в период до 2030 года.

Данный темп роста электропотребления на фоне недостаточного объема нового строительства, технического перевооружения и реконструкции электросетевых объектов, вызванного стагнацией объемов финансирования может привести к дальнейшему увеличению уровня физического износа основных фондов и как следствие к повышению аварийности сетей, увеличению потерь электрической энергии и снижению сетевой надежности.

ПТД Страница 25 из 102

Необходимо также решение задач по совершенствованию принципов построения электрических сетей, призванных обеспечить требуемую пропускную способность без их коренной перестройки на протяжении всего срока эксплуатации, а также оптимизация сетей по уровням напряжения и принципам исполнения.

Одной из первоочередных задач является повышение уровня автоматизации и управляемости сетей, а также их наблюдаемости (мониторинга) за процессом распределения электроэнергии с учетом региональных особенностей.

Наряду с вышеперечисленными проблемами, в распределительном электросетевом комплексе потребуется решение следующих задач:

- минимизация (устранение) возникающих несоответствий между требованиями потребителей и возможностями операционных компаний в части обеспечения заявленной мощности, надежности электроснабжения и обеспечения качества поставляемой потребителям электроэнергии;
- сокращение потерь электрической энергии (в основном коммерческих потерь) в сетях напряжением 0,4 и 6-10 кВ;
- внедрение в управление электрическими сетями устройств микропроцессорной техники при одновременном обеспечении требований по электромагнитной совместимости.

Продолжающийся рост количества морально устаревшего электротехнического оборудования, находящегося в эксплуатации и имеющего высокую степень износа вызывает необходимость ежегодного увеличения эксплуатационных затрат, а также затрат на ремонтные работы, что в свою очередь снижает эффективность функционирования распределительного электросетевого комплекса.

Планируемые объемы модернизации и реновации основных фондов потребуют создания центров по аттестации, сертификации и испытанию оборудования, изделий, материалов и технологий, а также разработки технических требований к продукции, предлагаемой отечественными и зарубежными производителями.

Повышение надежности и эффективности работы электрических сетей должно производиться с использованием инновационных технических решений и технологий, современного оборудования, новых подходов к планированию и реализации процессов реконструкции и технического перевооружения при обеспечении необходимыми инвестиционными ресурсами.

Решение вышеперечисленных проблем и задач позволит уже в ближайшем периоде развития распределительного электросетевого комплекса, обеспечить формирование распределительных электрических сетей нового поколения, соответствующих уровню сетей в технически развитых странах.

2.4. Прогнозные показатели

- B электроэнергетике $P\Phi$ наблюдаются процессы, свойственные процессам, происходящим в энергетическом сегменте экономик технически развитых стран.
- В Санкт-Петербурге и Ленинградской областиотмечен рост электропотребления, превышающий среднюю динамику по стране и составляющий 5-7% в год.

Уровень максимальных электрических нагрузок уже превысил уровень 1990 года. При этом увеличение потребления электроэнергии в непромышленном секторе происходит более высокими темпами.

Несмотря на спад электропотребления в производстве 2009 году, составивший 6,3% по отношению к 2008 году, предполагается, что до 2020 года рост потребления электроэнергии будет определяться ускоренными темпами развития отраслей промышленности, а также продолжающимся ростом потребления электроэнергии в коммунально-бытовом секторе.

ПТД Страница 26 из 102

Потребление электроэнергии к 2020 году в целом по стране, по предварительным расчётам, составит 1270,7 млрд. кBm*u, а динамика электропотребления, как указывалось выше, составит в базовом варианте 2,2%.

Рассматривая состояние и перспективы развития электроэнергетики в России, следует отметить следующее:

- в основных отраслях экономики (строительство, промышленность, предприятия по переработке и хранению сельскохозяйственной продукции и др.) намечается рост установленных мощностей и рост потребления электрической энергии;
- потребление электроэнергии в коммунально-бытовом секторе имеет устойчивую тенденцию роста и может составить около 5% в год.

Руководствуясь прогнозными показателями роста электрических нагрузок на среднесрочный и долгосрочный периоды, а также учитывая недостаточное техническое оснащение электросетевых объектов и высокий уровень износа основного оборудования, в перспективе предстоит выполнить большой объем работ по техническому перевооружению и новому строительству объектов.

В этой связи, в распределительных электрических сетях Общества необходимо осуществить следующие мероприятия:

- провести комплексный технический аудит и диагностику технического состояния распределительных электросетевых объектов, находящихся на балансе ОАО «Ленэнерго»;
- разработать Схемы развития распределительных электрических сетей напряжением 35-110 кВ и 6-10 кВ на основе планов социально-экономического развития регионов (субъектов РФ) и их административных образований;
- разработать и реализовать Программу по уменьшению потерь электрической энергии в распределительных электрических сетях с 10,76%.% до 8,9% (до 2016 г.);
- разработать целевую программу модернизации систем телемеханики с планируемой реализацией программы не позднее 2025г.

В 2009 году департаментом эксплуатации ОАО «Ленэнерго» была разработана детализированная программа реновации основного и вспомогательного оборудования ОАО «Ленэнерго» на 2010-2019 годы, направленная на снижение уровня физического износа оборудования. В соответствии с указанной программой ОАО «Ленэнерго» необходимо дополнительное финансирование порядка 400 млрд. рублей на замену оборудования, отработавшего нормативный срок. 48 ПС 35 кВ и 44 ПС 110 кВ ОАО «Ленэнерго» требуют полной замены первичного и вторичного оборудования.

Сводная таблица по оценке необходимых материальных затрат на реализацию программы реновации основного и вспомогательного оборудования ОАО «Ленэнерго» приведена ниже:

Наименование оборудования	Количество, шт/км	Физический объем	Потребность в финансировании, тыс.руб.
ПС 35-110 кВ	шт.	259	85 000 188,00
ВЛ 35-110 кВ	KM.	4 902	93 310 204,00
КЛ 35-110 кВ	KM	247,4	12 683 118,59
ВЛ/КЛ 0,4-10 кВ	KM	20 544	48 461 820,92
ТП 6-10/0,4 кВ	шт.	8 787	168 183 180,00
Итого по ОАО «Ленэнерго»			407 638 511,51

Проводимая в течение последних лет реконструкция действующих подстанций электрических сетей не решила задачу комплексной замены основных фондов, и в связи с этим, проблема надёжности работы оборудования и электроснабжения потребителей с каждым годом обостряется.

ПТД Страница 27 из 102

Стратегически правильным вариантом решения этой проблемы является ускоренное строительство новых ПС 35-110кВ с одновременной реконструкцией участков прилегающей сети 10-110кВ на основе высоконадёжного оборудования нового поколения, вывод из работы устаревшего, отработавшего сверх нормативного срока оборудования находящихся по настоящее время в эксплуатации ПС 35-110кВ.

Частичная реконструкция или восстановление распределительных электросетевых объектов с использованием неэффективных схемных и технических решений, а также применение морально устаревшего оборудования, имеющего небольшой срок службы, низкий уровень надежности, управляемости, автоматизации и наблюдаемости должны быть запрещены.

В этой связи, Положение предусматривает разработку общих технических требований, технических решений и нормативно-технических документов для регламентирования перехода к сетям нового поколения, которые должны отвечать уровню экономического развития России на период до 2020 года, а также требованиям по надежности электроснабжения потребителей и качеству электрической энергии.

При анализе текущего состояния распределительных электрических сетей напряжением 0,4-110 кВ стало очевидным, что наиболее слабым звеном в системе передачи электроэнергии от магистральных электрических сетей до потребителей являются сети напряжением 6-10 кВ.

С целью снижения числа аварийных отключений и их продолжительности в электрических сетях напряжением 6-10 кВ, потребуется, в первую очередь, реализовать в сетях данного класса напряжения *магистральный принцип построения*, предусматривающий организацию сетевого резервирования потребителей, локализацию аварийных участков питающей сети и как следствие, снижение показателей недоотпуска электрической энергии.

С целью увеличения пропускной способности сетей напряжением 6-10 кВ, значительного повышения надежности их функционирования, а также достижения к 2019 году запланированного показателя снижения физического износа сетей, необходимо отдать приоритет строительству магистральных линий. При этом необходимый объём по реновации ЛЭП 0,4-10 кВ составляет 20 544км.

Строительство магистралей должно осуществляться одновременно с оборудованием их пунктами ABP, секционирующими пунктами и другим оборудованием, предусмотренным в Схемах развития районов распределительных электрических сетей.

Такой подход к восстановлению электросетевых объектов обеспечит в рассматриваемом среднесрочном периоде времени ускоренный переход всего распределительного электросетевого комплекса на более высокую ступень технического развития.

ПТД Страница 28 из 102

Раздел 3. Основные направления технической политики в распределительных электрических сетях

Распределительные электрические сети являются технологическим комплексом, обеспечивающим передачу электрической энергии от объектов генерации, магистральных электрических сетей ОАО «ФСК ЕЭС» к потребителям в нормальном и послеаварийном режимах, с поддержанием её нормированного качества и требуемых уровней надежности электроснабжения при оптимальных эксплуатационных затратах.

3.1. Схемы развития распределительных электрических сетей

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 17.10 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», основной целью разработки схем перспективного развития электросетевого комплекса является развитие сетевой инфраструктуры, обеспечивающей удовлетворение долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство электросетевых объектов.

Основной задачей разработки Схем развития электроэнергетики региона (далее Схемы) распределительных электрических сетей должно стать определение технически выверенных и экономически обоснованных решений, обеспечивающих поэтапное развитие ОАО «Ленэнерго» на расчетный период.

Схемы являются основным документом при формировании инвестиционных программ ОАО «Ленэнерго» и должны обеспечивать инновационное развитие распределительного электросетевого комплекса.

Схемы разрабатываются отдельно для электрических сетей 35-110 кВ, в границах зон ответственности ОАО «Ленэнерго» (границах субъектов РФ), а также для сетей напряжением 6-20 кВ.

В Схемах должны обосновываться и определяться:

- основные технические направления развития распределительных электрических сетей;
- требуемые объемы нового строительства, технического перевооружения и реконструкции распределительных электрических сетей;
 - выбор оптимальных классов напряжения;
 - допустимые значения токов короткого замыкания;
- необходимость компенсации емкостных токов замыкания на землю в сетях
 6 35 кВ, а также компенсации реактивной мощности;
 - общие требования к организации системы учета электрической энергии;
- требования по сетевому резервированию и применению автономных источников электроснабжения;
 - определение «закрытых» для технологического присоединения центров питания;
- основные технические требования при выдаче мощности объектов малой генерации;
 - надежность электроснабжения крупных городов и мегаполисов;
 - принципы перехода к активно-адаптивным сетям.

3.1.1. Общие требования к разработке Схем развития

<u>Схемы и программы развития электроэнергетики регионов должны</u> формироваться на основании:

- схемы и программы развития Единой энергетической системы России;

ПТД Страница 29 из 102

- прогноза спроса на электрическую энергию и мощность, разрабатываемого по субъектам Российской Федерации (региональным энергосистемам) и основным крупным узлам нагрузки, расположенным на территории субъекта Российской Федерации;
- ежегодного отчета о функционировании Единой энергетической системы России и данных мониторинга исполнения схем и программ перспективного развития электроэнергетики;
- сведений о заявках на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей;
- предложений системного оператора по развитию распределительных сетей, в том числе по перечню и размещению объектов электроэнергетики, полученных на основе результатов использования перспективной расчетной модели для субъектов Российской Федерации, а также предложений сетевых организаций и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации по развитию электрических сетей и объектов генерации на территории субъекта Российской Федерации;
- предложений субъектов оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах о перечне и размещении генерирующих и сетевых объектов на территории субъектов Российской Федерации, относящихся к технологически изолированным территориальным электроэнергетическим системам.

При разработке Схем перспективного развития также рекомендуется учитывать следующие документы и исходные данные:

- утвержденные планы социально-экономического развития региона (субъекта РФ), административного района или образования, включающие в себя:
 - планируемые объемы промышленного и гражданского строительства;
 - перспективы развития инженерной и технологической инфраструктуры;
- планы нового строительства или расширения существующих в регионе объектов генерации;
 - планы строительства возобновляемых и нетрадиционных источников энергии;
- технико-экономические доклады (обоснования) или данные, характеризующие уровень энергообеспеченности и электропотребления, а также планируемая динамика роста данных показателей;
 - планируемые демографические и миграционные изменения;
- результаты технического аудита и инвентаризации электросетевых объектов, находящихся на балансе OAO «Ленэнерго»;
 - отчетные данные ОАО «Ленэнерго» за последний финансовый год;
- инвестиционные программы OAO «Ленэнерго», программы реновации электрических сетей, данные о выданных технических условиях на технологическое присоединение;
 - оценки потребности в электротехническом оборудовании, изделиях, материалах.

Схемы развития электроэнергетики региона и Схемы развития 6-20 кВ должны разрабатываться на постоянной основе на период 5 лет, а в течение срока их действия, подлежат уточнению и корректировке не реже одного раза в два года.

Схемы должны включать в себя:

- реализацию новых требований топологического построения электрической сети и выбор схемных решений на расчетный период времени;
- рекомендации по объемам нового строительства, расширению, реконструкции и техническому перевооружению сетевых объектов;
- технические мероприятия, направленные на увеличение пропускной способности сети;

ПТД Страница 30 из 102

- мероприятия по повышению надежности, управляемости и контроля параметров электрической сети и ее элементов;
- мероприятия по энергоэффективности и энергосбережению, включая рекомендации по снижению технических и коммерческих потерь;
- разработку предложений по совершенствованию эксплуатации и применению передового оборудования, изделий, материалов, а также инновационных технологий при строительстве, реконструкции и техническом перевооружении электросетевых объектов.

3.1.2. Принципы построения Схем распределительных электрических сетей

<u>Технические решения, принятые в Схемах распределительных электрических</u> сетей, должны обеспечивать:

- нормированные уровни надёжности для каждой группы потребителей;
- требуемое качество электроэнергии у потребителей;
- оптимальные потери электроэнергии в элементах сети;
- поддержание требуемых параметров технологического режима работы оборудования при изменении электрических нагрузок;
- непрерывный автоматический сбор информации по точкам учета энергии на границе балансовой принадлежности;
 - снижение эксплуатационных затрат.

<u>Развитие распределительных электрических сетей напряжением 35-110 кВ</u> <u>должно</u> осуществляться на основе утвержденных Схем развития электроэнергетики региона, Схем перспективного развития ОАО «Ленэнерго», в границах субъекта РФ и согласовываться со Схемами развития ЕНЭС.

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

При этом длина отходящих магистральных фидеров 6-20 кВ от РУ центра питания не должна превышать 20-25 км.

Центры питания с высшим напряжением 35-110 (220) кВ должны подключаться не менее чем к двум независимым сетевым источникам питания и, как правило, иметь два силовых трансформатора на подстанции.

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

При развитии сетей 110 кВ рекомендуется обеспечивать двухстороннее питание подстанций, присоединенных к одноцепной ВЛ 110 кВ. Длина такой ВЛ, как правило, не должна быть больше 120 км, а количество присоединяемых промежуточных подстанций больше трех.

<u>Развитие распределительных электрических сетей напряжением 6-20 кВ</u> должно осуществляться на основе утвержденных Схем развития районов распределительных электрических сетей, территориально охватывающих, как правило, административные районы (административные образования) субъектов $P\Phi$.

Основным принципом построения данных электрических сетей, с преобладанием воздушных линий электропередачи, должен стать магистральный принцип.

Построение магистрали в сети напряжением $6-20~\mathrm{kB}$ должно производиться от центра питания (ПС $35-750~\mathrm{kB}$) до точки соединения, через пункт ABP, с другой магистралью, от другого центра питания.

ПТД Страница 31 из 102

Под магистралью также следует понимать воздушные линии электропередачи, отходящие от двух секций шин РУ 6-20 кВ ПС 35-750 кВ для электроснабжения РП или РТП 6-20 кВ без ответвлений к другим потребителям на всем их протяжении.

При наличии на магистралях ответвлений (отпаек) рекомендуется, в целях повышения надёжности электроснабжения потребителей, секционировать магистрали управляемыми автоматическими выключателями (реклоузерами).

Ответвления от магистралей, в зависимости от их протяжённости и подключенной нагрузки, должны быть оборудованы автоматическими отключающими коммутационными аппаратами, в том числе реклоузерами.

Для повышения пропускной способности сети и восприимчивости к изменениям электрических нагрузок без нарушения качественных показателей поставляемой потребителю электроэнергии, допускается на магистралях устанавливать вольтодобавочные трансформаторы и/или конденсаторные батареи, работающие в автоматическом режиме.

Сечение проводов на магистралях не должно изменяться по всей их длине.

В сетях, с преобладанием кабельных линий передачи (городские сети) рекомендуется применять петлевую, а также двух или многолучевую схему построения сети.

На магистралях должны применяться:

- опоры с изгибающими моментами, соответствующими требованиям пункта
 3.3.1.1. Положения;
- ответвления от магистрали, в зависимости от требований по категорийности потребителя, могут выполняться на опорах меньшей прочности;
 - на магистралях с ответвлениями должна применяться штыревая изоляция;
 - на магистралях без ответвлений должна применяться подвесная изоляция;
- на промежуточных опорах должна применяться штыревая изоляция с проушиной с применением спиральных вязок при креплении проводов к изолятору;
- на анкерных и концевых опорах для крепления проводов должны применяться натяжные изолирующие подвески.

<u>При разработке Схем напряжением 0,4 кВ необходимо учитывать следующие основные требования:</u>

- сети должны строиться по радиальному принципу, как правило, в полнофазном исполнении;
- для ответственных потребителей, при организации сетевого резерва, необходимо устанавливать устройства ABP непосредственно на вводе 0,4 кВ;
- воздушные сети должны выполняться только с применением самонесущих изолированных проводов одного сечения по всей длине фидера;
- при проектировании и строительстве ВЛ 0,4 кВ разрешается использовать опоры линий электропередачи напряжением 6-20 кВ для совместной подвески с СИП на напряжении 0,4 кВ;
- в городах и населенных пунктах рекомендуется прокладывать линии электропередачи напряжением 0,4 кВ в кабельном исполнении;
- не допускается реконструкция и новое строительство воздушных линий электропередачи напряжением 0,4 кВ с применением неизолированных проводов.

3.1.2.1. Основные мероприятия, повышающие пропускную способность сетей и их адаптивность к изменяющимся нагрузкам

Развитие электрических сетей должно обеспечивать увеличение пропускной способности распределительных электрических сетей на всём протяжении периода их

ПТД Страница 32 из 102

эксплуатации и реализовываться через проектные решения, принятые в Схемах развития электроэнергетики региона и Схемах развития 6-20 кВ районов электрических сетей с учётом планируемых электрических нагрузок.

Для повышения пропускной способности сетей в Схемах рекомендуется предусматривать следующие мероприятия:

- применение на ВЛ 35-110 кВ неизолированных проводов с увеличенной допустимой температурой нагрева;
 - внедрение высокотемпературных сверхпроводящих кабелей (ВТСП);
 - применение магистрального принципа построения сетей 6-20 кВ;
 - применение на ВЛ проводов сечением не менее значений указанных в ПУЭ;
 - внедрение системы температурного мониторинга проводов ВЛ;
- проектирование и строительство ВЛ в габаритах более высоких классов напряжения с учетом резервирования, в случае необходимости, земельных участков под строительство разгрузочных подстанций и охранных зон линий электропередачи;
- при строительстве ВЛ, проходящих в труднодоступных местах, характеризующихся высокой плотностью нагрузки, где последующий перевод ВЛ на более высокий класс напряжения связан с трудно выполнимыми условиями прохождения её на местности и/или большими затратами, при соответствующем технико-экономическом обосновании, рекомендуется применять провода повышенного сечения на ВЛ 110 кВ до 500 мм², на ВЛ 35 кВ до 240 мм², на ВЛ 6-20 кВ до 150 мм²;
- предусматривать при проектировании и строительстве ВЛ конструкции опор, рассчитанные на подвеску вторых и более цепей;
- применение в процессе эксплуатации в сетях напряжением 6-20 кВ вольтодобавочных трансформаторов;
- переход к строительству столбовых трансформаторных подстанций 6-20/0,4 кВ и подстанций глубокого ввода 35/0,4 кВ;
- применение современных средств компенсации и регулирования реактивной мошности;
- оснащение исполнительными механизмами (приводами) для воздействия на активные элементы сети (выключатели, ABP, секционирующие пункты, РПН, ВДТ, конденсаторные установки), с целью изменения её топологических параметров и воздействия на смежные энергетические объекты, по заранее согласованным сценариям;
- создание программного обеспечения единого для сети в целом, с учётом зоны ответственности за процесс передачи и распределения электроэнергии от генерации до потребителя.

3.1.3. Рекомендации по выбору классов напряжения

Перевод действующих электрических сетей на более высокий класс напряжения должен производиться с целью увеличения их пропускной способности, уменьшения потерь электрической энергии в элементах сети, обеспечения качества электроэнергии у потребителя. Данные задачи рассматриваются при разработке Схем развития электроэнергетики региона, а также Схем распределительных электрических сетей 6-20 кВ с проведением технико-экономического обоснования.

На вновь сооружаемых воздушных линиях электропередачи напряжением 6-20 кВ, которые в соответствии с утвержденными Схемами развития должны переводиться в перспективе на более высокий класс напряжения, рекомендуется применять опоры и изоляцию соответствующую следующему (более высокому) по ступени классу напряжения. Вышеуказанный принцип должен применяться при выборе класса изоляции на вновь прокладываемых кабельных линиях.

ПТД Страница 33 из 102

Критерием выбора класса напряжения при реконструкции или техническом перевооружении распределительных электрических сетей должны являться суммарные затраты в сетях всех классов напряжений.

При сравнении вариантов электрических сетей с разными классами напряжений, имеющих равные затраты или затраты, отличающиеся между собой на величину не превышающую 10%, приоритет должен отдаваться варианту развития сетей с более высоким классом напряжения распределительной электрической сети.

На территориях Ленинградской области, где в настоящее время доминирующее развитие получили сети 35 кВ, а требуется выполнение объемов работ по реконструкции и техническому перевооружению действующих сетей 6-20 кВ, следует рассматривать вариант перевода сетей 6-20 кВ на напряжение 35 кВ (глубокого ввода).

3.1.4. 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 должны применяться два вида АВР – сетевой и местный.

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

Местный ABP должен выполняться для включения резервного ввода на шины высшего напряжения $T\Pi$ 6-20/0,4 кВ или $P\Pi$ 6-20 кВ после исчезновения напряжения на рабочем вводе. Местный ABP допускается выполнять на стороне 0,4 кВ двух трансформаторной $T\Pi$ 6-20/0,4 кВ с двух сторонним питанием.

Для ответственных потребителей, не терпящих перерыва электроснабжения, вместе с сетевым резервированием должно применяться резервирование от автономного (резервного или аварийного) источника питания, в качестве которого могут быть использованы дизельные, газопоршневые, газотурбинные электростанции или электростанции иного типа, а также агрегаты бесперебойного питания.

Установка и подключение автономных источников питания к распределительным электрическим сетям, должна производиться на основании технических условий, выдаваемых сетевыми организациями.

Резервные или аварийные источники электроснабжения должны подключаться на выделенные шины гарантированного питания, к которым подключены электроприемники, для которых требуется высокая надёжность электроснабжения.

Параллельная работа аварийных и резервных источников питания с распределительными сетями не допускается.

В зависимости от требований потребителя к уровню заявленной надежности электроснабжения электроприемников, резервные или аварийные источники питания должны быть оборудованы системой автоматического пуска при отключении основного (централизованного) источника электроснабжения.

3.1.5. Определение «закрытых» для технологического присоединения центров питания

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 г. № 861 «Об утверждении правил не дискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, правил не дискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических

ПТД Страница 34 из 102

установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям», определены критерии возможности технологического присоединения, а именно:

- нахождение энергопринимающего устройства, в отношении которого подана заявка на техническое присоединение, в пределах территориальных границ обслуживания соответствующей сетевой организации;
- сохранение условий электроснабжения (установленной категории надежности электроснабжения и сохранения качества электроэнергии) для прочих потребителей, энергопринимающие установки которых, на момент подачи заявки заявителя присоединены к электрическим сетям сетевой организации или смежных сетевых организаций;
- отсутствие ограничений на присоединяемую мощность на объектах электросетевого хозяйства, к которым надлежит произвести технологическое присоединение;
- отсутствие необходимости реконструкции или расширения (сооружения новых) объектов электросетевого хозяйства.

В случае несоблюдения любого из указанных критериев техническая возможность технологического присоединения к центру питания отсутствует, а сам центр питания считается «закрытым».

К «закрытым» центрам питания также относятся подстанции, у которых при увеличении присоединяемой к ним мощности и/или потребителей невозможно обеспечить:

- нормативные, проектные и технические параметры;
- нормированные показатели надежности и качества передаваемой электрической энергии;
 - надлежащий уровень безопасной эксплуатации электросетевого объекта.

Также, при техническом обосновании, к «закрытым» центрам питания допускается относить подстанции, для которых дополнительное технологическое присоединение вызывает необходимость их расширения или реконструкцию.

В целях проверки обоснованности установления ОАО «Ленэнерго» факта отсутствия технической возможности, заявитель вправе обратиться в уполномоченный федеральный орган исполнительной власти по технологическому надзору для получения заключения об отсутствии технической возможности технологического присоединения.

Перечень «закрытых» для технологического присоединения центров питания в зоне планируемого подключения, должен предоставляться потенциальным заявителям на основании письменного запроса, а также публиковаться на официальном сайте ОАО «Ленэнерго».

3.1.6. Определение допустимых уровней токов короткого замыкания

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 производителями данного оборудования и материалов.

Максимальный уровень токов КЗ для сетей 35 кВ и выше должен ограничиваться параметрами выключателей, трансформаторов, проводниковых материалов и другого оборудования, а также условиями обеспечения устойчивости энергосистемы. При достижении уровня токов КЗ в сети 110кВ 40 кА и более необходимо выполнять ТЭО сравнение вариантов: по установке выключателей в сети на ток более 40 кА или реализации системных мероприятий по ограничению тока КЗ в сети.

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

ПТД Страница 35 из 102

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.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации оборудования и элементов электрических сетей необходимо применять комплекс мер по ограничению уровня токов КЗ, таких как:

- секционирование элементов электрических сетей в т.ч. ВЛ, КЛ, секций и систем шин РУ подстанций и РП;
 - установка токоограничивающих реакторов;
- использование трансформаторов с расщепленными обмотками на низкой стороне напряжения.
- В перспективе предполагается применение современных устройств с целью ограничений токов КЗ на основе силовой электроники в сетях всех классов напряжении.

3.1.7. Основные технические требования при выдаче мощности объектов малой генерации

При определении основных технических требований, предъявляемых к линиям электропередачи, трансформаторным подстанциям, распределительным устройствам, которые связанны с технологическим присоединением объектов малой генерации и выдачей от них мощности в электрическую сеть, следует руководствоваться следующими документами:

— «Методические рекомендации по определению предварительных параметров выдачи мощности строящихся (реконструируемых) генерирующих объектов в условиях нормальных режимов функционирования энергосистемы, учитываемых при определении платы за технологическое присоединение таких генерирующих объектов к объектам электросетевого хозяйства», утвержденные Приказом Минпромэнерго России от 30.04.2008 г. № 216;

Подключение объекта малой генерации к электрическим сетям производится на основании технических условий на присоединение, выдаваемых сетевой организацией, на балансе которой находятся указанные электрические сети и утвержденной схемы выдачи мощности. Данные технические условия и схема выдачи мощности должны согласовываться с ОАО «СО ЕЭС», для объектов генерации свыше 5 МВт.

Технические условия в обязательном порядке должны содержать следующие требования, предусматривающие:

- наличие устройств автоматической синхронизации генераторов с энергосистемой;
- релейную защиту и противоаварийную автоматику, исключающих несинхронное включение энергетических установок в электрическую сеть, а также подачу несинхронного напряжения на энергетические установки от электрических сетей;
 - организацию каналов передачи оперативной и технологической информации.

На основании выданных ТУ разрабатывается проектная документация по включению генератора в параллельную работы с энергосистемой.

- соответствии c «Положением об особенностях функционирования хозяйствующих субъектов, осуществляющих деятельность в области электроэнергетики удовлетворения собственных производственных преимущественно ДЛЯ утвержденным Постановлением Правительства РФ от 06.06.2006 г. № 355, каждый хозяйствующий субъект, владеющий электрическими станциями (электрической станцией), установленная генерирующая мощность которых составляет не менее 5 МВт, должен заключить возмездные договоры:
 - с сетевой организацией на оказание услуг по передаче электрической энергии;

ПТД Страница 36 из 102

– с ОАО «СО ЕЭС» на оказание услуг по оперативно-диспетчерскому управлению.

Для определения предварительной схемы выдачи мощности от объекта малой генерации, хозяйствующим субъектом, который планирует строить, реконструировать или расширять объект малой генерации требуется представить на согласование в сетевую организацию и системному оператору главную схему электрических соединений электростанции содержащей следующие данные:

- количество, номинальную мощность и напряжение присоединяемых генераторов;
 - количество и класс напряжения существующих и/или вновь сооружаемых РУ;
- количество электрической энергии, гарантированно выдаваемой в сеть в течение календарного года;
 - количество генераторных ячеек для каждого класса напряжения;
 - количество, мощность и напряжение устанавливаемых трансформаторов связи;
- количество и класс напряжения существующих и планируемых к сооружению линий электропередачи.

Указанные выше требования распространяются также на электростанции с генераторным напряжением установок до 1 кВ.

Данные электростанции должны в основном использоваться в качестве аварийного (резервного) источника электроснабжения или применяться в качестве базового источника электроснабжения, работающего на выделенную нагрузку, исключая параллельную работу с системой централизованного электроснабжения.

3.1.8. Надёжность электроснабжения крупных городов и мегаполисов

Надежность энергоснабжения городов и мегаполисов должна базироваться на сочетании следующих факторов:

- гарантированной обеспеченности покрытия пиков сезонных графиков электропотребления, располагаемой генерирующей мощностью и требуемой пропускной способностью электрических сетей;
- реалистично прогнозируемым ростом электропотребления, основанным на планах социально-экономического развития мегаполиса и его административных образований;
- своевременной разработкой и плановой реализацией Схем развития внешних и внутригородских систем электроснабжения, учитывающих планы ввода новых генерирующих мощностей;
- применением резервных и аварийных электростанций для электроснабжения ответственных потребителей.
- В городах должны преимущественно использоваться кабельные линии электропередачи различных классов напряжения, а проходящие по территории города воздушные линии электропередачи должны постепенно заменяться кабельными линиями.

Низковольтные линии электропередачи, предназначенные в основном для освещения улиц, должны выполняться исключительно изолированными проводами с применением специальных устройств обеспечивающих их подвеску и подключение или кабельными линиями.

Вновь сооружаемые подстанции должны выполняться в закрытом исполнении с применением компактного первичного электротехнического оборудования (преимущественно вакуумного или элегазового) и иметь минимальные размеры, обеспечивающие при этом надлежащий уровень безопасности, экологичности и удобство эксплуатации, а также вписываться в архитектурный облик городской зоны.

Для размещения электросетевого хозяйства должно активно осваиваться подземное пространство крупных городов, сооружаться высоковольтные кабельные линии,

ПТД Страница 37 из 102

предусматриваться резервирование территории для строительства кабельных сооружений, связанное с проектами развития территорий, реконструкцией и строительством новых инфраструктурных объектов.

Схема электроснабжения в крупных городах и мегаполисах должна обеспечивать, минимальное время восстановления электроснабжения потребителей при возникновении аварийных режимов, посредством применения сетевого резервирования, секционирования сети, применения быстродействующих АВР.

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

Система жизнеобеспечения потребителя должна обеспечивать в отсутствие электроснабжения от электрической сети общего назначения безопасное продолжение производственного процесса до его окончания (по полному или сокращенному циклу), либо выполнение всех технических и организационных мероприятий по безопасному и безаварийному прекращению производственного процесса.

Потребители должны самостоятельно определять требования к надежности собственной системы электроснабжения и соответственно к параметрам системы жизнеобеспечения.

Система жизнеобеспечения должна функционировать как при полном прекращении электроснабжения от электрической сети общего назначения, так и при изменениях электрических параметров сети, в том числе кратковременных, при которых продолжение обычной работы невозможно или связано с риском возникновения опасности. Потребители должны обеспечивать постоянную работоспособность системы жизнеобеспечения и ее готовность к запуску в любой момент времени.

Технологическое присоединение ответственных потребителей к электрической сети общего назначения должно включать контроль работоспособности системы жизнеобеспечения, а также постоянный мониторинг её состояния. Для регламентирования данных требований, исполнительными органами власти каждого крупного города или мегаполиса должна быть разработана необходимая нормативная база.

В системах энергоснабжения городов и мегаполисов требуется применять мероприятия, направленные на снижение уровня токов короткого замыкания посредствам разукрупнения трансформаторных подстанций, секционирования электрических сетей, а также использования различных токоограничителей для связи секций шин РУ и РП.

В крупных городах рекомендуется переход на более высокие классы напряжений в распределительной сети (с 6 на 10 кВ и с 35 на 110 кВ). Выбор класса напряжения должен производиться с учётом технико-экономического обоснования, а для отдельных реконструируемых объектов - с учётом особенностей существующего сетевого окружения.

Следует также рассматривать переход по Ленинградской области на распределительные сети 35 кВ, с производством и использованием специальных трансформаторов 35/0,4 кВ с расщепленными обмотками низкого напряжения для ограничения токов короткого замыкания в распределительных сетях 0,4 кВ.

В крупных городах и мегаполисах необходимо создавать, а где они существуют, усовершенствовать локальные комплексы противоаварийной автоматики (ПА), позволяющие исключать развитие аварийного процесса с потерей электроснабжения на значительной части или на всей территории мегаполиса.

ПТД Страница 38 из 102

Данные комплексы ПА городов должны учитывать качественное изменение структуры электропотребления с тенденцией постепенного уменьшения доли промышленной нагрузки и доминированием (более 70%) коммунально-бытовой нагрузки.

Локальные комплексы ПА должны строиться на принципах интеллектуальных сетей, быть избирательными, обладать быстродействием. Для реализации данного подхода требуется качественно новый уровень технического, нормативного, финансового и организационного обеспечения.

Необходимо выработать экономические принципы стимулирования потребителей к участию в процессе энергосбережения, а также закладывать указанные принципы в правила технологического присоединения, в договоры об оказании услуг по оперативнодиспетчерскому управлению и в договоры на энергоснабжение.

Отличительной особенностью проблемы надёжности электроснабжения крупных городов является её зависимость от надёжности теплоснабжения. Необходимо учитывать, что при нарушении работы городской системы теплоснабжения увеличивается помещений. электропотребление на обогрев жилых В этой связи, электроснабжения потребителей должна быть рассчитана на возможные сценарии развития аварийных ситуаций на теплофикационных объектах городской инфраструктуры.

Для крупных городов и мегаполисов должны быть разработаны и реализованы программы организационно-технических мероприятий по предотвращению выхода за критические границы режима электропотребления в наиболее сложные периоды аномально низких или высоких температур окружающей среды, совпадающих с периодами максимумов нагрузки и/или с ремонтными компаниями на электросетевых объектах.

При проектировании систем электроснабжения городов следует предусматривать резервирование электрической мощности (с учетом пропускной способности электрических сетей) в размере не менее 10% от максимальной нагрузки, предусмотренной имеющимися планами перспективного развития.

Для оценки балансов мощности и энергии необходимо учитывать значения минимальной расчетной температуры (СНиП 23-01-99), характерные для каждого климатического района.

Следует также обеспечить техническую возможность более широкого использования передвижных электростанций и подстанций.

При отработке технологии сверхпроводящих кабелей и переходе к их промышленному производству, следует рассматривать применение данной продукции в распределительных сетях крупных городов и мегаполисов.

3.1.9. Принципы перехода к активно-адаптивным сетям

Активно-адаптивная сеть – это полностью автоматизированная, саморегулирующаяся и самовосстанавливающаяся сеть, обеспечивающая эффективное управление транспортом электрической энергии.

ААС должна строиться на принципах интеллектуального интегрирования в электрическую сеть традиционной (распределенной) генерации, возобновляемых источников энергии, накопителей энергии, связанных между собой в единый технологический управляемый комплекс, работающий под контролем центров управления сетями с соблюдением заданных технологических режимов и ограничений. В некоторых случаях ААС может обходиться без генерации, используя при этом накопленную энергию, полученную из сети в ночной период времени по низкому тарифу.

ААС должна включать в себя комплекс технических, аппаратных и программных средств, позволяющих оперативно воздействовать на процесс передачи электрической энергии, изменение состояния и характеристик электрической сети с целью оптимизации, управления, контроля и измерения её параметров в режиме реального времени.

ПТД Страница 39 из 102

<u>Переход к активно-адаптивным распределительным электрическим сетям должен быть направлен на решение следующих основных задач:</u>

- управление транспортом электрической энергии и снижение потерь в элементах электрической сети при её передаче;
- повышение надежности и устойчивости системы электроснабжения потребителей за счёт мониторинга технического состояния элементов сети, предупреждения и локализации аварийных ситуаций;
- поддержание распределительной электрической сети в стабильном режиме работы за счет сглаживания графиков нагрузки;
 - обеспечение потребителя электроэнергией надлежащего качества;
- повышение управляемости распределительной электрической сети и её наблюдаемости;
- широкой интеграции распределенных источников электроэнергии в электрическую сеть.

<u>Распределительные электрические сети, при переходе к активно-адаптивной сети, должны включать в себя следующие элементы:</u>

- линии электропередачи, адаптирующиеся к изменяющимся параметрам сети и направлениям потоков мощности;
- коммутационные аппараты с высокой отключающей способностью и большим эксплуатационным ресурсом;
- современные цифровые устройства защиты, противоаварийной автоматики, телемеханики и связи;
 - традиционные и возобновляемые источники электроэнергии;
 - устройства для аккумулирования (накопления) электрической энергии;
- устройства электромагнитного преобразования электроэнергии для регулирования потоков активной и реактивной мощности, регулирования напряжения в сети, ограничения токов короткого замыкания, регулирования напряжения по амплитуде и по фазе, а также для преобразования рода тока;
- автоматизированные системы управления, сбора и передачи информации о состоянии распределительной сети, режимах передачи мощности от генерирующих источников, обмене потоками мощности и электроэнергии со смежными сетями, а также об отпуске электрической энергии и мощности в сети потребителя;
 - системы автоматизированного учета потребляемой электрической энергии;
- автоматизированные системы измерения, контроля параметров сети и качества электрической энергии.

Организационные и технические мероприятия, проводимые при создании интеллектуальных сетей, а также алгоритмы работы систем управления, защит, измерения при переводе сетей на активно-адаптивные принципы функционирования, рекомендуется согласовывать со смежными электросетевыми организациями и системным оператором с целью организации единой информационно-технологической системы управления.

<u>Переход электрических сетей к работе, основанной на принципах активно-</u> адаптивной сети должен выполняться поэтапно:

<u>Первый этап</u> – определение концепции построения AAC, принципов её функционирования, а также разработка основных требований к реализации пилотных проектов AAC с выбором комплекса взаимосвязанных решений по силовому оборудованию, автоматизированным системам управления, программному обеспечению, средствам сбора и передачи информации.

<u>Второй этап</u> – реализация ряда пилотных проектов AAC в режиме опытнопромышленной эксплуатации с целью получения расчётных параметров системы, технико-экономических показателей, а также анализа и обобщения опыта эксплуатации.

ПТД Страница 40 из 102

<u>Третий этап</u> – разработка нормативно-правовых документов, регламентирующих юридические аспекты, организационные и технические мероприятия, а также последовательность их реализации при создании AAC.

<u>Четвертый этап</u> - полномасштабная реализация проектов AAC.

3.1.9.1. Основные принципы изменения топологии сетей 0,4-20 кВ для внедрения технологии Smart Grid

На первых этапах внедрения технологии Smart Grid в распределительный сетевой комплекс, активно-адаптивные сети должны рассматриваться как локализованный объект с высокой степенью управления, включающий в себя обособленные распределенные источники электрической энергии и соединенные между собой локальными электрическими сетями с потребителями.

Данные объекты должны иметь не менее двух точек присоединения к распределительной электрической сети, находящейся на балансе Общества.

При разработке ТЭО на создание активно-адаптивной сети, необходимо определить режим работы сети, с учётом присоединенных к ней объектов генерации на параллельную или раздельную работу с внешней распределительной сетью, а также получить соответствующие технические условия на создание и присоединение ААС.

Параллельная работа AAC с внешней распределительной сетью предполагает выдачу избыточной мощности объектов генерации во внешнюю распределительную сеть или потребление электроэнергии из неё в объёме, достаточном для покрытия дефицита генерации в AAC.

Параллельная работа AAC с внешней распределительной сетью требует разработки схемных решений, принятия проектных решений по параметрам строительства локальной распределительной сети, а так же по параметрам реконструкции прилегающей внешней распределительной сети напряжением 6-20 кВ с учётом изменения уровней токов КЗ и перетоков мощности в обоих направлениях.

Присоединение ААС к внешней распределительной сети должно осуществляться на принципах, отражённых в разделе 3.1.7. «Основные технические требования при выдаче мощности объектов малой генерации».

Параллельная работа AAC без распределенной генерации с внешней распределительной сетью должна предполагать работу только накопителя энергии в режиме набора ёмкости.

При выдаче мощности с накопителя в ААС, параллельная работа последней с распределительной электрической сетью не допускается в целях максимального использования КПД накопителя при его работе на выделенную (локальную) нагрузку и снижения необоснованных потерь во внешней распределительной сети. При снижении ёмкости накопителя, в процессе его работы (определяется уровнем напряжения) локальная сеть должна включаться через АВР во внешнюю распределительную сеть с одновременным отключением накопителя от локальной сети.

Раздельная работа AAC с внешней распределительной сетью должна осуществляться с токоразделом на ABP на принципах, изложенных выше. Такой режим не требует значительного изменения топологии, как локальных сетей, так и внешних распределительных сетей. В указанном случае AAC полностью работает в автономном режиме.

Параллельная работа AAC с внешней распределительной сетью на напряжении 0,4кВ не допускается.

3.2. Подстанции и распределительные устройства

При выборе оборудования и ошиновки по номинальному току необходимо учитывать нормальные эксплуатационные, послеаварийные и ремонтные режимы, а также

ПТД Страница 41 из 102

перегрузочную способность оборудования. Необходимо использовать цифровые устройства РЗ и ПА, системы сбора и передачи информации, системы телеуправления.

При выборе оборудования не производить расширение номенклатуры установленного оборудования в конкретном филиале ОАО «Ленэнерго». При принятии решения по расширению номенклатуры оборудования филиала необходимо выполнение ТЭО и согласование филиала эксплуатирующего данную электроустановку. Выбор оборудования осуществить преимущественно с учетом наличия центра авторизованного сервисного обслуживания производителя оборудования (и ПО) на территории г. Санкт-Петербург и минимальных затрат на эксплуатационное обслуживание в течение всего срока службы.

3.2.1. Технические требования к ПС 35-110/6-20 кВ

ПС 35-110/6-20 кВ должны отвечать следующим техническим требованиям:

- обеспечивать безопасную эксплуатацию;
- строиться на принципах компактности и высокой степени заводской готовности;
- рассчитываться на срок эксплуатации строительной части не менее 50 лет;
- обеспечивать совместимость с оборудованием, обладающим аналогичными характеристиками, готовность к применению нового оборудования и устройств, базирующихся на современной элементной базе;
- электрические схемы распределительных устройств подстанции, как правило, должны соответствовать «Схемам принципиальным электрическим распределительных устройств подстанций 35-750 кВ типовые решения»;
- компоновочные решения подстанций должны обеспечивать удобство и безопасность проведения осмотра, технического обслуживания и ремонта оборудования;
- первичное оборудование подстанций должно иметь срок службы не менее 30 лет;
- секции шин 6-20 кВ должны иметь, как правило, не более 10 отходящих линий на одну секцию РУ, а при количестве секций в РУ две и более рекомендуется разделять секции шин противопожарными перегородками;
- рекомендуется применять закрытые распределительные устройства 6-35 кВ модульного контейнерного типа повышенной заводской готовности;
- в целях уменьшения занимаемой площади земли и уменьшения эксплуатационных затрат рекомендуется применять малогабаритные подстанции с жесткой (в т.ч. изолированной) ошиновкой.

Подстанции 35-110 кВ рекомендуется оборудовать регистраторами аварийных процессов.

При замене первичного оборудования рекомендуется предусматривать замену вторичного оборудования и цепей вторичной коммутации.

При сооружении новых подстанций рекомендуется осуществлять постепенный переход к необслуживаемым подстанциям.

3.2.2. Технические требования к подстанциям 6-20 (35)/0,4 кВ

Для электроснабжения электроустановок мощностью 25-1600 кВА в электрических сетях, рекомендуется применять, в основном, комплектные трансформаторные подстанции.

Срок эксплуатации КТП должен составлять не менее 30 лет.

В электрических сетях городов рекомендуются к применению блочные комплектные ТП, вписывающиеся в архитектуру города, с малогабаритными комплектными распределительными устройствами модульного (комплектного) исполнения, включающие в себя оборудование ячейки РУ, такое как выключатель, разъединитель, трансформатор тока и напряжения.

ПТД Страница 42 из 102

Новые конструкции комплектных трансформаторных подстанций и подстанций закрытого исполнения должны выполняться:

- в бетонной или металлической оболочке с тепловой изоляцией и обладать антивандальной защитой;
- с наружным или внутренним обслуживанием, в зависимости от назначения и мощности подстанции;
 - контейнерного и модульного исполнения;
- с встроенными щитами наружного освещения, позволяющими их обслуживание другими организациями без захода в помещение подстанции;
- с малообслуживаемыми силовыми трансформаторами, имеющими низкие потери и уменьшенные массогабаритные параметры;
 - с гибкой ошиновкой для связи трансформатора с РУ 6-20 кВ и 0,4 кВ;
- с надежной коммутационной аппаратурой на стороне 6-20 кВ и 0,4 кВ, обладающей повышенным эксплуатационным ресурсом;
 - с кабельными и воздушными вводами;
- малогабаритными сборками РУ низкого напряжения, рассчитанными на токи короткого замыкания 30-70 кА.

Конструкция каждой секции РУ-0,4 кВ ТП, РТП (для г.Санкт-Петербург) должна предусматривать возможность размещения (установки) трех трансформаторов тока класса точности 0,5S на первичный ток, соответствующий нагрузке потребителей, в следующих местах:

- - после вводного автоматического выключателя РУ-0,4 кВ (направлением от силового трансформатора) на первичный ток, соответствующий номинальному току силового трансформатора с учетом перегрузочного коэффициента;
- на шинных спусках до автоматических выключателей 0,4 кВ на присоединениях отходящих кабелей к потребителям большой мощности на ток, соответствующий нагрузке потребителя;
- на присоединениях отходящих кабелей к потребителям в каждой фазе на ток, соответствующий нагрузке потребителей.

При необходимости доступа не электротехнического персонала абонентов к приборам учета электроэнергии для осуществления контроля показаний счетчиков в ТП, РТП строительная часть должна предусматривать реализацию данной задачи посредством кода, пароля (или иного решения). При снятии показаний счетчиков абонент не должен иметь возможности доступа в помещения с действующими электроустановками РУ-0,4-6-10 кВ.

В качестве трансформаторных подстанций 6-20/0,4 кВ мощностью 16-100 кВА рекомендуется применять столбовые ТП с установкой их на опоре ВЛ. Конструкция трансформаторов, применяемых для подстанций столбового исполнения должна отвечать следующим основным требованиям:

- назначенный срок эксплуатации не менее 30 лет;
- герметичное исполнение, не требующее обслуживания;
- отсутствие радиатора со стороны крепления к опоре;
- антивандальное исполнение;
- безопасность и экологичность.

Установка столбовых ТП должна привести к упрощению схемы подключения.

При мощности трансформаторной подстанции 160 кВА и более, с учётом климатических условий и места их установки, рекомендуется применять конструкции ТП 6-20/0,4 кВ закрытого исполнения или киоскового типа с воздушными и кабельными вводами.

ПТД Страница 43 из 102

3.2.3. Первичное оборудование подстанций

При выборе оборудования по номинальному току необходимо учитывать нормальные эксплуатационные, послеаварийные и ремонтные режимы, а так же перегрузочную способность оборудования.

3.2.3.1. Силовые и регулировочные трансформаторы

Силовые трансформаторы.

На подстанциях 35-110 кВ должны применяться силовые трансформаторы отвечающие следующим требованиям:

- оборудованные устройствами автоматического регулирования напряжения под нагрузкой, в том числе, с микропроцессорными блоками управления;
 - иметь необходимую динамическую стойкость;
- с применением вводов 110 кВ с твёрдой RIP изоляцией и твёрдой изоляцией вводов 35 кВ;
 - оснащаться современными устройствами защиты масла от окисления;
- обеспечивать возможность мониторинга состояния трансформаторов мощностью 25 мВА и выше;
 - обладать пониженным уровнем шума и вибрации;
 - обладать низким уровнем потерь.

Для снижения электропотребления на собственные нужды рекомендуется использовать отводимое тепло от силовых трансформаторов для отопления сооружений подстанции.

На ТП 6-20/0,4 кВ должны применяться силовые трансформаторы:

- маслонаполненные герметичные, заполненные жидким негорючим диэлектриком, литые или сухие с уменьшенными потерями и массогабаритными параметрами, а также специальные конструкции трансформаторов мощностью до 100 кВА, предназначенные для установки на опорах ВЛ;
 - с симметрирующими устройствами;
 - со схемой соединения обмоток ∆/Үн или Ү/Zн.

В трансформаторных подстанциях, 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.

При новом строительстве запрещается размещать ТП, РП и РТП в зданиях.

При выдаче ТУ и ТЗ на реконструкцию ТП, встроенных в жилые дома, предусмотреть их вынос из жилого дома. При невозможности выноса ТП из жилого дома предусмотреть мероприятия по снижению шума, вибраций и электромагнитных излучений.

<u>Регулировочные трансформаторы</u> рекомендуется устанавливать:

- на трансформаторных подстанциях, оборудованных трех обмоточными трансформаторами напряжением 110/10/6 кВ, как правило, в обмотку напряжения 10 кВ;
- на подстанциях 35-110 кВ с устройствами ПБВ, где регулирование напряжения не отвечает исходным требованиям при использовании ПБВ.

При применении регулировочных трансформаторов следует проверять их на термическую и динамическую стойкость к токам КЗ.

3.2.3.2. Коммутационные аппараты

<u>В сетях напряжением 110 кВ</u> рекомендуется применять элегазовые выключатели колонкового или бакового типа с пружинными приводами, с двумя катушками отключения.

ПТД Страница 44 из 102

Допускается также применение вакуумных выключателей в сетях указанного выше класса напряжения после аттестации выключателей.

В цепях шунтирующих реакторов и батарей статических конденсаторов выключатели должны быть оборудованы устройствами синхронной коммутации, которые обеспечивают их работоспособность во всём требуемом диапазоне с учётом климатических условий.

Комплектные РУ с элегазовой изоляцией напряжением 110 кВ, включающие в себя сборные шины, выключатели, заземляющие разъединители и другое электротехническое оборудование, должны размещаться в герметичном металлическом корпусе, заполненным элегазом, не требующим обслуживания и имеющим смотровые окна.

 $\underline{B\ cemsx\ 35\ \kappa B}$ рекомендуется применять вакуумных выключателей, применение элегазовых выключателей допускается как исключение (с подготовкой ТЭО).

В сетях напряжением 6-20 кВ следует применять:

- вакуумные выключатели внутренней установки;
- вакуумные выключатели наружной установки (реклоузеры) на ВЛ;
- вакуумные выключатели нагрузки наружной установки на ВЛ;
- вакуумные выключатели нагрузки внутренней установки;
- элегазовые выключатели допускается применять как исключение на присоединениях с большими токами или в стесненных условиях при соответствующем обосновании;
 - предохранители-разъединители.

Вакуумные выключатели должны отвечать следующим требованиям:

- иметь низкий уровень коммутационных перенапряжений;
- обеспечивать надёжную работу без ремонта до выработки установленного коммутационного и эксплуатационного ресурса;
 - иметь минимальные затраты на обслуживание.

3.2.3.3. Разъединители

<u>В сетях напряжением 35-110 кВ</u> рекомендуется применять разъединители с электроприводом всех ножей и дистанционным управлением.

B сетях напряжением 6-20 кB рекомендуется применять предохранителиразъединители и разъединители, отвечающие современным требованиям эксплуатации.

Изоляторы, применяемые на разъединителях, могут выполняться как из полимерных материалов, так и из фарфора с улучшенными эксплуатационными характеристиками.

3.2.3.4. Реакторы

B сетях 110 кВ следует применять шунтирующие реакторы с выключателями, обладающие повышенным коммутационным ресурсом и устройством синхронной коммутации.

 $B \ cemsx \ 6-35 \ \kappa B$ следует применять токоограничивающие реакторы с полимерной изоляцией с малыми потерями электроэнергии и увеличенной динамической стойкостью к токам КЗ. Реакторы аналогичного типа следует применять для установки на вводах $6-20 \ \kappa B$ силовых трансформаторов или на присоединениях отходящих линий.

Для компенсации емкостных токов замыкания на «землю» и снижения перенапряжений при однофазных дуговых замыканий на «землю» в сетях 6-35 кВ рекомендуется применять плавнорегулируемые ДГР с автоматическим регулятором настройки. В стеснённых условиях подстанций закрытого типа возможно применение дугогасящих агрегатов (ДГР и трансформатор для его подключения в одном корпусе).

ПТД Страница 45 из 102

3.2.3.5. Измерительные трансформаторы и датчики

Измерительные трансформаторы тока напряжением 35-110 кВ должны применяться с элегазовым наполнением, маслонаполненные, с песчанно-масляной изоляцией или с литой изоляцией, а также оптические.

Измерительные трансформаторы тока должны иметь пожаро- и взрывобезопасное исполнение, высокую эксплуатационную надёжность и требуемый класс точности, в том числе для целей коммерческого учёта не ниже 0,2 или 0,2S.

Измерительные трансформаторы тока должны иметь не менее пяти вторичных обмоток (кернов).

Измерительные трансформаторы напряжения 35-110 кВ индукционного типа должны быть антирезонансными или выполняться с ёмкостными делителями и предназначаться для подключения цепей релейной защиты и автоматики.

Измерительные трансформаторы напряжения должны иметь:

- класс точности не ниже 0,5 при их использовании в сетях коммерческого учёта электроэнергии, с отдельной обмоткой для учёта;
 - антирезонансное исполнение конструкции.

Наряду с измерительными трансформаторами тока и напряжения, основанными на электромагнитном принципе работы, допускается применение оптических измерительных трансформаторов тока (датчиков тока) и оптических трансформаторов напряжения.

Измерительные трансформаторы тока и напряжения, применяемые в сетях напряжением 6-20 кВ должны иметь:

- литую изоляцию;
- не менее двух вторичных обмоток;
- антирезонансное исполнение.

Конструкция трансформаторов тока и напряжения, предназначенных для размещения в шкафах КРУ или камерах КСО должна обеспечивать их надёжную эксплуатацию, пожарную и взрывобезопасность.

Все применяемые трансформаторы тока и напряжения должны обслуживаться с минимальными эксплуатационными затратами.

3.2.3.6. Ограничители перенапряжений

В сетях, напряжением 35–110 кВ, 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.

ОПН рекомендуется оснащать датчиками тока для проведения диагностики под напряжением.

В целях визуального контроля ОПН целесообразно применять светлого оттенка.

На ВЛ 35-110 кВ, защищённых грозозащитными тросами, в местах прохождения ВЛ по землям с высоким удельным сопротивлением грунтов, рекомендуется на нижних проводах ВЛ устанавливать ОПН от обратного перекрытия.

На центрах питания напряжением 35-110 кВ ОПН должны устанавливаться в распределительных устройствах подстанций вблизи силовых трансформаторов, на шинах ВН. Для повышения грозоупорности рекомендуется устанавливать ОПН на подходах ВЛ к подстанции.

В сетях 6-20 кВ ОПН необходимо устанавливать для защиты электроуборудования распределительных устройств, пунктов секционирования, пунктов автоматического включения резерва, а также оборудования потребительских трансформаторных подстанций напряжением 6-20/0,4 кВ.

Конструкция ОПН должна предусматривать взрывобезопасное исполнение, не менять свои характеристики в течение назначенного срока эксплуатации.

ПТД Страница 46 из 102

Выбор типа применяемого ОПН, в том числе предназначенного для замены вентильных разрядников должен обосновываться расчетом, учитывающим следующие факторы:

- допустимое длительное рабочее напряжение;
- величину токов КЗ электрической сети, в которой он устанавливается;
- уровень перенапряжений, вызванный грозовыми или коммутационными перенапряжениями.

Уровень ограничения перенапряжений, достигаемый при установке ОПН должен соответствовать уровню изоляции оборудования, установленного на подстанции.

При выборе электрических параметров ОПН необходимо осуществлять расчеты сетей и рассеиваемой энергии в ОПН при воздействии коммутационных и квазиустановившихся перенапряжений.

На ВЛ 6–20 кВ, с целью сокращения числа устанавливаемых аппаратов, допускается применение ОПН, совмещающих в себе функции механического опорного элемента и защитного аппарата от грозовых и коммутационных перенапряжений.

3.2.3.7. Статические компенсирующие устройства

С целью обеспечения требуемого качества электрической энергии и снижения её потерь, а также для повышения пропускной способности электрической сети рекомендуется устанавливать статические компенсирующие устройства, в том числе:

- тиристорно-реакторные группы, коммутируемые выключателями;
- конденсаторные установки;
- компенсирующие (с использованием фильтров) устройства;
- статические тиристорные компенсаторы на базе силовой электроники;
- статические компенсирующие устройства на базе управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов.

В слабо загруженных сетях напряжением 110 кВ для компенсации зарядной мощности линий могут использоваться управляемые и нерегулируемые шунтирующие реакторы.

Для регулирования напряжения в сетях 35-110 кВ допускается подключение к обмотке трансформатора нескольких реакторных групп, коммутируемых выключателями.

При необходимости плавной быстродействующей компенсации реактивной мощности в сетях напряжением 6-110 кВ рекомендуется применение реакторных групп, управляемых тиристорами.

В загруженных электрических сетях при пониженных уровнях напряжения для снижения потерь и обеспечения требуемых уровней напряжения следует применять конденсаторные установки, обеспечивающие возможность включение отдельных её элементов или всей установки в целом. Применение конденсаторной установки допускается при условии исключения резонансных явлений при всех режимах работы электрической сети.

С целью поддержания параметров качества энергии и компенсации реактивной мощности переменной нагрузки, а также повышения устойчивости электропередачи в сетях 35-110 кВ, следует применять статические тиристорные компенсаторы.

Для повышения коэффициента мощности потребителей электрической энергии в сетях 0,4-20 кВ рекомендуется применять конденсаторные установки. Автоматизированные конденсаторные установки рекомендуется устанавливать на «длинных» линиях, в том числе, в качестве регуляторов напряжения.

Управляемые конденсаторные установки рекомендуется устанавливать на закрытых потребительских подстанциях с трансформаторами мощностью 250 кВА и более. Необходимость установки конденсаторных батарей определяется на основании соответствующих расчётов.

ПТД Страница 47 из 102

При невозможности размещения регулируемых конденсаторных батарей рекомендуется установка отдельных конденсаторов, рассчитанных только на компенсацию намагничивающего тока трансформатора в базисной части графика реактивной нагрузки.

Для снижения искажения синусоидальности напряжения, а также генерирования реактивной мощности в сетях 0,4-35 кВ, как правило, должны устанавливаться компенсирующие устройства с фильтрами.

3.2.3.8. Комплектные РУ

Комплектные РУ должны выбираться по следующим основным параметрам:

- условиям эксплуатации (наружная или внутренняя установка, степень защиты, условия обслуживания);
 - номинальному и наибольшему рабочему напряжению;
 - номинальному току главных цепей;
 - номинальному току отключения выключателей, встроенных в КРУ;
 - току электродинамической стойкости главных цепей КРУ;
 - току термической стойкости и его времени протекания.

Основные требования к КРУ 110 кВ

При строительстве центров питания в условиях плотной городской застройки рекомендуется применять:

- КРУЭ 110 кВ;
- элегазовые токопроводы напряжением до 110 кВ с общей длиной токопровода не более 12 м;
 - компактные КРУЭ 110 кВ для подстанций закрытого типа.

Исполнение КРУЭ (однофазные или трёхфазные модули) определяется требованиями по надёжности электроснабжения потребителей и компоновочными решениями подстанции.

Основные требования к КРУ 6-20 кВ

Комплектные распределительные устройства 6-20 кВ должны иметь:

- малогабаритные КРУ 6-20 кВ с элегазовой или твердой изоляцией, в исполнении «моноблок», с выключателями нагрузки или вакуумными выключателями на каждое присоединение;
- закрытое исполнение, в том числе, модульного типа с вакуумными выключателями;
- использование литых измерительных трансформаторов тока и антирезонансных трансформаторов напряжения;
- для организации энергоучёта, работы P3A рекомендуется устанавливать трансформаторы в каждой фазе;
- на каждой секции РУ 6-20кВ дополнительную ячейку ТН для учета электроэнергии;
- обеспечение гибкой архитектуры ячейки с компактным расположением функциональных элементов устройства, разделенных на отсеки;
 - оснащение быстродействующими защитами от дуговых замыканий;
- оснащение устройствами P3A, аппаратурой телеуправления, телесигнализации и средствами определения мест повреждения на отходящих ЛЭП 6-20 кВ.

3.2.3.9. Оборудование систем оперативного тока и собственные нужды

Использование на подстанциях современных и эффективных решений, позволяющих обеспечить высокую надежность работы систем оперативного постоянного

ПТД Страница 48 из 102

тока (СОПТ) подстанций, является важнейшим элементом обеспечения надежной работы подстанции в целом.

В системах оперативного постоянного, выпрямленного и переменного тока должны быть предусмотрены автоматические или ручные средства поиска замыкания на землю без отключения присоединения.

Устройства контроля изоляции должны предусматриваться при всех видах оперативного тока.

Постоянный оперативный ток.

На ПС напряжением 35 кВ и выше рекомендуется применять СОПТ напряжением 220 В. На реконструируемых объектах 35-110 кВ применение системы постоянного оперативного тока обосновывается необходимостью установки коммутационных аппаратов и современных систем РЗА и ПА. Применение выпрямленного и переменного оперативного тока на ПС 35-110 кВ допускается только на существующих объектах.

Для систем ОПТ рекомендуется применять трёх уровневую систему защиты.

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

Допускается для отпаечных и тупиковых ПС 35, 110 кВ применение АБ шкафного типа с устройствами мониторинга состояния.

Количество и тип АБ должны быть определены проектом. Для транзитных ПС 110 кВ рекомендуется устанавливать 2 АБ, для ПС 35 кВ и отпаечных и тупиковых ПС 110 кВ допускается установка одной АБ. Срок службы АБ – не менее 20 лет. Время автономной работы (разряда) каждой АБ – не менее 6 часов;

- для каждой AБ необходимо предусмотреть отдельное помещение аккумуляторной;
- для каждой АБ предусмотреть по 2 зарядных устройства (ЗУ) с параметрами, удовлетворяющими требованиям Изготовителя АБ, имеющих опцию автоматического контроля исправности цепи заряда;
- для каждой АБ установить отдельный щит постоянного тока (ЩПТ). Предусмотреть ремонтные перемычки между секциями шин разных ЩПТ. Переключение АБ и ЗУ с одного ЩПТ на другой не предусматривать.
- два верхних уровня защиты ЩПТ рекомендуется выполнить на плавких предохранителях, защиту конечных потребителей ОПТ на автоматических выключателях. Выполнить расчёт токов КЗ в сети ОПТ и представить карту селективности защитных аппаратов.
- предусмотреть защиту потребителей ОПТ от недопустимого повышения напряжения и уровня пульсаций, а также аппаратуру контроля и регистрации эксплуатационных параметров СОПТ.
- предусмотреть аппаратуру контроля сопротивления изоляции сети ОПТ и поиска фидера с пониженным сопротивлением изоляции».

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.

Выпрямленный оперативный ток.

ПТД Страница 49 из 102

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.

Переменный оперативный ток.

Переменный оперативный ток рекомендуется применять на ΠC 35/0,4кB, $P\Pi$ и $T\Pi$ 6-20 кB.

Применение переменного оперативного тока на ПС с высшим напряжением 35-110 кВ допускается только при наличии обоснованной аргументации со стороны балансодержателя подстанции.

Система оперативного переменного тока подстанции должна выполняться с учетом питания шинок от двух секций СН 0,4 кВ через раздельные трансформаторы с ABP 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.

Система оперативного переменного тока РП - 6(10) кВ должна выполняться с учетом питания силовых трансформаторов мощностью до 4 кВА, подключаемых к разным секциям шин 6(10) кВ. В качестве источников переменного оперативного тока для питания цепей защиты и управления должны использоваться источники бесперебойного питания (ИБП) соответствующей мощности.

Собственные нужды.

На всех ПС, за исключением подстанций имеющих один силовой трансформатор, для электроснабжения собственных потребителей необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд. На ПС, имеющих две секционированные выключателем системы шин, трансформаторы собственных нужд рекомендуется устанавливать на секциях, не имеющих электрической связи.

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 6-35 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 кВ на выходе.

ПТД Страница 50 из 102

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.

3.2.3.10. Ошиновка

С целью сокращения занимаемой площади и оптимизации компоновочных решений на ПС 35-110 кВ допускается применение жёсткой ошиновки на стороне 35-110 кВ, как неизолированной, так и в защищённом исполнении. При применении жесткой ошиновки необходимо учитывать сейсмичность площадки, а также расчетно-климатические условия района расположения подстанции.

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

При мощности трансформаторов 1000 кВА и более на стороне 0,4 кВ должны применяться закрытые или изолированные (трёхфазные и пофазные) токопроводы.

3.2.3.11. Заземление и молниезащита

Заземляющие устройства на строящихся и реконструируемых подстанциях, а также переходных пунктах, РП и ТП должны проходить периодическую диагностику на соответствие требованиям по ЭМС. Заземляющие устройства подстанции должны соответствовать требованиям ЭМС всех устройств находящихся в эксплуатации и обеспечивать в течение всего срока службы выполнение следующих условий:

- электрической безопасности;
- электромагнитной совместимости;
- заземление молниеотводов и ограничителей перенапряжений;
- рабочее заземление нейтрали.

На объектах электросетевого хозяйства ОАО «Ленэнерго» должен быть оформлен Паспорт на заземляющее устройство.

В процессе эксплуатации должен проводиться периодический контроль состояния ЗУ в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок», «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей» и РД 34.45-51.300-97.

Молниезащитные устройства должны обеспечивать надёжную защиту:

- линий электропередачи, электротехнического оборудования, зданий и сооружений от прямых ударов молнии;
- электротехнического оборудования от вторичных (обратных) перекрытий изоляции и наведённых импульсных перенапряжений.

Срок службы заземляющего устройства ПС должен быть не менее срока службы электротехнического оборудования, установленного на подстанции, а для линий электропередачи – не менее срока службы линейного объекта.

Для защиты высоковольтной изоляции напряжением 35-110 кВ от грозовых перенапряжений (переходы через автомобильные, железные дороги, водные преграды и т.п.) рекомендуется на ВЛ устанавливать подвесные (линейные) ОПН.

3.2.4. Релейная защита и автоматика, требования к устройствам РЗА и ПА для различных схем подстанций и классов напряжения

Раздел РЗА и ПА разработан для обеспечения возможности проведения технической политики в области релейной защиты и автоматики при организации эксплуатации, техническом перевооружении и строительстве новых объектов.

ПТД Страница 51 из 102

Релейную защиту и автоматику необходимо выполнять в соответствии с действующими нормами и правилами, с применением микропроцессорной техники, а также с учетом Протокола от 01.07.03 №10 заседания секции электрических сетей научнотехнического совета ОАО «Ленэнерго». Микропроцессорные устройства РЗА должны удовлетворять требованиям, приведенным в информационном письме СРЗА филиала «СО ЦДУ ЕЭС» Ленинградского РДУ №3 от 12.03.2007г.

<u>Комплекс РЗА и ПА современной подстанции должен обеспечить реализацию</u> следующих целей:

- обеспечение надежности функционирования в соответствии с международными стандартами;
- снижение эксплуатационных затрат с применением современных устройств РЗА и ПА и повышение эффективности труда персонала;
- внедрение на объектах ОАО «Ленэнерго» устройств РЗА и ПА, в основном на цифровой элементной базе с применением современных высоконадежных электромеханических реле;
- унификация и типизация технических решений для вновь строящихся объектов и объектов технического перевооружения;
 - интеграция РЗА и ПА в систему АСТУ.

<u>Для достижения поставленных целей необходимо обеспечивать выполнение</u> следующих задач:

- разработать требуемые показатели надежности, быстродействия, чувствительности, селективности РЗА и ПА и обеспечить их выполнение;
- обеспечить постоянное совершенствование НТД с учетом применения новых эффективных технологий;
- обеспечить постепенный переход на построение систем РЗА и ПА в соответствии с унифицированной концепцией, основанной на использовании международного стандарта IEC 61850. Данная концепция должна внедряться с учетом результатов соответствующих НИОКР, накопления опыта эксплуатации пилотных объектов, развития рынка устройств и средств программного обеспечения, соответствующих концепции и требованиям упомянутого стандарта;
- обеспечить постепенный переход к унификации интерфейсов «Человек-машина» устройств и программного обеспечения разных производителей, для чего разработать соответствующие стандарты.

При выборе микропроцессорных устройств РЗА и ПА в ОАО «Ленэнерго» для унификации оборудования, позволяющей в дальнейшем сократить трудозатраты по обслуживанию устройств РЗА и ПА и уменьшить объем закупаемого ЗИП, рекомендуется ограничивать число производителей указанного оборудования. Приоритет при выборе производителей оборудования РЗА и ПА рекомендуется отдавать российским компаниям, имеющим опыт работы в электроэнергетике и положительные отзывы энергокомпаний. Выбираемое оборудование РЗА и ПА и прилагаемое программное обеспечение должно быть аттестовано.

<u>В устройствах РЗА и ПА необходимо предусматривать выполнение следующих технических требований:</u>

- обеспечение функциональной совместимости устройств РЗА различных производителей, в том числе полукомплектов защит линий электропередачи;
- применение, как правило, цифровых устройств РЗА и ПА. Допускается применение устройств РЗА с электромеханическими измерительными реле в следующих случаях:

ПТД Страница 52 из 102

- при неполной реконструкции и техническом перевооружении объектов, если это не снижает надежность работы РЗА и ПА 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;
- компактность аппаратуры РЗА и ПА с обеспечением эргономики;
- обеспечение возможности, в обоснованных случаях, дистанционного изменения уставок и логики работы устройств;
- дублирование комплектов цифровой защиты на электросетевых объектах, питающих ответственных потребителей при наличии соответствующего обоснования;
- обеспечение соответствующих условий эксплуатации (ЭМС, климатические, механические требования, требования к размещению) в соответствии с требованиями нормативных документов и техническими характеристиками оборудования;
- обеспечение функционирования системы P3A в составе интегрированной системы АСТУ на основе открытых протоколов;
- раздельное питание оперативных цепей комплектов защит (как основных, в том числе взаиморезервирующих, так и резервных), при этом должно обеспечиваться воздействие указанных комплектов защит на отключение выключателей 110 кВ через разные катушки отключения;
- 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);
- выполнение каналов связи для полукомплектов РЗА должно быть дублированным при соответствующем обосновании;
- определение места однофазных замыканий на землю в сетях 6-35 кВ рекомендуется выполнять с использованием технических средств, исключающих метод поочередного отключения присоединений;
- на подстанциях должно предусматриваться полноценное осциллографирование с синхронизацией пуска по времени. Требования к полноценному осциллографированию должны быть приведены в соответствующих НТД.

Кроме того, необходимо обеспечить выполнение следующих специализированных задач для цифровых устройств и систем РЗА и ПА:

- возможность регистрации и хранения аварийной информации и передачи ее на верхние уровни управления;
 - реализацию дополнительных функций:
- определения точного места повреждения (ОМП) кабельных и воздушных линий, включая режим ОЗЗ в сети 6-35 кВ;
 - сбора дискретной и аналоговой информации;
 - записи осциллограмм.

Противоаварийная автоматика.

При принятии технических решений по организации противоаварийной автоматики должны быть учтены следующие требования:

- иерархическое построение ПА;
- каналы передачи команд ПА должны выполняться дублированными при соответствующем обосновании;
 - интеграция в АСТУ на информационном уровне устройств ПА.

Требования к техническому обслуживанию устройств РЗА и ПА.

ПТД Страница 53 из 102

Срок службы микропроцессорной техники должен быть определен заводом-изготовителем, но не менее 15 лет.

Для обеспечения надежной эксплуатации систем P3A и ПА необходимо разработать и руководствоваться следующими документами:

- программами поэтапной замены устаревших и физически изношенных электромеханических и микроэлектронных устройств защиты и автоматики, находящихся в эксплуатации;
- регламентом продления сроков эксплуатации устройств РЗА и ПА, превысивших установленный заводом срок службы в зависимости от результатов испытаний и физического состояния аппаратуры и цепей вторичной коммутации;
- правилами технического обслуживания устройств РЗА и ПА для ПС 6-110 кВ в ОАО «Ленэнерго»;
 - методическими указаниями по учету устройств РЗА и ПА;
 - методическими указаниями по расчету ЗИП и правилами его хранения.

<u>Для выполнения единых решений по применению РЗА и ПА требуется разработать</u> следующие НТД:

- концепцию развития РЗА и ПА;
- систему стандартов развития и применения РЗА и ПА;
- методические указания по расчету и выбору параметров срабатывания новых устройств P3A и обоснованию технических решений по резервированию, в том числе по применению дублирующих комплектов защит;
- методические указания по расчету численности персонала служб РЗА, организации и методологии технического обслуживания силами сетевой организации и сервисного обслуживания силами внешней организации;
- методические указания и нормативные документы по расчету стоимости пусконаладочных работ и сервисного обслуживания устройств РЗА и ПА;
- типовые решения по организации питания устройств РЗА и ПА оперативным током.

3.2.5. Автоматизированная система технологического управления

Автоматизированная система технологического управления (АСТУ) должна формироваться и эксплуатироваться в соответствии с требованиями «Концепции создания и развития автоматизированной системы технологического управления распределительным электросетевым комплексом ОАО «Ленэнерго».

3.2.5.1.Цели и задачи автоматизированной системы технологического управления *Автоматизированная система технологического управления должна обеспечивать:*

- повышение эффективности работы и управления всего электросетевого комплекса;
- требуемые показатели качества электрической энергии и надлежащие уровни обслуживания участников энергетического рынка при решении задач транспорта и распределения энергии;
 - контроль и управление процессом распределения электрической энергии;
 - снижение ущерба от аварий и сокращение сроков ликвидации аварий;
- обмен технологической информацией с внешними организациями (ОАО «ФСК ЕЭС» и др.).

Основными задачами единой технической политики в области АСТУ являются:

 создание комплексной автоматизированной системы управления распределительными электросетевыми объектами, включающими в себя технологическое

ПТД Страница 54 из 102

- и производственно-техническое управление процессами эксплуатации и развития распределительного электросетевого комплекса;
- получение достоверной текущей технологической информации, необходимой для правильного функционирования автоматизированных систем управления;
- централизация и систематизация всей имеющейся технологической информации.
- АСТУ в распределительном электросетевом комплексе должна строиться по принципу иерархических интегрированных систем, в состав которой должны входить устройства АСУ ТП, РЗА (включая ПА), АСДУ (включая ТМ) и АИИС КУЭ (АСКУЭ).
 - АСТУ должна реализовываться на принципах:
 - применения открытых стандартов (например: МЭК 61850, 61970, 61968);
 - единой информационной модели электрической сети;
 - единой системы классификации и кодификации сетевых объектов;
 - единой платформы интеграции и единой информационной среды;
 - открытой масштабируемой архитектуры и многоплатформности.

Автоматизированные системы технологического управления должны обеспечить:

- управление присоединениями (объектами) с использованием устройств телеуправления и выполнение переключений при выделении (обособлении) поврежденных участков сети из работы;
 - измерения и регистрацию режимных и технологических параметров;
 - мониторинг и диагностику оборудования в нормальных и аварийных режимах;
- автоматизацию управления технологическим процессом передачи и распределения электроэнергии;
 - интеграцию различных автоматизированных подсистем АСТУ между собой;
- информационное взаимодействие с АСТУ других инфраструктурных организаций.

<u>Автоматизированные системы технологического управления</u> (АСТУ) должны объединять в себе функции производственно-технического управления и состоять из следующих функциональных блоков:

- оперативного технологического управления;
- сбора и передачи информации;
- мониторинга состояния и диагностики оборудования в нормальных и аварийных режимах.

<u>АСТУ должна содействовать техническому обслуживанию и ремонту оборудования в электрических сетях на основе:</u>

- автоматизированного рассмотрения заявок на «ввод-вывод» в ремонт электрооборудования сетей ОАО «Ленэнерго» и выдачи бланков переключения;
- ведения справочной системы диспетчерской документации, в том числе, хранения, поиска и отображения документов.
- сбора, обработки и хранения данных мониторинга технического состояния оборудования.

<u>Комплекс программно-технических средств АСТУ РЭС, филиалов и ЦУС</u> ОАО «Ленэнерго» должен обеспечивать:

- сбор первичной информации по параметрам технологических процессов и состоянию сетевого электрооборудования с привязкой по времени, в соответствии с условиями и требованиями задач технологического управления;
- обработку информации с целью предоставления оперативному и другому персоналу объективной, учетной и аналитической информации в режиме реального

ПТД Страница 55 из 102

времени в текстовой, видеографической и аудио формах согласно алгоритмам и сценариям задач технологического управления;

- хранение и архивирование информационных массивов первичной, результирующей, нормативно-справочной и другой информации в интересах текущих процессов реального времени, а также для последующего использования при анализе событий;
- передачу управляющих воздействий на сетевое электрооборудование и системы автоматики;
 - организацию информационного взаимодействия с системами верхнего уровня.

Основные технические требования к комплексу программно-технических средств:

- применение информационных технологий, отвечающих международным стандартам с открытой масштабируемой архитектурой;
- архитектурная и интерфейсная совместимость, обеспечивающая сопряжение и функциональную работоспособность с обеспечением требований информационной безопасности;
- развитые графические возможности и объемы хранения информации для взаимодействия с управляющим персоналом и системами верхнего уровня;
- коммуникационные средства, обеспечивающие передачу информации между вычислительными средствами и другими устройствами, выполненные в соответствии с требованиями функционирования систем автоматизации сетей ОАО «Ленэнерго».

Для сбора информации, ее обработки, хранения и передачи данных о состоянии коммутационного оборудования и режимных параметрах другого первичного оборудования должны использоваться микропроцессорные контроллеры, поддерживающие стандартные протоколы информационного обмена.

<u>Системы коммерческого и технического учёта электроэнергии с</u> автоматизированным сбором данных должны интегрироваться АСТУ.

Целью единой технической политики в области коммерческого учета электроэнергии (мощности) должно явиться повышение точности и достоверности измерения величин получаемой на оптовом рынке электроэнергии и отпуск ее потребителям розничного рынка, что в свою очередь определяет круг основных задач:

- определение объёмов полученной на оптовом рынке и отпущенной потребителям электроэнергии (мощности) по ОАО «Ленэнерго»;
 - определение и мониторинг потерь электроэнергии в сетях ОАО «Ленэнерго»;
- предоставление администратору торговой сети и энергосбытовым организациям данных по учету электроэнергии (мощности) на присоединениях подстанций ОАО «Ленэнерго» и при возможности на объектах потребителей;
- расчет с контрагентами за услуги по доставке электроэнергии (мощности) по сетям OAO «Ленэнерго».

Достижение указанной цели и реализация задач обеспечивается:

- созданием в ОАО «Ленэнерго» единой системы учёта электроэнергии, отвечающей требованиям нормативной базы оптового и розничного рынков электроэнергии, Закона РФ «Об обеспечении единства измерений»;
- автоматизацией расчета потерь электроэнергии в сетях ОАО «Ленэнерго» на всех уровнях напряжений;
- применением передовых методов и средств измерения электрических величин и их обработки;

ПТД Страница 56 из 102

- заменой существующих трансформаторов тока и напряжения на трансформаторы с классом точности, отвечающим требованиям действующих НТД по организации учёта электрической энергии;
- приведение нагрузки трансформаторов тока и напряжения до уровня номинальных значений.

В состав единой системы учёта электроэнергии должны входить:

- счетчики электрической энергии, измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также вторичные измерительные цепи, в качестве компонентов могут входить нагрузочные устройства во вторичных цепях трансформаторов тока и напряжения;
- устройства сбора и передачи данных, технические средства приёма-передачи данных.

Не допускается применение электросчетчиков, установленных на сетевых объектах ОАО «Ленэнерго», и находящихся в собственности субъектов оптового или розничного рынков. Для обеспечения энергетической безопасности счётчики, находящиеся в собственности субъектов оптового или розничного рынков, должны быть переданы сетевой организации в соответствии с действующим законодательством.

Функциональные и технические требования, предъявляемые к оборудованию и организации систем коммерческого учёта изложены в Типовом стандарте по учёту электроэнергии в распределительном сетевом комплексе.

Основные принципы создания и развития систем учета электроэнергии:

- иерархический принцип формирования территориально распределенной системы с централизованным управлением и информационно-вычислительным комплексом в ОАО «Ленэнерго»;
- автоматизация учета электроэнергии подстанций на отходящих присоединениях,
 также расчетов баланса электроэнергии по уровням напряжения подстанции,
 распределительного пункта и сети в целом;
- Система учёта электроэнергии подстанций должна быть интегрирована с АСТУ ОАО «Ленэнерго»;

Система учёта электроэнергии в ОАО «Ленэнерго» должна обеспечивать:

- выполнение оперативных расчетов балансов и потерь электроэнергии для различных интервалов времени (час, сутки, месяц, квартал, год) на всех уровнях обработки информации;
- обмен данными коммерческого учета с субъектами рынка электроэнергии (сбытовые компании, генерирующие компании, потребители), с которыми у ОАО «Ленэнерго» заключены соглашения об информационном обмене.

Организация каналов технологической связи.

Функционирование АСУ ОАО «Ленэнерго» обеспечивается сетями технологической связи. Сети технологической связи ОАО «Ленэнерго» формируются с возможностью интеграции с сетями технологической связи ОАО «СО ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС» и других субъектов электроэнергетики.

Сети связи должны решать следующие основные задачи:

- расширение набора предоставляемых услуг корпоративной и технологической связи;
- обеспечение сетевой информационной безопасности и работы в чрезвычайных ситуациях;

ПТД Страница 57 из 102

- повышение живучести и надежности функционирования электрических сетей за счёт управления нормальными и аварийными режимами;
 - передачу всех видов информации по единой транспортной среде;
- возможность предоставления широкого набора современных услуг связи и создания новых информационных услуг;
- возможность интеграции сетей связи с сетями других ведомств,
 заинтересованных в создании сетей связи на базе инфраструктуры электроэнергетики.

Принципами создания и развития сетей связи должны стать:

- переход на цифровые сети, с применением нового оборудования и технологий;
- возможность гибкого и динамического изменения скорости передачи информации в зависимости от текущих требований;
 - организация полного набора служб связи, обслуживания новых потребностей;
- возможность организации доступа к службам сетей связи независимо от используемой технологии с целью обеспечения требуемого качества обслуживания;
- возможность управления службой, вызовом и соединением со стороны пользователя;
- возможность создания новых сервисов с использованием стандартизированных средств;
- экономическая целесообразность использования создаваемой сети (при выборе вариантов построения сети);
- удовлетворение потребностей сторонних потребителей, в том числе, в случаях чрезвычайных ситуаций;
- соответствие базовым принципам Генеральной схемы создания и развития
 Единой технологической сети связи электроэнергетики.

Структура сетей связи должна обеспечивать сопряжение узлов связи на уровнях РЭС и филиалов ОАО «Ленэнерго», а также Исполнительного аппарата ОАО «Ленэнерго», включая сопряжение с узлами связи ОАО «Холдинг МРСК» и ОАО «ФСК ЕЭС».

Техническая структура сетей связи формируется на основе:

- комплекса аппаратного обеспечения, в состав которого входят серверы, рабочие станции, локальные терминалы оператора, оборудование передачи данных (концентраторы, мосты, шлюзы и др.);
- комплекса программного обеспечения, в состав которого входят: базовая операционная система; система управления, формирования и ведения баз данных, пакет прикладных программ, реализующих функции по анализу качества, планированию сети, передачи данных, поддержке локальных сетей, защите информации от несанкционированного доступа и т. д.;
 - сети передачи данных.

<u>Техническая структура сетей связи OAO «Ленэнерго» должна обеспечиваться на основе</u> сертифицированных программно-аппаратных комплексов, поддерживающих функции самодиагностики, рассчитанных на круглосуточный непрерывный режим работы без профилактического обслуживания.

В состав сетей связи ОАО «Ленэнерго» могут входить арендованные каналы связи, существующие и строящиеся линии связи, такие как:

- кабельные линии связи;
- высокочастотные системы передачи по линиям электропередачи;
- волоконно-оптические линии связи;

ПТД Страница 58 из 102

- радиорелейные линии связи;
- сети радиосвязи (цифровая широкополосная система радиосвязи).

На отдельных направлениях, критериями использования арендованных каналов (систем спутниковой связи) является:

 срочная необходимость организации передачи диспетчерско-технологической информации по двум независимым трактам.

Телефонная связь

Основным направлением модернизации телефонной сети связи должно являться внедрение цифровой коммутационной техники на объектах распределительного электросетевого комплекса. Цифровая технология должна предусматривать:

- использование современных протоколов телефонной сигнализации, позволяющих реализовать надежную телефонную связь диспетчеров и дополнительные услуги;
- внедрение оборудования перспективных технологий мультисервисных сетей связи (IP,MPLS и др.);
 - возможность создания новых сервисов;
- -организацию взаимодействия с корпоративными сетями связи субъектов электроэнергетики;

Развитие рынка телекоммуникационных услуг позволяет использовать услуги операторов связи для создания сетей связи с обеспечением необходимым сервисом и надежностью. При этом требуется учитывать экономическую целесообразность создаваемой сети, снижение капитальных и операционных затрат.

<u>Система управления сетями связи ОАО «Ленэнерго»</u> формируется на базе центра управления и должна обеспечивать эффективное функционирование сетей связи. Архитектура сетей связи ОАО «Ленэнерго» должна предполагать управление элементами сети; сетью в целом, техническим обслуживанием и ремонтами сетевых объектов.

На всех уровнях управления должны обеспечиваться функции устранения неисправностей; изменения конфигурации сети; надежности и качества передачи, безопасности информации.

Для безотказной работы систем управления сетями связи ОАО «Ленэнерго» предусматривается резервирование основных критичных для функционирования системы компонентов:

- баз данных, серверов и каналов управления;
- автономное электроснабжение, обеспечивающее гарантированное электроснабжение технологического комплекса центра управления сетями в течение не менее 6 часов;
- планы необходимых организационных мероприятий и инструкции по ликвидации и предотвращению развития нарушений нормального режима и управления.

<u>Волоконно-оптические линии связи на воздушных линиях электропередачи (ВОЛС-</u> BЛ)

Основные требования к ВОЛС-ВЛ изложены в ПУЭ (издание 7), «Правилах проектирования, строительства и эксплуатации волоконно-оптических линий связи на воздушных линиях электропередачи напряжением 110 кВ и выше», «Правилах проектирования, строительства и эксплуатации волоконно-оптических линий связи на воздушных линиях электропередачи напряжением 0,4 - 35 кВ».

При решении вопроса о возможности размещения ВОЛС на ВЛ, одним из основных условий монтажа ВОЛС является проверка ВЛ на несущую способность.

При строительстве, реконструкции и капитальном ремонте ВЛ с грозотросом необходимо рассматривать вопрос замены грозотроса со встроенным оптическим кабелем (ОКГТ).

В целях унификации технической эксплуатации и для обеспечения возможности проведения паспортизации, плановых измерений и измерений в процессе проведения

ПТД Страница 59 из 102

аварийно-восстановительных работ любое смонтированное оптоволокно, проходящее по ВЛ, должно иметь не менее одного окончания (разъемного соединителя) на оптическом кроссе, установленном на территории объекта, куда обеспечен круглосуточный допуск персонала ОАО «Ленэнерго» (или эксплуатирующей организации) в течение всего срока службы оптического кабеля.

Требования к материалам и оборудованию ВОЛС-ВЛ

Применяемые материалы и оборудование, в том числе оптические кабели, арматура и муфты должны соответствовать требованиям действующей нормативно-технической базы, иметь Сертификат соответствия, выданный федеральным органом исполнительной власти в области связи, а также быть аттестованными с выдачей соответствующего заключения аттестационной комиссии. При этом необходимо приобретать комплект кабель, арматура, муфты, прошедшие совместные испытания в рамках аттестации.

Если в рамках аттестации такие совместные испытания не проводились, то до поставки комплекта должны быть проведены комплексные типовые заводские испытания на соответствие требованиям стандартов, техническим условиям, техническому заданию, требованиям настоящего Положения и разработанной проектной документации.

Испытания должны проводиться с участием представителей собственника ВЛ и заказчика строительства.

Как правило, следует применять оптические кабели, встроенные в грозозащитные тросы (ОКГТ).

В оптических кабелях, встроенных в грозозащитный трос должно быть, не менее 48 волокон. Допускается на тупиковых направлениях применение ОКГТ с количеством волокон не менее 24.

Допускается применение оптических кабелей:

- самонесущих неметаллических (ОКСН), с числом оптических волокон, не менее
 48;
- оптических кабелей встроенных в фазный провод (ОКФП), с числом оптических волокон, не менее 48;
- оптических кабелей неметаллических, навиваемых на грозозащитный трос или фазный провод (ОКНН) с числом волокон, не менее 12;
- оптических кабелей металлических, навиваемых на грозозащитный трос или провод (ОКНМ) с числом волокон не менее 48;
- оптических кабелей, встроенных в защищенный фазный провод (ОКСИП), с числом волокон не менее 24.

Для ОКГТ, ОКСН, ОКФП, на ВЛ 35 кВ и выше следует применять спиральную поддерживающую и натяжную арматуру. В отдельных случаях, для ОКСН, срок эксплуатации которых на ВЛ 35кВ не превышает 10 лет, допускается применение болтовой и клиновой натяжной поддерживающей арматуры.

Кабельные линии связи должны содержать в себе не менее одного полностью диэлектрического оптического кабеля, как правило, с количеством оптических волокон не менее 48.

Оптические кабели, предназначенные для прокладки по территории электросетевых объектов, их зданиям и сооружениям, в охранных зонах ВЛ и КЛ, должны быть полностью диэлектрическими и иметь защиту от механических повреждений и защиту от грызунов, кроме того, оптические кабели, предназначенные для прокладки по зданиям и сооружениям, должны иметь внешнюю оболочку, не поддерживающую горение (нг-LS).

Оптические кабели должны иметь следующую идентифицирующую расцветку оптических волокон:

• «0» - модули/пучки: синий, оранжевый, зеленый, коричневый, серый, белый, красный, черный, желтый, фиолетовый, розовый, бирюзовый;

ПТД Страница 60 из 102

• «1» - оптические волокна: синий, оранжевый, зеленый, коричневый, серый, белый, красный, черный, желтый, фиолетовый, розовый, бирюзовый.

Требования к проектированию ВОЛС.

Проектная документация ВОЛС-ВЛ должна соответствовать требованиям нормативных документов, настоящего Положения, других действующих нормативов, технических условий, выданных собственниками/эксплуатирующими организациями ВЛ и пересекаемых (сближаемых, параллельно следующих по ПУЭ 7) объектов, технического задания на проектирование. При этом главным условием должно быть обеспечение надежной работы ВЛ.

При проектировании ВОЛС-ВЛ в районах с интенсивным гололедообразованием, интенсивной грозовой деятельностью, пляской проводов, другими экстремальными и аномальными климатическими условиями следует в обязательном порядке анализировать и учитывать опыт эксплуатации ВЛ и результаты региональных метеонаблюдений.

Проектная документация должна пройти экспертизу в соответствии с действующим законодательством, а также ведомственную (при необходимости), в организации, уполномоченной ОАО «Ленэнерго».

При проектировании подвески ВОЛС-ВЛ должны быть предусмотрены меры защиты ВЛ от воздействия указанных выше климатических условий.

Проектная документация должна пройти экспертизу в соответствие с действующим законодательством, при этом обязательной является экспертиза организации, уполномоченной федеральным органом исполнительной власти в области связи, в области электроэнергетики либо организации уполномоченной ОАО «Холдинг МРСК».

3.2.5.2. Создание типовых интегрированных комплексов инженерно-технических средств защиты для обеспечения безопасности объектов распределительного сетевого комплекса.

Типовые интегрированные комплексы инженерно-технических средств защиты (ТИК ИТСЗ) ОАО «Ленэнерго» предназначены для обеспечения режима безопасного функционирования объектов распределительного электросетевого комплекса через выявление и снижение рисков криминального и террористического характера.

Основные функции ТИК ИТСЗ Общества:

- автоматическое 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 и внутренних нарушителей объектового режима (воздействие осуществляется с целью предупреждения нарушителя о статусе и опасности объекта). Задачей воздействия является отказ нарушителя от совершения акции, затруднение совершения акции (увеличение необходимого времени), блокирование возможности совершения акции. Должны предусматриваться следующие виды воздействий ТИК ИТСЗ ОАО «Ленэнерго» на нарушителя:
 - психологическое и физическое;
 - пассивное и активное.
- визуальный телевизионный контроль электросетевого объекта. Контролю 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. Контролю подлежит доступ на территорию объекта, в его локальные зоны, здания, технологические установки;

ПТД Страница 61 из 102

- контроль критически важных, с точки зрения безопасности объекта, технологических параметров, параметров пожарной безопасности (осуществляется через мониторинг систем АСУТП и пожарной сигнализации);
- управление исполнительными устройствами на объекте, в том числе технологическим оборудованием, в ручном (по команде оператора), полуавтоматическом и автоматическом режимах;
 - 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 ИТСЗ из диспетчерских пунктов ЦУС соответствующего территориального филиала ОАО «Ленэнерго» (Центры мониторинга 1-го уровня). Связь между охраняемыми электросетевыми объектами и центрами мониторинга должна осуществляться с использованием основного и резервного каналов связи;
- мониторинг состояния среды безопасности объектов на уровне ОАО «Ленэнерго», достигаемый за счет автоматической передачи информации о состоянии защищенности объектов из центров мониторинга 1-го уровня в ЦУС ОАО «Ленэнерго» (Центр мониторинга 2-го уровня);
- обеспечение возможности ведения аудио переговоров по каналам передачи данных системы между охраняемыми электросетевыми объектами и центрами мониторинга, включая переговоры операторов центров мониторинга 1-го уровня с посетителями и персоналом объектов. Возможность активации оператором центра мониторинга системы громкоговорящего речевого оповещения на охраняемом объекте;
- автоматический контроль каналов связи между охраняемыми распределительными электросетевыми объектами и центрами мониторинга 1-го и 2-го уровней.

ПТД Страница 62 из 102

3.2.6. Здания, сооружения и инженерные сети

При строительстве и реконструкции зданий, инженерных сооружений и инженерных сетей (инженерной инфраструктуры) электрических подстанций должны соблюдаться следующие основные требования:

- оптимизация капитальных затрат за счет применения передовых строительных технологий и материалов, а также типовых и унифицированных строительных решений;
- применение конструкций, материалов и технологий, сохраняющих расчетные и проектные параметры в течение всего срока службы объекта;
 - применение порталов, исключающих гнёздообразование;
- компактность, особенно в городских районах с плотной жилой и промышленной застройкой;
 - использование безопасных методов строительства и эксплуатации;
- экологическая и пожарная безопасность, в соответствии с действующим законодательством РФ и нормативной базой.

Проектирование, строительство и эксплуатация зданий, сооружений и инженерных сетей электрических подстанций должно выполняться на основе:

- материалов топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, сейсмологических и экологических изысканий и исследований на площадке строительства подстанции (объем изысканий и исследований должен соответствовать нормативным требованиям и быть достаточным для обоснования технических решений, надежности и безопасности объекта);
- требований ПУЭ 7-го издания (в том числе с учетом предельных значений расчетно-климатических условий для выбранного района строительства) и действующих разделов ПУЭ 6-го издания;
 - требований норм технологического проектирования;
- расчетов зданий и сооружений на устойчивость, в том числе с использованием сертифицированных программ пространственного моделирования;
- применения технических решений по конструкциям и сооружениям обеспечивающих их надежность при воздействии динамических нагрузок;
- использования методов мониторинга и диагностики текущего состояния зданий, сооружений и инженерных сетей электрических подстанций в период их эксплуатации.

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

В городах с высокой плотностью застройки, при технико-экономическом обосновании, допускается строительство заглубленных или подземных подстанций.

В районах с высоким уровнем грунтовых вод целесообразно применение здания ЗРУ 6-20кВ с кабельным полуэтажом на отметке +0,000.

Строительные конструкции зданий и инженерных сооружений электрических подстанций, закрытых ТП и РП должны обеспечивать требуемую надежность при их сроке эксплуатации не менее 50 лет.

Генеральный план и компоновочные решения подстанций, а также объемнопланировочные решения зданий и сооружений, расположенных на её территории, должны обеспечивать:

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

ПТД Страница 63 из 102

3.3. Линии электропередачи

Проектирование и строительство воздушных линий электропередачи распределительных электрических сетей, должно выполняться на основе утвержденных Схем перспективного развития сетей 35-110 кВ и Схем развития сетей 6-20 кВ.

3.3.1. Воздушные линии электропередачи

Основные требования к ВЛ 35 кВ и выше изложены в «Общих технических требованиях к воздушным линиям электропередачи 110-750 кВ нового поколения» и «Нормах технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ» (СО 153-34.20.121-2006).

3.3.1.1. Требования к воздушным линиям электропередачи

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.

В процессе эксплуатации воздушных линий электропередачи должны внедряться геоинформационные технологии (ГИС), обеспечивающие получение объективной информации о параметрах и характеристиках ВЛ, а также способствующие повышению надежной работы линейного объекта и предупреждению аварийных ситуаций.

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, ВОЛС на ВЛ и т.д.);
 - оснащение ВЛ 6-110 кВ датчиками определения мест повреждения в линиях;
- создание воздушных линий электропередачи, требующие минимальные эксплуатационные затраты;
- создание компактных воздушных линий, занимающих минимальные площади на местности;
- применение эффективных систем защиты ВЛ от воздействий гололедных и ветровых нагрузок, грозовых перенапряжений, вибрации и пляски проводов (тросов).

На вновь строящихся линиях все элементы ВЛ должны быть рассчитаны на механические нагрузки в соответствии с требованиями ПУЭ 7-го издания, учитывающие климатические условия района расположения электросетевого объекта.

<u>В распределительных электрических сетях ОАО «Ленэнерго» должны</u> <u>применяться</u> сертифицированные и аттестованные для применения опоры, изготовленные из железобетона, металла, дерева и композитных материалов.

Рекомендуется применять:

- на ВЛ 35-110 кВ в качестве промежуточных опор железобетонные центрифугированные стойки и многогранные металлические опоры. В качестве угловых и анкерных опор металлические многогранные и решетчатые опоры без оттяжек;
- на магистралях ВЛ 6-20 кВ железобетонные опоры из вибрированных или центрифугированных стоек в т.ч. и в габаритах 35, 110 кВ, допускается применение стальных многогранных опор;
- $-\,$ на ответвлениях ВЛ 6-20 кВ и ВЛ 0,4 кВ рекомендуется применять деревянные или железобетонные опоры из вибрированных стоек;
 - минимальный изгибающий момент стоек должен составлять:
 - на магистралях 6-20 кВ без ответвлений не менее 70 кН⋅м;
 - на магистралях 6-20 кВ с ответвлениями не менее 50 кН м;

ПТД Страница 64 из 102

- на ответвлениях от магистрали 6-20 кВ
- не менее 35 кН м;

на ВЛ 0,4 кВ

– не менее 30 кН м.

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.

Особые требования к воздушным линиям электропередачи для районов с экстремальными климатическими условиями:

- в районах прохождения ВЛ с частыми явлениями образования гололеда, а также с большими ветровыми нагрузками должна рассматриваться альтернативная возможность строительства кабельных линий 6-110 кВ;
- в районах с интенсивными образованиями гололеда и налипания снега необходимо предусматривать:
- мероприятия, препятствующие развитию «каскадных» разрушений за счёт уменьшения анкерных пролётов;
 - применение опор и проводов с повышенной механической прочностью;
- специальные типы проводов, характеризующиеся высокими анти гололёдными характеристиками;
- применение плавки гололёда при соответствующем технико-экономическом обосновании;
- применение автоматизированной системы мониторинга проводов по температурному режиму (температурные датчики проводов), по образованию гололёдных отложений (локационный метод определения образования и развития гололёда на проводах) в режиме реального времени, с последующей интеграцией системы мониторинга в АСТУ.

На ВЛ, систематически работающих с токовой нагрузкой, близкой к максимальной длительно-допустимой, необходимо осуществлять мониторинг температуры проводов с контролем высоты подвески провода над землёй (проверка габарита).

На ВЛ, напряжением 6-20 кВ (в отдельных случаях на ВЛ 35 кВ), проходящих по населенной местности и в лесопарковой зоне, при соответствующем технико-экономическом обосновании, рекомендуется использовать защищенные провода или высоковольтные воздушные кабели.

На ВЛ напряжением $0,4-20~{\rm kB}$ должны применяться оборудование, изделия и материалы требующие минимальных затрат на обслуживание в течение всего срока эксплуатации.

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

При проектировании ВЛ рекомендуется применять системы автоматизированного проектирования с использованием типовых проектных решений, соответствующих утверждённым требованиям ОАО «Ленэнерго».

3.3.1.2.Опоры

На ВЛ 35-110 кВ опоры должны обеспечивать надёжность работы в течение всего срока эксплуатации, также безопасность персонала при выполнении работ в процессе эксплуатации (подъём на опору, работу на траверсах и т.д.).

При применении стальных опор необходимо обеспечить коррозионную стойкость на весь срок службы опоры, посредством нанесения защитного покрытия. Приоритетными методами защиты стальных опор следует считать методы горячего или термодиффузионного оцинкования.

ПТД Страница 65 из 102

Конструкции опор ВЛ напряжением 35-110 кВ должны быть вандалоустойчивыми, иметь возможность подвески как одной, так и нескольких цепей, а также отвечающих правилам технической и архитектурной эстетики.

Срок эксплуатации опор ВЛ 35-110 кВ должен составлять не менее 50 лет.

В зависимости от предъявляемых требований по надежности электроснабжения потребителей, на ВЛ 35-110 кВ следует применять одноцепные или многоцепные опоры.

На ВЛ 0,4 - 110 кВ допускается применять сертифицированные деревянные опоры, обработанные специальными консервантами и антисептиками. В местах возможных низовых пожаров применение деревянных опор не рекомендуется.

Для ВЛ 6 - 20 кВ при соответствующем технико-экономическом обосновании допускается применять стальные многогранные и решётчатые опоры.

В перспективе должно быть рассмотрено применение опор, траверс, оголовков из композитных материалов после прохождения необходимого комплекса испытаний и их аттестации.

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

3.3.1.3. Фундаменты

Тип фундаментов опор ВЛ 35-110 кВ должен выбираться на основе результатов инженерно-геологических, гидрологических, экологических изысканий, климатических особенностей и сейсмической активности в районе строительства с учетом конструктивных особенностей опор, сечения провода, длин пролетов, суммарных нагрузок от элементов опор (вес опор, проводов, изоляции, устанавливаемого оборудования, тяжений проводов и грозозащитных тросов), а также нагрузок от внешних воздействий (ветер, гололёд).

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

Принцип закрепления в грунте опор ВЛ 0,4-20 кВ необходимо выбирать в соответствии с рекомендациями унифицированных типовых проектных решений.

3.3.1.4. Провода и грозозащитные тросы

На ВЛ 35-110 кВ, как правило, должны применяться сталеалюминевые провода со стальным сердечником и другие провода с улучшенными электрическими и физикомеханическими характеристиками.

В районах с интенсивными ветровыми и гололёдными нагрузками, а также при выполнении протяженных переходов на ВЛ 35-110 кВ рекомендуется применять новые высокотехнологичные провода, обладающие улучшенными механическими, весовыми, аэродинамическими свойствами, устойчивые к тяжелым климатическим условиям, а также с целью:

- обеспечения снижения потерь электроэнергии в линиях электропередачи;
- повышения пропускной способности ВЛ при предельно допустимых значениях сечения сталеалюминевых проводов;
 - увеличения длины пролета ВЛ;
 - уменьшения коэффициента аэродинамического сопротивления;
 - снижения вероятности пляски проводов;
- снижения вероятности обрыва проводов при воздействии внешних механических нагрузок (противодействия налипанию снега и гололедообразованию).

На протяженных переходах через водные и другие естественные преграды, при техническом обосновании, в качестве проводов допускается применять стальные канаты из оцинкованных проволок.

В качестве грозозащитных тросов должны применяться:

 стальные канаты из оцинкованной проволоки с покрытием ее поверхности по группе ОЖ (для особо жестких условий работы);

ПТД Страница 66 из 102

- грозозащитные тросы со встроенными волоконно-оптическими кабелями связи;
- грозозащитные тросы из стальных проволок, плакированных алюминием.

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

На магистралях ВЛ 6-20 кВ рекомендуется применять защищенный провод сечением не менее $70~{\rm mm}^2$, при реконструкции и соответствующем обосновании допускается применять неизолированный провод типа AC. На отпайках от магистралей допускается применение проводов типа СИП-3 и AC сечением не менее $35~{\rm mm}^2$.

Защищенные провода типа СИП-3 рекомендуется применять на ВЛ 6-35 кВ в следующих случаях:

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

При новом строительстве и реконструкции ВЛ 0,4 кВ должны применяться аттестованные:

- самонесущие изолированные провода типа СИП-2;
- самонесущие изолированные провода СИП-4.

Монтаж проводов линий электропередачи, выполненных СИП, может осуществляться, как на опорах, так и как при соответствующем обосновании (как исключение) по фасадам зданий и сооружений.

ВЛ 0,4 кВ с распределенной нагрузкой по длине линии должны выполняться с использованием самонесущих изолированных проводов сечением не менее 70мm^2 . Для подключения отдельных потребителей, в т.ч. ответвления от линии, может использоваться СИП меньшего сечения, но не менее 25 мm^2 .

Срок службы проводов СИП должен быть не менее 40 лет.

3.3.1.5. Линейное коммутационное оборудование

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

- 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 т.ч. 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.

Фидера ВЛ, напряжением 6-20 кВ, должны быть оснащены устройствами одно кратного или двух кратного АПВ на головном выключателе линии и на секционирующих пунктах.

Пункты ABP и секционирующие пункты должны быть оснащены вакуумными выключателями и микропроцессорными устройствами P3A.

ПТД Страница 67 из 102

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 от магистрали, длина которых составляет более 1,5 км, рекомендуется устанавливать современнее коммутационное оборудование в «голове» этих ответвлений.

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

3.3.1.6. Вольтодобавочные трансформаторы линейные

Для адаптации распределительных электрических сетей напряжением 6-20 кВ к изменению (увеличению) электрических нагрузок и обеспечения требуемого качества электрической энергии, рекомендуется применять вольтодобавочные трансформаторы.

Вольтодобавочные трансформаторы должны устанавливаться на линиях электропередачи в точках критического падения напряжения (Uн>-5%) или непосредственно у потребителя.

Регулирование напряжения ВДТ должно осуществляться в автоматическом режиме.

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

Уровень регулирования напряжения при использовании ВДТ должен составлять $\pm 10\%$ или $\pm 15\%$.

Вольтодобавочные трансформаторы рекомендуется устанавливать:

- на линиях электропередачи 6-20 кB, которые не обеспечивают качество электрической энергии у потребителей, с регулированием напряжения ±10%;
- на линиях электропередачи 6-20 кВ с целью увеличения пропускной способности линий, с регулированием напряжения +10%;
- на подстанциях 35-110 кВ, оборудованными устройствами ПБВ, где регулирование напряжения не отвечает нормативным требованиям, с регулированием напряжения $\pm 15\%$;
- на распределительных пунктах и подстанциях напряжением 6-20 кB, с регулированием напряжения $\pm 15\%$.

Установленная мощность вольтодобавочных трансформаторов должна выбираться по проходному току регулируемой автотрансформаторной обмотки.

ВДТ должны оснащаться встроенными трансформаторами тока и напряжения, программируемыми блоками управления с возможностью регистрации процессов и режимов работы ВДТ.

3.3.1.7. Линейная арматура и изоляторы

Для применения в ОАО «Ленэнерго» линейная арматура, изоляторы и материалы должны быть сертифицированы и аттестованы, и выбираться с учетом расчетно-климатических условий и условий загрязнения.

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;
 - полимерные изолирующие траверсы;

ПТД Страница 68 из 102

межфазные полимерные изолирующие распорки.

На ВЛ 6-20 кВ рекомендуется применять:

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

На ВЛ напряжением до 1 кВ рекомендуется применять линейную арматуру для самонесущего изолированного провода (СИП-2, СИП-4).

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 эксплуатации ВЛ.

Линейная арматура по возможности должна обеспечивать:

- выполнение работ без снятия напряжения;
- предотвращение образования гололеда;
- недопущение налипание мокрого снега.

3.3.1.8. Защита от грозовых перенапряжений

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

Для защиты высоковольтной изоляции ВЛ напряжением 35-110 кВ от грозовых перенапряжений, в гололёдных районах, а также в местах, где невозможно обеспечить нормированное заземление опор, взамен грозотроса допускается применение:

- ΟΠΗ;
- длинно-искровых разрядников;
- мультикамерных разрядников;
- изоляторов, совмещенных с мультикамерными разрядниками.

Применение на ВЛ 6-20 кВ ограничителей перенапряжений, длинно-искровых разрядников, мультикамерных разрядников должно обеспечивать защиту:

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

3.3.1.9. Мероприятия по приведению состояния действующих ВЛ к требования ПУЭ 7-го издания

При проведении ремонтов и реконструкций ВЛ, построенных с соблюдением требований ПУЭ 6-го издания и предусматривающих полную замену опор и проводов на отдельных участках ВЛ (в анкерных пролётах), восстановление этих участков должно производиться с учётом требований ПУЭ 7-го издания.

ПТД Страница 69 из 102

При необходимости частичной замены опор и проводов, без увеличения их сечения, (объемом работ до 50%) в анкерных пролётах вышеуказанных воздушных линий, допускается руководствоваться требованиями ПУЭ 6-го издания.

На воздушных линиях электропередачи с высокой степенью физического износа (более 50%), необходимо выполнять реконструкцию и техническое перевооружение ВЛ в целом.

При восстановлении анкерных участков ВЛ 6-110 кВ, с учётом применения требований ПУЭ 7-го издания, а также при полной реконструкции существующих ВЛ 6-110 кВ, расположенных в местах, не представляющих возможность расставить опоры в соответствии с новыми расчётными условиями или изменить направление трассы ВЛ, рекомендуется применять опоры с характеристиками, позволяющие с сохранением существующих мест установки опор на местности, осуществить реконструкцию ВЛ.

В данном случае, металлические многогранные опоры должны изготавливаться по индивидуальным характеристикам, определяемым при проектировании ВЛ.

Ответвления от ВЛ 0,4 кВ к вводам в здания и сооружения должны быть выполнены самонесущими изолированными проводами с применением СИП-4. Соединения ответвлений ВЛ с внутренней проводкой, должно осуществляться с применением ответвительных одноразовых, прокалывающих, герметичных зажимов со срывной головкой. Применение данных зажимов является контролирующим и защитным фактором от несанкционированного доступа к местам соединений с целью хищения электроэнергии.

3.3.2. Кабельные линии электропередачи

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

3.3.2.1 Требования к кабельным линиям

Применяемые кабели и кабельная арматура должны соответствовать требованиям действующей нормативно-технической базы.

Прокладка кабельных линий должна осуществляться при наличии исходноразрешительной 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.

В зонах городской застройки рекомендуется применять петлевые схемы прокладки кабелей.

В крупных городах с числом жителей 1 млн. и более, рекомендуется применять 2-х лучевые схемы электроснабжения с автоматическим включением резерва.

Учитывая высокую насыщенность городских территорий инженерными сооружениями, а также с целью обеспечения возможности осуществления реконструкции и прокладки новых КЛ, рекомендуется в районах жилой застройки городов выполнять кабельную канализацию и кабельные туннели.

Соединения КЛ с ВЛ напряжением 35-110 кВ в городской черте должно осуществляться в сооружаемых переходных пунктах закрытого типа. При согласовании конструктивных решений допускается соединение КЛ с ВЛ на специальных переходных опорах.

3.3.2.2. Требования к силовым кабелям

Силовые кабели должны обеспечивать:

ПТД Страница 70 из 102

- требуемую пропускную способность в соответствии с техническими условиями на кабельную продукцию и условиями прокладки;
 - термическую устойчивость при коротком замыкании;
 - нормированные уровни изоляции;
 - низкие диэлектрические потери;
- минимальную массу и габариты, облегчающие его прокладку в кабельных сооружениях и в земле на сложных участках;
 - влагостойкость и коррозионную защиту;
 - минимально возможный радиус изгиба;
 - возможность прокладки на трассах с неограниченной разностью уровней;
- $-\,$ возможность прокладки кабелей при температуре до -20 $^{\rm o}$ C без предварительного подогрева;
 - минимальные затраты на эксплуатацию и ремонт кабельных линий;
 - стойкость к механическим повреждениям;
 - большие строительные длины;
 - при необходимости применять силовые кабели со встроенным оптиковолокном;
 - экологичность и безопасность.

В кабельных сооружениях и производственных помещениях должны применяться кабели с пониженной пожароопасностью (не распространяющие горение), и с низким дымо и газовыделением (в том числе с низким выделением токсичных газов).

Кабельные линии напряжением 6-110 кВ рекомендуется выполнять кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена.

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

3.3.2.3. Требования к кабельной арматуре

Для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией и с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение от 1 до 35 кВ, включая муфты на трехжильный кабель в одной оболочке должна применяться:

- термоусаживаемая кабельная арматура;
- кабельная арматура холодной усадки;
- заливная кабельная арматура, в том числе гелиевые муфты.

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.

3.3.2.4. Защита от перенапряжений кабельных линий

Для защиты КЛ 35-110 кВ от коммутационных перенапряжений должны устанавливаться нелинейные ограничители перенапряжений, во взрывобезопасном

ПТД Страница 71 из 102

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.

3.3.2.5. Требования к технологиям прокладки кабельных линий

Работы по прокладке новых и реконструкции существующих кабельных линий всех классов напряжений должны проводиться на основании инженерно-геологических изысканий грунтов в зоне их прокладки.

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 (для кабеля 35 кВ при возможности) при прокладке должны выполняться следующие требовании:

- оборудование для протяжки кабеля должно позволять плавное изменение скорости протяжки вплоть до остановки;
- тяговая лебёдка должна быть оснащена специальными устройствами позволяющими контролировать усилие тяжения кабеля и измерения количества метров протянутого кабеля;
- должна производить запись усилия тяжения кабеля на диаграмму в течение всего процесса тяжения кабеля;
- автоматическое отключение тяговой лебёдки, если усилие тяжения превысит заданную величину;
- устанавливаться переносные тяги, синхронизированные с лебёдкой (на сложных трассах при условиях тяжения, превышающих допустимые).

При строительстве новых КЛ или реконструкции существующих в черте города, на территории промышленных предприятий, при пересечении транспортных коммуникаций и других искусственных или естественных препятствий, 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.

<u>При прокладке кабелей в кабельных сооружениях необходимо выполнять</u> следующие требования:

– покрывать кабели огнезащитными составами за исключением кабелей, имеющих оболочку с пониженной горючестью, с низким газодымовыделением;

ПТД Страница 72 из 102

- применять кабели с изоляцией в оболочке из материала, не поддерживающего и не распространяющего горение;
- применить кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена с двойной герметизацией и усиленной оболочкой;
- прокладку КЛ-110 кВ выполнить в железобетонных лотках с засыпкой песчаногравийной смесью;
- на участках прокладки КЛ-110 кВ методом горизонтально-направленного бурения предусмотреть закладку резервных труб, объёмы закладки резервных труб согласовать с соответствующим филиалом ОАО «Ленэнерго;
- 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 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;
- оборудовать кабельные сооружения устройствами пожарной и охранной сигнализации с выводом предупредительных и тревожных сигналов на диспетчерский пункт электросетевой организации, эксплуатирующей кабельные линии и кабельные сооружения.
- Разработать, в случае необходимости, мероприятия по ограничению токов короткого замыкания в сети 6-10 кВ (не более 12- 13 кА для старых кабельных линий проложенных в историческом центре г.Санкт-Петербург). Принятые решения не должны ограничивать чувствительность МТЗ стороны 110 кВ силового трансформатора ниже допустимой при КЗ на шинах РУ 6-10 кВ.

3.3.2.6. Диагностика и испытания кабельных линий

Для определения технического состояния силовых кабелей должны применяться неразрушающие методы диагностики изоляции кабеля, а также применяться устройства диагностики и мониторинга, информирующие о текущем состоянии кабеля и предупреждающие о его возможном повреждении.

На основе анализа результатов экспериментальных исследований и опыта применения различных методов в ОАО «Ленэнерго» были разработаны «Объем и нормы щадящих и неразрушающих методов испытания и диагностики кабельных линий 6-110 кВ», введенные в действия приказом Генерального директора ОАО «Ленэнерго» от 20.07.2010г. №313. В указанном документе определены объемы и нормы испытаний КЛ, как в процессе эксплуатации, так и при приемке кабельных линий 6-110 кВ в эксплуатацию, критерии оценки состояния изоляции КЛ 6-110 кВ и необходимые в процессе дальнейшей эксплуатации мероприятия. Данный документ требует проведения обязательной оценки состояния вновь построенной кабельной линии вместе с арматурой после монтажа путем комплексной диагностики, в том числе методом частичных разрядов.

ПТД Страница 73 из 102

3.4. Ограничения по применению оборудования и материалов

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

На ПС 35-110 кВ:

- схемы первичных соединений ПС 35-110 кВ с отделителями и короткозамыкателями;
 - схемы первичных соединений ПС 35-110 кВ с без портальным приемом ВЛ;
 - элегазовые токопроводы КРУЭ длиной более 12 м:
 - трансформаторы и реакторы со сроком службы менее 30 лет;
 - воздушные и масляные выключатели;
 - пневматические привода к высоковольтным выключателям;
- разъединители с фарфоровой опорно-стержневой изоляцией с ручным приводом;
 - ТН с емкостными делителями для систем АИИС КУЭ;
- аккумуляторные батареи открытого исполнения, с гелиевым электролитом и со сроком службы менее 15 лет;
 - вентильные разрядники всех типов;
- гибкие изолированные проводники для присоединения автоматов отходящих линий к шинам 0,4 кВ на щитах СН подстанций;
- открытые шкафы собственных нужд, в которых не обеспечена защита персонала от поражения электрическим током.

На ТП 6-20/0,4 кВ, РП 6-20 кВ:

- комплектные трансформаторные подстанции 6-20/0,4 кВ шкафного типа с вертикальным расположением оборудования;
 - трансформаторы с расчётным сроком службы менее 30 лет;
 - воздушные выключатели и малообъёмные масляные выключатели;
 - негерметичные силовые трансформаторы марки ТМ;
 - распределительные пункты, выполненные из отдельных ячеек КРУН;
 - вентильные разрядники серии РВО.

На воздушных линиях 35-110 кВ:

- полимерные изоляторы серии ЛП и ЛПИС с оболочкой из полиолефиновой композиции;
- полимерные изоляторы, изготовленные методом пореберной сборки защитной оболочки;
 - стальные грозозащитные тросы без антикоррозионного покрытия;
 - вентильные и трубчатые разрядники;
- лакокрасочные покрытия и технологии их нанесения для металлоконструкций опор, не обеспечивающие срок службы опоры 50 лет;
 - гасители вибрации одночастотные типа ГВН.

На воздушных линиях 0,4-20 кВ:

- при реконструкции и новом строительстве неизолированные провода на ВЛ напряжением 0,4 кВ;
 - неизолированные провода марки А (алюминий);
 - подвесные тарельчатые изоляторы типов ПФ6-А и ПФ6-Б;
- полимерные изоляторы серии ЛП и ЛПИС с оболочкой из полиолефиновой композиции;

ПТД Страница 74 из 102

- полимерные изоляторы, изготовленные методом пореберной сборки защитной оболочки;
- технологии пропитки деревянных опор, не обеспечивающие срок службы опоры 40 лет;
- устройства защиты от повреждений при воздействии электрической дуги и искровые промежутки на ВЛЗ 6-20 кВ (за исключением длинно-искровых разрядников);
 - трубчатые разрядники 6-10 кВ.

На кабельных линиях:

- силовые маслонаполненные кабели напряжением 110 кВ и кабели с бумажной изоляцией 35 кВ:
- силовые кабели, не отвечающие действующим требованиям по пожарной безопасности и выделяющие большие концентрации токсичных продуктов при горении.

3.5. Электромагнитная совместимость

Мероприятия по электромагнитной совместимости технических средств должны отвечать требованиям нормативно-технических документов по ЭМС и обеспечивать:

- защиту оборудования подстанций, а также электронных и микропроцессорных устройств от электромагнитных помех;
- выравнивание потенциала на заземленном оборудовании и в контуре заземления подстанции;
 - защиту от статического и наведенного электрического потенциала.

Электромагнитные воздействия не должны приводить к повреждению и нарушениям в работе вторичного оборудования, приборов учёта, систем защиты, управления и связи.

Все электронные и микропроцессорные устройства, установленные на электросетевых объектах, должны быть испытаны на помехоустойчивость в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51317.6.5.

В проектах, на строительство новых трансформаторных подстанций, их технического перевооружения или реконструкции, а также при применении на подстанциях отдельных микропроцессорных и электронных устройств, должен разрабатываться раздел по ЭМС. В данном разделе должны определяться мероприятия по обеспечению электромагнитной обстановки, при которой обеспечивается надежная работа вторичного оборудования, систем защиты, управления и связи исключающее их повреждение от электромагнитного воздействия.

При вводе трансформаторных подстанций в эксплуатацию должна проводиться проверка электромагнитной обстановки на территории объекта с выполнением условий ЭМС.

3.6. Метрологическое обеспечение

Требования к метрологическому обеспечению регламентируются следующими основными документами:

Федеральные Законы:

- «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ;
- «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 г. № 102-ФЗ;
- «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности...» от 23.11.2009 г. № 261-Ф3;
 - «О техническом регулировании» от 27.12.2002 г. №184-ФЗ.

Приказы OAO PAO «ЕЭС России»:

ПТД Страница 75 из 102

- «Об организации исполнения требований ФЗ «Об обеспечении единства измерений» в условиях реформирования ОАО РАО «ЕЭС России» от 20.09.2006 г. № 667.
- «Об утверждении Положения о метрологической службе электроэнергетики и организации переаккредитации головной метрологической службы электроэнергетики» от $20.03.2008 \, \text{г.} \, \text{N}\underline{\text{o}} 137.$

Нормативными документами ОАО «Ленэнерго»:

- «Руководящие указания по организации метрологической службы»;
- «Руководящие указания по проведению метрологического контроля и надзора»;
- «Руководящие указания по выбору и применению электроизмерительных приборов, трансформаторов тока и напряжения, датчиков тока и напряжения. Измерительные цепи».

<u>Целью метрологического обеспечения</u> производства в ОАО «Ленэнерго» является обеспечение единства и требуемой точности измерений во всех производственных процессах при осуществлении деятельности по приему, преобразованию, передаче и распределению электрической энергии.

<u>Приоритетными направлениями</u> единой технической политики в области метрологического обеспечения являются:

- организация приведения отраслевой нормативной документации и стандартов организации в области метрологического обеспечения в соответствие требованиям законодательства РФ и изменившейся структуре отрасли;
- внедрение современных методов и средств измерений (СИ),
 автоматизированного контрольно-измерительного оборудования, оснащения калибровочных лабораторий современными установками для калибровки/поверки средств измерений и эталонными средствами, необходимой вычислительной техникой, транспортными средствами;
- планирование организации метрологического обеспечения с повышенной точностью для инновационных типов нового оборудования;
- разработка стандартов организации по созданию системы метрологического обеспечения на всех этапах, начиная с планирования работ до выборочного контроля качества их выполнения;
- проведение аккредитации на техническую компетентность метрологических служб Общества и филиалов.

Все СИ, применяемые на объектах ОАО «Ленэнерго», должны отвечать следующим требованиям:

- СИ должны иметь свидетельства (сертификаты) об утверждении типа, зарегистрированного в Государственном реестре СИ, допущенных 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;
- вновь устанавливаемые (при аварийной или плановой замене) СИ должны быть аттестованы на соответствие требованиям;
- СИ должны быть поверены (калиброваны) в установленном порядке иметь действующие свидетельство и/или клеймо о поверке (калибровке), запись в эксплуатационных документах на СИ.

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

Должны быть исключены из цикла измерений во всех производственных процессах при осуществлении деятельности по приему, преобразованию, передаче и распределению электрической энергии СИ, не имеющие свидетельства (сертификата) утверждения типа,

ПТД Страница 76 из 102

допущенного к применению в $P\Phi$ (не зарегистрированные в Государственном реестре СИ).

Должна осуществляться плановая замена СИ, имеющих сверхнормативный износ, реализуемая в рамках программы модернизации СИ по следующим направлениям:

- полная модернизация СИ в сфере государственного регулирования;
- 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 интервалов.

3.7. Эксплуатация распределительных сетей и организация ремонтов

<u>Организация эксплуатации распределительных электрических сетей должна быть</u> направлена на:

- обеспечение надежного (безаварийного) функционирования сетей;
- повышение управляемости и автоматизации электросетевых объектов;
- сокращение времени и частоты отключения потребителей;
- снижение эксплуатационных издержек и потерь электрической энергии;
- внедрение надежных методов и средств диагностики технического состояния оборудования сетей без его отключения;
- создание необходимого эксплуатационного и аварийного запаса оборудования, изделий и материалов по условиям надежности и риска отказа, а также условий их доставки до мест установки.

Оценку технического состояния электротехнического оборудования, конструкций, изделий и материалов рекомендуется выполнять с использованием критериев надежности и срока службы оборудования на основе разработанных и утверждённых методик определения (расчёта) физического износа электросетевых объектов.

Решение о продлении сроков эксплуатации элементов электрической сети должно приниматься на основании:

- данных о текущем состоянии оборудования, конструкций и изделий, формируемых по материалам документальных и технических аудитов;
- результатов проведения функциональной диагностики и испытаний, а также с учетом оценки выявленных дефектов и вероятности их развития до отказов или аварийных ситуаций.

<u>Технические требования к организации ремонтов в распределительных</u> электрических сетях:

- переход к организации ремонтов на принципах выполнения работ по критериям технического состояния сетей для существующего оборудования со сроком эксплуатации не более 25 лет для остального оборудования установить периодичность работ по ТОиР с определением эффективного минимума ключевых характеристик его эксплуатации;
 - сокращение продолжительности и объемов выполнения ремонтных работ;
 - механизация производства выполнения ремонтных работ на сетевых объектах;
 - переход к ремонтам электрических сетей под напряжением.

Для организации ремонтов электрических сетей под напряжением необходимо:

 повышать механическую прочность конструктивных элементов и оптимизировать изоляционные расстояния для обеспечения устойчивой работы электроустановок при внешних воздействиях;

ПТД Страница 77 из 102

- применять упрощенные конструкции аппаратов с видимым разрывом и заземляющими устройствами;
- применять оборудование, изделия и материалы, с большим эксплуатационным ресурсом и не требующих технического обслуживания и ремонтов в течение срока службы;
- устанавливать коммутационные аппараты с большим числом включений/отключений (не менее 12000 циклов) и конструктивно выполненных под их обслуживание под напряжением;
- использовать арматуру, приспособленную для удобного отсоединения и подключения элементов сети под напряжением;
- применять изоляторы новых конструкций, позволяющих выполнять ТОиР проводов и шин под напряжением;
- применять устройства P3A, обеспечивающие самоконтроль исправности и готовность к работе, не требующие отключения электроустановок для ремонтов и проверок, с возможностью ввода режима «работа на объекте» с автоматическим запретом функций АПВ и АВР;
- применять защитные средства, устройства и ограждения, обеспечивающие безопасную работу персонала на не отключённых токоведущих частях.

Планирование ремонтов должно осуществляться на основе оценки текущего технического состояния электрооборудования и с учетом его важности в цепи передачи электрической энергии конечному потребителю.

Организация ремонтов должна осуществляться с учетом:

- совершенствование методов организации управления и планирования ремонтами;
- анализа показателей технического состояния оборудования и электросетевых объектов в целом до и после ремонта по результатам диагностики;
- функционального выделения персонала для работ по техническому обслуживанию и ремонтам;
 - применения новых технологий обслуживания и ремонта;
- применения для проведения ремонтов современных, высокотехнологичных и безопасных оборудования, инструментов и приспособлений;
 - обучения и регулярного проведения тренировок персонала;
- применения методов проведения ремонтов для различных типов оборудования с учетом факторов риска и надежности;
- повышения надежности и безопасности работы оборудования, снижения аварийности и несчастных случаев;
- моделирования показателей эффективности электрической сети при различных вариантах ремонтных схем, а также гибкости и возможности изменения схем электрических сетей;
 - расчетов вероятности отказов и времени ремонта оборудования.
- разработки и совершенствования нормативно-технической, методической документации и технологических карт на выполнение ремонтов.

3.7.1. Создание единой системы управления распределенными ресурсами для производства аварийно-восстановительных работ при сложных технологических нарушениях природного и техногенного характера

Анализ массовых технологических нарушений позволяет сделать вывод, что повышение надежности функционирования электрической сети должно реализовываться через сбалансированное решения двух основных задач:

ПТД Страница 78 из 102

- повышение физической (механической устойчивости) объектов электросетевого комплекса к форс-мажорным воздействиям;
- развитие системы управления распределенными ресурсами при производстве аварийно-восстановительных работ на объектах электроэнергетики в условиях чрезвычайной ситуации (далее СУРР АВР ЧС) с целью оперативного восстановления электроснабжения потребителей.

Учитывая низкую периодичность возникновения массовых (сложных) технологических нарушений, а также значительную площадь территории, занимаемой объектами распределительных электрических сетей, приоритет должен отдаваться внедрению СУРР АРВ ЧС, над полномасштабным усилением (заменой) электросетевых объектов.

СУРР АВР ЧС должна повышать эффективность принятия управленческих решений при производстве аварийно-восстановительных работ в ОАО «Ленэнерго», обеспечивать контроль их реализации и информирования руководства, а также федеральных органов исполнительной власти и других заинтересованных организаций и ведомств.

Систему предполагается использовать при возникновении аварий и ЧС в распределительном электросетевом комплексе на объектах напряжением 0,4-110 кВ, находящихся на балансе ОАО «Ленэнерго».

Система должна представлять собой автоматизированный программный комплекс, формируемый на базе геоинформационной платформы и обеспечивающий:

- автоматизацию сбора и представления информации о последствиях аварий и чрезвычайных ситуаций и ходе проведения аварийно-восстановительных работ, а также обеспечение доступа к ней всех заинтересованных лиц, организаций и ведомств;
- эффективное управление ресурсами, задействованными при ликвидации аварий и чрезвычайных ситуаций, в том числе обеспечение соответствия привлекаемых ресурсов (количество и профиль бригад, спецтехники и материалов) масштабам и конкретным видам аварийно-восстановительных работ;
- визуализацию представляемой информации с географической привязкой к месту проведения аварийно-восстановительных работ, с возможностью масштабирования, получения информации об электросетевом объекте, в том числе о наличии и размещении ресурсов, используемых при их производстве, а также другой справочной информации.

Программа по внедрению СУРР ABP ЧС должна включать в себя следующие основные направления:

- разработку административных регламентов взаимодействия организаций и ведомств, создание единого координационного органа на базе действующего ситуационно-аналитического центра Минэнерго России;
- формирование в каждой организации модуля аварийного запаса, а также общей базы данных о наличии аварийного запаса оборудования и материалов, аварийновосстановительных бригад (с указанием профиля и квалификации персонала), специальной техники и механизмов. Для каждого ресурса должна быть описана логистика и другие параметры, характеризующие оперативность развертывания ресурса;
- разработку и внедрение автоматизированных систем управления распределенными ресурсами при ABP ЧС на базе геоинформационных систем (ГИС), позволяющих в режиме реального времени контролировать объекты, наличие и движение ресурсов (бригад, техники, материалов и т.п.) с точной географической привязкой; интеграция базы данных ресурсов в автоматизированную систему;
- разработку и внедрение современных средств мониторинга и диагностики территориально-распределенных объектов электросетевого комплекса;

ПТД Страница 79 из 102

- системы мониторинга состояния просек и трасс прохождения ВЛ с использованием систем лазерного сканирования, спутниковой и аэрофотосъемки;
- дистанционной диагностики параметров электросетевого оборудования с определением состояния изоляции, температуры токоведущих частей, химического состава изоляционных материалов;
- программно-технические комплексы, обрабатывающие поступающие с электросетевых объектов данные телеметрии и позволяющие осуществлять дистанционное управление объектами.

3.7.2. Построение оптимальных модулей и стратегии аварийновосстановительных работ

Учитывая высокую повторяемость аномальных погодных явлений, при которых создаются сверхнормативные эксплуатационные условия, приводящие к массовому повреждению электросетевых объектов (воздушных линий электропередачи и трансформаторных подстанций), не рассчитанных на данные условия, для ликвидации последствий аварийных ситуаций необходимо создать модульную систему складирования и хранения аварийного запаса, состоящего из:

- опор линий электропередачи;
- проводов;
- линейной арматуры;
- кабельной продукции для организации временного электроснабжения потребителей;
- передвижных подстанций, а также мобильных аварийных и резервных электростанций и для организации временного электроснабжения потребителей.

К каждому модулю должен быть приписан набор технических средств, находящийся на балансе сетевых предприятий и штатное расписание аварийных бригад, закреплённых за каждым модулем, сформированное из работников соответствующих специальностей данных предприятий.

Место нахождения модуля должно располагаться на охраняемой территории (территория сетевого предприятия или РЭСа) из расчёта обслуживаемого плеча не более 50 км.

Аварийный запас должен храниться в специально отведенных местах. Запрещается его хранение вместе с материалами и оборудованием, предназначенными для плановых ремонтов и других работ.

Хранение материалов, и конструкций должно обеспечивать их исправное состояние, возможность быстрого получения и погрузки.

Древесину следует хранить в штабелях с прокладками между рядами. Должны быть приняты меры против раскатывания деталей опор. Также в штабелях и с аналогичными мерами предосторожности следует хранить железобетонные опоры и приставки. Запрещается хранение в одном штабеле деревянных и железобетонных деталей. Провода и тросы должны храниться в барабанах (для отрезков небольшой длины допустимо хранение в бухтах) под навесом.

Техническое состояние аварийного запаса должно периодически проверяться инженерно-техническим персоналом филиалов ОАО «Ленэнерго» (РЭС) но не реже двух раз в год. При выявлении каких-либо нарушений в комплектовании или хранении аварийного запаса необходимо немедленно принимать меры к их устранению. Аварийный запас древесины подлежит обновлению не реже одного раза в два года.

Аварийный запас должен создаваться и пополняться из централизованных поступлений материальных ресурсов, выделяемых на ремонтно-эксплуатационные нужды электрических сетей, а финансироваться за счет оборотных средств.

Аварийный запас опор, по возможности, необходимо создавать из быстромонтируемых элементов, имеющих малый вес.

ПТД Страница 80 из 102

На напряжении 35-110 кВ в качестве изоляторов рекомендуется применять полимерные изоляторы, имеющие меньшие весовые характеристики и позволяющие производить их быстрый монтаж.

Запас кабельной продукции должен состоять из кабелей с пластмассовой изоляцией, и укомплектован быстромонтируемой арматурой (соединительными и концевыми муфтами наружной установки).

Набор технических средств аварийных бригад должен обеспечивать бесперебойный ритм аварийно-восстановительных работ за минимальный промежуток времени и должен включать:

- средства для транспортировки опор или другой автотранспорт высокой проходимости для перевозки элементов опор, проводов, линейной арматуры, кабельной продукции;
- бурильно-крановые машины (БКМ) для сверления котлованов под опоры диаметром 350 мм и 800 мм;
 - автокраны грузоподъёмностью обеспечивающей установку опор ВЛ;
- бульдозеры для расчистки территории и доставки в случае необходимости опор и материалов к месту их установки и монтажа;
 - автовышки для монтажа линейной арматуры и проводов;
- автотранспортные средства высокой проходимости для доставки ремонтных бригад к месту производства аварийно-восстановительных работ;
- передвижные электростанции для обеспечения электроэнергией мест аварийновосстановительных работ;
- инструмент необходимый для осуществления аварийно-восстановительных работ, в т.ч. сварочный аппарат, работающий от передвижной электростанции.

Объём модуля, по хранившимся там ресурсам (опоры, провода, линейная арматура, кабельная продукция), должен определяться с учётом степени износа электросетевых объектов и их процентной доли в общем объеме сетевой зоны, охватываемой данным модулем.

Количественные данные должны определяться по Методическим указаниям, определяющим величину аварийного запаса, необходимого для ликвидации последствий массовых повреждений электросетевых объектов в результате воздействия погодных аномалий.

Для разработки Методических указаний необходимо использовать следующие нормативные документы:

- «Нормы аварийного страхового запаса основных материалов запасных частей и изделий для воздушных линий электропередачи 0,38-20 кВ НР 34-00-095-86» (МЭиЭ СССР);
- «Нормы аварийного запаса материалов и оборудования для восстановления воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше» (ЗАО «Спецмаркет»).

3.8. Реконструкция и новое строительство электросетевых объектов

Реконструкция, техническое перевооружение и новое строительство распределительных электрических сетей напряжением 0,4-110 кВ должны осуществляться на основе разработанных и утверждённых Схем развития электроэнергетики региона 35-110 кВ и Схем развития сетей 6-20 кВ.

В Схемах определяются физические объёмы работ и объёмы финансирования по реконструкции, техническому перевооружению и новому строительству, с учётом перспективного развития сетей, их модернизации с разбивкой по годам реализации.

<u>Проектирование, реконструкция, техническое перевооружение и новое</u> <u>строительство электросетевых объектов должно производиться на основе:</u>

– исходно-разрешительной документации и согласований с организациями, чьи интересы затрагивают работы на электросетевых объектах;

ПТД Страница 81 из 102

- инженерно-геодезических и инженерно-геологических изысканий;
- гидрологических изысканий;
- данных сейсмической активности;
- карт климатического районирования;
- экологических изысканий;
- санитарных и противопожарных требований.

При реконструкции, техническом перевооружении и новом строительстве распределительных электрических сетей должно применяться современное, мало обслуживаемое и необслуживаемое электротехническое оборудование, современные высокотехнологичные изделия и материалы, а также передовые инновационные технологии обслуживания и эксплуатации сетей.

3.9. Диагностика оборудования, формирование АСУ ТОиР, мониторинг распределительных сетей

<u>Диагностика и мониторинг основного оборудования подстанций должна</u> <u>строиться на принципах:</u>

- внедрения неразрушающих методов контроля;
- применения средств диагностики и мониторинга основного оборудования;
- диагностика измерительных трансформаторов, коммутационного оборудования;
- диагностики состояния оборудования и его мониторинг преимущественно без отключения напряжения;
- внедрения единых информационно-диагностических систем для получения оперативного доступа к информации о техническом состоянии оборудования;
 - непрерывного контроля показателей качества электроэнергии.

<u>Диагностика и мониторинг ВЛ должна включать:</u>

- автоматизированные системы мониторинга гололёда в районах нахождения распределительных сетей;
- автоматизированный температурный мониторинг проводов, на систематически работающих ВЛ с токовой нагрузкой, близкой к максимально длительно-допустимой;
- сканирование с электромагнитной, лазерной, ультрафиолетовой и инфракрасной фиксацией дефектов;
 - ультразвуковая дефектоскопия;
 - сейсмоакустический контроль состояния фундаментов и ж/б конструкций;
 - магнитометрия металлических конструкций.

Диагностика и мониторинг кабельных линий

В кабельных сетях следует применять неразрушающие методы диагностики состояния изоляции кабеля с прогнозированием её состояния. Основным методом неразрушающего контроля следует считать контроль зависимости тока утечки от времени и напряжения.

Для решения проблемы защиты кабелей от однофазных замыканий на землю необходимо применять:

- устройства и систему автоматизированного контроля изоляции и технической диагностики;
- контроль за перенапряжениями в кабельных сетях и состоянием параметров изоляции КЛ;
- контроль за рабочим состоянием коммутационных аппаратов и устройств P3A, обеспечивающих защиту кабельных линий.

На основе автоматизированных информационно-диагностических систем рекомендуется внедрять автоматизированные системы технического обслуживания и

ПТД Страница 82 из 102

ремонтов распределительных электрических сетей (АСУ ТОиР), базирующейся на объективных данных о техническом состоянии оборудования сетей, его аварийности, ремонтопригодности и степени риска дальнейшей эксплуатации.

3.10. Регламентирование основных технических решений при осуществлении технологических присоединений к электрическим сетям

Присоединение потребителей к распределительным электрическим сетям должно реализовываться на принципах не дискриминационного доступа.

Технические решения, реализуемые при технологическом присоединении потребителей не должны влиять на общую надёжность распределительных электрических сетей соответствующего класса напряжения, а также на качественные (нормированные) показатели электрической энергии. При нарушении данных условий, сетевая организация должна учесть в стоимости услуг на присоединение, выполнение мероприятий, обеспечивающих надлежащий уровень указанных выше показателей.

Принятие решения на технологическое присоединение потребителя к распределительным электрическим сетям должно сопровождаться технико-экономическим обоснованием по предлагаемым вариантам схемных решений и электрическими расчётами с последующим оформлением технических условий на присоединение.

Технологическое присоединение должно осуществляться, как правило, по договору на оказание услуг по присоединению между сетевой организацией и потребителем или потребителем на основании выданных технических условий.

В процессе взаимоотношений с потребителем по технологическим присоединениям, необходимо руководствоваться Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 г. №861.

3.11. Мероприятия по внедрению энергосберегающих технологий в электросетевом комплексе

Целью реализации мероприятий по энергосбережению является повышение эффективности функционирования распределительного электросетевого комплекса за счет внедрения комплекса организационных и технических мероприятий, направленных на снижение технических и коммерческих потерь электроэнергии при её передаче.

При строительстве новых и реконструкции существующих элекросетевых и инфраструктурных объектов должны применяться строительные материалы, оборудование, изделия и технологии, направленные на энергосбережение и повышение энергетической эффективности, а также не приводящие к существенному росту стоимости строительства.

При выборе энергосберегающих технологий необходимо руководствоваться комплексными подходами, которые должны учитывать результаты энергоаудитов, вариантность предлагаемых технических решений, технологий и оборудования, а также расход энергетических ресурсов на производственные и хозяйственные нужды.

Энергосберегающие технологии должны обеспечивать оптимальную загрузку основного электросетевого оборудования и использование оборудования с низким уровнем технологических потерь электроэнергии.

Применение оборудования и технологий должны исключать несанкционированное (без учетное) потребление электрической энергии. Для соединения ответвлений от ВЛ 0,4 кВ с внутренней проводкой, в качестве ответвительных зажимов, необходимо предусматривать комплекты одноразовых, прокалывающих, ответвительных, герметичных зажимов со срывной головкой (типа ЗПО или аналогичные).

В качестве энергосберегающих элементов и методов на электросетевых объектах рекомендуется применять:

- силовые трансформаторы с уменьшенными потерями электроэнергии;

ПТД Страница 83 из 102

- двухтарифные (много тарифные) электронные счетчики электроэнергии;
- люминесцентные лампы с электронным пускорегулирующим блоком и датчиками освещенности;
- прожектора, светодиодные светильники внутренней и наружной установки с датчиками освещенности и регулируемым световым потоком;
 - инфракрасные обогреватели с терморегуляторами;
 - оборудование собственных нужд с низким энергопотреблением.

В качестве перспективных энергосберегающих технологий, применение которых позволит дополнительно повысить эффективность использования на подстанциях тепловой и электрической энергии, должны рассматриваться:

- технологии утилизации тепла, выделяемого силовыми трансформаторами;
- тепловые насосы, грунтовые аккумуляторы тепловой энергии, совмещенные комбинированные системы кондиционирования и системы отопления подстанций, солнечные гелиоколлекторы;
 - тепловые накопители;
- системы управления энергопотреблением зданий, основанных на принципах «Smart house».

С целью реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, требуется разработка следующих документов:

- методики нормирования потерь электрической энергии;
- методики многокритериального отбора и оценки энергоэффективности проектов и порядка их реализации;
- регламентирование энергосберегающих мероприятий посредствам внедрения системы менеджмента качества, соответствующей требованиям международного стандарта ISO 9001.

3.12. Выполнение требований пожарной безопасности

Пожарная безопасность электросетевых объектов должна отвечать требованиям следующих документов:

- Федерального закона от 21.12.1994 г. №69-ФЗ «О пожарной безопасности»;
- Федерального закона от 22.07.2008 г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- Правил пожарной безопасности (ППБ-01-03), а также иных документов, содержащих требования по пожарной безопасности и утвержденных в установленном порядке.

Система пожарной безопасности должна быть направлена:

- на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара, в том числе их вторичных проявлений;
 - на сохранение и защиту имущества при пожаре;
 - на предупреждение причин возникновения пожара.

Система обеспечения пожарной безопасности объекта должна включать в себя:

- систему предотвращения пожара;
- систему противопожарной защиты (в т.ч. по необходимости применение системы автоматического пожаротушения);
- комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

На каждом объекте должны быть разработаны инструкции о мерах по пожарной безопасности, а все работники допускаться к работе после прохождения противопожарного инструктажа.

Система обеспечения пожарной безопасности объекта должна содержать комплекс мероприятий, исключающих возможность превышения значений допустимого пожарного

ПТД Страница 84 из 102

риска, установленного Федеральным законом от 22.07. 2008 г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

3.13. Охрана труда и производственный контроль

Основными направлениями единой технической политики в области обеспечения безопасности персонала и производственного процесса является:

- проектирование, строительство и эксплуатация зданий, сооружений и электроустановок с применением прогрессивных решений обеспечивающих низкий уровень производственного риска;
- постоянный мониторинг и улучшение организации и условий труда, в соответствии с внедрённым в ОАО «Ленэнерго» международным стандартом OHSAS 18001:2007 и действующим ГОСТ 12.0.230-2007.

Основной целью в области охраны труда является обеспечение безопасных условий труда при осуществлении производственной деятельности путем:

- выполнения нормативных требований в области охраны труда;
- организации профилактической работы по недопущению производственного травматизма и профзаболеваний;
 - обучения персонала безопасным навыкам и приёмам работы на производстве
- обеспечения персонала современными средствами индивидуальной коллективной защиты, согласно действующим нормативам и требованиям;
- обеспечения условий труда на рабочих местах, отвечающих санитарногигиеническим требованиям и нормам (аттестация рабочих мест);
- обеспечения допуска к осуществлению производственной деятельности работников, состояние здоровья которых соответствуют характеру выполняемых ими работ;
- проведения медосмотров, реабилитационных мероприятий по восстановлению здоровья, обеспечение санитарно-бытовыми помещениями и т.д.;
- страхования персонала от несчастных случаев на производстве и профзаболеваний.

При техническом облуживании и проведении регламентных работ необходимо обеспечивать выполнение требований охраны труда и осуществлять производственный контроль в части:

- применения привлекаемым персоналом необходимых средств индивидуальной и коллективной защиты;
- повышения требовательности и контроля за соблюдением норм и правил по охране труда и безопасности на временных и постоянных рабочих местах;
- внедрения безопасных прогрессивных и эффективных технологий при обслуживании и ремонте электроустановок (например обслуживание и ремонт электроустановок 0,23-0,4 кВ под напряжением);
- соответствия и поддержания уровня квалификации привлекаемого персонала посредством обучения, аттестации и проверки знаний;

3.14. Экология

Единая техническая политика в области экологии должна быть направлена на снижение негативного воздействия на окружающую среду и рациональное использование природных ресурсов в рамках внедренного в ОАО «Ленэнерго» международного стандарта ISO 14001:2004.

ПТД Страница 85 из 102

Основными принципами Положения в области экологии должны явиться:

- учёт приоритета экологической безопасности как составной части национальной безопасности;
- ответственность за обеспечение охраны окружающей среды при развитии распределительного сетевого комплекса;
- рациональное использование природных ресурсов при передаче, распределении и потреблении электрической энергии;
- научная обоснованность экологической политики и развитие научных исследований в области охраны окружающей среды в электроэнергетике;
- внедрение передовых технологий, направленных на минимизацию экологического ущерба от эксплуатации электросетевых объектов;
- принятие управленческих и инвестиционных решений с учетом рассмотрения различных сценариев воздействия на окружающую природную среду;
- ограничение ведения производственной и строительной деятельности на территориях, обладающих природоохранной ценностью;
- сокращение образования отходов производства и экологически безопасное обращение с ними;
- приоритет принятия предупредительных мер над мерами по ликвидации экологических негативных воздействий;
- открытость и доступность экологической информации, незамедлительное информирование всех заинтересованных сторон о произошедших авариях, их экологических последствиях и мерах по их ликвидации;
- открытость и доступность результатов экологического мониторинга ОАО «Ленэнерго», а также взаимодействие со всеми заинтересованными сторонами в процессе исследований, проводимых при оценке воздействия предприятий электроэнергетики на окружающую среду.

Мероприятия в области экологии должны предусматривать:

- минимизацию воздействий на окружающую среду при строительстве, реконструкции, расширении и техническом перевооружении электросетевых объектов;
- восстановление и рекультивацию земель, нарушенных в процессе строительства, реконструкции и эксплуатации электросетевых объектов;
- постепенный вывод из эксплуатации маслонаполненного коммутационного оборудования с его поэтапной заменой на оборудование с применением современных, экологически безопасных диэлектриков;
- обустройство системы маслоприемных устройств ПС с использованием современных технологий (полимерных покрытий маслоприемников) с целью соответствия эксплуатации объектов электросетевого хозяйства современным требованиям по охране окружающей среды;
- применение оборудования, не требующего специальных мероприятий по его утилизации;
- мероприятия по защите зон жилой застройки от повышенного (выше допустимых санитарных норм) акустического загрязнения, вызванного работой электротехнического оборудования;
- применение деревянных опор, пропитанных составами, не оказывающими вредного воздействия на окружающую природную среду;
- применение самонесущих изолированных и защищенных проводов, позволяющих снизить экологически вредное воздействие от хозяйственной деятельности на окружающую среду путем уменьшения ширины вырубаемой просеки в лесных массивах при строительстве и в процессе эксплуатации линий электропередачи;

ПТД Страница 86 из 102

- применение механизированной очистки трасс ВЛ от древесно-кустарниковой растительности, а также введение запрета на очистку с применением пестицидов и химически активных веществ;
- выполнение требований пожарной и санитарной безопасности в лесах при очистке трассы ВЛ от древесно-кустарниковой растительности;
- выполнение на электросетевых объектах мероприятий по защите животного мира;
- обеспечение надлежащего технического состояния автомобильного парка в целях снижения выбросов в атмосферу СО, СО2 и СН, а также загрязнения почвы автомобильными маслами и технологическими жидкостями.

В целях реализации принципов единой технической политики в области экологии при новом строительстве, реконструкции, расширении и техническом перевооружении запрещается применять:

- маслонаполненные высоковольтные вводы;
- маломасляные и масляные выключатели классов напряжений 6-110 кВ;
- маслонаполненные кабели всех уровней напряжения;
- установки стационарных батарей из негерметичных свинцово-кислотных аккумуляторов, выделяющих водород при работе зарядных устройств;
 - оборудование, содержащее иные опасные и токсичные вещества.

ПТД Страница 87 из 102

Раздел 4. Реализация инновационной политики в Обществе

Основной целью реализации инновационной политики в распределительном электросетевом комплексе является создание сетей нового поколения, учитывающих мировые тенденции развития на основе применения современного высокотехнологичного оборудования и передовых технологий управления передачей, распределением и потреблением электрической энергии.

4.1. Программа разработки НИОКР

Программа НИОКР должна разрабатываться для обеспечения поступательного инновационного развития распределительного сетевого комплекса, повышения надежности и эффективности функционирования электросетевых объектов, а также с целью внедрения передовых энергосберегающих технологий и оборудования.

При формировании ежегодных инвестиционных программ, в их составе рекомендуется предусматривать отчисления от выручки данных компаний на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, а также предлагаться тематическое наполнение консолидированной программы НИОКР, утверждаемой ОАО «Ленэнерго».

Программы НИОКР формируются на основе:

- Стратегии развития ОАО «Ленэнерго»;
- Положения о технической политике ОАО «Ленэнерго»;
- Программы инновационного развития ОАО «Ленэнерго»
- Программы энергосбережения и повышения энергоэффективности ОАО «Ленэнерго», а также иных документов ОАО «Ленэнерго», определяющих основные направления развития распределительных электрических сетей.

При разработке программ НИОКР должны применяться комплексные системные подходы, обеспечивающие полный цикл работ от их разработки до практического внедрения и содержащие следующие основные этапы:

- научные разработки и исследования;
- опытно-конструкторские работы;
- создание и испытания опытных образцов оборудования, изделий и материалов;
- разработка пилотных проектов;
- опытно-промышленная эксплуатация объектов;
- разработка нормативно-технической документации.

4.2. Основные требования к применению нового оборудования и технологий

Новое оборудование, изделия, материалы и технологии ранее не применявшиеся в ОАО «Ленэнерго», должны пройти аттестацию в соответствии с установленным порядком, соответствовать техническим требованиям ОАО «Ленэнерго» и быть рекомендованным к применению НТС ОАО «Ленэнерго». При прочих равных условиях приоритет должен отдаваться отечественным производителям.

Основные требования к применению нового оборудования и технологий:

- срок заводской гарантии на оборудование должен быть не менее 5 лет;
- срок службы оборудования, изделий и материалов, применяемых на ПС 35-110 кВ, РП и ТП 6-20 кВ должен быть не менее 30 лет, при сроке службы подстанционных сооружений не менее 50 лет;
- срок службы оборудования и материалов, применяемых на ВЛ и КЛ напряжением 35-110 кВ должен быть не менее 50 лет;
- срок службы оборудования и материалов на ВЛ и КЛ напряжением 0,4-20 кВ должен быть не менее 40 лет.

ПТД Страница 88 из 102

При выборе нового оборудования, приоритет должен отдаваться необслуживаемому или мало обслуживаемому оборудованию, а также оборудованию, изделиям и материалам, в создании которых использованы энергосберегающие технологии, а их применение приводит к снижению эксплуатационных затрат по отношению к ранее применявшимся прототипам.

При применении зарубежного оборудования, необходимо учитывать имеющийся опыт его эксплуатации, располагать достоверной информацией о технических характеристиках, ресурсных показателях и надежности.

Конструкции и конструктивные элементы с использованием нового оборудования должны быть полной заводской готовности, быстро монтируемыми, а также обеспечивать удобство проведения монтажных, ремонтных и восстановительных работ, в том числе без снятия напряжения.

Организации, привлекаемые на электросетевые объекты для выполнения строительно-монтажных и пуско-наладочных работ, связанных с применением новых технологий и оборудования, должны пройти специальное обучение, быть укомплектованы соответствующими механизмами, инструментом и приспособлениями, а также предоставлять гарантию на выполняемые работы сроком не менее 2-х лет.

4.3. Аттестация электротехнического оборудования и материалов

Аттестация проводится с целью оценки соответствия предлагаемого к применению электротехнического оборудования, изделий, материалов и технологий требованиям действующих нормативно-технических документов, технических регламентов, стандартов организации и иных документов, которыми ОАО «Ленэнерго» руководствуется в своей деятельности.

Электротехническое оборудование, технологии, изделия и материалы отечественного и зарубежного производства (далее – оборудование), закупаемые для нужд ОАО «Ленэнерго», должны проходить обязательную аттестацию в аккредитованном центре.

Оборудование считается прошедшим аттестацию на основании положительного заключения аттестационной комиссии и оформления необходимых документов.

Аттестационная комиссия должна выдавать заключения на срок не более 5 лет.

При проведении аттестации должны решаться следующие задачи:

- исключение возможности поставок на электросетевые объекты оборудования, несоответствующего корпоративным и нормативным требованиям, а также условиям применения данного оборудования;
- снижение риска финансовых потерь в случае неэффективного функционирования оборудования или его технологических отказов;
- оформление документированного допуска на оборудование, предлагаемого к использованию на объектах распределительных электрических сетей;
- обязательная русификация технической сопроводительной документации, надписей и интерфейса для оборудования, закупаемого за рубежом.

Обязательной аттестации подлежат:

- оборудование высокого, среднего и низкого напряжения, применяемые на подстанциях и линиях электропередачи;
- аппаратура управления, релейной защиты и автоматики, включая аппаратуру противоаварийной автоматики;
 - средства АСУ ТП;
- средства диспетчерского и технологического управления, информационноизмерительные и управляющие комплексы;
 - средства телемеханики и связи;
 - средства контроля, измерений, мониторинга и диагностики;

ПТД Страница 89 из 102

- системы коммерческого учета;
- технологии, оборудование и устройства, применяемые при техническом обслуживании и ремонте электросетевых объектов;
- программные продукты прикладного значения, применяемые при проектировании и эксплуатации электросетевых объектов.

Аттестация должна проводиться в следующих случаях:

- для вновь применяемого оборудования, включенного в список обязательной аттестации;
 - при истечении срока действия заключения аттестационной комиссии;
- при внесении производителем конструктивных, функциональных и других изменений в аттестованное оборудование;
- при выявлении недостатков, дефектов и отказов в период эксплуатации, аттестованного оборудования.

Регламентирование и конкретизация процедуры и условий проведения аттестации оборудования должны проводиться в соответствии с установленным порядком.

4.4. Требования к разработке пилотных проектов

Экспериментальное внедрение новых видов электротехнического оборудования, конструкций, изделий и материалов, а также новых технологий при новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции распределительных электросетевых объектов, должна производиться через реализацию пилотных проектов.

<u>Статус пилотного проекта должен присваиваться проектам, обладающим</u> следующими основными свойствами:

- наличием обоснованной потребности в применении новой техники или технологии;
- новизной научно-технических подходов, заложенных в основу проектных решений, предполагающих достижение качественного улучшения технико-экономических показателей и надежности функционирования электросетевого объекта или электрической сети в целом;
- наличием научно-технического задела и проведенных исследований в части разработки новой техники или технологии, позволяющих предполагать положительный результат от их внедрения.

Решение о придании статуса пилотного проекта должно является прерогативой HTC OAO «Ленэнерго».

О положительных результатах внедрения пилотных проектов должно осуществляться широкое информирование филиалов ОАО «Ленэнерго» с последующим тиражированием примененных в них инновационных и передовых технических решений.

Пилотные проекты, внедрение которых требует значительного времени для анализа и оценки эксплуатационных показателей работы ранее не применявшегося оборудования, технологий или схемных решений, должны переводиться в опытно-промышленную эксплуатацию.

В отдельных случаях, по результатам реализации пилотных проектов могут инициироваться и вноситься изменения в действующую нормативно - техническую базу.

ПТД Страница 90 из 102

Раздел 5. Управление технической политикой

5.1. Нормативно-техническое управление

Основным принципом нормативно-технического управления технической политикой является соответствие всех нормативно-технических документов ОАО «Ленэнерго» требованиям настоящего Положения.

К данным документам относятся:

- стандарты и правила организации;
- регламенты и положения об основных процессах и видах деятельности;
- положения о структурных подразделениях, центрах компетенции, создаваемых с целью реализации единой технической политики и принципах их функционирования;
 - внутренние нормативные акты и документы OAO «Ленэнерго».

С утверждением настоящего Положения необходимо провести комплексную ревизию внутренних нормативных и руководящих документов на предмет их соответствия настоящему Положению.

В случае явного несоответствия документа требованиям настоящего Положения данный документ не применяется.

Утверждение настоящего Положения предусматривает последующую конкретизацию и развитие отдельных его разделов и требований с разработкой нормативно-технических, методических документов, а также стандартов и технических требований к оборудованию, изделиям, материалам и технологиям, предусмотренных к применению или внедрению в ОАО «Ленэнерго» в соответствии с данным документом.

Перечень основных НТД, являющихся инструментом реализации настоящего Положения приведен ниже в таблице 1.

ПТД Страница 91 из 102

Таблица 1.

№ п/п	Наименование работы	Ожидаемые результаты
1.	Разработка Норм технологического проектирования распределительных электрических сетей напряжением 0,4-110 кВ	Обеспечит реализацию технических требований Положения через разработку проектной документации для распределительных электрических сетей при их новом строительстве, реконструкции и техническом перевооружении. Обеспечит единство требований при выполнении проектно-изыскательских работ.
2.	Разработка основных требований к составлению Схем развития электроэнергетики региона	Определит порядок разработки, единый формат предоставления документа и требования к разработке Схем развития электроэнергетики с применением экономически обоснованных, технических и проектных решений организациями, привлекаемыми для их выполнения
3.	Разработка основных требований к составлению Схем развития районов распределительных электрических сетей напряжением 6-20 кВ	Определит порядок и требования к разработке Схем развития районов распределительных электрических сетей 6-20 кВ, а также формат и объем, предоставляемых материалов
4.	Разработка требований по реализации магистрального принципа построения распределительных электрических сетей напряжением 6-20 кВ	Результатом работы должен явиться нормативный документ, определяющий требования к организации высоконадежных, управляемых магистралей в сетях напряжением 6-20 кВ
5.	Разработка основных требований к порядку проведения технических аудитов в Обществе	Определит единый порядок, объем и формат отчетов о техническом состоянии распределительных электросетевых объектов
6.	Разработка технических требований по применению упрощенных схем подключения необслуживаемого и мало обслуживаемого оборудования к сети напряжением 6-20 кВ и 0,4 кВ	Обеспечит разработку нормативных требований для реализации пилотных проектов электросетевых объектов и их опытнопромышленной эксплуатации с применением упрощенной схемы подключения оборудования в сетях 6-20 кВ и 0,4 кВ

ПТД Страница 92 из 102

Продолжение таблицы 1

№ п/п	Наименование работы	Ожидаемые результаты		
7.	Разработка методических указаний по применению линейных вольтодобавочных трансформаторов напряжением 6-20 кВ	Определит порядок применения вольтодобавочных трансформаторов с целью увеличения пропускной способности сетей 6-20 кВ и обеспечения требуемого качества поставляемой электроэнергии в условиях не запланированного роста электрических нагрузок без полной или частичной реконструкции самих сетей. Повысит экономическую эффективность в расчётный период эксплуатации линейных объектов		
8.	Разработка положения об аттестации электротехнического оборудования, изделий, материалов и технологий, закупаемых для нужд ОАО «Ленэнерго»	Разработка данного положения должна обеспечить: - единый порядок документирования процедуры		
9.	Разработка технических требований к опорам линий электропередачи напряжением 0,4 кВ и 6-20 кВ (опоры ж/б, деревянные, металлические, из композитных материалов)	Обеспечит единые требования к конструкциям и характеристикам опор из различных материалов для применения в различных климатических условия РФ		
10.	«Концепции создания и развития автоматизированной системы технологического управления распределительным электросетевым комплексом	Документ обеспечит единый подход по созданию и развитию АСТУ от верхнего до нижнего уровня управления распределительными сетями, повысит их управляемость, обеспечит наблюдаемость за процессами, происходящими на электросетевых объектах, снизит аварийность, снизит время продолжительности ликвидации аварийных ситуаций за счёт повышения оперативности действий персонала, снизит потери электроэнергии в сетях		
11.	Методические указания «Неразрушающие методы диагностики изоляции кабеля, рекомендации по их применению»	Позволит внедрить в производственный процесс наиболее эффективный способ диагностики состояния изоляции кабеля с учётом отечественного и зарубежного опытов, выбрать оптимальный вариант испытаний не разрушающий изоляцию силовых кабелей		

ПТД Страница 93 из 102

Продолжение таблицы 1

No	1				
л/п	Наименование работы	Ожидаемые результаты			
12.	Разработка рекомендаций и технических решений, обеспечивающих внедрение технологии Smard Grid в распределительные электрические сети напряжением 6-20 кВ в наиболее встречающихся вариантах присоединения, алгоритмы работы	Типовые схемы подключения, определение видов и количества оборудования, алгоритмы работы автоматики, средства измерения, минимально необходимый информационный объём для работы систем контроля и управления			
13.	«Руководящие указания по организации метрологической службы в ОАО «Ленэнерго». «Руководящие указания по проведению метрологического контроля и надзора» «Руководящие указания по выбору и применению электроизмерительных приборов, трансформаторов тока и напряжения, датчиков тока и напряжения. Измерительные цепи»	Реализует единый подход в формировании средств сбора первичной информации (измерений), обеспечивающих требуемую достоверность событий, точность показаний, правильность принятия решений.			
14.	Разработка методических указаний определения (расчета) физического износа электросетевых объектов	Определит единый подход и требования к расчету величины физического износа электросетевых объектов с целью получения объективной оценки состояния электросетевого комплекса ОАО «Ленэнерго»			
15	Методические указания по созданию единой системы стандартов ведения и управления проектной документации	Разработка единых требований к управлению и учету проектной документации			
16	Технические рекомендации по изменению топологии электрической сети 0,4-20 кВ с целью повышения их надежности, увеличения пропускной способности и сокращения протяженности сетей 0,4 кВ	Определение технических мероприятий по повышению эффективности функционирования сетей 0,4 кВ, 6-20 кВ			
17	Сравнительный анализ и оценка эффективности применения методов определения диапазонов, приемлемого риска для целей классификации и управления рисками, связанными с эксплуатацией распределительного сетевого комплекса	Разработка критериев допустимого риска и классификация целей и принципов управления рисками			

ПТД Страница 94 из 102

С целью реализации функции по централизованному ведению реестра действующих и разрабатываемых нормативных документов, применяемых в ОАО «Ленэнерго», потребуется создание центра по управлению и ведению единого классификатора НТД.

5.2. Организационное управление

<u>Система организационного управления технической политикой основывается на следующих принципах:</u>

- вертикальная иерархия организационной системы управления единой технической политики;
- определение центров ответственности за исполнение требований единой технической политики на каждом уровне управления;
- определение четких функциональных связей, как между уровнями управления, так и между подразделениями на каждом уровне управления;
- на каждом уровне управления единой технической политикой и для каждого подразделения определяются показатели эффективности реализации технической политики;

Подразделением, организующим формирование, реализацию и управление технической политикой на уровне ОАО «Ленэнерго» является Департамент технического развития и инноваций или другое подразделение решающее следующие функциональные задачи:

- разработка и реализация технической политики, и организация деятельности по техническому развитию;
- проведение анализа внешних и внутренних условий функционирования ОАО «Ленэнерго» в области технического и технологического обеспечения и развития;
- участие в разработке инвестиционной политики и долгосрочной инвестиционной стратегии ОАО «Ленэнерго»;
- планирование стратегических показателей технического и технологического развития филиалов ОАО «Ленэнерго»;
 - организация и проведение HTC OAO «Ленэнерго».

Коллективным совещательным и консультативным органом, образованным в целях выработки единой научно-технической политики, внедрения достижений отечественной и зарубежной науки и техники, прогрессивных технологий и передового опыта, координации планов научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по проблемам развития распределительного сетевого комплекса является Научно-технический совет ОАО «Ленэнерго».

Основной задачей НТС ОАО «Ленэнерго» является определение приоритетных и перспективных направлений научно-технической и инновационной политики, способствующих повышению эффективности деятельности и ускорению научно-технического развития распределительных электрических сетей.

Подразделения ОАО «Ленэнерго» в процессе управления технической политикой в своей деятельности должны обеспечивать исполнение требований Положения.

В положениях о структурных подразделениях ОАО «Ленэнерго», отвечающих за реализацию требований настоящего Положения должны быть определены:

- функции каждого участвующего подразделения;
- отношения между подразделениями;
- ответственность за неисполнение возложенных функций в части реализации технической политики;
- порядок отчетности и показатели эффективности управлением технической политикой;
 - контроль над исполнением требований настоящего Положения.

ПТД Страница 95 из 102

5.3. Основные требования к созданию единой системы стандартов управления проектной документацией

Проектная документация, используемая ОАО «Ленэнерго» для строительства электросетевых объектов, должна соответствовать требованиям Постановления Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

К разработке проектной документации допускаются проектные организации, аккредитованные в системе СРО, имеющие опыт проектирования распределительных электросетевых объектов ОАО «Ленэнерго», руководствующиеся в своей деятельности настоящим Положением, нормативными актами, документами и стандартами, принятыми для исполнения в ОАО «Ленэнерго».

Перечень объектов, подлежащих проектированию, должен соответствовать перечню объектов, определённых программой по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению с разбивкой по годам строительства в процессе разработки и утверждения Схем перспективного развития сетей напряжением 35-110 кВ и Схем РЭС напряжением 6-20 кВ.

На момент проведения торгов на выполнение проектно-изыскательских работ (ПИР) объекты, подлежащие проектированию, должны иметь комплект разрешительной документации. При необходимости получение разрешительной документации может быть поручено проектной организации при участии ОАО «Ленэнерго».

Необходимо получить комплект разрешительной документации в составе:

- акт выбора трассы (площадки) объекта;
- разрешение администрации района на строительство, реконструкцию объекта;
- ситуационный план о месте нахождения объекта;
- согласования прохождения (нахождения) объекта с организациями, чьи интересы затрагивает строительство, реконструкция объекта;
- ТУ организаций, чьи интересы затрагивает строительство или реконструкция электросетевого объекта;
 - ТУ на строительство, реконструкцию объекта;
 - оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС);
- утверждённое Задание на выполнение ПИР с указанием обоснованных сроков проектирования;
 - архитектурно-планировочное Задание;
 - решение по землеустроительным делам.

По завершению проектно-изыскательских работ, проектная документация должна пройти согласования (при необходимости):

- с организациями, чьи интересы затрагиваются при строительстве или реконструкции электросетевого объекта;
 - с территориальными подразделениями Госэнергонадзора;
 - с Энергосбытовыми организациями,
 - а также получить положительное заключение экспертного органа.

В проектах должна быть дана оценка принятым проектным решениям на их соответствие требованиям настоящего Положения, Политике в области энергосбережения и эффективного использования электрической энергии, Концепции инновационного развития ОАО «Ленэнерго», требованиям пожарной безопасности, требованиям по охране окружающей среды.

Проектная документация должна идентифицироваться (получать шифр) и вноситься в единый реестр проектно-сметной документации для учёта и хранения в банке данных (архиве).

После завершения строительства объекта, в реестр банка данных передается исполнительская документация с полным обоснованием и отображением всех

ПТД Страница 96 из 102

отступлений и изменений, происшедших в процессе строительства. На основании вышеуказанных данных должен формироваться паспорт объекта.

В процессе эксплуатации объекта, информация о проведённых ремонтных и восстановительных работах вносится в паспорт объекта, который должен обеспечить получение объективной информации о техническом состоянии объекта, а также позволить принимать решения о проведении реконструкции и техническом перевооружении объекта в целом или частично.

Разработка проектной документации, как правило, должна производиться с применением аттестованных в ОАО «Ленэнерго» автоматизированных систем проектирования, прикладных программных комплексов, а также на основе использования типовых проектных решений.

ПТД Страница 97 из 102

Раздел 6. Оценочные показатели реализации Положения

Реализации настоящего Положения определяет необходимость выполнения следующих основных первоочередных мероприятий:

- проведения технических аудитов (документальных, инструментальных) по оценке фактического состояния электросетевых сетевых объектов ОАО «Ленэнерго»;
- разработку и утверждение Схем перспективного развития распределительных электрических сетей напряжением 35-110 кВ;
- разработку и утверждение Схем развития районов электрических сетей напряжением 6-20 кВ;
- разработку и утверждение планов по новому строительству, техническому перевооружению и реконструкции сетей напряжением 0,4 кВ, с учётом степени их физического износа;
- разработку и утверждение Программ ОАО «Ленэнерго» по реконструкции, техническому перевооружению и новому строительству распределительных электрических сетей напряжением 0,4-110 кВ с разбивкой по годам до 2020 года.

Сохраняющаяся тенденция опережающего старения основных фондов распределительных сетей по отношению к темпам их обновления может быть решена посредствам реализации Программы реновации распределительного сетевого комплекса, предусматривающей её финансирование из следующих источников:

- Федерального бюджета;
- собственных средств ОАО «Ленэнерго»;
- перехода к регулированию тарифов на передачу электрической энергии по методу доходности инвестированного капитала;
 - заемных средств.

ПТД Страница 98 из 102

Приложение №1.

ПЕПЕРЕЧЕНЬ ПРОТОКОЛОВ ЗАСЕДАНИЙ И СБОРНИКОВ РЕШЕНИЙ НТС ОАО «ЛЕНЭНЕРГО» ЗА 2000-2011 ГОДЫ

Дата	No	Тема	Примечание
06.04.2000г.		1.Направления развития распределительных электрических сетей напряжением 0,4-10 кВ в сельской и приравненной к ней местности	
13.03.2002г.	1	1.Утверждение проекта новых форм актов разграничения электросетей по балансовой принадлежности эксплуатационной ответственности. 2.Опыт эксплуатации передвижных испытательных лабораторий в КС и ВС ОАО	
		«Ленэнерго». 3. Внедрение новых типовых проектов на ж/дБ стойки для ВЛ 0.4-10 кВ.	
		4. Утверждение проекта Указания ДТС об организации оперативного сбора информации о состоянии электрических сетей.	
23-24.04.2002г.	2	1. Анализ применения камер сборных одностороннего обслуживания (КСО) в электрических сетях ОАО «Ленэнерго».	
28.05.2002г.	3	1. Рассмотрение перечня работ, предложенных ОАО «НИИПТ», для включения в план НИОКР ОАО «Ленэнерго» 2002г.	
		2.Утверждение окончательного варианта проекта «положение секции эл.сетей НТС ОАО «Ленэнерго», с учетом замечаний структурных подразделений ДТС.	
27-28.06.2002г.	4	Повышение надежности и уменьшение потерь в воздушных распределительных сетях.	
27.08.2002г.	5	1.Новые разработки коммуникационных аппаратов 6-330 кВ.	
29-30.10.2002г.	6	Применение силовых кабелей с пластмассовой изоляцией.	
26.11.2002г.	7	Режимы заземления нейтрали электрических сетях 6-35 кВ	

ПТД Страница 99 из 102

Дата	№	Тема	Примечание
24.12.2002г.	8	1.Технологические нарушения в эл.сетях. И задачи HTC.	
		2. Анализ выполнения решений секции электрических сетей HTC в 2002г.	
		3.Состояние опорно-стержневой изоляции в эл.сетях ОАО «Ленэнерго».Методы контроля опорно-стержневой изоляции.	
		4. Анализ причин отключений воздушных ЛЭС 0,4-330 кВ.	
		5.НИОКР в 2002г. Предложения к плану НИОКР на 2003г.	
		6.План работы секции эл.сетей НТС на 2003г.	
		7.Порядок рассмотрения и принятия решений секции эл.сетей HTC.	
		8.Проект приказа о составе секции эл.сетей НТС OAO «Ленэнерго».	
27.02.2003г.	9	Требования к основному силовому оборудованию эл.сетей 6-10 кВ и выработка рекомендаций по его применению при ремонте, реконструкции и новом строительстве.	
01.07.2003г.	10	Состояние и перспективы развития РЗиА в эл.сетях ОАО «Ленэнерго».	
08.04.2004г.	1	Вопросы эксплуатации кабельных линий 0,4-220 кВ в КС ОАО «Ленэнерго».	
15.04.2004г.	2	Использование кабелей из сшитого полиэтилена класса напряжения 110 и 330 кВ.	
03.06.2004г.	3	Вопросы определения потерь электроэнергии. Состояние и перспективы развития учета электроэнергии в эл.сетях ОАО «Ленэнерго».	
02.11.2004г.	4	Применение шкафа КРУ типа К-304М-НЭ производства ОАО «Новая ЭРА» в эл.сетях ОАО «Ленэнерго».	

ПТД Страница 100 из 102

Дата	№	Тема	Примечание
24.03.2005г.	1	1.Подведение итогов по электросетевым научно- исследовательским работам (НИР) по плану НИОКР ОАО «Ленэнерго» 2004г.	
		2. Рассмотрение предложений НИР по электросетевой тематике для включения в план НИОКР ОАО «Ленэнерго» на 2005г.	
		3. Автоматизированные системы управления технологическим процессом (АСУ ТП).	
21.04.2005г.	2	Эффективность различных способов расчистки трасс линий электропередачи.	
28.12.2005г.	3	О типах трансформаторных ПС и составе оборудования, рекомендуемых для применения в электрических сетях ОАО «Ленэнерго»	
24.01.2007г.	1	Эксплуатация элегазового оборудования	
01.02.07г.		1.Принцип формирования городской распределительной сети Санкт-Петербурга с учетом «ПУЭ-7» и «Положения о технической политике в распределительном электросетевом комплексе», утвержденного распоряжением ОАО РАО «ЕЭС России» № 270р/293р от 23.102006г.	
28.03.2007г.	2	Методы диагностирования и ремонтного обслуживания фарфоровых изоляторов 110 кВ	
16.05.2007г.	3	О применении на новых и реконструируемых подстанциях ОАО «Ленэнерго» оборудования с соответствующими классами напряжения.	
28.02.2008r.	1	Опыт организации эксплуатационного и ремонтного обслуживания электрических сетей ОАО «Белгородэнерго».	
29.05.2008г	2	Утверждение схемы развития сетей 35-110 кВ Ленинградской области	
17.06.2008г.	3	Мониторинг КЛ 110 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена	
31.03.2009г.	JTЭ/02- 07/319	Неразрушающие методы испытаний и диагностики кабельных линий 6-10 кВ	
24.06.2010г.	51-IIP	Рассмотрение предложений к Регламенту подготовки ТУ на технологическое присоединение т.д.	

ПТД Страница 101 из 102

Дата	№	Тема	Примечание
03.02.2011г.	ЛЭ/02- 01/136	«Реновация кабельных линий 35-110 кВ филиала ОАО «Ленэнерго» «Кабельная сеть»	
09.02.2011г.	ЛЭ/02- 01/371	«Выработка основных требований к электротехническому оборудованию»	
23.03.2011r.	ЛЭ/02- 01/328	«Развитие Петроградского района г. Санкт- Петербург»	
23.05.2011г.	JJ/02-01/400	«Внедрение в эксплуатацию микропроцессорной защиты ВЛ 110 кВ типа БМРЗ с противоаварийной автоматикой», «Создание системы коммерческого учета электроэнергии и мощности на границе балансовой принадлежности ОАО «Ленэнерго» и потребителей».	
05.10.2011г.	ЛЭ/02-011/331	«Применение повышенных многогранных опор при новом строительстве и реконструкции ЛЭП 35-110 кВ».» «Рассмотрение ТЗ на выполнение НИОКР по Программе инновационного развития ОАО «Ленэнерго».	
09.12.2011г.	JJ>/02- 011/653	«Критерии ограничения токов короткого замыкания в сетях 110-330 кВ»	

Сборники действующих решений:

- 1. Материалы заседаний секции электрических сетей HTC AO «Ленэнерго» в 2002г.
- 2. Сборник руководящих документов по вопросам эксплуатации устройств РЗА $2003~\Gamma$.
- 3. Сборник руководящих и информационных материалов Технического совета ЭСК за 2004 г.
 - 4. Сборник действующих решений Технического совета ЭСК за 2000-2004 г.г.
- 5. Основные положения построения схем питающих и распределительных электрических сетей 6-10-20 кВ в районах (кварталах) нового строительства в г. Санкт-Петербург, 2008 г.

Перечень действующих решений HTC будет дополнен по итогам проведения заседаний и утверждения протоколов HTC.

ПТД Страница 102 из 102